

INSERÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS EM UM MODELO DE EXPANSÃO DA
GERAÇÃO A LONGO PRAZO

Henrique Luz Santos

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO
DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, PhD.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Joari Paulo da Costa, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2008

SANTOS, HENRIQUE LUZ

Inserção dos Custos Ambientais em um
Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo
[Rio de Janeiro] 2008

XVII, 102 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
M.Sc., Planejamento Energético, 2008)

Dissertação – Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE

1. Planejamento da Expansão da Geração
2. Externalidade Ambiental

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Ao Dr. Waldyr Luz, meu avô,
pelo seu eterno bom humor.

“Está doendo aqui? Aqui? E aqui...?”

“Ai!”

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, meu pai, Teresa, Joana, Julia, e Carolina. A culpa é de vocês por hoje eu sentir muita vontade de ter filhos e criar uma família.

Aos amigos de turma do PPE e do CENERGIA. Sem vocês esse mestrado não teria sido tão proveitoso e divertido.

À equipe do LOA, em especial ao Fabio Fagundez, que me deu dicas essenciais para o bom andamento do meu trabalho.

Ao Titi, Sama e Jaloto, por todos os excelentes momentos que passamos juntos nesses dois anos de mestrado. Vocês somam qualidade de vida ao meu cotidiano. Espero ser perdoado por não ter ido para a Educação.

Ao Raphael, companheiro de todas as horas, especialmente das que passo bebendo, e à Raquel, que, mesmo um pouco mais distante, continua sempre do meu lado.

À minha querida Luzinha, que entrou aos 45 minutos do segundo tempo, mas teve uma grande atuação em campo.

Ao Zé Pereira, figura marcante de todos os anos. Viva ele!

À Sandrinha, ela é uma mãe para todos os alunos do PPE.

Ao Legey, grande orientador e amigo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

INSERÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS EM UM MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO A LONGO PRAZO

Henrique Luz Santos

Fevereiro / 2008

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Planejamento Energético

Esta dissertação apresenta o desenvolvimento de um modelo matemático a ser utilizado no planejamento da expansão da geração elétrica a longo prazo considerando incertezas, a garantia de suprimento e as questões sócio-ambientais ligadas aos impactos causados pelo setor elétrico. Denominado de “MELP Ambiental” ele é uma adaptação do MELP, desenvolvido por MACHADO JÚNIOR (2000). A valoração das consequências ambientais foi baseada em resultados obtidos em estudos prévios. A análise dos resultados obtidos em diferentes cenários de custos ambientais mostra que a consideração da variável relacionada às externalidades ao modelo causa diversas mudanças no cronograma de implantação de novos empreendimentos. Estas alterações reduzem os custos totais (econômicos e ambientais) associados à expansão da geração elétrica.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

INCLUSION OF ENVIRONMENTAL COSTS ON A LONG-TERM EXPANSION
MODEL OF HYDROTHERMAL GENERATION SYSTEMS

Henrique Luz Santos

February / 2008

Advisor: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energy Planning

This dissertation presents the development of a mathematical model to be used in the hydrothermal generation expansion planning taking into account uncertainties, the guarantee of energy supply and issues related to the social and environmental problems caused by the power sector. Named “MELP Ambiental”, it is a version of MELP, a model developed by MACHADO JUNIOR (2000). The environmental valuation was based on results of previous studies. The analysis of the environmental costs scenarios showed that the inclusion of a variable linked to externalities implies in changes on the investment schedule. These changes decrease the total cost (economic and environmental) related to long-term power supply expansion.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO.....	1
1.2 ESTRUTURA	2
CAPÍTULO 2 – O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	3
2.1 GERAÇÃO E TRANSMISSÃO ELÉTRICA.....	3
2.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	5
2.3 A ATUAÇÃO DA EPE.....	8
CAPÍTULO 3 –A QUESTÃO SOCIOAMBIENTAL DE HIDRELÉTRICAS, TERMELÉTRICAS E LINHAS DE TRANSMISSÃO	11
3.1 GERAÇÃO HÍDRICA	11
3.1.1 Tecnologia.....	11
3.1.2 Impacto.....	13
3.1.2.1 Assoreamento	13
3.1.2.2 Agricultura e outras atividades do setor primário.....	13
3.1.2.3 Doenças.....	14
3.1.2.4 Fauna e Flora	14
3.1.2.5 Gases do efeito estufa.....	15
3.1.2.6 Distúrbio social.....	15
3.1.2.7 Recreação.....	16
3.1.2.8 Recursos culturais e históricos.....	16
3.1.2.9 Recursos minerais	16
3.1.2.10 Plantas medicinais	16
3.2 GERAÇÃO TÉRMICA	17
3.2.1 Tecnologia.....	17
3.2.2 Impacto.....	19
3.2.2.1 Ecossistema	21
3.2.2.2 Saúde humana	22
3.3 TRANSMISSÃO.....	22

3.4 REPRESENTAÇÃO DOS ASPECTOS SÓCIO-AMBIENTAIS	24
CAPÍTULO 4 – O DESENVOLVIMENTO DO “MELP AMBIENTAL”	27
4.1 MODELOS DE EXPANSÃO	27
4.2 CUSTOS AMBIENTAIS	31
4.2.1 Estudos prévios	32
4.2.2 Valores utilizados	38
4.2.2.1 Hidrelétricas	38
4.2.2.2 Termelétricas	39
4.2.2.3 Linhas de Transmissão	41
4.3 MELP AMBIENTAL	41
4.3.1 Índices e Conjuntos	42
4.3.2 Parâmetros	43
4.3.2.1 Custos	48
4.3.3 Variáveis	51
4.3.3.1 Auxiliares	52
4.3.4 Função Objetivo	52
4.3.5 Restrições	54
4.3.5.1 Investimento	54
4.3.5.2 Operação	55
4.3.6 Cenários	58
4.3.7 Minimização do máximo arrependimento	58
4.4 MÉTODOS DE SOLUÇÃO	60
CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	62
5.1 O CASO EXEMPLO	62
5.1.1 Subsistemas	63
5.1.2 Demanda e patamares ao longo dos estágios	63
5.1.3 Usinas	65
5.1.3.1 Hidrelétricas	65
5.1.3.2 Termelétricas	67
5.1.4 Troncos de transmissão	69

5.2 CENÁRIOS AMBIENTAIS	70
5.3 RESULTADOS DO MODELO.....	70
5.3.1 Referência	72
5.3.2 Inferior	74
5.3.3 Médio	76
5.3.4 Superior.....	78
5.4 ANÁLISE	80
5.4.1 Comportamento do modelo e limitações	80
5.4.2 Custos.....	81
5.4.3 Planos e geração	84
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	87
6.1 CONCLUSÕES	87
6.2 SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS	88
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
ANEXO 1 – FORMULAÇÃO DO “MELP AMBIENTAL” EM GAMS.....	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1: SIN, representando o sistema de transmissão.....	4
Figura 2-2: Abordagens para o <i>planejamento sob incertezas</i> ..	8
Figura 2-3: PNE 2030, Modelo de cálculos utilizados.....	9
Figura 3-1: Esquema simplificado de uma Usina Hidrelétrica	12
Figura 3-2: Fluxograma de três tipos de Usinas Termelétricas; a Vapor (Rankine), a Gás (Brayton) e Ciclo Combinado.	18
Figura 3-3: Ações Impactantes de Usinas Termelétricas	20
Figura 4-1: Esquema da formulação tradicional da Decomposição de Benders.	29
Figura 4-2: Fator de participação em função do custo para condições médias e críticas.....	45
Figura 4-3: Esquema hipotético dos gastos com a geração elétrica em uma hidrelétrica e em uma termelétrica.	49
Figura 5-1: Esquema dos subsistemas considerados para o Caso Exemplo.....	63
Figura 5-2: Interligação dos sistemas. Projetos e linhas existentes.....	70
Figura 5-3: Planejamentos de Referência.....	72
Figura 5-4: Estratégia de investimento do cenário de Referência.....	73
Figura 5-5: Planejamentos do cenário Inferior.....	74
Figura 5-6: Estratégia de investimento do cenário Inferior.....	75
Figura 5-7: Planejamentos do cenário Médio.....	76
Figura 5-8: Estratégia de investimento do cenário Médio	77
Figura 5-9: Planejamentos do cenário Superior.	78
Figura 5-10: Estratégia de investimento do cenário Superior	79

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3-1: Participação dos combustíveis na geração térmica do ano de 2006	19
Gráfico 4-1: Curva de carga do subsistema SE/CO no dia 23/10/2002.	46
Gráfico 4-2: Representação esquemática dos patamares de carga considerados no “MELP Ambiental” ao longo de um ano.....	47
Gráfico 5-1: Profundidade de carga dos patamares (Leve, Médio e Pesado) na projeção demanda baixa (1) para cada subsistema.....	64
Gráfico 5-2: Profundidade de carga dos patamares (Leve, Médio e Pesado) na projeção demanda baixa (1) para cada subsistema.....	64
Gráfico 5-3: Comparação entre os custos econômicos e ambientais gerados, para a projeção de demanda 1, nos diferentes cenários.....	82
Gráfico 5-4: Comparação entre os custos econômicos e ambientais gerados, para a projeção de demanda 2, nos diferentes cenários.....	82
Gráfico 5-5: Decomposição dos custos de geração médios para cada tecnologia.....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1: Emissões médias de Gases do Efeito Estufa nas hidrelétricas brasileiras em função da existência do reservatório	15
Tabela 3-2: Características de UTEs.....	20
Tabela 3-3: Principais tópicos relacionados ao impactos causados pelas UHEs, UTEs e Linhas de Transmissão.....	24
Tabela 4-1: Taxonomia geral do Valor Econômico do Recurso Ambiental com exemplos de valores para a biodiversidade	32
Tabela 4-2: Externalidade médias causadas pela geração de eletricidade utilizando diferentes tecnologias existentes em países da União Européia.	33
Tabela 4-3: Faixa de valores monetários para as externalidades ambientais de projetos de usinas de geração elétrica.....	35
Tabela 4-4: Danos ambientais de cada um dos estudos de caso realizado.....	37
Tabela 4-5: Externalidade causadas por linha de transmissão	38
Tabela 4-6: Valores considerados para representar o custo ambiental causado para sociedade em função da construção de UHE que será adicionado ao modelo de expansão.....	39
Tabela 4-7: Externalidades geradas pela produção de eletricidade por dois diferentes ciclos de combustível.....	40
Tabela 4-8: Valores considerados para representar o custo ambiental causado para sociedade em função da operação de diferentes UTE que será adicionado ao modelo de expansão.....	40
Tabela 5-1: Tempo de vida útil considerado para os projetos de empreendimentos.....	63
Tabela 5-2: Dados de custos e performance de diferentes tecnologias de geração de eletricidade.....	65
Tabela 5-3: Usinas hidrelétricas preexistentes	66
Tabela 5-4: Características das usinas hidrelétricas candidatas.....	67
Tabela 5-5: Usinas termelétricas preexistentes.....	68
Tabela 5-6: Características das usinas hidrelétricas candidatas.....	69
Tabela 5-7: Custos totais e ambientais do cenário de Referência obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda.....	73

Tabela 5-8: Custos totais e ambientais do cenário de Referência obtidos na segunda etapa do modelo, <i>minimax</i> , para as duas projeções de demanda.	73
Tabela 5-9: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda.....	75
Tabela 5-10: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na segunda etapa do modelo, <i>minimax</i> , para as duas projeções de demanda.	75
Tabela 5-11: Custos totais e ambientais do cenário Médio obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda.....	77
Tabela 5-12: Custos totais e ambientais do cenário Médio obtidos na segunda etapa do modelo, <i>minimax</i> , para as duas projeções de demanda.	77
Tabela 5-13: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda.....	79
Tabela 5-14: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na segunda etapa do modelo, <i>minimax</i> , para as duas projeções de demanda.	79
Tabela 5-15: Mudanças ocorridas no cronograma de implantação dos empreendimentos, em cada cenário ambiental, com relação ao de Referência.....	85

SIGLAS

AHE	Aproveitamento Hidrelétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCGN	Ciclo Combinado à Gás Natural
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CAE	Custo Anual Equivalente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases do Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GWP	Poder de aquecimento global (<i>Global Warming Potencial</i>)
IPCC	Painel Internacional em Mudanças Climáticas (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
MIP	Programação inteira mista (<i>Mixed Integer Programming</i>)
MP	Material Particulado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ppm	Partes por milhão
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

- \bar{P}_j Potência máxima produzida pela usina j .
- \underline{P}_j Potência mínima produzida pela usina j .
- \hat{E}_j Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo considerado sob condições médias.
- \tilde{E}_j Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo considerado sob condições críticas.
- $\hat{F}p^k_j$ Fator de participação da térmica j no estágio k sob condições médias.
- $\tilde{F}p^k_j$ Fator de participação da térmica j no estágio k sob condições críticas.
- \bar{T}^k_j Limite superior da energia térmica gerada pela usina j durante o estágio k .
- \underline{T}^k_j Limite inferior da energia térmica gerada pela usina j durante o estágio k .
- θ_l Duração do patamar l na curva de carga.
- $D^k_{i,l}$ Potência a ser atendida no subsistema i durante o patamar l no estágio k .
- \bar{G}_j Potência máxima da motorização adicional na hidrelétrica j .
- φ_j Fator de capacidade obrigatório da térmica j para permitir operação de ponta.
- $Z_{j,i,ip}$ Capacidade de transferência de eletricidade do subsistema i para o subsistema ip no tronco de interligação j .
- $\eta_{i,ip}$ Rendimento de um intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema ip .
- ϕP^k_j Custo de investimento do projeto j no estágio k . Inclui os gastos fixos de operação e manutenção do empreendimento.
- $\phi g P^k_j$ Custo de investimento do projeto de motorização adicional j no estágio k .
- γ^k_j Custo da produção térmica da usina j durante o estágio k .
- $\delta^k_{j,l}$ Custo do déficit j no patamar l durante o estágio k .

- ϕE^k_j Custo da externalidade provocada pela construção do empreendimento j no estágio k .
- $E\gamma^k_j$ Custo da externalidade provocada pela geração de energia da usina j durante o estágio k .
- xh^k_j Construção da hidrelétrica j no estágio k .
- xg^k_j Construção da motorização adicional j no estágio k .
- xt^k_j Construção da termelétrica j no estágio k .
- xz^k_j Construção do intercâmbio j no estágio k .
- $\hat{h}^k_{j,l}$ Produção de energia de base pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{g}^k_{j,l}$ Produção de energia por motorização adicional pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{t}^k_{j,l}$ Produção de energia pela termelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{w}^k_{j,l}$ Não atendimento a demanda energética gerada pelo déficit j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{z}^k_{i,ip,l}$ Energia transferida do subsistema i para o subsistema ip durante o estágio k em condições médias.
- $\tilde{h}^k_{j,l}$ Produção de energia de base pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{g}^k_{j,l}$ Produção de energia por motorização adicional pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{t}^k_{j,l}$ Produção de energia pela termelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{w}^k_{j,l}$ Não atendimento a demanda energética gerada pelo déficit j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.

$\tilde{z}^k_{i,ip,l}$ Energia transferida do subsistema i para o subsistema ip durante o estágio k em condições críticas.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

O crescimento da demanda de energia elétrica no Brasil tornará necessária a ampliação de sua capacidade de geração. Para este fim será necessária a construção de novas usinas, em sua maioria, hidrelétricas e termelétricas. Devido ao tamanho do parque gerador nacional e a complexidade envolvida na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) são utilizados modelos matemáticos que auxiliam na definição de quais projetos serão implantados. O planejamento resultante desses modelos tem como base a minimização dos custos econômicos necessários para o atendimento pleno da demanda futura de eletricidade.

A construção e operação desses novos empreendimentos causam diversos impactos ambientais. Muitos destes incorrem em danos para a sociedade que não são sofridos pelo agente empreendedor. Os custos associados a estas conseqüências, denominadas de externalidades, não são considerados pelo modelo de expansão da geração elétrica a longo prazo utilizado na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o MELP. Este órgão do governo é o responsável por realizar os estudos que subsidiam o planejamento do setor elétrico no Brasil.

Neste trabalho será desenvolvida uma variação do MELP de forma a considerar os custos associados às externalidades causadas pelos empreendimentos do parque elétrico brasileiro. Denominado de “MELP Ambiental”, o seu desenvolvimento foi centralizado em um ambiente tecnológico virtual, baseado em *software* livre, do Laboratório de Otimização Avançada (LOA; <http://loa.ppe.ufrj.br/>).

1.1 OBJETIVO

O objetivo desta dissertação é analisar quais serão os efeitos sobre o planejamento ótimo obtido no modelo de expansão do setor elétrico a longo prazo no Brasil, o “MELP Ambiental”, em função da inclusão da variável ambiental.

Ao evidenciar a importância dessa abordagem, este trabalho pretende motivar a consideração das questões sócio-ambientais no processo de tomada de decisão do planejamento da expansão da geração elétrica, deixando de ter apenas um caráter restritivo.

1.2 ESTRUTURA

No capítulo dois será feita uma apresentação das características do SIN e das questões envolvidas no planejamento da expansão da oferta do setor elétrico brasileiro. Dentre estas questões, a maneira pela qual a EPE incorpora os aspectos sócio-ambientais em seus estudos será enfatizada no final desta parte.

O capítulo três descreve, sucintamente, os impactos causados pelos empreendimentos do setor elétrico considerados nessa dissertação (hidrelétricas, termelétrica e linhas de transmissão). Os conceitos tecnológicos básicos envolvidos na construção e operação das usinas também são apresentados. A última seção deste capítulo faz uma discussão sobre as possíveis maneiras de representar as questões ambientais.

No capítulo quatro o desenvolvimento do “MELP Ambiental” é detalhado. Todos os parâmetros, variáveis e restrições do modelo são explicitados juntamente com os conceitos necessários para entendê-los. As considerações realizadas para o cálculo da externalidade ambiental de cada empreendimento, tratadas como custos, são esclarecidas.

O capítulo cinco apresenta o sistema fictício que serviu de exemplo para a aplicação do modelo. Foram utilizados quatro cenários; um de Referência, sem a inclusão dos custos ambientais, e outros três com diferentes valores de externalidade (Inferior, Médio e Superior). Os resultados obtidos serão analisados quanto à diferença de custos, externalidades e cronogramas de investimento.

Finalmente, o capítulo seis apresenta as conclusões obtidas nesta dissertação e as sugestões para trabalhos futuros sobre o tema tratado.

CAPÍTULO 2 – O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil é um país com grandes dimensões e que tem a hidroeletricidade como sua principal fonte de energia elétrica. Estando suscetível às incertezas pluviométricas, o setor elétrico brasileiro apresenta diversas características relativas à sua operação e expansão que serão apresentadas ao longo deste capítulo. Por último, serão expostas a atuação da EPE no planejamento do setor e a maneira pela qual ela trata as questões sócio-ambientais.

2.1 GERAÇÃO E TRANSMISSÃO ELÉTRICA

O sistema de produção de eletricidade no Brasil é hidrotérmico de grande porte com predominância da hidroeletricidade (91,8% da energia elétrica gerada em 2006). A maior parte dele é interligado, formando uma rede composta de, basicamente, usinas de geração e centros de consumo ligados por linhas de transmissão. Esta rede, que está esquematizada na Figura 1 juntamente com alguns centros isolados, é denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN). Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [dados obtidos no sítio de *Internet* do ONS, <http://www.ons.org.br>, em 2007].



Figura 2-1: SIN, representando o sistema de transmissão, no horizonte 2007 / 2009, com os centros de carga [Fonte: ONS, 2008].

O SIN, que em 2006 possuía uma capacidade instalada de 87,0 GW, está dividido em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O subsistema SE/CO é o maior mercado de demanda do país, representando 62% da carga brasileira (ONS, 2007).

O sistema hidrotérmico brasileiro possui uma considerável capacidade de armazenamento. Ou seja, nas hidrelétricas com grandes reservatórios, a água que não passa imediatamente pela turbina pode ser usada para gerar energia elétrica no futuro e, desta forma, permitir que os efeitos da sazonalidade de chuvas sejam atenuados. Para que essa vantagem possa ser aproveitada é necessário realizar um plano de operação que considere um horizonte de tempo apropriado, pois as decisões do presente afetam diretamente as opções de geração posteriores.

A grande extensão de área na qual as usinas hidrelétricas estão inseridas, abarcando 12 bacias hidrográficas com regimes hidrológicos distintos, garante uma maior confiabilidade de suprimento de energia para o SIN. Isso se deve ao fato de que o período de estiagem de uma bacia pode ser compensado pelo intercâmbio da produção

de alguma outra região onde choveu mais. Esta troca somente é possível devido à interligação do sistema.

Tais características tornam o SIN propício para ser operado de modo centralizado, o que é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Assim, as gerações hidrelétrica e termelétrica podem ser despachadas da maneira mais econômica possível, tendo em vista as conseqüências para as opções futuras de operação e os riscos associados. Essas orientações estão de acordo com as diretrizes da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, uma vez que tenta promover a modicidade tarifária e garantir a segurança de suprimento.

Além da questão da operação, dado que a demanda de energia elétrica do SIN chegará a um ponto em que o atual parque instalado não será capaz de atendê-la, ou será muito custoso, é preciso se preocupar com qual será a melhor maneira de ampliação da oferta. Este ponto, que possui diversos detalhamentos, será discutido a seguir.

2.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Um dos objetivos básicos do planejamento da expansão elétrica é a elaboração de um plano, ou estratégia, de ações que garantam o suprimento da demanda e seja econômico (GORENSTIN *et al.*, 1993). Entre essas ações, destacam-se a construção de usinas de geração e linhas de transmissão. Pode-se considerar também que a aplicação de políticas que visam à diminuição, ou reestruturação, da demanda por eletricidade são fatores essenciais do planejamento energético. Devido à complexidade desse problema, dadas as inúmeras possibilidades de ações, não é possível determinar um planejamento que contemple aqueles objetivos sem auxílio computacional. Sendo assim, para se fazer esta análise, são utilizados instrumentos quantitativos de apoio à tomada de decisão.

O planejamento ótimo de expansão do setor elétrico a longo prazo, então, pode ser simplificado como a resposta para a pergunta sobre quais usinas e linhas de transmissão deverão ser construídas para que a soma dos custos de investimento e operação destas, necessários para o atendimento da demanda, seja o menor possível. A formulação matemática para essa questão é a seguinte:

$$z = \sum \beta (cx_t + dy_t) \quad (2.1)$$

s.a.

$$A_t x_t \geq b_t$$

$$\sum E_\tau x_\tau + F_t y_t \geq h_t$$

onde,

x_t vetor de decisão de investimentos no tempo t .

c vetor de custos de investimentos

y_t vetor das variáveis de operação no tempo t .

d vetor dos custos de operação

β_t fator de desconto no estágio t .

A_b, E_τ, F_t matrizes de transformação

As restrições associadas ao vetor b_t são relacionadas às decisões de investimento, representando, por exemplo, a partir de qual data que certa usina poderá ser construída. O vetor h_t representa as restrições de operação, tais como a capacidade de geração de uma usina e o atendimento a demanda.

Porém, a garantia do suprimento da demanda de energia elétrica e os custos associados às ações para atendê-la são dependentes de diversos fatores para os quais não se sabe ao certo qual será a sua evolução ao longo do período de planejamento, tais como o crescimento da demanda, funcionamento de usinas, disponibilidade e preço dos combustíveis, tempos de construção, crescimento econômico e restrições ambientais. Uma vez que os diferentes valores destes fatores podem indicar planos de ação variados, é necessário que estas incertezas sejam incorporadas no planejamento do setor elétrico. Esta necessidade fomentou a elaboração de diversos estudos sobre o tema, conhecido como *planejamento sob incertezas* (CAMPODÔNICO, 1990; GORENSTIN *et al.*, 1993; MACHADO JÚNIOR, 2000). As técnicas utilizadas para resolver esse problema podem ser divididas em três tipos (DANTZIG, 1989 *apud* GORENSTIN *et al.*, 1993): equivalente determinístico, análise de cenários e otimização estocástica.

Determinar qual será o valor esperado para aqueles fatores incertos, a partir de análises probabilísticas, é a maneira mais simples para resolver o problema. O valor do equivalente determinístico entrará no modelo como se fosse um valor dado, não gerando nenhuma mudança na formulação simplificada [2.1]. Embora para alguns fatores esta simplificação possa ser conveniente, para outros determinantes, como o crescimento de demanda, existe a possibilidade de que ela indique um plano de ações muito distante do ótimo para um futuro onde o parâmetro tenha um outro valor.

A análise de cenários, onde são gerados diversos planos de ações ótimos de acordo com diferentes valores fixos para os parâmetros incertos (a formulação 2.1 é resolvida separadamente para cada cenário), pode resultar em opções robustas para algumas ações caso estas façam parte da solução em todos os cenários. O ponto falho desta abordagem é que, fora esse caso, não é gerado um plano único que seja adequado para o conjunto de cenários analisados.

A otimização estocástica tenta resolver esta limitação, de tal forma que neste grupo de técnicas os cenários são analisados de maneira conjunta pelo modelo, apresentando uma única estratégia de ações que seja válida para todos os cenários. A Figura 2-2 mostra um esquema simplificado onde os três tipos de abordagens são comparados.

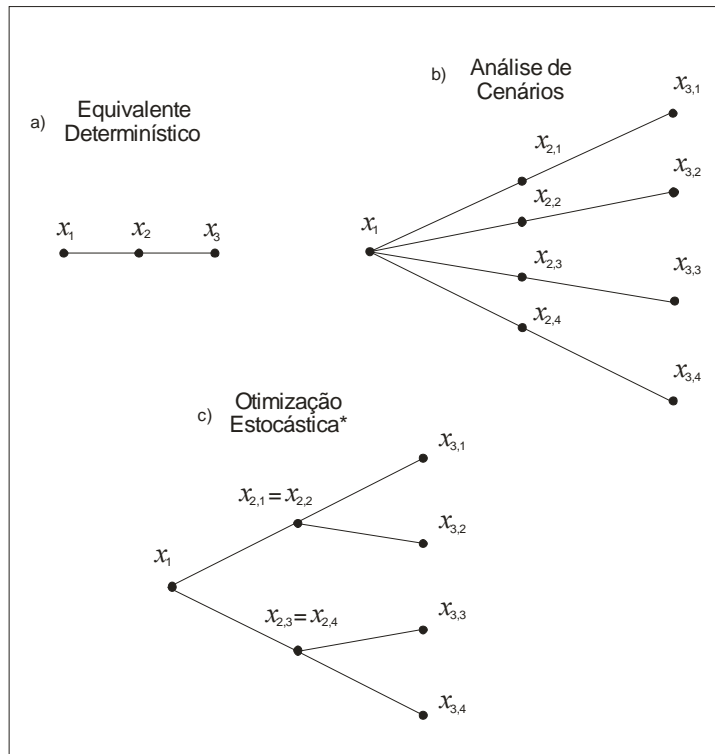


Figura 2-2: Abordagens para o planejamento sob incertezas. A variável x_{tm} representa as decisões de investimento do estágio t no cenário m . Em (a) não existe diferenciação de cenários. x_1 é constituído pelas decisões de curto prazo, iguais para todos os cenários. *Nem todos os métodos de otimização estocástica apresentam uma estratégia de investimentos como em (c).

O artifício utilizado para fazer a junção dos cenários varia entre as diferentes abordagens para o problema e será discutido no Capítulo 4, quando o modelo de expansão a longo prazo utilizado nesta dissertação, o MELP, for explicado.

Com relação aos custos, além dos problemas de incerteza, existe a questão das externalidades. Isto é, as conseqüências sócio-ambientais que a produção e transmissão de energia geram para a sociedade, mas não oneram os agentes econômicos. Isso, a priori, gera um problema de alocação de recursos naturais, já que o seu uso será mais barato do que de fato é. A inserção da questão sócio-ambiental no planejamento do setor elétrico a longo prazo será o eixo central desta dissertação.

2.3 A ATUAÇÃO DA EPE

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, criada no ano de 2004, tem o objetivo de “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados,

carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras (Lei 10.847/2004).”

Os estudos realizados pela empresa com a finalidade do planejamento energético a longo prazo, PNE 2030(EPE, 2007) são bastante extensos, apresentando uma visão bem ampla do mercado de energia, e contemplam a inserção de diversas incertezas através da construção de cenários. A Figura 2-3 mostra um esquema do modelo de cálculos utilizados pela EPE.

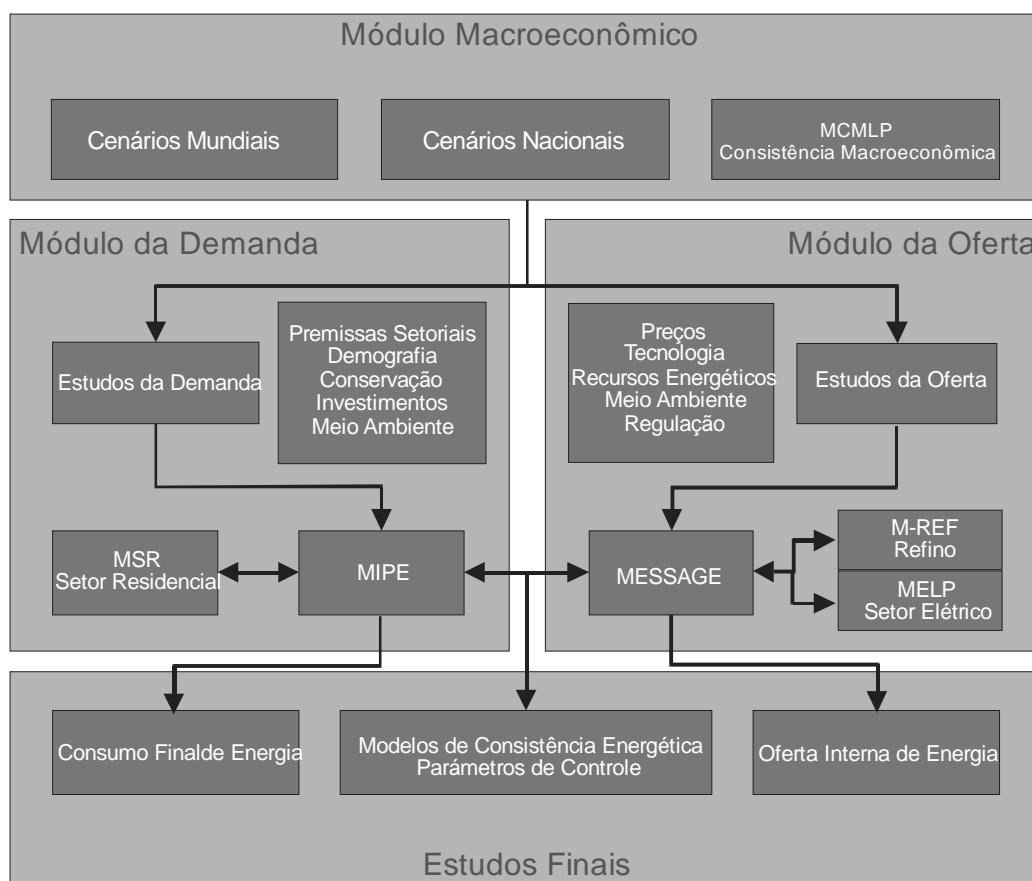


Figura 2-3: PNE 2030, Modelo de cálculos utilizados [Fonte: EPE, 2007]

O módulo da oferta centraliza as suas informações no MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*), um modelo desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 1995 *apud* EPE, 2007), e posteriormente adaptado pelo PPE/COPPE ao caso brasileiro, que leva em consideração os recursos disponíveis, a atual infra-estrutura energética, a evolução das tecnologias de geração e as restrições técnicas, socioeconômicas e ambientais. Estas características do programa demonstram a grande abrangência dos estudos do PNE 2030.

Nesse esquema se vê que o Meio Ambiente, tema central desta dissertação, é considerado no módulo de oferta como um dos fatores de decisão para o planejamento. Reflexo de um movimento nacional para a inserção das questões ambientais no planejamento do setor elétrico no país, que data de 1986 com a publicação do *Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos* (ELETROBRAS, 1986), a EPE avançou em diversos aspectos desse assunto (EPE, 2006).

Porém, os critérios ambientais para o planejamento são, principalmente, de caráter restritivo. Ou seja, são indicados os empreendimentos energéticos que terão um impedimento, ou uma maior dificuldade, de implantação devido às condições do meio. Esta abordagem para o problema coloca o Meio Ambiente somente como um fator de impedimento para o crescimento da oferta.

Uma vez que o meio ambiente é, no mínimo, um recurso que utilizamos para nos trazer bem-estar, tanto pelo seu uso como pela sua simples existência, ele deve também ser tratado como tal. Sendo assim, os impactos ambientais causados pelo setor elétrico devem ser levados em conta como um ônus para a sociedade e, portanto, considerados como um dos norteadores para o processo de planejamento.

CAPÍTULO 3 –A QUESTÃO SOCIOAMBIENTAL DE HIDRELÉTRICAS, TERMELÉTRICAS E LINHAS DE TRANSMISSÃO

A geração de energia elétrica, seja de origem hídrica ou térmica, e a sua transmissão provocam diversas conseqüências negativas, e algumas positivas, para o meio ambiente. As características dessas, que variam muito para cada tipo de tecnologia empregada, serão discutidas ao longo do capítulo. Quando não referenciada, a bibliografia utilizada como fonte para a descrição dos impactos das usinas foi: ELETROBRAS (2000) e REIS (2001).

3.1 GERAÇÃO HÍDRICA

A geração hídrica se baseia na transformação da energia mecânica (potencial e cinética) da água em energia elétrica. De maneira geral, esta geração se aproveita da energia irradiada do sol e da força gravitacional que condicionam a evaporação, condensação e precipitação da água sobre a superfície da Terra. A gravidade faz, ainda, a água fluir pelo leito do rio, seguindo para as usinas hidrelétricas que farão o aproveitamento dessa energia.

3.1.1 Tecnologia

Uma usina hidrelétrica é composta, basicamente, de barragens, sistema de captação e adução de água, casa de força e comportas. A barragem interrompe o curso do rio, formando, na maioria dos casos, um lago artificial conhecido como reservatório. A função dela é a de armazenar a água e, quando não existe um desnível favorável, formar a queda d'água, garantindo a diferença de energia potencial (TOLMASQUIM, 2005).

A água captada no reservatório é levada até a casa de força, que abriga as turbinas, as quais convertem a energia cinética em mecânica, e os geradores, que transformam a energia mecânica em eletricidade. A água passa pela turbina fazendo-a girar juntamente

com um gerador acoplado a ela, realizando as transformações de energia. A Figura 3-1 representa de maneira simplificada esse sistema.

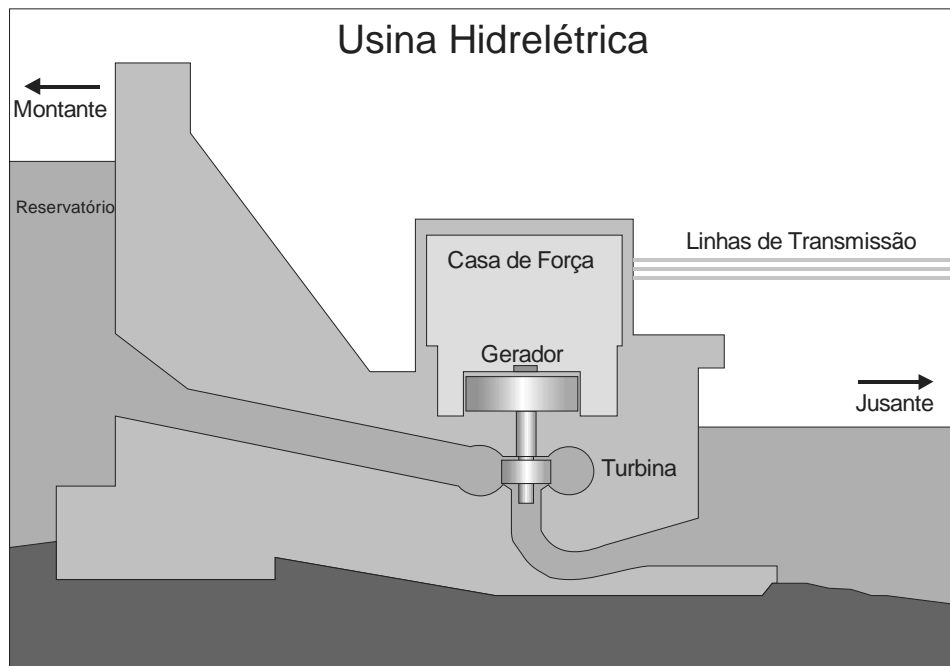


Figura 3-1: Esquema simplificado de uma Usina Hidrelétrica, mostrando os seus principais componentes. Montante e Jusante referem-se às regiões do rio [Elaboração própria].

Um fator importante para a questão ambiental do planejamento energético é o tamanho do reservatório projetado, que varia, basicamente, em função da altura da barragem e da topografia do leito do rio. Apesar de que uma maior capacidade de armazenamento de água aumenta a confiabilidade do fornecimento de energia, já que a geração será menos suscetível à irregularidade de chuvas, a área adicional a ser alagada em função disto amplia os impactos ambientais da UHE. Usinas a fio d'água, que utilizam reservatórios com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou utilizam diretamente a vazão afluyente do aproveitamento, normalmente, não implicam em grandes áreas alagadas.

Uma maneira de aumentar a potência máxima gerada por uma UHE e, sem com isso, necessitar de um aumento de barragem, é a *motorização adicional*, a qual permite que um maior volume d'água possa ser aproveitado em um mesmo período de tempo. Isso, apesar de não aumentar a quantidade de energia elétrica que ela é capaz de produzir, capacita a usina a atuar na geração de ponta, já que poderá redistribuir a sua potência cedida para o sistema ao longo da curva de demanda.

3.1.2 Impacto

A construção de um Aproveitamento Hidroelétrico (AHE) gera diversas conseqüências para o meio em seu entorno e para as regiões a montante e a jusante do rio. Estes impactos são conseqüências das diversas etapas do empreendimento: planejamento, construção e operação.

Muitos desses impactos variam bastante em relação ao local do empreendimento e da tecnologia empregada. Ou seja, são conseqüências das características do rio, da região no entorno deste e da extensão da área alagada. Alguns podem ser mitigados e hoje em dia já constam nas ações ambientais que as empreendedoras se comprometem a cumprir devido às exigências legais.

3.1.2.1 Assoreamento

O aumento do aporte de sedimentos para o rio, devido ao desmatamento em seu entorno e a inundação de áreas, associado à mudança do seu fluxo de água na região do reservatório de lótico para lântico, o que facilita a precipitação de partículas, gera um assoreamento do reservatório. Isto é, o solo erodido, seja pela chuva ou pelo rio, é transportado até o reservatório e se sedimenta.

Este processo leva a uma redução do volume útil do reservatório ao longo do tempo, gerando uma diminuição dos benefícios que seriam gerados pelo maior volume de água (geração de energia, provisão de água para irrigação, controle de enchentes e produção pesqueira).

3.1.2.2 Agricultura e outras atividades do setor primário

O impacto na agricultura e em outras atividades do setor primário está relacionado com a inundação de áreas de cultura devido ao enchimento dos reservatórios e aos empréstimos de áreas durante a fase de construção da barragem.

Existe ainda o impacto devido à retenção de sedimentos no reservatório, diminuindo o aporte de nutrientes para a região a jusante do rio e, com isso, gerando gastos para a produção agrícola que era beneficiada pela fertilização natural das áreas alagáveis.

3.1.2.3 Doenças

Algumas doenças são causadas por vetores que, com a formação do lago, encontram ambiente propício para a sua proliferação. Desta forma a construção de AHE pode levar a expansão de endemias como doença de Chagas, esquistossomose e leishmaniose.

3.1.2.4 Fauna e Flora

O desmatamento para a construção do empreendimento e a inundação de áreas para a formação de reservatórios gera uma diminuição direta de espécimes da flora e fauna terrestres presentes no local, devido à perda de hábitat.

A barragem representa uma barreira física para as formas de vida aquática que antes se movimentavam entre as regiões a montante e a jusante do rio. Este impedimento pode significar o rompimento do ciclo reprodutivo de algumas espécies de peixes que sobem o rio em busca de áreas mais propícias para a desova (fenômeno conhecido como Piracema), podendo provocar a extinção local da espécie. Este impacto pode ser diminuído através da construção de canais laterais, em escadas ou rampas, que visam permitir a passagem desses peixes.

A região a montante do rio sofre grandes mudanças de condições, conseqüentes da alteração do fluxo de água de lótico¹ para lântico². Essas novas condições geram uma diminuição direta de espécies, devido à perda de hábitat (organismos que dependem do fluxo de água e da variação de cheias e vazantes), e causam distúrbios físicos (estratificação térmica), químicos e biológicos que afetam o meio e geram um desequilíbrio ecológico, comprometendo ainda mais a biodiversidade local, seja ela aquática, terrestre ou de voadores. A alteração nas condições de reprodução de espécies do rio, as modificações nos habitats em torno da represa e o aumento das comunidades de macrófitas aquáticas são alguns exemplos das conseqüências desse desequilíbrio (ESTEVEZ, 1998)

A região a jusante também sofre mudanças devido a uma regularização da vazão, que atenua os picos de cheias e vazantes, e a ausência de deposição de sedimentos, que ficaram retidos no reservatório, nas áreas de várzea. Ao afetar as condições da margem

¹ Ambiente de água fluente, com correnteza

² Ambiente de água sem correnteza (e.g., lagos)

do rio, além de gerar mais perdas de habitat, prejudica a troca de nutrientes entre o ambiente aquático e o terrestre.

3.1.2.5 Gases do efeito estufa

A emissão de gases do efeito estufa (GEE) em hidrelétricas é oriunda da decomposição anaeróbica do material orgânico que é depositado no fundo do reservatório. Esse aporte de matéria orgânica vem, principalmente, da biomassa pré-existente no local (alagada), do carreamento proveniente da bacia hidrográfica e da produtividade primária (fotossíntese) do reservatório. A decomposição é anaeróbica pois a água do fundo do reservatório torna-se anóxica. Esse tipo de decomposição gera CH₄ ao invés de CO₂, o que é uma troca desfavorável para a questão das mudanças climáticas já que o primeiro possui um Potencial de Aquecimento Global (GWP, da sigla em inglês) cerca de vinte e cinco vezes maior que o segundo de acordo com estudos recentes do IPCC (2007).

A emissão líquida de GEE dos empreendimentos hidrelétricos seria o CO₂ (das reações aeróbicas) e o CH₄ emitidos pela decomposição da biomassa alagada e o CH₄ proveniente das outras fontes de matéria orgânica, já que neste caso ela já seria transformada em CO₂ em alguma parte a jusante do rio. A Tabela 3-1, retirada do estudo de SANTOS (2000), mostra as emissões médias para hidrelétricas brasileiras.

Gases do Efeito Estufa	
Gás	Quantidade (mg/m ² .dia)
CO ₂ – Dióxido de Carbono	356,88
CH ₄ – Metano	18,29

Tabela 3-1: Emissões médias de Gases do Efeito Estufa nas hidrelétricas brasileiras em função da existência do reservatório [Fonte: Santos, 2000].

3.1.2.6 Distúrbio social

A construção de um AHE gera diversas conseqüências sócio-econômicas para a região do entorno da barragem. Por ser um empreendimento de grandes proporções, que demanda muita mão de obra e faz circular muito capital, uma série de efeitos pode ser desencadeada. Começando antes mesmo do início da construção, há um fluxo migratório para as cidades do entorno em busca de empregos. A infra-estrutura dessas, normalmente, não é preparada para receber esse volume de pessoas, provocando outras conseqüências. Existe também a expectativa de aumento da criminalidade e da eclosão de conflitos (ENGEVIX 1990 *apud* SOUSA 2000).

3.1.2.7 Recreação

A existência da barragem e o enchimento do reservatório provocam mudanças nas áreas do entorno para fins recreativos. Algumas quedas d'água deixarão de existir, haverá a mudança de fluxo da água e será formado um lago no local. Ao mesmo tempo em que algumas atividades de recreação não poderão mais ser efetuadas, relacionadas às cachoeiras, áreas alagadas e correntezas, outras serão possibilitadas, como a prática de esportes náuticos. Este saldo entre o que será ganho em termos recreativos e o que será perdido, pode gerar um resultado positivo, tornando este um impacto benéfico para a população local.

3.1.2.8 Recursos culturais e históricos

O alagamento do reservatório pode atingir áreas que contêm sambaquis, objetos antigos e outros artefatos arqueológicos que poderiam ajudar a remontar a história, estrutura social, econômica e cultural dos povos tradicionais do Brasil.

Além desta possibilidade, existe a perda de patrimônio cultural e histórico das cidades que são alagadas em função da construção da hidrelétrica.

3.1.2.9 Recursos minerais

A área alagada pelo enchimento do reservatório pode impedir o acesso futuro a reservas minerais (metálicos e não metálicos).

3.1.2.10 Plantas medicinais

Diversos medicamentos utilizados hoje em dia têm origem em derivados de compostos naturais. A Amazônia abriga várias espécies potencialmente medicinais (PAVARINI, 1998, *apud* ELETROBRAS, 2000). A perda de patrimônio genético devido às conseqüências do empreendimento hidrelétrico para a fauna e flora pode impedir a descoberta de possíveis princípios ativos no futuro.

O uso medicinal da biodiversidade vai além das espécies vegetais. Vários produtos farmacêuticos são derivados de artrópodes e da fauna marinha venenosa, por exemplo (ELETROBRÁS, 2000).

3.2 GERAÇÃO TÉRMICA

A geração da usina termelétrica se baseia na transformação da energia térmica em energia mecânica, e desta, em energia elétrica. A produção de energia térmica pode se dar pela combustão de combustíveis fósseis, aproveitando a energia química de suas ligações moleculares, ou pela fissão nuclear dos combustíveis radioativos, que transforma matéria em energia. Neste último caso a usina é chamada de termonuclear ou somente nuclear. Aqui não serão tratados os pontos relativos a este tipo de usina, uma vez que, apesar de possuir uma grande participação na geração elétrica do SIN, o processo de decisão sobre a construção de usinas nucleares deve considerar questões que, embora envolvam a problemática ambiental, vão além do escopo desta dissertação.

3.2.1 Tecnologia

O processo de geração de uma UTE de grande porte começa com o aquecimento de um fluido de trabalho que, em função disto, ao entrar na turbina, se expande realizando trabalho e fazendo-a girar. Este movimento de rotação é transmitido para um gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina, que transforma energia mecânica em eletricidade.

O aquecimento do fluido de trabalho pode se dar por combustão externa, onde o combustível aquece uma unidade de geração de vapor e não entra em contato com o fluido ou a partir de combustão interna que se efetua sobre uma mistura de ar e combustível, constituindo um fluido de trabalho que será o conjunto de gases provenientes dessa combustão.

As usinas que utilizam exclusivamente o primeiro tipo de combustão são conhecidas como termelétricas a vapor e podem utilizar diversos tipos de combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, carvão, gás natural e biomassa. Até os anos 90 a geração térmica do sistema interligado nacional (SIN) provinha totalmente deste tipo de usina, movidas a carvão e a óleo combustível, conhecidas como termelétricas convencionais (TOLMASQUIM, 2005). Estas se baseiam no Ciclo Rankine, operando com eficiência muito baixa (25 a 30%) em relação aos padrões atuais.

Para que uma térmica possa funcionar com um sistema de combustão interna é necessário que o seu combustível seja limpo, como o gás natural. As usinas que geram

energia a partir de uma turbina a gás se baseiam no Ciclo Brayton, de eficiência um pouco superior a das termelétricas a vapor devido a um maior pico de temperatura, 1260°C contra 540°C no Ciclo Rankine.

Um outro tipo de tecnologia de geração térmica, de uso relativamente recente, é a do ciclo combinado, onde os dois tipos previamente descritos são acoplados. Isto é, os gases de exaustão da turbina a gás transferem calor para o gerador de vapor. A Figura 3-2 mostra um esquema simplificado do funcionamento destes três tipos de usina.

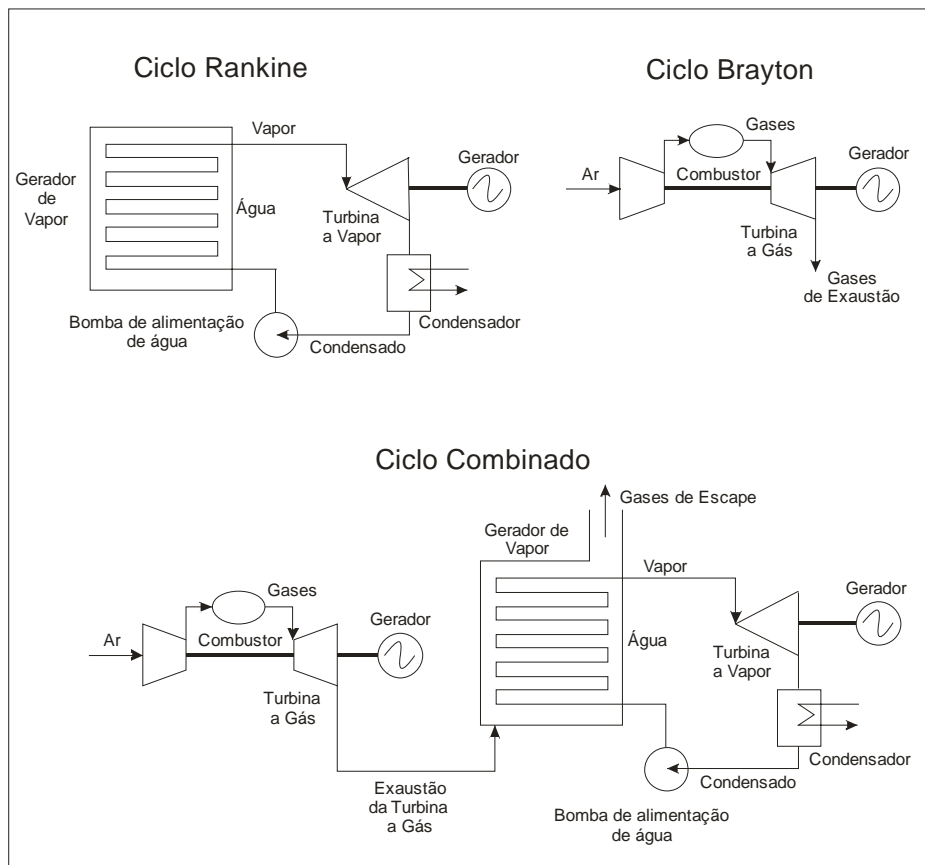


Figura 3-2: Fluxograma de três tipos de Usinas Termelétricas; a Vapor (Rankine), a Gás (Brayton) e Ciclo Combinado. Na UTE a Vapor o combustível, qualquer um, é queimado em uma caldeira (gerador de vapor), enquanto que nos outros dois o Gás é injetado no combustor [Baseado em TOLMASQUIM, 2005].

O Gráfico 3-1 mostra a configuração da produção térmica do SIN em 2006 por combustível, onde as usinas que utilizam carvão e óleo combustível são convencionais e as movidas a gás natural são de turbinas a gás ou ciclo combinado. Pode-se ver que, fora a geração nuclear, existe uma predominância de carvão e GN.

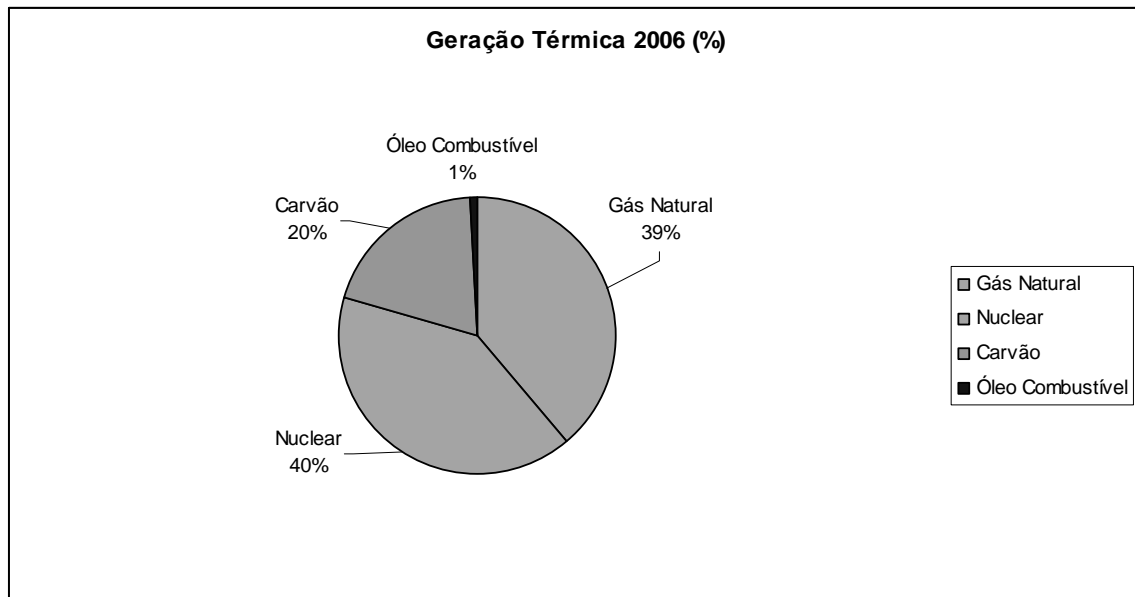


Gráfico 3-1: Participação dos combustíveis na geração térmica do ano de 2006 [ONS, 2007].

3.2.2 Impacto

Os impactos mais significativos da geração térmica são causados durante a fase de operação e são conseqüências das emissões atmosféricas, dos efluentes líquidos, sólidos (significativo somente nas usinas que utilizam carvão) e do consumo de água (MEDEIROS, 2003).

A relação de uma térmica com o meio é mais evidente do que no caso de uma UHE. Isto é, as trocas que aquela faz com o ambiente podem ser mais facilmente identificadas. A Figura 3-3 mostra um esquema simplificado das principais ações impactantes das usinas termelétricas.

Contudo, apesar dessa facilidade de identificação, a mensuração dos impactos das termelétricas possui diversas complicações. Os modelos de dispersão da pluma de poluentes e a criação de funções dose-resposta possuem diversas incertezas. Além disso, como veremos a seguir, por se tratarem de eventos probabilísticos, os impactos ambientais de termelétricas tendem a ser menos evidentes para a população do que os provenientes de hidrelétricas. Ou seja, o aumento do número de casos de doenças e mortes em alguma região é mais dificilmente associado à presença de uma UTE do que a mudança do ambiente em algum rio devido a construção de uma UHE.

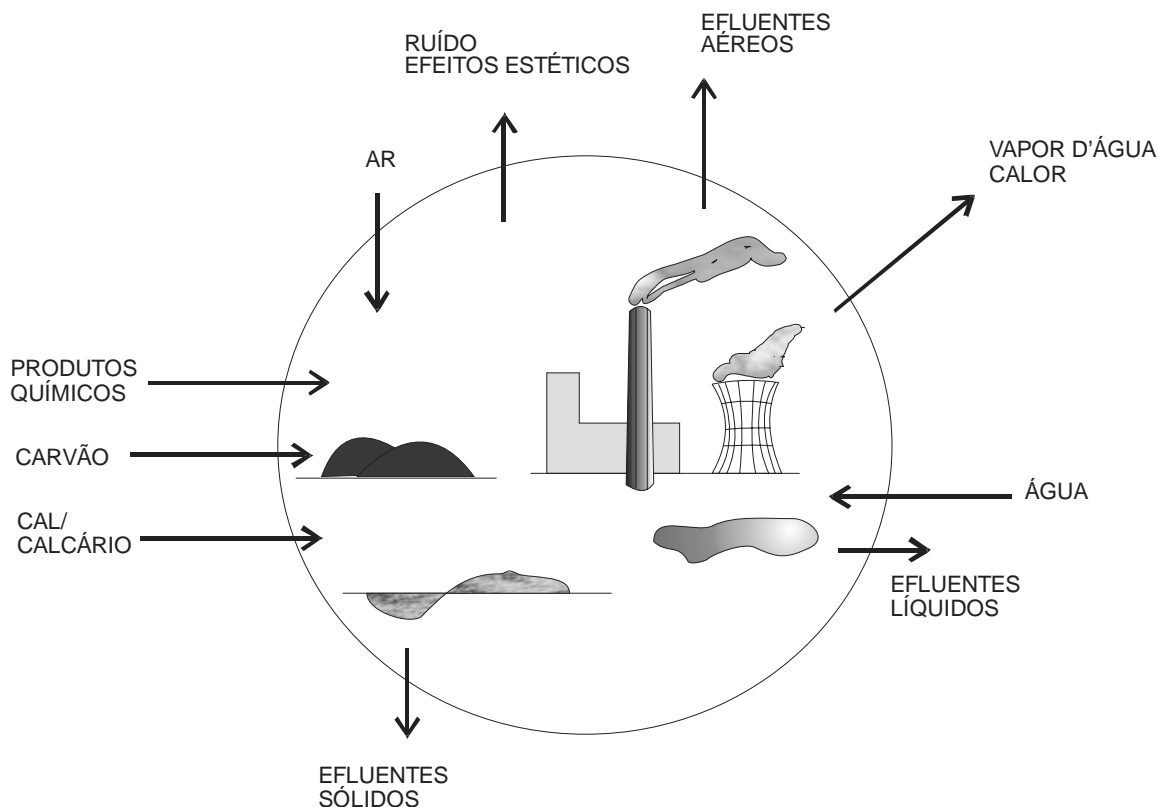


Figura 3-3: Ações Impactantes de Usinas Termelétricas [Adaptado: ROSA, 1996].

A composição dos efluentes aéreos, principal poluição associada à geração térmica, varia muito em função do combustível utilizado, do tipo de usina e da tecnologia de controle empregada. A Tabela 3-2 exemplifica essa disparidade ao mostrar as principais emissões aéreas médias para três situações relativas à usinas na França.

Tecnologia	Efluentes Aéreos (g/KWh)		
	Carvão A Vapor	Óleo Combustível A Vapor	Gás Natural Ciclo Combinado
Material Particulado	0,17	0,13	0*
SO _x	1,36	5,26	0*
NO _x	2,22	1,2	0,71
CO ₂	1085	866	433

Tabela 3-2: Características de UTEs. Nas usinas a carvão e óleo combustível são assumidas tecnologias de controle de emissão. * A emissão de MP e SO_x da GNCC é desprezível [Fonte: EC, 1998].

3.2.2.1 Ecosystema

Local e regional

A chuva ácida gerada, principalmente, pela emissão de óxidos de nitrogênio (NO_x) e dióxido de enxofre na atmosfera causa diversos danos para o meio, como a destruição de patrimônio cultural e histórico, toxicidade para as plantas e acidificação das florestas e corpos d'água, com efeitos para a fauna e flora. Em concentrações elevadas, o NO_2 também pode provocar danos irreversíveis ao tecido foliar

Desde a década de 70, quando se passou a ter uma maior preocupação com os impactos ambientais gerados pela ação humana, diversos esforços tecnológicos foram feitos para controlar as emissões dos óxidos de nitrogênio e enxofre (BEÉR, 2000), possibilitando uma diminuição considerável do lançamento desses gases na atmosfera.

O consumo de água por uma UTE pode ser muito grande em função da tecnologia utilizada para o sistema de resfriamento do vapor das turbinas. Uma vez que essas usinas tendem a ser mais próximas dos centros de carga, esse consumo pode gerar conflitos devido a disputas associadas aos múltiplos usos da água.

As substâncias presentes nos diferentes efluentes líquidos da usina podem causar danos aos ecossistemas aquáticos. Caso sejam tomados alguns cuidados preventivos, este não chega a ser um dos principais impactos associados à geração térmica.

A deposição dos efluentes sólidos, que somente são significativos na geração a carvão, em bacias de estocagem leva a problemas estéticos, ocupação de terras e possibilidade de contaminação do solo e lençóis freáticos. Uma solução que visa reduzir ou mesmo eliminar tais problemas é a sua utilização comercial (ROSA, 1996).

O fluxo de calor rejeitado para a atmosfera é rapidamente dispersado, não possuindo implicações ambientais conhecidas (ROSA, 1996). Em alguns casos, a água utilizada para o resfriamento da usina é descartada no corpo d'água a uma temperatura de 7° a 10° Celsius superior à que foi captada. Este é o maior potencial de emissão térmica pela usina, já que este aumento de temperatura pode trazer danos ao ecossistema aquático local (MEDEIROS, 2003).

Os ruídos gerados na vizinhança da usina não são considerados como um impacto significativo frente aos outros fatores aqui descritos, uma vez que é possível evitar seus possíveis efeitos através de medidas mitigadoras simples.

Global – Efeito estufa

A emissão de GEE por parte da geração térmica de eletricidade se dá, principalmente, pela emissão do CO₂, proveniente da oxidação de praticamente todo o carbono presente no combustível (entre 98%, para o carvão, e 99,5%, para o gás, em média) (IPCC, 1996).

A emissão de outros gases causadores do efeito estufa, N₂O e CH₄, são significantes. Porém não possuem a ordem de grandeza (mesmo em termos de GWP) do dióxido de carbono.

Desta forma, a questão do aquecimento global relacionada a termelétricas está associada, quase que exclusivamente, com a sua eficiência em termos de energia gerada pela quantidade de carbono presente no combustível queimado.

3.2.2.2 Saúde humana

A emissão de particulado pelas térmicas (principalmente usinas a carvão) pode gerar diversos problemas de saúde. As partículas com diâmetro menor que 10 µm (MP-10) são as que mais causam efeitos adversos, provocando aumento de morbidade (doenças respiratórias) e mortalidade da população.

Os dióxidos de enxofre e de nitrogênio liberados pelas plantas de geração são tóxicos aos seres humanos, causando problemas no trato respiratório e, quando em altas concentrações (500 ppm), podendo levar a morte.

A presença de óxidos de nitrogênio atmosfera, assim como o ozônio e outros oxidantes fotoquímicos, que são formados em função da presença daquele, tem sido associada à redução de capacidade pulmonar e ao agravamento de doenças respiratórias (CETESB, 2006). Estudos realizados em animais mostram também que o ozônio provoca envelhecimento precoce, danos à estrutura pulmonar e diminuição da capacidade de resistir a doenças respiratórias.

3.3 TRANSMISSÃO

Uma vez que são instalações que atravessam grandes extensões de terra, as linhas de transmissão também geram diversos impactos ambientais. As modificações mais significativas no meio físico estão relacionadas com a exposição do solo durante a fase

de instalação, gerando alterações do escoamento superficial das águas, que podem provocar o surgimento de processos erosivos e assoreamento dos recursos hídricos (CARVALHO, 2005).

A remoção da vegetação ao longo da faixa de passagem da linha, dos acessos (estradas, trilhas) e helipontos e a instalação das torres e linhas, que atuam como obstáculos e afetam a fauna através dos campos eletromagnéticos, geram os principais impactos aos ecossistemas. Dentre estes, um dos mais significativos é a fragmentação de hábitat (parte da fauna não poderá mais atravessar de um lado para o outro), podendo criar áreas insuficientes para as espécies do local. Uma das maneiras de diminuir esse problema é a criação faixas de ligação entre os fragmentos, conhecidas como corredores verdes, possibilitando a locomoção dos animais (CARVALHO, 2005).

A população localizada no entorno das instalações sofre com as diversas implicações destas. Em áreas rurais, a desapropriação ou a restrição do uso da faixa de servidão para realização de atividades agropecuárias resulta em perda de valor da propriedade (SILVA, 2002 *apud* CARVALHO, 2005). A presença dos campos elétricos gera diversas conseqüências para o entorno, podendo induzir alterações nocivas em organismos vivos muito expostos aos seus efeitos.

O efeito corona³, além de causar problemas de recepção em aparelhos de rádio e televisão (o que pode ser incômodo para os moradores locais), também gera um ruído audível que provoca sensação de insegurança e distúrbio para a população rural ou urbana próxima às subestações (CARVALHO, 2005).

As linhas de transmissão também geram grandes impactos visuais e podem interferir em locais de importância histórica ou paisagística e em áreas indígenas, induzindo problemas sócio-culturais.

É notório que a construção deste tipo de empreendimento, principalmente os de grandes extensões, está mais relacionada com a geração hidrelétrica, uma vez que esta acontece longe dos centros de consumo e que a integração hidrológica, possibilitada pela interligação do sistema brasileiro, depende de longas linhas de transmissão. Contudo,

³ Ocorre em linhas de alta tensão em função do campo elétrico formado na superfície dos condutores. Quando este atinge um limiar cria pequenas descargas elétricas em torno do condutor, similar a uma coroa.

apesar de as térmicas não acarretarem indiretamente em mais este impacto, para que os combustíveis destas usinas cheguem até a planta de geração são necessários, na maioria dos casos, a construção de dutos ou outros meios para o transporte, que apresentam diversos impactos relacionados.

3.4 REPRESENTAÇÃO DOS ASPECTOS SÓCIO-AMBIENTAIS

Os impactos gerados em função da geração elétrica, brevemente descritos ao longo do capítulo, já foram amplamente discutidos na literatura científica. Os diversos trabalhos sobre o assunto apresentam, hoje, certo grau de convergência ou concordância quando a questão é os efeitos causados. A Tabela 3-3 mostra uma síntese dos principais pontos relacionados aos impactos de cada tipo de empreendimento.

Geração Hídrica	Geração Térmica	Linhas de Transmissão
Assoreamento	Chuva Ácida	Uso da terra
Agricultura e outras atividades do setor primário	Uso da água	Exposição do solo
Doenças(Local)	Gases do Efeito Estufa	Fragmentação
Fauna e Flora	Doenças (Regional)	Campos elétricos
Florestas	Mortalidade (Regional)	Poluição Visual
Gases do Efeito Estufa		
Distúrbio Social		
Recreação		
Recursos culturais		
Recursos minerais		
Plantas medicinais		

Tabela 3-3: Principais tópicos relacionados ao impactos causados pelas UHEs, UTEs e Linhas de Transmissão. [Elaboração própria].

A representação destes aspectos sócio-ambientais com vistas à sua incorporação no processo de tomada de decisão, contudo, é ainda bem divergente. Tratar os impactos como custos ambientais, conferindo a eles um valor econômico, é a maneira mais prática, uma vez que isso coloca as variáveis de decisão em uma mesma escala. Os métodos de valoração ambiental são muito discutidos e utilizados, tanto no âmbito

internacional (PEARCE e TURNER, 1990; BAUMOL e OATES, 1998) quanto no nacional (SEROA DA MOTTA, 1997; YOUNG *et al.*, 2000). De maneira geral, esses métodos de valoração se baseiam nas escolhas tomadas pelos consumidores, seja em mercados reais, substitutos ou hipotéticos.

Esta prática coloca a importância do ambiente como algo que está atrelado às preferências da população humana. Tal relação tem implicações que podem ser consideradas como antiéticas, pois estamos comparando, em uma mesma escala, coisas distintas, tal como a extinção de espécies, a vida de pessoas e o preço de algum produto de consumo. Porém, de fato, decisões de tal ordem são tomadas quando, por exemplo, um aumento de salário é aceito por se trabalhar sob condições de periculosidade ou quando a disponibilidade a pagar por algum produto aumenta, até certo ponto, em função do seu menor impacto ao meio ambiente, como é o caso dos produtos rotulados como “ecologicamente corretos”.

Sem levar em consideração a imprecisão dos métodos de valoração, que serão comentados no próximo capítulo, um outro problema em trazer a questão ambiental para o lado monetário é que isto significa assumir que todas as premissas aceitas para os modelos econômicos são válidas para o meio ambiente como um todo, tais como a não-saciedade do consumidor (quantidade maior é sempre preferível) e taxa de desconto (é preferível consumir um bem hoje do que em qualquer momento futuro). Além disso, quando custo ambiental serve de subsídio para a tomada de decisão, muitas vezes quem sofre o dano ambiental não é quem ganha com os seus benefícios, gerando problemas de equidade social, fator que não é levado em consideração na economia clássica.

Por esses, e outros motivos, na visão de muitos, a valoração econômica do meio ambiente não é a maneira correta de se trazer a questão ambiental como um dos determinantes para as escolhas a serem tomadas. Porém, ao se planejar o setor elétrico utilizando qualquer modelo econômico de minimização de custos, não adicionar os custos ambientais gerados pelos impactos das usinas aos custos econômicos de construção, operação e manutenção é o mesmo que dizer que os primeiros são nulos, o que, independente de qualquer questão, não é verdade.

O planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, como foi apresentado no capítulo anterior, não é baseado somente no resultado de saída do modelo, mas ele define o ponto de partida. A questão ambiental entra em outras etapas do processo,

apresentando um caráter mais restritivo e indicativo, voltado para orientar as empresas no processo de leilão⁴.

Desta forma, tendo em vista que a valoração econômica não deve ser a única, mas sim uma das maneiras de envolver a questão ambiental no processo de decisão, o próximo capítulo fará a descrição de um modelo de expansão do setor elétrico a longo prazo, onde os impactos ambientais são inseridos em forma de custos econômicos. A intenção é colocar a questão ambiental como um dos fatores que conduzem a direção da expansão do parque elétrico brasileiro desde o início do processo.

⁴ Licitação na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN (Decreto N° 5.163 de 30 de julho de 2004).

CAPÍTULO 4 – O DESENVOLVIMENTO DO “MELP AMBIENTAL”

Devido ao grande porte do sistema elétrico brasileiro e às diversas variáveis envolvidas nas possibilidades de construção e operação dos seus empreendimentos (as quais serão explicadas posteriormente no capítulo) é necessário o uso de algum instrumento quantitativo de apoio ao planejamento da expansão do setor elétrico a longo prazo. Para que se obtenha um resultado mais robusto, é esperado que o modelo matemático utilizado para tal fim também leve em consideração as incertezas associadas.

Ao longo do capítulo, primeiramente, será feita a descrição de alguns modelos de expansão utilizados no planejamento energético brasileiro com ênfase para o Modelo de Expansão a Longo Prazo (MELP), escolhido como ponto de partida para o desenvolvimento desta dissertação. A seguir, serão apresentados os custos ambientais que vão ser adicionados na função objetivo do problema, a maneira pela qual isto se dará e os estudos de valoração econômica que serviram como base para tal. Posteriormente, o modelo MELP, modificado para atingir os objetivos dessa dissertação e denominado de “MELP Ambiental”, será detalhado explicitando-se cada uma das variáveis, as restrições às quais elas estão sujeitas, os parâmetros envolvidos e as técnicas utilizadas para a incorporação das incertezas. Por fim, serão discutidas as características dos métodos computacionais de solução para esse modelo e a justificativa da escolha do procedimento utilizado no presente trabalho.

4.1 MODELOS DE EXPANSÃO

Até meados da década de 90 os estudos de planejamento do setor elétrico brasileiro eram realizados pela ELETROBRAS utilizando-se um modelo desenvolvido por TRINKENREICH E PINHEIRO (1982), o DESELP (Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo). Baseado em Programação Linear (PL), este modelo tinha como objetivo determinar a configuração temporal da implantação das usinas de geração e das linhas de transmissão entre os subsistemas que minimizasse o valor presente dos custos anuais de investimento e operação (LISBOA, 2003).

Esse modelo tem como pontos positivos, a simplicidade da formulação e o fato de considerar algumas condições de operação importantes para o planejamento da expansão, como o despacho por patamares de carga (pesada, intermediária e média) e produção máxima de energia (baseada em disponibilidade de combustíveis, por exemplo). Porém, como pontos negativos, o DESELP resolve o problema utilizando o equivalente determinístico para os parâmetros incertos, gerando os problemas discutidos aqui no Capítulo 2, e, por trabalhar com PL, que considera somente variáveis contínuas, pode indicar valores fracionários para decisões de investimento, causando uma incoerência logística que dificulta a análise de resultados.

Um outro modelo que passou a ser utilizado no planejamento do setor elétrico brasileiro foi o Modelo de Planejamento da Expansão sob Incertezas, MODPIN, que foi desenvolvido pelo CEPEL e pela PSR (Power Systems Reserch) e contou com o apoio da Organização Latino-Americana de Desenvolvimento Energético (OLADE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Ele é um dos oito módulos do modelo SUPER (resultante desse apoio), que tem o objetivo de fornecer um apoio quantitativo para o planejamento da geração e transmissão de eletricidade nos países da América Latina e Caribe (KAZAY, 2001). O MODPIN (PEREIRA *et al.*, 1991) passou a incorporar as incertezas através de técnicas de otimização estocástica e análise de decisão. Ele possibilita considerar diversos cenários e fornece estratégias de expansão flexíveis que minimizam a maior arrependimento⁵ entre todas as projeções.

A metodologia utilizada para se achar o planejamento ótimo no MODPIN é a *técnica de decomposição de Benders* (BENDERS, 1962), subdividindo o problema tratado pelo modelo em dois subproblemas: o de investimento e o de operação. O primeiro é um problema de programação inteira (ver Seção 4.4) que fornece uma tentativa de configuração de projetos para todo o período de planejamento a cada iteração. O segundo pode ser formulado como um problema de PL e é solucionado por um algoritmo de fluxo em redes. A resposta deste fornece restrições, chamadas de *cortes de*

⁵ Arrependimento é a diferença entre o custo dos cenários na estratégia conjunta de ações e o custo ótimo de cada um deles obtidos em uma etapa anterior do modelo. Ou seja, é o quanto se estará gastando a mais por não saber as condições futuras. Para uma leitura mais completa sobre o método de minimização do máximo arrependimento consulte ROCHA (1998).

Benders, para o subproblema de investimento que diminuem o campo de procura para a solução. A Figura 4-1 mostra um esquema deste procedimento.

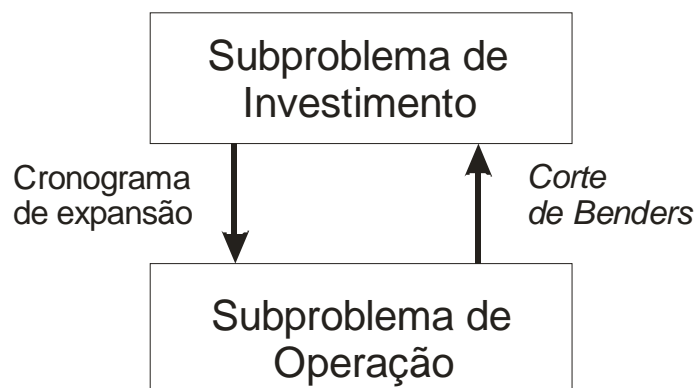


Figura 4-1: Esquema da formulação tradicional da Decomposição de Benders [Fonte: GORENSTIN *et al*, 1993].

No MODPIN é necessário resolver um subproblema de operação para cada série hidrológica considerada de forma a se determinar o valor esperado do custo de geração, obtendo-se um *corte de Benders* médio a cada iteração. A principal crítica a esta formulação é o otimismo decorrente do conhecimento perfeito das afluências futuras (MACHADO JÚNIOR, 2000). De acordo com LISBOA (2003), a representação adotada para este subproblema incorre em elevado custo computacional. Porém, o maior esforço realizado por este modelo é associado ao subproblema de investimento. KAZAY (2001) propôs uma nova metodologia de solução para este subproblema, baseada em Algoritmo Genético, que possui um potencial de diminuir significativamente o tempo de CPU necessário.

O Modelo de Expansão a Longo Prazo (MELP), desenvolvido inicialmente por MACHADO JÚNIOR (2000) e posteriormente modificado pelo CEPEL (LISBOA, 2003), se constitui em um aperfeiçoamento do DESELP, de tal forma que passe a incorporar aspectos de incerteza ao processo de decisão e forneça estratégias de expansão, analogamente ao MODPIN.

O MELP, a exemplo do DESELP, incorpora as incertezas hidrológicas ao considerar duas condições de operação, uma hidrologia média e uma hidrologia crítica. Estas definem, respectivamente, os custos de operação que serão adicionados na função objetivo e a configuração do parque instalado necessária para que, caso ocorra um período crítico de chuvas (explicado na seção 4.4.2), a diminuição da oferta de energia hídrica seja compensada pela geração térmica e não ocorra déficit (MACHADO JUNIOR, 2000). Desta forma, o planejamento será feito em função da minimização dos

custos esperados para condições de vazão médias e garantindo que não ocorra déficit durante períodos críticos.

Esse modelo, assim como o MODPIN, trabalha com diversos cenários de demanda. Nos dois, de maneira semelhante, a estratégia de expansão é determinada em duas etapas. Em um primeiro momento são definidos os planos de expansão ótimos para cada cenário (Figura 2-2b) e, em seguida, os custos obtidos a partir dessa etapa são utilizados para se calcular o arrependimento⁶ de cada projeção de demanda na estratégia conjunta válida para todas as situações (Figura 2-2c). O objetivo é minimizar o maior arrependimento entre todos os cenários, sendo conhecida como *minimax*.

Considerando apenas dois cenários, a formulação matemática deste tipo de abordagem para o problema da incerteza relacionada à evolução demanda, como apresentada em MACHADO JÚNIOR (2000), é a seguinte:

$$Z = \text{Min } \psi, \tag{4.1}$$

s.a.

$$\psi \geq cx_1 + cx_{21} + dy_1 + dy_{21} - \zeta_1$$

$$\psi \geq cx_1 + cx_{22} + dy_1 + dy_{22} - \zeta_2$$

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_{21} \geq b_{21}$$

$$A_2x_{22} \geq b_{22}$$

$$E_1x_1 + F_1y_1 \geq h_1$$

$$E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_1x_1 + E_{22}x_{22} + F_{22}y_{22} \geq h_{22}$$

Onde ψ é o máximo arrependimento e ζ_1 e ζ_2 são os custos ótimos para o problema determinístico associado a cada cenário. O restante é equivalente ao apresentado na equação 2.1.

O MELP foi escolhido para servir de base na formulação do modelo proposto para esta dissertação pelos seguintes motivos:

⁶ Arrependimento é a diferença entre o custo real e o custo teórico (ou ótimo), *i.e.*, aquele em que incorreríamos se conhecêssemos o futuro. Para um melhor entendimento sobre arrependimento e minimização do máximo arrependimento consulte ROCHA (1998).

- Possui uma formulação simples e com o detalhamento necessário para o planejamento da expansão elétrica a longo prazo;
- Incorpora aspectos de incerteza;
- É um dos modelos atualmente utilizados nos órgãos envolvidos no processo de planejamento elétrico do estado, CEPEL e EPE.

4.2 CUSTOS AMBIENTAIS

Como foi dito no capítulo anterior, a construção e operação dos empreendimentos associados à expansão do setor elétrico incorrem em custos econômicos diretos, que são pagos pelos agentes econômicos, e em consequências desfavoráveis para os meios ambiental e social (descontando-se os benefícios). A não consideração destes como custos corresponde a tratá-los como sendo nulos, o que é falso e leva ao uso predatório do meio ambiente e das relações sócias.

A valoração econômica dos danos ambientais com vistas a sua incorporação no planejamento do setor elétrico brasileiro fomentou a elaboração de diversos trabalhos (ELETROBRAS, 1994; ROSA, 1996; FURTADO, 1996; TOLMASQUIM, 2000, 2001; ELETROBRÁS, 2000; REIS, 2001). Esses estudos serviram de base para os valores utilizados nesta dissertação.

O *valor econômico do recurso ambiental* (VERA) é normalmente dividido em duas partes, o *valor de uso* (VU) e o *valor de não-uso* (VNU), também conhecido como *valor de existência* (VE). O primeiro é subdividido em *valor de uso direto* (VUD), *valor de uso indireto* (VUI) e *valor de opção* (VO) (SEROA DA MOTTA, 1997). A Tabela 4-1 esquematiza essa divisão.

		Valor de Uso		Valor de Não-Uso
		Valor de Uso Direto	Valor de Uso Indireto	Valor de Opção
Definição	bens e serviços ambientais apropriados diretamente da exploração do recurso e consumidos hoje	bens e serviços ambientais que são gerados de funções ecossistêmicas e apropriados e consumidos hoje	bens e serviços ambientais de usos diretos e indiretos a serem apropriados no futuro	valor não associado ao uso, que reflete questões morais, culturais, éticas ou altruísticas
Exemplos	Provisão de recursos básicos: alimentos, medicamentos, nutrientes e turismo	Proteção dos corpos d'água, estocagem e reciclagem de lixo, controle de erosão, provisão de água, oxigênio e recursos genéticos	Preservação de valores de uso direto e indireto	Florestas como objetos de valor intrínseco, como uma doação, um presente para os outros, uma responsabilidade. Inclui valores culturais, religiosos e históricos

Tabela 4-1: Taxonomia geral do Valor Econômico do Recurso Ambiental com exemplos de valores para a biodiversidade [Adaptado: SEROA DA MOTTA, 1997].

Para que as consequências sócio-ambientais de cada empreendimento sejam representadas em valores monetários é necessário realizar um estudo que relacione o recurso ambiental (e o social) afetado com algum preço. De uma maneira geral, esses métodos estimam os valores que as pessoas atribuem aos recursos ambientais com base em suas preferências individuais.

Os métodos de valoração ambiental se diferenciam na maneira pela qual essa preferência é observada. Cada um desses possui vantagens e desvantagens. Explicá-los aqui sairia do escopo desta dissertação. Um resumo sobre o assunto, muito utilizado em estudos sobre o tema no Brasil, pode ser encontrado no livro de SEROA DA MOTTA (1997).

4.2.1 Estudos prévios

Na década de 1990, a Comissão Européia começou um projeto denominado *ExternE* (*External costs of Energy*) que tinha como objetivo a determinação dos custos externos causados pela produção de energia, de modo que esses pudessem ser contabilizados e internalizados no processo de decisão das políticas públicas. A metodologia de análise proposta considerou os impactos de todos os estágios de produção de eletricidade,

incluindo, por exemplo, construção dos empreendimentos, descomissionamento, transporte de materiais e o ciclo produtivo dos combustíveis (exploração, produção e transporte). Essa abordagem é conhecida como Análise de Ciclo de Vida (ACV) (EC, 1995).

Cada um dos 14 países membros da União Européia na época (EU 15, com exceção de Luxemburgo) e a Noruega valorou as externalidades produzidas pela geração de energia elétrica das diferentes tecnologias existentes em seu país. Todos utilizaram os mesmos métodos. A Tabela 4.2 mostra a soma da valoração dos custos externos quantificáveis (tais como aquecimento global, danos à saúde pública, saúde ocupacional e danos materiais) em cada um dos membros do projeto *ExternE*.

País	Carvão	Óleo	Gás	Hídrica
Áustria			11 - 34	1
Bélgica	46 - 172		11 - 23	
Alemanha	34 - 69	57 - 92	11 - 23	
Dinamarca	46 - 80		23 - 34	
Espanha	57 - 92		11 - 23	
Finlândia	23 - 46			
França	80 - 115	92 - 126	23 - 46	11
Grécia	57 - 92	34 - 57	11	11
Irlanda	69 - 92			
Itália		34 - 69	23 - 34	3
Países Baixos	34 - 46		11 - 23	
Noruega			11 - 23	2
Portugal	46 - 80		11 - 23	
Suécia	23 - 46			0 - 8
Reino Unido	46 - 80	34 - 57	11 - 23	

Tabela 4-2: Externalidade médias causadas pela geração de eletricidade utilizando diferentes tecnologias existentes em países da União Européia. Os valores são apresentados em US\$(2003)/MWh [Adaptado: EC, 2003].

Pela diferença de custos, pode-se observar que a magnitude dos impactos gerados por cada tecnologia depende das características de sua localidade. Mesmo dentro de um mesmo continente, como a Europa por exemplo, cada país possui um conjunto de fatores distintos que torna desaconselhável a simples transposição de resultados de valoração ambiental entre as nações.

Em 1996 FURTADO defendeu uma Tese de Doutorado em que expunha um estudo de valoração ambiental dos impactos gerados por três diferentes usinas de geração elétrica

brasileiras: uma hidrelétrica, Belo Monte; uma térmica a carvão, Candiota III; e uma nuclear, Angra II.

A UHE Belo Monte tem uma potência planejada de 11,000 MW e fornecerá uma energia média (explicada na Seção 4.3.2) de 4,675 MW. Localizada na região amazônica, o seu reservatório irá alagar uma área de cerca de 400 km². O projeto da usina a carvão Candiota III, localizada no estado do Rio Grande do Sul, previa uma potência instalada de 350 MW. Angra II é a segunda unidade do complexo nuclear de Angra do Reis, no Estado do Rio de Janeiro. Na época do estudo a usina ainda estava em construção e previa uma capacidade instalada de 1,245 MW (FURTADO, 1996).

Entre as diversas técnicas possíveis foi escolhido o Método de Valoração Contingente, que se constitui em uma pesquisa de campo onde as pessoas expõem a sua disposição a pagar (DAP) para evitar todos os efeitos negativos em questão. Esse método foi escolhido por três motivos. Primeiramente por permitir a participação pública que, por estar diretamente relacionada com a questão, deve ser envolvida no processo. Em segundo lugar por ser o único método de valoração que consegue captar o *valor de não uso* de um bem ambiental. E em terceiro lugar por permitir que um único questionário possa medir o valor das externalidades geradas pelas três diferentes usinas, possibilitando a sua comparação e a realização da pesquisa em um intervalo de tempo relativamente reduzido (FURTADO, 1996).

As pesquisas foram feitas em cinco grandes cidades de cada região do Brasil: Em Belém, da região Norte; em Recife, da região Nordeste; no Rio de Janeiro, da região Sudeste; em Brasília, da região Centro-Oeste; e em Porto Alegre, da região Sul. Em cada uma destas foram entrevistados moradores de cerca de 140 domicílios, distribuídos nas diferentes faixas de consumo de energia elétrica em cada região.

A partir desses dados foi calculado o custo ambiental gerado por cada uma das três usinas. Uma vez que estas possuem características diferentes (tempo de vida útil e potência média gerada), o valor foi normalizado em unidades monetárias por MWh de energia elétrica gerada (em condições de operação média). A Tabela 4-3 apresenta esses valores.

	Belo Monte	Candiota III	Angra II
Custo do Dano	4,85 - 10,34	17,02 - 35,75	37,84 - 75,82

Tabela 4-3: Faixa de valores monetários para as externalidades ambientais de projetos de usinas de geração elétrica. Valores em US\$(2000)/MWh [Adaptado: Furtado, 1996].

Em seu trabalho, Furtado sugere que os valores monetários obtidos para os projetos nesta pesquisa possam ser usados para representar os custos ambientais de projetos genéricos de cada uma das três opções tecnológicas (FURTADO, 1996).

Em 1999, Tolmasquim coordenou uma equipe técnica que elaborou um trabalho sobre “Metodologia de Valoração das Externalidades Ambientais da Geração Hidrelétrica e Termelétrica com Vistas à sua Incorporação no Planejamento de Longo Prazo do Setor Elétrico”, dando origem ao documento homônimo publicado pela ELETROBRÁS (2000). Este trabalho se propôs a identificar e selecionar as principais externalidades provocadas pela geração hidrelétrica e termelétrica e a apresentar propostas de metodologias de valoração ambiental para cada uma dessas com o objetivo de inseri-las no planejamento.

REIS (2001), orientado por Tolmasquim, defendeu uma Dissertação de Mestrado em que valorou as externalidades ambientais de três empreendimentos de geração de eletricidade no Brasil, duas hidrelétricas (Simplício e Serra da Mesa) e um conjunto de duas térmicas a gás (RioGen e RioGen Merchant). O autor utilizou, na maioria dos casos, os métodos sugeridos naquele trabalho (TOLMASQUIM, 2000).

O projeto do AHE de Simplício, no Estado do Rio de Janeiro, prevê uma capacidade instalada de 180 MW com 6,80 km² da área alagada. A UHE de Serra da Mesa possui 1.275 MW de potência e seu reservatório ocupa um espaço de 1.784 km². A UTE RioGen apresenta uma tecnologia de ciclo combinado e a RioGen Merchant simplesmente turbinas a gás (mais barata e menos eficiente). Essas apresentam, juntas, uma capacidade de geração firme de 1355 MW (1000 MW da primeira mais 355 MW da segunda) (REIS, 2001).

Para cada uma das hidrelétricas foram valorados os impactos:

- Da alteração do fluxo, do reservatório e de locais de empréstimos e despejos de resíduos de rochas e materiais de construção, sobre a agricultura e outras

atividades do setor primário e sobre as florestas, através do método de produtividade marginal.

- Da alteração do fluxo pela sedimentação e assoreamento do reservatório sobre os múltiplos usos do recurso hídrico (abastecimento, irrigação, controle de cheias e geração), através do método de produtividade marginal.
- Pela alteração do fluxo com efeitos à saúde pela criação de condições propícias a vetores de doenças de veiculação hídrica (diarréia, mosquitos, malária), através do estabelecimento de uma função dose resposta para o agente patogênico e a sua relação com as taxas de morbidade e mortalidade.
- Das fases de construção e operação sobre os recursos minerais através do método do custo de uso.
- Das emissões de gases de efeito estufa sobre a mudança do clima através do método de produtividade marginal baseada no mercado de crédito de carbono.
- Das fases de construção e operação sobre a saúde ocupacional (acidentes) através do método de custo de doença e do valor estatístico da vida.

Os impactos sobre as atividades recreativas, sobre os recursos culturais e arqueológicos e sobre os ecossistemas e biodiversidade não foram valorados por questões práticas, pois os métodos necessários para tal (de valoração contingente, de custo de viagem⁷ e de preços hedônicos⁸) demandariam tempo e esforço não disponíveis. Os impactos da alteração do fluxo sobre a navegação foram considerados, a priori, como não relevantes pelas características das duas usinas (REIS, 2001).

Para a termelétrica foram valorados os impactos:

- Das fases de construção e operação sobre a saúde ocupacional (acidentes de trabalho) através do método de custo de doença e do valor estatístico da vida.

⁷ Este método estima o valor associado à recreação em um sistema natural baseado no custo total de visitação do sítio. Para um melhor entendimento sobre o assunto, consulte SEROA DA MOTTA (1997).

⁸ Este método se baseia na identificação de atributos ou características de um bem composto privado cujos atributos sejam associados a serviços ambientais (proximidade de um sítio natural, no caso em questão). Ao identificar esta relação, é possível mensurar o preço implícito do atributo ambiental no preço de mercado quando outros atributos são isolados (SEROA DA MOTTA, 1997).

- Das emissões de GEE (CO₂, CH₄ e N₂O) das fases de extração / operação da plataforma de gás e da geração de energia sobre os homens, ecossistemas terrestres e aquáticos, e os sistemas não vivos através do método de produtividade marginal.
- Das emissões atmosféricas da fase de geração de energia sobre os homens e os ecossistemas terrestres, através do estabelecimento de uma função dose resposta para os efluentes aéreos com as taxas de morbidade e mortalidade da população na região afetada pela pluma de poluentes.

A Tabela 4-4 a seguir apresenta os valores totais obtidos para as três usinas neste estudo.

	Simplicio	Serra da Mesa	RioGen/RioGen Merchant
Custo do Dano	0,98	8,96	12,69

Tabela 4-4: Danos ambientais de cada um dos estudos de caso realizado por Reis (2000). Valores em R\$(2000)/MWh.

Um estudo apresentado no XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (REIS *et al.*, 2005) valorou as externalidades referentes à construção do 3º circuito da Linha de Transmissão de 345kV Tijuco Preto – Baixada Santista. Foram considerados os seguintes impactos:

- Retirada de cobertura vegetal, danos temporários à vegetação
- Interferência em Áreas de Interesse Histórico
- Danos temporários ao solo e vegetação, erosão do solo, interferência em recursos hídricos e danos à saúde
- Perda de produtividade agrícola
- Ruído audível
- Acidentes, contaminação

Dentre estes, somente os três últimos itens não são tratados por programas sócio-ambientais, sendo, portanto, considerados como externalidades. A perda de produtividade agrícola foi valorada através do método de produtividade marginal. O ruído foi valorado de duas maneiras, calculando-se as Despesas de Proteção

(atenuadores de ruídos nas casas) e utilizando o método de valoração contingente. O risco de vazamento de óleo foi calculado utilizando-se o valor esperado do impacto em função da probabilidade de ocorrência e da magnitude do dano. A Tabela 4-5 apresenta os valores obtidos.

	Custo Total	Aumento
Custos iniciais	50.370,37	--
Adição das externalidades com menores custos	168.005,56	1,87%
Adição das externalidades com maiores custos	247.956,67	3,14%

Tabela 4-5: Externalidade causadas por linha de transmissão Tijuco Preto – Baixada Santista. Valores em US\$(2005). [Fonte: REIS *et al.*, 2005].

4.2.2 Valores utilizados

Não foi encontrado nenhum estudo de valoração ambiental único que abrangesse um grande número de empreendimentos na área de geração elétrica e que focasse no caso brasileiro. Por este motivo, a fim de gerar valores compatíveis com as diferentes características das usinas, tentou-se reunir as informações presentes nos estudos prévios descritos anteriormente. Abaixo estão descritas as suposições e considerações feitas para cada tipo de projeto do planejamento a longo prazo.

4.2.2.1 Hidrelétricas

Dentre aqueles dois estudos nacionais que tratam da questão da valoração dos impactos de hidrelétricas (FURTADO, 1996; REIS, 2001), somente no de FURTADO é sugerido a generalização do custo da externalidade ambiental (em US\$/MWh) para outros projetos. Por este motivo, estes serão usados como base de cálculo.

Os resultados de REIS (2001) apresentam valores de impacto ambiental, por unidade de geração, muito diferentes entre si (ver Tabela 4-4). De fato, as usinas analisadas neste trabalho possuem características bem distintas. Enquanto a UHE de Simplício irá alagar uma área de 6,8 km², apresentando uma razão de 0,068 km²/MWmédio, o reservatório de Serra da Mesa ocupará um espaço de 1784 km², com uma relação de 2,43 km²/MWmédio.

Tendo em vista a descrição feita no Capítulo 3 dos impactos ambientais gerados pelas hidrelétricas, essa diferença é esperada. Parte dos efeitos negativos está diretamente relacionada com o tamanho da área alagada, que depende não somente da potência média da usina mas também de diversos outros fatores, como, por exemplo, a topografia da calha do rio. É preciso considerar a dimensão do reservatório para se definir o custo da externalidade em US\$/MWh.

Apesar de ser falha em alguns pontos (não foi levada em consideração parte dos impactos gerados pelas usinas), a valoração realizada por REIS (2001) pode servir para indicar a relação existente entre área e custo ambiental, já que duas hidrelétricas de tamanhos diferentes são analisadas utilizando o mesmo método. De acordo com os resultados exibidos na Tabela 4-3, a UHE Serra da Mesa, que possui um reservatório Grande (aqui considerado, empiricamente, como sendo maior que 400km²), gera uma externalidade, por energia produzida, 8,14 vezes maior que Simplício, de reservatório Pequeno (menor que 100km²).

Aceitando as suposições de que as hidrelétricas pertencentes a uma mesma classificação de tamanho de reservatório (Pequeno, Médio ou Grande) apresentam uma relação de custo de externalidade por MWh equivalente; os dados de valoração parciais obtidos por REIS (2001) são proporcionais ao total de cada usina; e que o reservatório de Belo Monte é Grande, pode-se inferir os intervalos de custos das externalidades geradas por usinas hidrelétricas, baseado no trabalho de FURTADO (1996), de acordo com a Tabela 4-6 a seguir.

Custo do Dano			
<i>Reservatório</i>			
Pequeno	0,60	-	1,27
Médio	2,72	-	5,81
Grande	4,85	-	10,34

Tabela 4-6: Valores considerados para representar o custo ambiental causado para a sociedade em função da construção de UHE que será adicionada ao modelo de expansão. Valores em US\$(2000)/MWh.

4.2.2.2 Termelétricas

Serão considerados três tipos de tecnologias para a geração termelétrica: carvão e óleo combustível em ciclo convencional e gás natural em ciclo combinado.

No caso brasileiro, a pesquisa realizada por FURTADO (1996) valorou as externalidades de uma UTE a carvão (ciclo convencional), Candiota III, e REIS (2001) calculou os impactos de um conjunto de duas termelétricas a gás natural (turbina a gás e ciclo combinado), RioGen e RioGen Merchant. O intervalo de valores presentes no primeiro estudo (Tabela 4-3) foi aceito como a melhor estimativa para o caso do carvão. O segundo, apesar de ter estimado todos os impactos identificados como importantes para o caso da geração térmica, não apresenta um intervalo de custos, mas somente um valor. Para resolver a questão da valoração das outras tecnologias, foi usada a relação de custos de externalidades presente nos estudos do *ExternE*.

Como podemos observar na Tabela 4-2, nos países da UE, os valores dos custos externos para uma UTE a óleo combustível são muito próximos aos de uma térmica a carvão, em alguns casos até maiores. Neste dissertação estas custos serão considerados equivalentes.

Sabendo que o impacto ambiental gerado por uma usina a gás natural é muito menor do que o gerado pelos outros dois tipos de térmicas consideradas, como foi apresentado no capítulo anterior, os valores utilizados deverão ser diferentes. A Tabela 4-7 abaixo mostra a relação entre as médias dos custos externos obtidas para o caso do carvão e do gás natural no projeto *ExternE* (EC, 1995).

	Carvão	Gás Natural
Custo do Dano	64,32	20,18
Razão GN/Carvão	0,31	

Tabela 4-7: Externalidades geradas pela produção de eletricidade por dois diferentes ciclos de combustível. Os valores são apresentados em US\$(2003)/MWh [Adaptado: EC, 2005].

Assumindo que estes valores podem representar a relação entre os custos ambientais gerados pelos impactos das diferentes tecnologias de usinas termelétricas brasileiras, serão usados como a melhor estimativa de valoração das externalidades os números apresentados na Tabela 4-8 a seguir.

	Carvão	Óleo Combustível	Gás Natural
Custo do Dano	17,02 - 35,75	17,02 - 35,75	5,34 - 11,22

Tabela 4-8: Valores considerados para representar o custo ambiental causado para sociedade em função da operação de diferentes UTE que será adicionado ao modelo de expansão. Valores em US\$(2000)/MWh.

Um fato a ser destacado aqui é que o valor obtido por REIS (2001) se encontra dentro do intervalo considerado, corroborando as suposições aqui feitas para se chegar a este resultado.

4.2.2.3 Linhas de Transmissão

A magnitude dos custos ambientais causados por uma linha de transmissão está associada, basicamente, a sua extensão, ao seu porte (relacionado com a capacidade de transmissão e a tensão elétrica na qual o fio está submetido) e ao seu traçado (lugares por onde passa). Dentre esses três fatores, somente o último não está relacionado diretamente com os custos econômicos de construção do empreendimento e é específico para cada projeto.

Por este motivo, optou-se por utilizar uma fração do orçamento total da obra como parâmetro para calcular o custo da externalidade gerado. Tendo como base o estudo de REIS *et al.* (2005), que apresenta uma variação entre 1,87% e 3,14% do total, escolheu-se utilizar um valor fixo de 2%. Essa decisão, simplória, se baseia no fato de que o modelo utilizado nessa dissertação não consegue incorporar todas as vantagens para a geração hidrelétrica devido à criação de intercâmbios entre os subsistemas e no fato de não considerar os custos de transporte de combustível, que seria o seu análogo para o caso de termelétricas, como foi discutido anteriormente.

4.3 MELP AMBIENTAL

O “MELP Ambiental” é uma reformulação do modelo desenvolvido por MACHADO JÚNIOR (2000), o MELP, de tal forma que este passe a considerar os custos externos gerados para a sociedade em função dos impactos das atividades do setor elétrico. Além desta alteração, foram realizadas outras mudanças no modelo, em parte baseadas no trabalho do CEPEL (LISBOA, 2003), que serão descritas adiante.

Para facilitar a compreensão do programa computacional utilizado, os parâmetros e variáveis do modelo serão apresentados, simultaneamente, em notação matemática simples e na linguagem de programação utilizada para este trabalho, o *General Algebraic Modeling System* (GAMS). O seu desenvolvimento foi realizado com base no manual *GAMS – A User’s Guide* (ROSENTHAL, 2007), utilizando o ambiente de desenvolvimento integrado (IDE, da sigla em inglês) em sua versão 22.6, que pode ser

obtido (com limitações no uso de *solvers*, explicados adiante) no sítio de internet: <<http://www.gams.com/>>.

A seguir serão descritos os elementos que compõem o “MELP Ambiental” e as explicações necessárias para entender o seu funcionamento. Pretendo, ao longo desta seção, elucidar toda a formulação do modelo. A notação de programação em GAMS, completas, pode ser conferida no Anexo 1. O Modelo será apresentado, primeiramente, considerando somente um cenário de demanda. Em seguida será explicada a determinação da estratégia de ações conjunta através da minimização do máximo arrependimento (*minimax*).

4.3.1 Índices e Conjuntos

A definição dos índices e conjuntos serve para simplificar e organizar a notação dos parâmetros, variáveis e equações. As sequências de comando do programa que representam os conjuntos serão apresentadas entre colchetes após a descrição dos mesmos [linguagem GAMS].

i Índice de subsistemas

Ω_i Conjunto de subsistemas ip vizinhos ao subsistema i [$iviz(i,ip)$].

j Índice do empreendimento

J^H Conjunto de usinas hidrelétricas [$h(j)$].

J^{HP} Subconjunto de projetos de usinas hidrelétricas [$hp(h)$].

J^{GP} Subconjunto de projetos candidatos a motorização adicional [$gp(h)$].

J^T Conjunto de usinas termelétricas [$t(j)$].

J^{TP} Subconjunto de projetos de usinas termelétricas [$tp(t)$].

J^Z Conjunto de troncos de interligação [$z(j)$].

J^{ZP} Subconjunto de projetos de troncos de interligação [$zp(z)$].

J^W Conjunto de déficits gerados [$w(j)$].

J_i Conjunto de empreendimentos pertencentes ao subsistema i [$psub(i,j)$].

k Índice do estágio no tempo, que será definido em alguma unidade, tais como meses ou anos.

l Índice do patamar na curva de carga

Os déficits, que representam o não atendimento à demanda, foram colocados como um subconjunto de empreendimentos, pois funcionarão para o modelo da mesma maneira que uma usina com alto custo de geração. Cada w representa o déficit de um subsistema.

O índice ip , considerado para o conjunto de subsistemas vizinhos, equivale aos mesmos subsistemas em i .

Os empreendimentos referentes aos troncos de transmissão são inseridos em dois conjuntos J_i , um para cada extremidade.

4.3.2 Parâmetros

Cada parâmetro representa uma característica dos elementos do sistema elétrico brasileiro que seja importante para o planejamento da expansão a longo prazo. A definição do nível adequado de detalhamento do sistema é importante para que o modelo seja coerente com a realidade sem, para isso, aumentar a sua complexidade demasiadamente.

Após a indicação de cada parâmetro, ou grupo de, serão feitas as explicações necessárias ao seu entendimento. A maneira com que cada um deles é representado no programa continuará sendo representada entre colchetes [linguagem GAMS].

\bar{P}_j Potência máxima produzida pela usina j [pmax(j)].

\underline{P}_j Potência mínima produzida pela usina j [pmin(j)].

Representam os limites técnicos de geração de eletricidade em uma usina. O limite superior está relacionado à sua capacidade instalada e, no caso das térmicas, as indisponibilidades previstas e imprevistas (ou seja, multiplicando-se a capacidade instalada pelo fator de disponibilidade). O inferior determina que parte deste total deva permanecer ativa.

\hat{E}_j Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo considerado sob condições médias [em(h)].

A energia produzida por uma usina hidrelétrica está associada ao volume de água que passa pela turbina e à altura em que a lâmina d'água do reservatório se encontra a cada momento desta passagem. Estes dois fatores, por sua vez, dependem de diversos outros condicionantes, tais como; a seqüência chuvas na sub-bacia hidrográfica da barragem, o quanto dessa água chega ao reservatório, o despacho das usinas hidrelétricas localizadas a montante da UHE em questão e o estágio de tempo em que ocorre a geração.

Em um modelo de planejamento da operação, que normalmente não considera um horizonte de mais de 10 anos, todos estes fatores são decisivos. No planejamento da expansão da geração a longo prazo, onde as incertezas são maiores, esse detalhamento não é possível. Torna-se, então, necessária a sua simplificação para que seja possível realizar o cálculo da energia máxima produzida pela usina hidrelétrica no intervalo de tempo considerado sob condições médias.

Antes da execução do modelo, é considerada uma situação hipotética onde existe uma seqüência hidrológica média (baseada no histórico brasileiro, a partir de 1931) e em que todas as usinas de uma mesma bacia são despachadas homoganeamente ao longo do período considerado. A energia supostamente gerada pela usina hidrelétrica sob essas condições representa a sua energia média, que irá definir os limites de produção de uma UHE sob condições médias.

\tilde{E}_j Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo considerado sob condições críticas [ef(h)].

Se o planejamento da expansão da geração fosse realizado somente em função das condições médias de operação das hidrelétricas existiria a possibilidade de, caso o regime hidrológico futuro fosse abaixo do esperado, haver um déficit de energia no sistema. Uma vez que o não atendimento a demanda é muito custoso para o país, é necessário garantir que o parque de geração seja capaz de suprir a eletricidade requerida mesmo sob condições desfavoráveis de chuva.

Considera-se como condições desfavoráveis o período crítico. Este é definido como sendo o maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são totalmente deplecionados. Para o Sistema Interligado Nacional, esse período corresponde ao intervalo que se inicia em junho de 1949 e termina em novembro de 1956 (ANEEL 2004).

A partir da simulação da operação do sistema durante o período crítico calcula-se qual energia média a usina é capaz de gerar neste intervalo, sendo denominada de energia firme.

$\hat{F}p^k_j$ Fator de participação da térmica j no estágio k sob condições médias [fpart(t,k)].

$\tilde{F}p^k_j$ Fator de participação da térmica j no estágio k sob condições críticas [kfpart(t,k)].

O despacho das usinas termelétricas do Sistema Interligado Nacional está relacionado, basicamente, ao seu custo de geração e ao custo de oportunidade associado ao uso da água nas hidrelétricas em cada estágio de decisão. De maneira geral, sob condições hidrológicas ruins o “valor da água” aumenta e opta-se por utilizar uma maior fração da capacidade instalada das térmicas. Em condições favoráveis de chuva a utilização da água se torna mais barata e é diminuída a geração de UTEs. Sendo assim, o fator de participação de uma térmica, que representa a probabilidade de operação da usina em regime de base, obedece duas curvas em função do seu custo de geração, uma para condições de hidrologia média e uma para condições críticas (MACHADO JUNIOR, 2000). A Figura 4-2 representa esta relação.

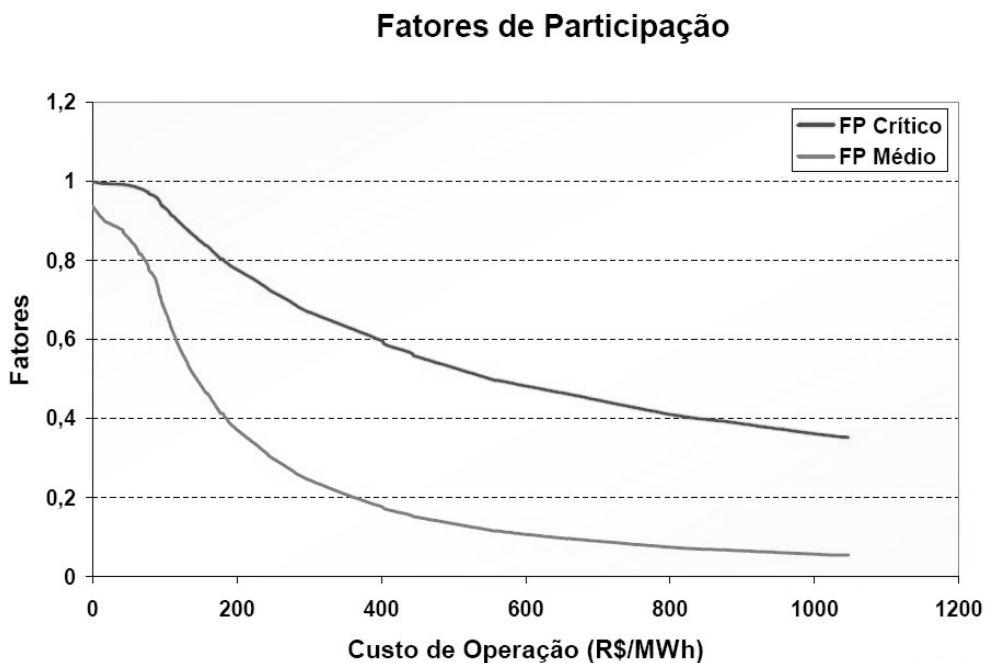


Figura 4-2: Fator de participação em função do custo de operação das térmicas para condições médias e críticas [Fonte: CEPEL, 2006].

\bar{T}^k_j Limite superior da energia térmica gerada pela usina j durante o estágio k [emax(t,k)].

\underline{T}_j^k Limite inferior da energia térmica gerada pela usina j durante o estágio k [emin(t,k)].

Estes limites são relativos a possíveis contratos de compra e venda, oferta disponível de combustíveis ou alguma outra razão técnica ou comercial.

θ_l Duração do patamar l na curva de carga [dp(l)].

$D_{i,l}^k$ Potência a ser atendida no subsistema i durante o patamar l no estágio k [pd(i,l,k)].

A demanda de eletricidade pelos centros de consumo possui uma variação considerável ao longo do dia, existindo horários de alta profundidade de carga, normalmente entre 18:00 e 21:00 horas, e períodos onde ocorre uma grande diminuição da potência requerida, entre 24:00 e 07:00. Essa característica do sistema implica em que o parque gerador seja capaz de fornecer para a rede uma potência elétrica, no mínimo, igual a do ponto mais alto da curva de carga, sendo este maior do que a média demandada. O Gráfico 4-1 a seguir mostra um exemplo de uma curva de carga ao longo do dia.

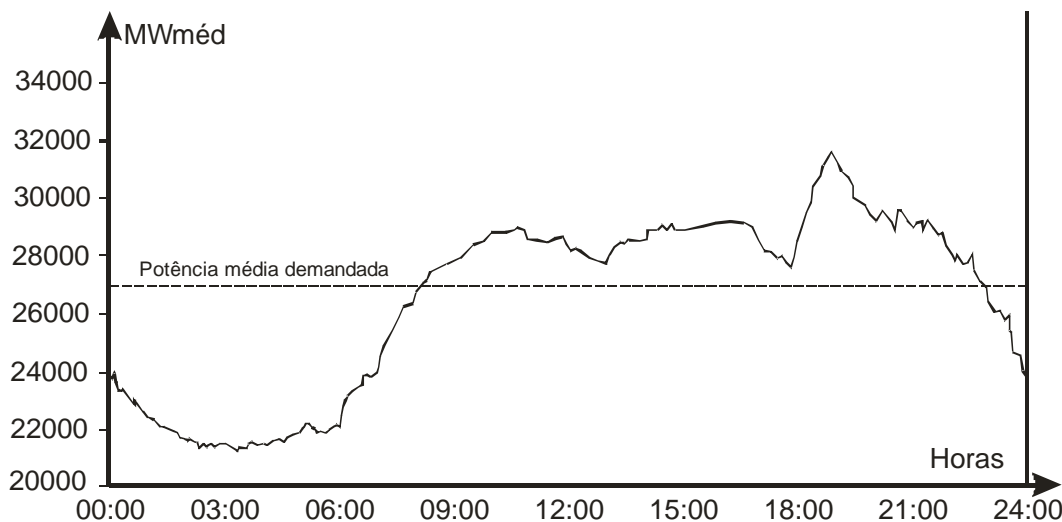


Gráfico 4-1: Curva de carga do subsistema SE/CO no dia 23/10/2002. [Fonte: ONS, 2002]

O modelo de expansão da geração deve levar em conta essa diferença. Caso o planejamento seja realizado a partir de uma situação hipotética de demanda homogênea, o sistema será subdimensionado e poderá não ser capaz de atender a demanda no horário de pico.

A solução encontrada para o problema foi dividir a demanda em patamares (normalmente três: alto, médio e baixo) que representem as diferentes profundidades de carga que o parque gerador deverá fornecer ao sistema. O intervalo de tempo total

considerado para cada estágio k é então dividido como se possuísse somente uma curva para todo o período, ficando cada patamar com uma fração daquela duração. O Gráfico 4-4 representa esta divisão através de um exemplo de divisão em três patamares.

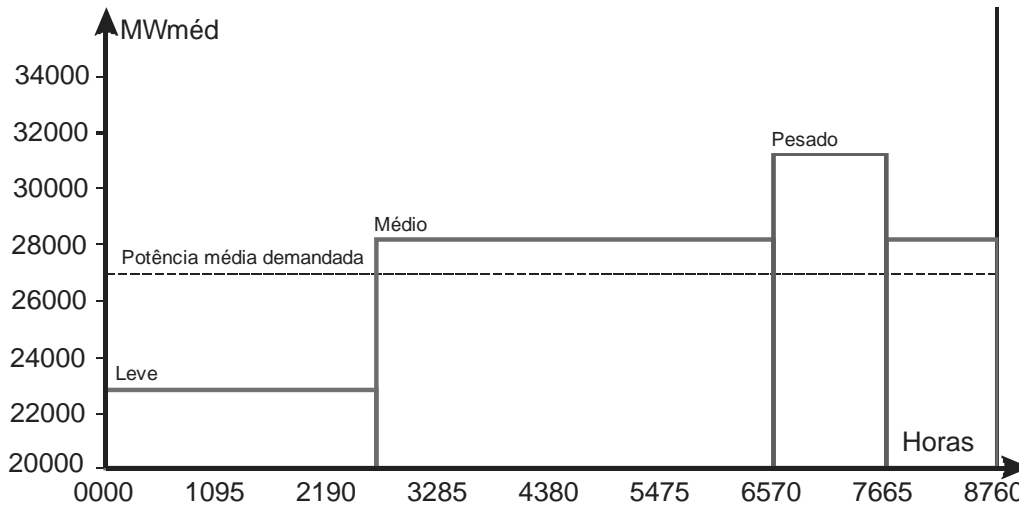


Gráfico 4-2: Representação esquemática dos patamares de carga considerados no “MELP Ambiental” ao longo de um ano. Utilizou-se como base os valores de demanda do subsistema SE/CO em 2002 [Elaboração própria].

Sendo o sistema possui durante os patamares mais baixos, uma capacidade de produção de energia ociosa. As plantas que geram energia para compensar o aumento de demanda nos patamares mais altos são denominadas de usinas de geração de ponta.

\bar{G}_j Potência máxima da motorização adicional na hidrelétrica j [p_{mot}(h)].

Existe a possibilidade de uma usina hidrelétrica aumentar a sua potência máxima de operação através da adição de novas turbinas. Esta modificação não aumenta a capacidade da usina de produzir energia, somente permite que ela possa trabalhar melhor com geração de ponta. Ou seja, ela poderá converter mais água pelas suas turbinas em eletricidade durante o período de maior demanda em detrimento dos outros patamares de carga.

Considerando que a motorização adicional pode reduzir o risco de vertimento (quando a água passa pela barragem sem passar pela turbina) de uma usina, ela aumentaria a sua capacidade de gerar eletricidade. Porém, já que a afluência hidrológica é considerada como constante no modelo (uma para condições críticas e uma para condições médias), este ganho não será computado.

φ_j Fator de capacidade obrigatório da térmica j para permitir operação de ponta [f_{cap}(t)].

Para uma UTE conseguir entrar em operação plena, por ser baseada na transformação de energia térmica em energia elétrica, ela precisa atingir certo nível de temperatura. Este processo demanda algum tempo, o qual varia entre as diferentes tecnologias de conversão. A duração deste influencia na capacidade da térmica conseguir operar somente em regime de ponta, pois é necessário, em alguns casos, que ela permaneça em funcionamento durante os outros patamares. O fator de capacidade obrigatório é definido para refletir esta característica em cada usina termelétrica. A maneira pela qual esse valor irá influenciar o cronograma de operação será explicitado na descrição da restrição correspondente.

$Z_{j,i,ip}$ Capacidade de transferência de energia do subsistema i para o subsistema ip no tronco de interligação j [cint(z,i,ip)].

$\eta_{i,ip}$ Rendimento de um intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema ip [intp(i,ip)].

Esses dois parâmetros definem o quanto de energia um subsistema poderá enviar para o outro, através de uma linha específica, e o quanto dessa será perdido neste processo.

4.3.2.1 Custos

Uma maneira usual de se determinar qual é o plano de investimentos mais econômico para um certo objetivo, adotada por MACHADO JUNIOR (2000), é a escolha do menor valor presente (VP). Esse é calculado a partir do somatório de todos os custos (investimento, operação, manutenção e combustível) descontados no tempo, ou seja:

$$VP = \sum_{k=1}^K \frac{C^k}{(1 + \tau)^k}$$

Onde k é o índice do tempo, K é o horizonte de planejamento, τ é a taxa de desconto e C^k é o quanto foi gasto naquele estágio.

Este procedimento, porém, não é o ideal para a decisão do melhor plano de ações para a expansão da geração elétrica. Uma vez que as usinas possuem diferentes tempos de vida útil e que o horizonte de planejamento é limitado, é possível que o menor VP não represente a melhor escolha. Vejamos o seguinte exemplo onde, para atender a um crescimento de demanda em certo estágio, é preciso decidir entre a construção de uma

usina térmica ou uma hidrelétrica com as seguintes características (valores em unidades monetárias fictícias somente para uma análise visual do cronograma de gastos):

Térmica: **Custo de Investimento:** 35,0 \$

Custo de Operação e Manutenção: 25,0 \$ (necessário para atender a demanda em questão ao longo de um ano)

Tempo de Vida Útil: 25 anos

Hidrelétrica: **Custo de Investimento:** 120,00 \$

Tempo de Vida Útil: 50 anos

No MELP, os custos de operação e manutenção das UHE são somados ao seu custo de investimento. O cronograma de gastos, com um horizonte de planejamento estipulado, pode ser expresso pela Figura 4-5 a seguir (o tamanho dos vetores ao longo dos períodos representa a magnitude dos custos).

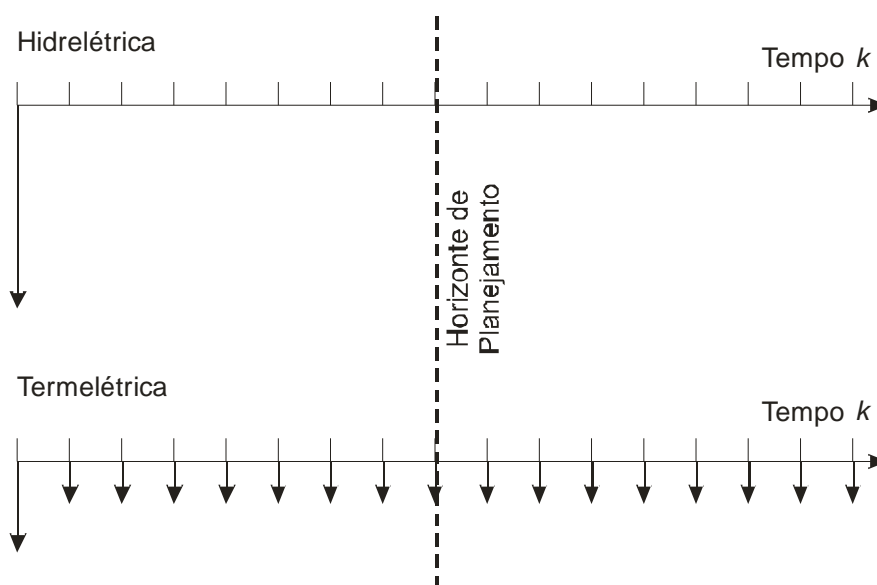


Figura 4-3: Esquema hipotético dos gastos com a geração elétrica em uma hidrelétrica e em uma termelétrica. O horizonte de planejamento representa o fim do período considerado ($k = K$). Os tamanhos dos vetores representam a magnitude dos custos.

A assimetria entre os gastos de uma hidrelétrica (altos custos fixos) e de uma termelétrica (alto custo de geração) torna inapropriado o uso do somatório dos valores presentes desses. Quanto mais perto do final do horizonte de planejamento, maior será esse distúrbio.

Uma solução para este problema é o uso do custo anual equivalente (CAE), que transforma o custo total do empreendimento em uma anualidade a ser paga ao longo de

sua vida útil. De certa forma, este procedimento distribui o VP do projeto pelo seu período de funcionamento, eliminando o problema enfrentado no exemplo anterior. Este foi o método escolhido para indicar os custos dos empreendimentos em questão, calculado da seguinte maneira:

$$CAE_j = \frac{VP_j}{F.A_v}$$

$$F.A_v = \frac{1}{\tau} - \frac{1}{\tau(1+\tau)^v}$$

Onde; CAE_j é o custo anual equivalente de investimento ou operação de uma usina j e $F.A_v$ é o fator de anuidade para uma dada taxa de desconto τ e um tempo de vida útil v do empreendimento.

Os parâmetros do modelo referentes a esses custos anuais equivalentes são os seguintes:

ϕP^k_j Custo de investimento do projeto j no estágio k [cinv(j,k)]. Inclui os gastos fixos de operação e manutenção do empreendimento.

$\phi g P^k_j$ Custo de investimento do projeto de motorização adicional j no estágio k [cgp(gp,k)].

Uma vez que a decisão de investimento representa o ano de entrada em operação do empreendimento, esses parâmetros devem representar os custos de investimento levados até o ano de conclusão do projeto.

γ^k_j Custo da produção térmica da usina j durante o estágio k [copt(t,k)].

$\delta^k_{j,l}$ Custo do déficit j no patamar l durante o estágio k [cdef(w,k,l)].

ϕE^k_j Custo da externalidade provocada pela construção do empreendimento j no estágio k [einv(j,k,e)].

$E\gamma^k_j$ Custo da externalidade provocada pela geração de energia da usina j durante o estágio k [eopt(t,k,e)].

Todos considerados sob um taxa τ de desconto no tempo [td].

4.3.3 Variáveis

As variáveis representam os parâmetros que serão controlados pelo modelo de forma a obter uma solução ótima, a mais econômica e que atenda os requisitos de demanda de energia em condições críticas. São elas:

xh^k_j Construção da hidrelétrica j no estágio k [conh(h,k)].

xg^k_j Construção da motorização adicional j no estágio k [cong(gp,k)].

xt^k_j Construção da termelétrica j no estágio k [cont(t,k)].

xz^k_j Construção do intercâmbio j no estágio k [conz(z,k)].

Uma vez que estas variáveis indicam uma decisão de “sim ou não”, elas são definidas como binárias, ou seja, só podem assumir valores de 0 (zero) ou 1 (um). Esta característica transforma o modelo em um problema de programação inteira mista (MIP). O estágio k de construção do empreendimento j representa o ano de conclusão do projeto, quando a sua operação poderá ser realizada.

$\hat{h}^k_{j,l}$ Produção de energia de base pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias [prdh(h,k,l)].

$\hat{g}^k_{j,l}$ Produção de energia por motorização adicional pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias [prdgp(gp,k,l)].

$\hat{t}^k_{j,l}$ Produção de energia pela termelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias [prdt(t,k,l)].

$\hat{w}^k_{j,l}$ Não atendimento a demanda energética gerada pelo déficit j no patamar l durante o estágio k em condições médias [prdef(w,k,l)].

$\hat{z}^k_{i,ip,l}$ Energia transferida do subsistema i para o subsistema ip durante o estágio k em condições médias [tiip(i,ip,k,l)].

As mesmas variáveis em condições críticas são as seguintes:

$\tilde{h}^k_{j,l}$

$\tilde{g}^k_{j,l}$

$$\tilde{t}^k_{j,l}$$

$$\tilde{w}^k_{j,l}$$

$$\tilde{z}^k_{i,ip,l}$$

Essas representam as variáveis operativas, as quais podem assumir, salvo restrições, qualquer valor positivo.

ζ Valor presente do somatório dos CAE das decisões ao longo de todo o horizonte de planejamento [custo].

Esta representa o valor a ser minimizado pela função objetivo, sendo a única variável que não é controlada pelo modelo.

4.3.3.1 Auxiliares

Algumas restrições fazem uso de variáveis auxiliares, que estão em função das variáveis descritas anteriormente. O papel de cada uma dessas no modelo será explanado na medida em que forem aparecendo na formulação.

4.3.4 Função Objetivo

É nesta função que o “MELP Ambiental” se diferencia do MELP. No modelo original, o objetivo era minimizar o somatório dos custos de investimento e operação descontados no tempo. Esta simplificação pode ser representada da seguinte forma.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1+\tau)^k} \left\{ \begin{array}{l} [\text{CustosInvestimento}]_+ \\ [\text{CustosOperação}] \end{array} \right\}$$

Os custos de investimento e operação são decompostos para cada tipo de empreendimento, da seguinte forma:

$$[\text{CustosInvestimento}] = \left[\begin{array}{l} \text{Hidrelétricas} + \text{MotorizaçãoAdicional} \\ + \text{Termelétricas} + \text{Intercâmbio} \end{array} \right]$$

$$[\text{CustosOperação}] = [\text{Térmica} + \text{Déficit}]$$

Onde cada um desses termos são representados no modelo a partir das seguintes fórmulas:

CustosInvestimento:

$$Hidrelétricas = \sum_{j \in J^{HP}} \phi P^k_j \cdot xh^k_j$$

$$MotorizaçãoAdicional = \sum_{j \in J^{GP}} \phi g P^k_j \cdot xg^k_j$$

$$Termelétricas = \sum_{j \in J^{TP}} \phi P^k_j \cdot xt^k_j$$

$$Intercâmbio = \sum_{j \in J^{ZP}} (\phi P^k_j + \phi E^k_j) \cdot xz^k_j$$

CustosOperação:

$$Térmica: \sum_{\substack{l=1 \\ j \in J^t}}^L (\gamma^k_j + E\gamma^k_j) \cdot \hat{t}^k_{j,l}$$

$$Déficit: \sum_{\substack{l=1 \\ j \in J^w}}^L \delta^k_{j,l} \cdot \hat{w}^k_{j,l}$$

No “MELP Ambiental” são somados, nos termos correspondentes: os custos ambientais associados à existência de usinas hidrelétricas e troncos de transmissão; e a externalidade relativa à geração térmica. Sendo assim, a função objetivo foi formulada da seguinte maneira (as modificações estão destacadas):

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1 + \tau)^k} \left\{ \left[\sum_{j \in J^{HP}} (\phi P^k_j + \boxed{\phi E^k_j}) \cdot xh^k_j + \sum_{j \in J^{GP}} \phi g P^k_j \cdot xg^k_j \right] + \left[\sum_{j \in J^{TP}} \phi P^k_j \cdot xt^k_j + \sum_{j \in J^{ZP}} (\phi P^k_j + \boxed{\phi E^k_j}) \cdot xz^k_j \right] \right\} + \left\{ \left[\sum_{\substack{l=1 \\ j \in J^t}}^L (\gamma^k_j + \boxed{E\gamma^k_j}) \cdot \hat{t}^k_{j,l} + \sum_{\substack{l=1 \\ j \in J^w}}^L \delta^k_{j,l} \cdot \hat{w}^k_{j,l} \right] \right\} \quad (4.2)$$

Esta função traz para o presente o somatório dos custos anuais equivalentes de cada uma das decisões de operação e de construção. Observa-se que o déficit entra na função da mesma maneira que a variável de operação térmica. Considerou-se que a simples existência de usinas térmicas não gera externalidade.

É importante ressaltar que somente as variáveis operativas sob condições médias são consideradas nessa função objetivo.

4.3.5 Restrições

As restrições representam o funcionamento lógico do sistema elétrico, forçando o modelo a considerar somente as configurações aceitáveis para os diferentes valores das variáveis que controla. Elas serão apresentadas em linguagem matemática seguidas de uma explicação textual.

4.3.5.1 Investimento

$$\sum_{k=1}^K xh^k_j \leq 1 \quad \forall j \in J^{HP}$$

$$\sum_{k=1}^K xg^k_j \leq 1 \quad \forall j \in J^{GP}$$

$$\sum_{k=1}^K xt^k_j \leq 1 \quad \forall j \in J^{TP}$$

$$\sum_{k=1}^K xz^k_j \leq 1 \quad \forall j \in J^{ZP}$$

Definem que cada empreendimento só pode ser construído, no máximo, uma única vez. As variáveis de construção dos empreendimentos preexistentes foram fixadas em 1(um) para o período inicial.

$$\sigma h^k_j = \sum_{l=1}^K xh^l_j \quad \forall k = 1 \dots K, j \in J^{HP}$$

$$\sigma g^k_j = \sum_{l=1}^K xg^l_j \quad \forall k = 1 \dots K, j \in J^{GP}$$

$$\sigma t^k_j = \sum_{l=1}^K xt^l_j \quad \forall k = 1 \dots K, j \in J^{TP}$$

$$\sigma z^k_j = \sum_{l=1}^K xz^l_j \quad \forall k = 1 \dots K, j \in J^{ZP}$$

Estas equações controlam as variáveis auxiliares que indicam se o empreendimento j em questão é existente no período k . São importantes para as restrições, pois, como se pode observar nas funções a seguir, servem para forçar as variáveis de operação dos projetos não construídos como sendo iguais a 0 (zero).

$$-xg^k_j + \sigma h^k_j \geq 0$$

$$\forall k = 1 \dots K, j \in J^{HP}$$

Os projetos de motorização adicional somente serão considerados após a construção da UHE em que se situa.

4.3.5.2 Operação

Condições médias

$$\sum_{\substack{j \in J^H \\ \wedge j \in J_i}} \hat{h}^k_{j,l} + \sum_{\substack{j \in J^{GP} \\ \wedge j \in J}} \hat{g}^k_{j,l} + \sum_{\substack{j \in J^T \\ \wedge j \in J}} \hat{t}^k_{j,l} + \sum_{\substack{j \in J^W \\ \wedge j \in J}} \hat{w}^k_{j,l} + \sum_{ip \in \Omega_i} (\eta^k_{i,ip} \hat{z}^k_{ip,l} - \hat{z}^k_{i,ip,l}) \geq \theta_l \cdot D^k_{i,l} \quad (4.3)$$

$$\forall i = 1 \dots I; k = 1, \dots, K; l = 1 \dots L$$

Garante o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica. Nesta equação são considerados os déficits e os intercâmbios.

$$-\sigma h^k_j \hat{E}_j \sum_{l=1}^L \hat{h}^k_{j,l} + \sum_{l=1}^L \hat{g}^k_{j,l} \leq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^H$$

Define que em cada estágio a energia fornecida por uma hidrelétrica para o sistema, considerando a motorização adicional, não pode ser maior do que a energia média que essa usina é capaz de gerar.

$$-\sigma h^k_j \overline{P}_j \cdot \theta_l + \hat{h}^k_{j,l} \leq 0$$

$$-\sigma h^k_j \underline{P}_j \cdot \theta_l + \hat{h}^k_{j,l} \geq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^H; l = 1, \dots, L$$

$$-\sigma g^k_j \overline{G}_j \cdot \theta_l + \hat{g}^k_{j,l} \leq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^{GP}; l = 1, \dots, L$$

Estas restrições limitam a potência mantida numa hidrelétrica em cada patamar. Também possibilita que essa geração seja maior que a média para cada estágio, permitindo uma operação de ponta. A motorização adicional amplia essa capacidade.

$$-\sigma t_j^k [\bar{P}_j \cdot \hat{F}p_{j,k} + (1 - \hat{F}p_{j,k}) \underline{P}_j] \cdot \theta_l + \hat{t}_{j,l}^k \leq 0$$

$$-\sigma t_j^k \underline{P}_j \cdot \theta_l + \hat{t}_{j,l}^k \geq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T; l = 1, \dots, L$$

Limitam a potência que uma termelétrica é capaz de manter em um patamar ao longo de um período. Como visto na Seção 4.3.2, o teto de geração está associado com o fator de participação da UTE, que é uma função do custo de geração desta, podendo ser específico para cada planta em cada estágio.

$$-\sigma t_j^k \bar{T}_j^k + \sum_{l=1}^L \hat{t}_{j,l}^k \leq 0$$

$$-\sigma t_j^k \underline{T}_j^k + \sum_{l=1}^L \hat{t}_{j,l}^k \geq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T$$

Restringem a energia total fornecida por uma termelétrica ao longo do período.

$$-\varphi_j \cdot \bar{t}_j^k \cdot \theta_l + \hat{t}_{j,l}^k \geq 0$$

$$-\bar{t}_j^k \cdot \theta_l + \hat{t}_{j,l}^k \leq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T; l = 1, \dots, L$$

Essas duas restrições conduzem a operação térmica ao longo dos patamares de cada período de forma que não seja possível, caso a usina apresente um parâmetro $\varphi > 0$, alterar demasiadamente a potência mantida nos diferentes pontos da curva de carga. A variável auxiliar \bar{t}_j^k serve para tomar a maior potência gerada pela térmica j em cada estágio k .

$$\sum_{\substack{j \in J^Z \\ \wedge j \in J_i}} (\sigma_j^k \cdot \bar{Z}_{j,i,ip} \cdot \theta_l) + \hat{z}_{i,ip,l}^k \leq 0$$

$$\forall i = 1, \dots, I; ip \in \Omega_i; k = 1, \dots, K; l = 1, \dots, L$$

Estrutura o intercâmbio entre os subsistemas através dos diferentes troncos de transmissão.

Condições críticas

Nas condições de hidraulicidade crítica, a energia firme disponível por todas as fontes no período k em cada região i , levando em conta os intercâmbios entre as regiões, deve ser suficiente para atender o total de energia em todos os patamares (MACHADO JÚNIOR *et al.*, 2002).

Todas as restrições de operação são repetidas, substituindo-se os parâmetros e as variáveis relativas às condições médias pelas das condições críticas. As permutações são as seguintes:

$$\hat{E}_j \rightarrow \tilde{E}_j$$

$$\hat{Fp}^k_j \rightarrow \tilde{Fp}^k_j$$

$$\hat{h}^k_{j,l} \rightarrow \tilde{h}^k_{j,l}$$

$$\hat{g}^k_{j,l} \rightarrow \tilde{g}^k_{j,l}$$

$$\hat{t}^k_{j,l} \rightarrow \tilde{z}^k_{i,ip,l}$$

$$\hat{W}^k_{j,l} \rightarrow \tilde{W}^k_{j,l}$$

$$\hat{z}^k_{i,ip,l} \rightarrow \tilde{z}^k_{i,ip,l}$$

Finalmente, sendo o objetivo do “MELP Ambiental” determinar um plano de investimentos ótimo, do ponto de vista econômico e ambiental, que garanta o suprimento de energia sob condições hidrológicas críticas, é adicionada a seguinte restrição:

$$\tilde{W}_j^k = 0 \tag{4.4}$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^W$$

Na versão original do MELP (MACHADO JUNIOR, 2000) esta equação não estava presente. O método de solução utilizado era baseado em *decomposição de Benders*, que dividia o problema em dois subproblemas, o de investimento e o de operação. Para que esta técnica funcionasse, uma vez que não se implementaram a construção de cortes de viabilidade, era necessário que toda proposta de configuração do sistema de geração (que o primeiro subproblema fornecesse para o segundo) fosse capaz de gerar uma solução possível para a operação. Para tal, o déficit não podia ser fixado em zero, pois a restrição de atendimento a demanda (4.3) poderia não ser atendida em alguns casos, já que todas as variáveis envolvidas estariam limitadas.

A metodologia de solução utilizada para o “MELP Ambiental” será explicada em uma próxima sessão deste capítulo.

4.3.6 Cenários

O problema descrito até aqui é então resolvido para cada um dos cenários de crescimento de demanda considerado, mudando-se somente a matriz de valores de $D^k_{i,t}$. Cada um deles fornecerá um custo ζ ótimo para o respectivo cenário. Estes valores entram como parâmetros fixos para a próxima etapa do modelo.

4.3.7 Minimização do máximo arrependimento

A intenção do modelo é encontrar a melhor estratégia de investimentos considerando todos os cenários de demanda. Para tal foi escolhida a técnica da minimização do máximo arrependimento (*minimax*). A formulação que utilizou-se para este problema é um pouco diferente da que foi previamente apresentada.

Com o intuito de trabalhar com os M cenários ao mesmo tempo foi adicionado o índice m em todas as variáveis para representá-los.

Em seguida, defini ψ como representante do máximo arrependimento através da seguinte expressão, a qual será a função objetivo a ser minimizada:

$$\begin{aligned} &Min \psi \\ &s.a. \end{aligned}$$

$$\psi \geq Z_m - \zeta_m$$

$$\forall m = 1, \dots, M$$

Onde ζ_m é o parâmetro do custo ótimo obtido na etapa anterior e Z_m é a variável do custo que está em função de:

$$Z_m = \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1 + \tau)^k} \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{j \in J^{HP}} (\phi P_j^k + \phi E_{j,m}^k) \cdot xh_{j,m}^k + \sum_{j \in J^{GP}} \phi g P_j^k \cdot xg_{j,m}^k \right. \\ \left. + \sum_{j \in J^{TP}} \phi P_j^k \cdot xt_{j,m}^k + \sum_{j \in J^{ZP}} (\phi P_j^k + \phi E_j^k) \cdot xz_{j,m}^k \right] + \\ \left[\sum_{\substack{l=1 \\ j \in J^l}}^L (\gamma_j^k + E \gamma_j^k) \cdot \hat{t}_{j,l,m}^k + \sum_{\substack{l=1 \\ j \in J^w}}^L \delta_{j,l}^k \cdot \hat{w}_{j,l,m}^k \right] \end{array} \right\}$$

$$\forall m = 1, \dots, M$$

As variáveis de cada um dos cenários estão submetidas às mesmas restrições anteriormente descritas. Caso não fosse adicionada nenhuma condição, o valor de ψ seria simplesmente otimizado para 0 (zero), uma vez que o sistema tenderia para a situação em que todo Z_m fosse igual ao seu ζ_m .

Devido às condições de não-antecipatividade, as decisões de planejamento devem ser implementadas antes que a realização da variável aleatória seja observada e, portanto, não pode ser baseada em qualquer realização particular da variável aleatória (OLIVEIRA E COSTA, 2005), crescimento da demanda no caso específico. Para representar a condição de que em certo intervalo de tempo do planejamento as decisões de investimento de um cenário deverão ser iguais às do outro, foi inserido um conjunto de restrições. Para cada combinação de dois m , digamos m_1 e m_2 , que compartilham certo horizonte de planejamento κ' , temos:

$$xh_{j,1}^k = xh_{j,2}^k$$

$$xg_{j,1}^k = xg_{j,2}^k$$

$$xt_{j,1}^k = xt_{j,2}^k$$

$$xz_{j,1}^k = xz_{j,2}^k$$

$$\forall k = 1, \dots, \kappa' < K$$

Desta forma, obteremos uma estratégia ótima de investimentos, considerando os gastos econômicos e ambientais, que garanta o suprimento de energia mesmo em período crítico e que seja válida para todos os cenários.

4.4 MÉTODOS DE SOLUÇÃO

Uma característica fundamental dos problemas que envolvem a elaboração de um cronograma de atividades é a existência de variáveis inteiras. Como já foi visto, uma vez que não é possível construir somente uma fração de algum determinado empreendimento em certo estágio, o valor associado a esta decisão é 0 (zero) ou 1 (um). Isso coloca a questão do planejamento de expansão como sendo um problema de *programação inteira mista* (MIP, da sigla em inglês), onde existem variáveis de decisão discretas (construção) e contínuas (operação).

Porém, a obtenção da solução ótima de um problema MIP de grande porte é dificultada pela questão da *maldição da dimensionalidade*, que se dá em função do crescimento exponencial do número de combinações possíveis para as variáveis de decisão discretas. Pensemos, por exemplo, no caso de um planejamento de expansão com as seguintes características (relativamente simples para o planejamento a longo prazo no Brasil):

Número de projetos candidatos: 20

Períodos: 20

Cada um dos 20 empreendimentos poderá ser construído em 20 períodos diferentes (desconsiderando o fato de ele poder não ser incorporado ao sistema neste horizonte). O número de possibilidades de solução será:

$$20 \cdot 20 \cdot 20 \cdot 20 \dots = 20^{20} = 1,048576 \cdot 10^{26}$$

Se este problema fosse resolvido por inspeção, ou seja, verificando o custo para cada um dos casos, no computador *Blue Gene/L*, citado como o de melhor capacidade de processamento, seria necessário esperar, no mínimo, cerca de 6650 anos para se obter o resultado.

Sendo assim, é necessário o desenvolvimento de técnicas que auxiliem o processo de procura pelo planejamento ótimo da expansão. Uma dessas, atualmente utilizada em alguns modelos do setor elétrico, é a *decomposição de Benders*.

Durante o desenvolvimento dessa dissertação não foi desenvolvido um método que visasse solucionar o problema. Para resolver a questão optou-se por utilizar um serviço, *NEOS Server*, oferecido pelo Departamento de Matemática e Ciência da Computação do *Argonne National Laboratory* (ANL), um dos centros de pesquisa do Departamento de Energia dos Estados Unidos. [O serviço está disponível em: <<http://neos.mcs.anl.gov/neos/solvers/index.html>>]

O *NEOS Server* abriga uma gama de programas que fazem a procura da solução ótima para um dado problema (mais conhecidos como *Solvers*). Dentre os que resolvem problemas de MIP, somente o *XPressMP* aceita como arquivo de entrada uma formulação em GAMS, sendo então o escolhido para esse trabalho. Este *solver* utiliza uma variação do algoritmo de *Branch & Bound* (LAND e DOIG, 1960).

Foram definidos três parâmetros diferentes do padrão de entrada para o *solver*. São eles:

Número máximo de iterações:

[iterlim = 500 000]

Tempo máximo de execução, em segundos:

[reslim = 2000]

Critério do ótimo relativo para problemas de MIP:

[optcr = 0,01]

Este último parâmetro definiu qual a diferença relativa a ser aceita entre a melhor solução possível (Z inferior) e a melhor solução encontrada (Z superior). Ou seja, quando a diferença entre estes valores, doravante denominada *gap*, chega abaixo de 1%, o algoritmo é interrompido e o planejamento encontrado é considerado como o resultado do modelo.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentadas todas as considerações realizadas para a construção do sistema fictício utilizado na aplicação do “MELP Ambiental”. Posteriormente, os resultados obtidos nos diferentes cenários de custos ambientais no Caso Exemplo serão analisados.

5.1 O CASO EXEMPLO

Para avaliar integralmente o efeito da inserção dos custos ambientais no modelo de planejamento do setor elétrico a longo prazo seria necessário utilizar todos os dados do sistema brasileiro. A dificuldade em obtê-los tornou essa opção inviável de ser completamente atendida.

Sendo assim, escolheu-se utilizar um sistema fictício que apresente as características do setor elétrico brasileiro e possa servir de exemplo para a aplicação do “MELP Ambiental”. Essa alternativa tem como vantagem a menor complexidade da análise de resultados, o que torna mais evidente a causalidade entre as mudanças nas variáveis do modelo e os diferentes planos e estratégias obtidos.

As características desse Caso Exemplo estão apresentadas a seguir. Os subsistemas e a demanda de eletricidade de cada um deles foram estipulados arbitrariamente. Para o restante dos parâmetros de entrada no modelo serão feitas as respectivas referências de origem.

A taxa de desconto anual, τ , utilizada para o cálculo de todos os custos foi de 12%. Este número se baseou no maior valor considerado no PNE 2030 (EPE, 2006). O tempo de vida útil de cada empreendimento considerado para a determinação do seu Fator de Anuidade são os seguintes:

Tecnologia	Vida Útil (anos)
Hidrelétrica	50
Carvão	25
Óleo Combustível	20
Gás Natural	20
Linha de Transmissão	50

Tabela 5-1: Tempo de vida útil considerado para os projetos de empreendimentos. [Elaboração Própria]

5.1.1 Subsistemas

O Sistema possui dois subsistemas interligados, A e B, e um isolado, C. A representação esquemática deles está apresentada na Figura 5-1 a seguir.

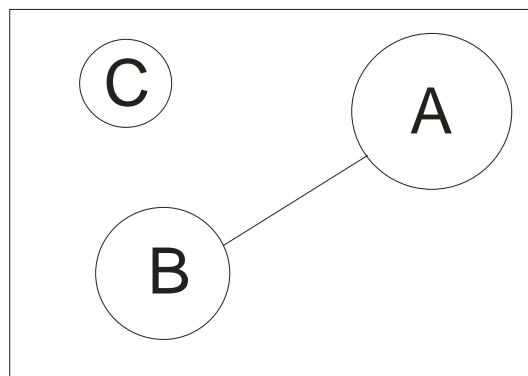


Figura 5-1: Esquema dos subsistemas considerados para o Caso Exemplo.

Somente A e B possuem demanda de energia elétrica. C representa a localização de uma possível usina hidrelétrica isolada, onde seria necessária a construção de um tronco de transmissão para que a carga possa atender ao sistema.

5.1.2 Demanda e patamares ao longo dos estágios

Como é possível perceber pela formulação apresentada no capítulo anterior, o “MELP Ambiental” considera a geração das UHEs de maneira desacoplada no tempo. Ou seja, o despacho de uma hidrelétrica ocorrido em um estágio k não influencia a sua capacidade de produzir energia em $(k+1)$. Sendo assim, de acordo com MACHADO JUNIOR (2000), esta aproximação pode ser considerada satisfatória para estágios anuais (8760 horas) de operação pois em um ano a usina hidráulica consegue recuperar a sua

capacidade de fornecer energia firme. O período total de planejamento, K , utilizado foi de 20 anos e outros 5 foram adicionados para atenuar os efeitos de final de horizonte.

O livro Mercado de Energia Elétrica (EPE, 2005) divide os patamares de carga (I) em Leve, Médio e Pesado ($I = 1, 2, 3; L = 3$). Considerando a duração destes em dias do Tipo 1 (segunda a sábado) e dias do Tipo 2 (domingos e feriados), ao longo de um ano, temos, aproximadamente, as respectivas durações de patamar, θ_i : 3181; 4641; e 938 horas. Para o cálculo da profundidade de carga de cada um dos patamares com relação à média foram utilizados os valores mensais do ano de 2005 contidos em EPE (2005).

Foram considerados somente dois cenários (m) de demanda possíveis. A menor taxa de crescimento estipulada, Cenário 1, foi de 1,75 %a.a. e a maior, Cenário 2, de 2,50 %a.a. As respectivas potências demandadas pelos subsistemas A e B em cada um destes cenários ao longo dos patamares e estágios, $D_{i,l}^k$, são apresentadas nos gráficos 5-1 e 5-2 a seguir.

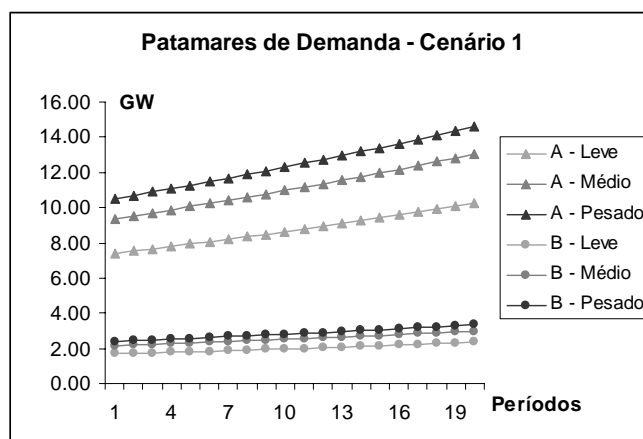


Gráfico 5-1: Profundidade de carga dos patamares (Leve, Médio e Pesado) na projeção demanda baixa (1) para cada subsistema.

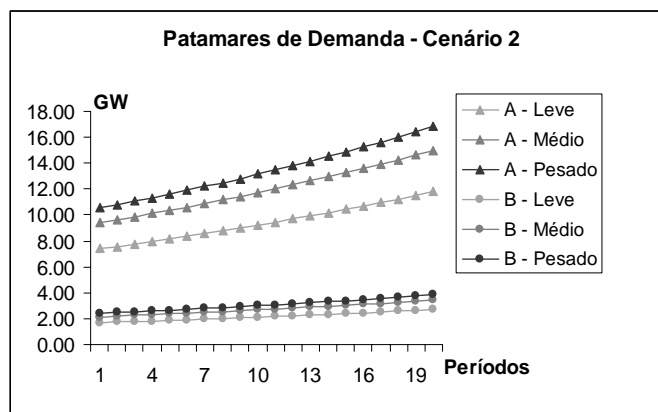


Gráfico 5-2: Profundidade de carga dos patamares (Leve, Médio e Pesado) na projeção demanda baixa (1) para cada subsistema

5.1.3 Usinas

A potência máxima, \bar{P}_j , de cada usina, hidrelétrica ou termelétrica, (escolhidas arbitrariamente para que atendessem aos requisitos energéticos do sistema proposto e aos propósitos deste exemplo) foi obtida no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005). Em alguns casos as potências estão aproximadas. Para algumas UHE foi considerada somente uma parcela de sua capacidade total (essas exceções serão explicitadas adiante). A potência mínima, \underline{P}_j , de todas as usinas foi considerada como sendo nula.

Os custos associados ao investimento, operação e manutenção (O&M), gastos com combustíveis, eficiência de conversão (térmicas) e tempo de construção de cada uma das usinas foram determinados a partir dos valores apresentados em um estudo da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 2006) sobre a energia no Brasil. A Tabela 5-2 mostra esses dados.

Tecnologia	Eficiência (%)	O&M (US \$/MWh)	Investimento (US \$/kW)	Tempo de Construção (anos)	Combustível US\$/MWh
Hidrelétricas	Pequena	-	1570	2	
	Média	-	1230	4	
	Grande	-	800	7	
	Grande (Amazônia)	-	1110	7	
Carvão	35	15	1300	4	5.81
Ciclo Combinado à Gás	50	7	495 – 420 ^(a)	3	12.54
Turbina a Gás	35	8.7	350	2	12.54
Óleo Combustível	30	7	1070	3	20.62

Tabela 5-2: Dados de custos e performance de diferentes tecnologias de geração de eletricidade. Os custos são apresentados em valores de US\$ 2000. (a) O custo de investimento da GNCC tende a diminuir com o tempo. [Fonte: JALAL *et al.*, 2006].

5.1.3.1 Hidrelétricas

Os valores de energia média, \hat{E}_j , e energia firme, \tilde{E}_j , não foram encontrados para todas as usinas. Optou-se por utilizar uma média entre as proporções encontradas nos Sistemas de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, na versão 4.0. Os números obtidos nesse cálculo foram bem próximos dos encontrados por LISBOA (2003), que, além do SIPOT, usou os dados provenientes do Modelo de Simulação a

Usinas Individualizadas – MSUI. Por este motivo decidiu-se utilizar os mesmos valores, sendo eles: Energia Média = 60% da Potência Máxima e a Energia Firme = 50% da Potência Máxima. Esta relação somente não foi usada para o caso da UHE de Itaipu (ver a seguir).

Usinas preexistentes

O sistema possui as seguintes usinas hidrelétricas preexistentes:

Nome	Sbst.	Potência Máxima (GW)	Energia Média (GWMédio)	Energia Firme (GWMédio)
Itaipú	A	7.000	6.500	5.850
Água Vermelha	A	1.400	0.840	0.756
Furnas	A	1.200	0.720	0.648
Foz do Areia	B	1.700	1.020	0.918
Salto Osório	B	1.000	0.600	0.540

Tabela 5-3: Usinas hidrelétricas preexistentes

Projetos

Procurou-se escolher usinas hidrelétricas com diferentes características (potência e tamanho de reservatório) para compor a gama de projetos possíveis de serem construídos no caso fictício aqui estudado. Todas fazem parte do atual parque gerador brasileiro ou estão em alguma fase do projeto.

Para que os gastos de O&M das UHE sejam representados no modelo, eles devem ser adicionados ao parâmetro do CAE gerado pela decisão de construção da usina, xh^k_j . Para somá-los com os custos associados ao investimento, foi considerado que as usinas sofrem, anualmente, um gasto fixo de O&M (baseado na Tabela 5-2) relativo a uma operação sob condições médias. A fórmula que representa esse cálculo está representada a seguir:

$$\phi P^k_j = CAE_{inv} + (O \& M \cdot \hat{E}_j) \quad (5.1)$$

Para o cálculo do custo ambiental associado à existência das usinas foram utilizados os parâmetros presentes na Tabela 4-6 do capítulo anterior. Uma vez que aqueles valores estão representados em US\$ por MWh de energia gerada, o CAE da externalidade ambiental causada em função da decisão de construção do empreendimento, ϕE^k_j , foi calculado de maneira equivalente à parcela relativa aos custos de O&M na equação 5.1. Este cálculo está representado na seguinte fórmula:

$$\phi E^k_j = (\text{Custo do Dano}) \bullet \hat{E}_j$$

O sistema possui o seguinte conjunto de usinas hidrelétricas candidatas:

Nome	Sbst.	Potência Máxima (GW)	Energia Média (GWMédio)	Energia Firme (GWMédio)	Área Alagada (km ²) ^(a)	CAE Investimento 10 ⁶ US\$	CAE Externalidade 10 ⁶ US\$
Serra da Mesa	A	1.275	0.765	0.638	1784.00	286.94	32.47 - 69.32
São Simão	A	1.710	1.026	0.855	772.25	384.84	43.55 - 92.98
Capivara	A	0.640	0.384	0.320	550.00	144.03	16.30 - 34.80
Cachoeira Dourada	A	0.660	0.396	0.330	74.00	148.53	2.06 - 4.41
Barra Grande	B	0.690	0.414	0.345	92.00	155.29	2.16 - 4.61
Salto Santiago	B	1.420	0.852	0.710	220.00	319.57	20.30 - 43.34
Machadinho	B	1.140	0.684	0.570	72.00	256.56	3.57 - 7.61
Salto Caxias	B	1.240	0.744	0.620	144.00	279.06	17.73 - 37.85
Santo Antonio	C	2.000	1.200	1.000	271.00	615.15	28.59 - 61.05

Tabela 5-4: Características das usinas hidrelétricas candidatas. (a) As cores vermelha, verde e azul representam, respectivamente, a classificação dos tamanhos de reservatório Grande, Médio e Pequeno. Os valores dos custos estão apresentados em US\$(2000).

Somente a UHE Santo Antônio teve o seu limite de potência modificado para se encaixar no Caso Exemplo.

Foi considerado também um projeto de motorização adicional, J pertence a J^{GP} , na usina de Itaipu com as seguintes características:

$$\phi g P^k_j = 184,6 \text{ Milhões de US\$(2000)}$$

$$\bar{G}_j = 1400 \text{ MW}$$

Estes dados foram retirados do sítio da Itaipu Binacional [<http://www.itaipu.gov.br/>] referentes a um projeto de implantação de duas novas turbinas (U-9A e U-18A) com uma potência total equivalente à considerada neste caso exemplo.

5.1.3.2 Termelétricas

Todas as usinas termelétricas tiveram seu limite máximo de potência fornecida ao sistema, \bar{P}_j , multiplicado por seu fator de disponibilidade, que representa a capacidade funcional (descontando as pausas de operação programadas e forçadas). Os valores considerados para este fator foram retirados do estudo da JALAL *et al.*(2006), onde cada tecnologia de geração possui um valor médio próprio.

A energia mínima, \underline{T}^k_j , das usinas térmicas a Gás Natural que utilizam a tecnologia de ciclo combinado foi fixada em 30% da sua capacidade máxima de geração. Este valor

está baseado na recomendação de LISBOA(2003) para a consideração dos contratos de “take-or-pay” em longo prazo.

Os valores de capacidade obrigatória de uma térmica para permitir a sua operação de ponta, φ_j , e os de energia máxima, \bar{T}^k_j , não foram considerados. Os primeiros foram anulados (zero) e os segundos igualados à capacidade técnica de produção de energia pela UTE, multiplicando-se \bar{P}_j pelo tempo de duração do período, um ano.

Os fatores de participação máximo, $\hat{F}p^k_j$ e $\tilde{F}p^k_j$, foram fixados em 1 (um) para todas as usinas térmicas. Sendo assim, suas variáveis operativas estarão sujeitas somente aos limites técnicos de operação e aos contratos de combustíveis (para usinas GNCC).

Usinas preexistentes

Os custos de O&M das UTE, presentes na Tabela 5-2, foram somados ao gasto com combustível associado à eficiência de conversão de cada usina. A fórmula que representa essa operação é a seguinte:

$$\gamma^k_j = \frac{O \& M + (Combustível / Eficiência)}{F.A_v}$$

Para o cálculo do custo ambiental associado à geração de energia pelas usinas térmicas foram utilizados os parâmetros presentes na Tabela 4-8 do capítulo anterior.

O sistema possui as seguintes usinas termelétricas preexistentes:

Nome	Tecnologia	Sbst.	Potência Máxima (GW)	Fator de Disponibilidade	CAE Operação	CAE Externalidade
Angra	Nuclear	A	2.000	0.800	12.314	6.265 - 3.132
Macaé Merchant	Turbina a Gás	A	0.922	0.850	52.232	6.265 - 3.132
Médici	Carvão	B	0.446	0.800	37.065	19.964 - 9.982
Uruguaiana	CCGN	B	0.640	0.850	37.630	6.265 - 3.132

Tabela 5-5: Usinas termelétricas preexistentes.

Projetos

Foram escolhidas usinas termelétricas com diferentes características (potência máxima, combustível utilizado e tecnologia empregada) para compor a gama de projetos possíveis de serem construídos no caso fictício aqui estudado. Todas fazem parte do atual parque gerador brasileiro ou estão em alguma fase do projeto.

O sistema possui o seguinte conjunto de usinas termelétricas candidatas:

Nome	Tecnologia	Sbst.	Potência Máxima (GW)	Fator de Disponibilidade	CAE Investimento (10 ⁶ US\$)	CAE Operação (10 ⁶ US\$/GWano)	CAE Externalidade (10 ⁶ US\$/GWano)
Termo Rio	CCGN	A	1.162	0.85	102.72	37.63	6.26 - 13.16
Rio Gen	Turbina a Gás	A	0.531	0.85	31.21	52.23	6.26 - 13.16
Sepetiba	Carvão	A	1.377	0.80	359.14	37.07	19.96 - 41.92
Cofepar	Óleo Combustível	B	0.250	0.85	50.31	88.81	19.96 - 41.92
Jacuí	Carvão	B	0.350	0.80	91.28	37.07	19.96 - 41.92
Seival	Carvão	B	0.542	0.80	141.36	37.07	19.96 - 41.92

Tabela 5-6: Características das usinas hidrelétricas candidatas. Os valores dos custos estão apresentados em US\$(2000).

5.1.4 Troncos de transmissão

O único tronco de transmissão existente, denominada aqui de SULSUD1, é o que faz a ligação entre os subsistemas A e B, com uma capacidade de transmissão de 0,30 GW, determinada arbitrariamente. A eficiência da transmissão, $\eta_{i,ip}$, foi fixada em 95% para todos os empreendimentos.

Existem dois projetos de interligação. Um representa a expansão do tronco existente, SULSUD2, que aumenta em 2,00 GW a capacidade total de transferência de potência entre A e B. O outro, SUDMEDEIRA, representa a ligação entre os subsistemas A e C, que permite a transmissão da energia proveniente da usina de Santo Antônio, caso ela seja construída.

Os custos de construção dos projetos de Troncos de Transmissão foram aproximados a partir dos valores existentes em uma publicação do BNDES (2003) sobre a construção do complexo do rio madeira. A representação esquemática desses empreendimentos e suas características estão presentes na Figura 5-2.

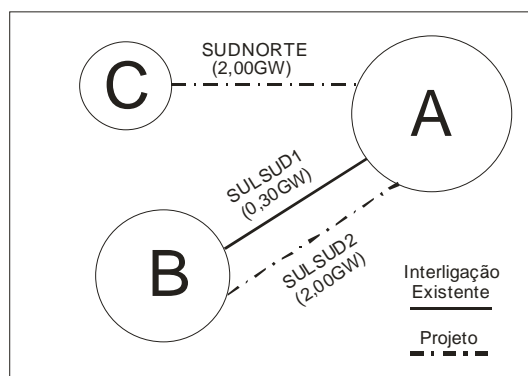


Figura 5-2: Interligação dos sistemas. Projetos e linhas existentes.

5.2 CENÁRIOS AMBIENTAIS

Para avaliar os efeitos da inserção da variável ambiental, em forma de custos, no modelo de planejamento consideraram-se quatro cenários. No cenário **Referência** todos os custos ambientais foram fixados em zero, representando a maneira que o MELP é atualmente usado. Nos cenários **Inferior**, **Superior** e **Médio** os custos ambientais das usinas (ϕE_j^k e $E\gamma_j^k$) foram calculados, respectivamente, a partir dos menores, dos maiores e da média dos valores presentes nas Tabelas Tabela 4-6 e Tabela 4-8. O custo da externalidade gerada pela construção dos troncos de transmissão não variou entre estes três cenários e foi fixada em 2% do valor total da obra.

5.3 RESULTADOS DO MODELO

A seguir serão apresentados (Figuras 5-3 a 5-10 e Tabelas 5-7 a 5-14) alguns dos resultados obtidos no “MELP Ambiental” para cada um dos diferentes cenários de custos ambientais descritos anteriormente, a saber:

- Cronograma de implantação dos projetos ao longo do horizonte de planejamento para cada um dos cenários de demanda (primeira etapa do modelo);
- Produção de energia, sob condições médias, por fonte de geração, associada a cada um desses cronogramas;
- Custos totais e ambientais de cada cenário de demanda analisado nessa etapa inicial;

- Estratégia de investimentos (construção de empreendimentos) determinada a partir da minimização do máximo arrependimento para os dois cenários de demanda considerados (segunda etapa do modelo);
- Arrependimento e custos ambientais da estratégia conjunta.

Os dados de geração de energia (sob condições médias) foram divididos em: Hídrica; Carvão; Gás Natural e Nuclear. A ausência das térmicas a Óleo Combustível se deve ao fato de que, sob condições médias, ela não foi despachada em nenhum momento.

Para cada um dos quatro cenários ambientais (Referência, Inferior, Médio e Superior) serão apresentados os custos ambientais incorridos em função dos três valores considerados (Inferior, Médio e Superior).

Alguns resultados das funções objetivo (custo total e arrependimento) apresentaram um erro maior do que o definido como máximo (1%). Esses desvios serão apresentados juntamente com os custos.

5.3.1 Referência

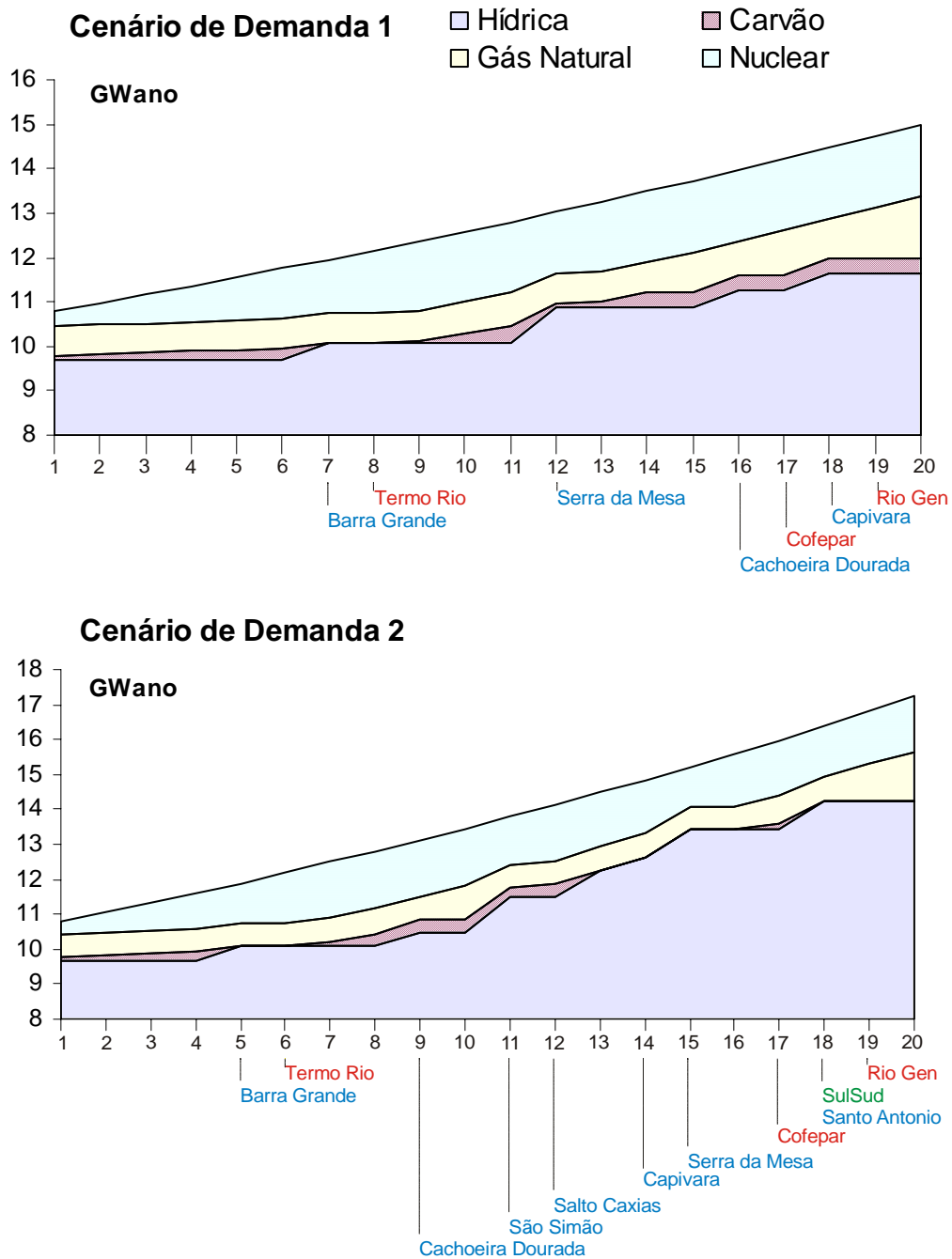


Figura 5-3: Planejamentos de Referência. Cronograma de implantação dos projetos ao longo do horizonte de planejamento, para os dois cenários de projeção de demanda, obtidos na primeira etapa do modelo e a produção de energia, sob condições médias, por fonte de geração. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (verde, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário de Referência		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	694,4	960,4
gap (a)	6,7	12,0
Externalidade		
Inferior	130,5	146,6
Média	201,3	226,5
Superior	273,8	308,0

Tabela 5-7: Custos totais e ambientais do cenário de Referência obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais.

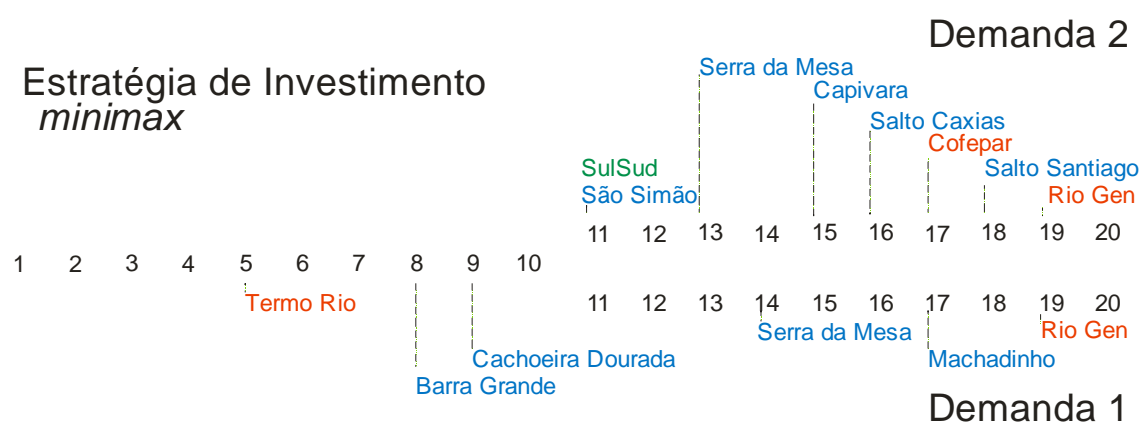


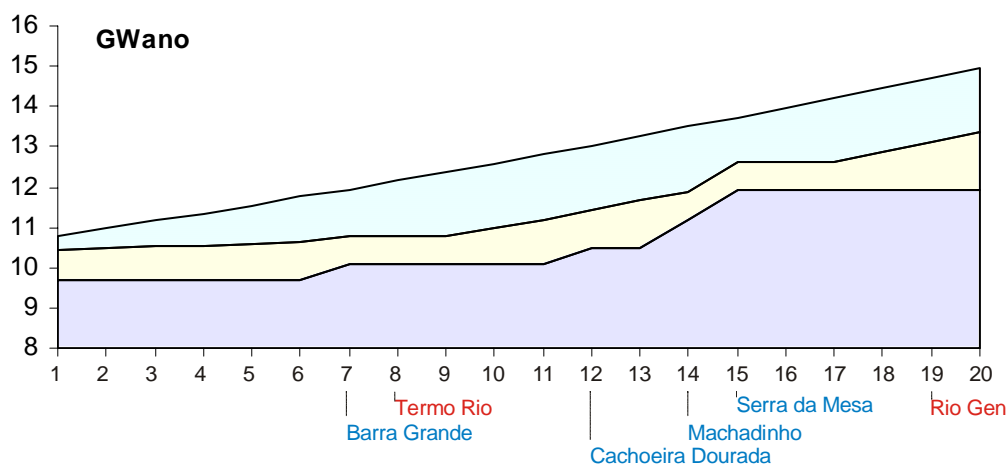
Figura 5-4: Estratégia de investimento do cenário de Referência obtida na segunda etapa do modelo, *minimax*. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (azul, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário de Referência		
Estratégia Conjunta		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	715,20	981,20
Arrependimento	20,80	20,80
gap (a)	9,94	9,94
Externalidade		
Inferior	120,50	159,00
Média	185,80	245,60
Superior	252,70	333,80

Tabela 5-8: Custos totais e ambientais do cenário de Referência obtidos na segunda etapa do modelo, *minimax*, para as duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais.

5.3.2 Inferior

Cenário de Demanda 1 ■ Hídrica ■ Gás Natural ■ Nuclear



Cenário de Demanda 2

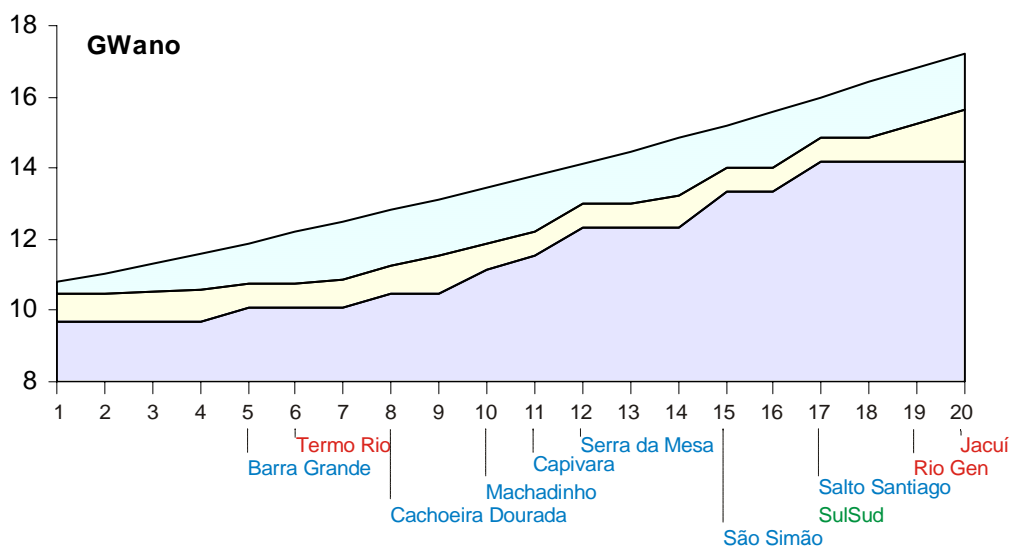


Figura 5-5: Planejamentos do cenário Inferior. Cronograma de implantação dos projetos ao longo do horizonte de planejamento, para os dois cenários de projeção de demanda, obtidos na primeira etapa do modelo e a produção de energia, sob condições médias, por fonte de geração. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (verde, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário Inferior		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	800,3	1091,5
gap (a)	7,7279	11,7668
Externalidade		
Inferior	103,7	124,2
Média	159,9	191,8
Superior	217,5	260,9

Tabela 5-9: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais. Em negrito aparecem os valores que representam as parcelas ambientais dos custos totais nesse cenário.

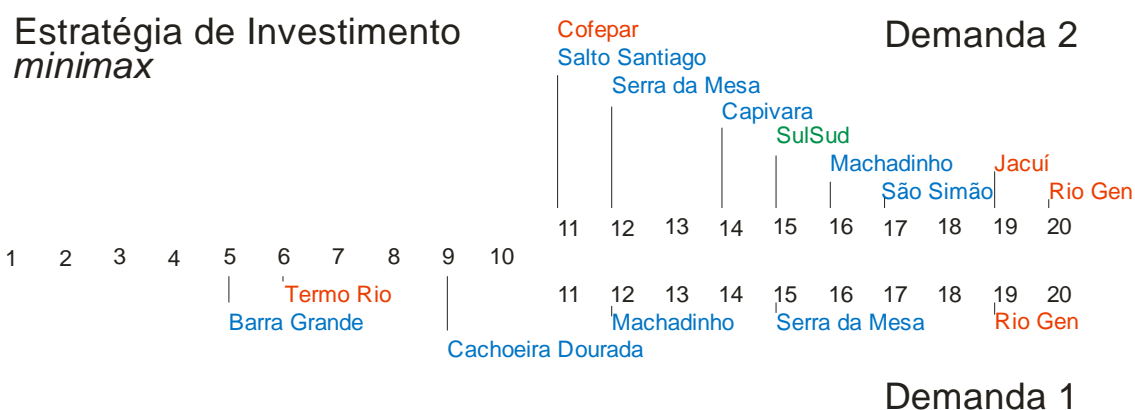


Figura 5-6: Estratégia de investimento do cenário Inferior obtida na segunda etapa do modelo, *minimax*. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (azul, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário Inferior		
Estratégia Conjunta		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	821,30	1112,40
Arrependimento	21,00	20,90
gap (a)	10,67	10,67
Externalidade		
Inferior	97,20	128,00
Média	149,80	197,50
Superior	203,80	268,70

Tabela 5-10: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na segunda etapa do modelo, *minimax*, para as duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais.

5.3.3 Médio

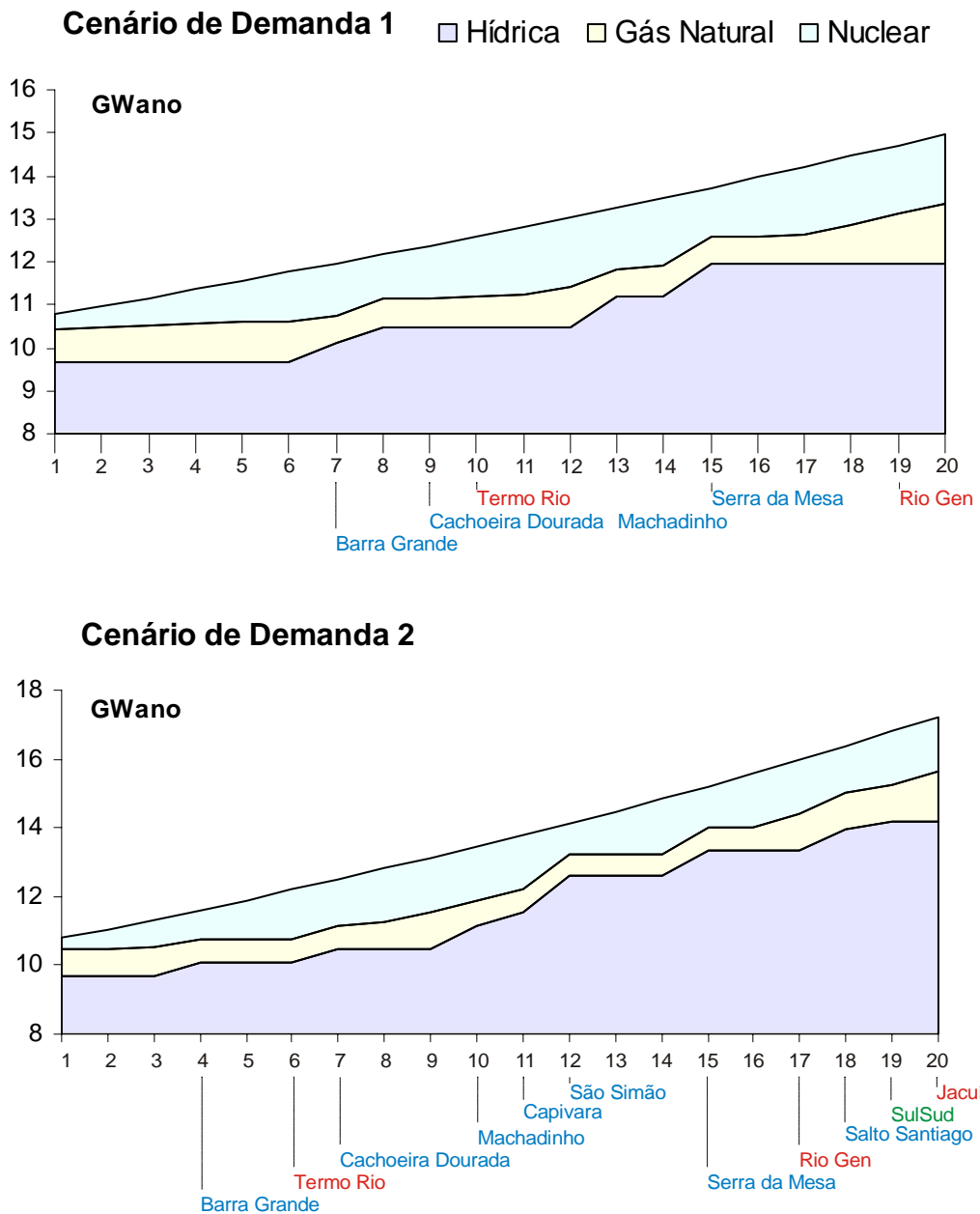


Figura 5-7: Planejamentos do cenário Médio. Cronograma de implantação dos projetos ao longo do horizonte de planejamento, para os dois cenários de projeção de demanda, obtidos na primeira etapa do modelo e a produção de energia, sob condições médias, por fonte de geração. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (verde, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário Médio		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	854,4	1166,4
gap (a)	5,3819	22,9847
Externalidade		
Inferior	99,8	121,9
Média	153,8	188,3
Superior	209,3	256,2

Tabela 5-11: Custos totais e ambientais do cenário Médio obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais. Em negrito aparecem os valores que representam as parcelas ambientais dos custos totais nesse cenário.

Estratégia de Investimento *minimax*

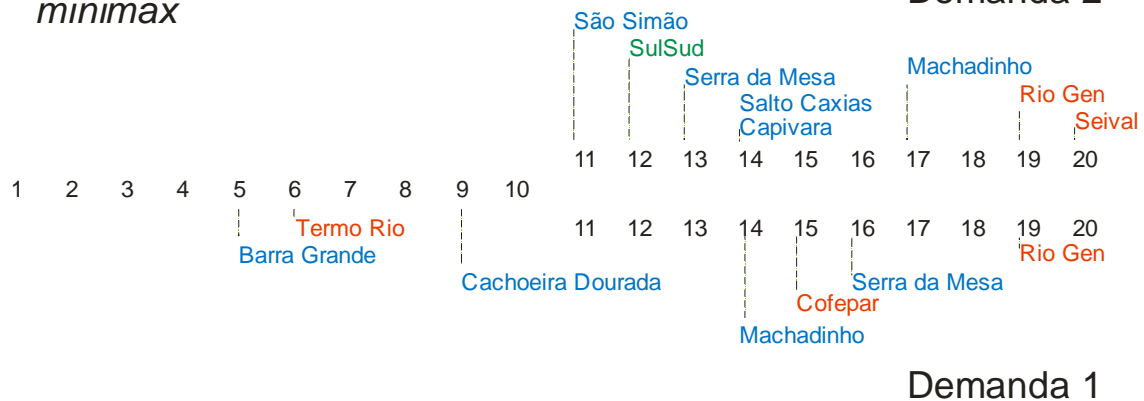


Figura 5-8: Estratégia de investimento do cenário Médio obtida na segunda etapa do modelo, *minimax*. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (azul, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário Médio		
Estratégia Conjunta		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	878,30	1190,40
Arrependimento	23,90	24,00
gap (a)	12,11	12,11
Externalidade		
Inferior	99,20	130,20
Média	152,90	201,00
Superior	208,10	273,40

Tabela 5-12: Custos totais e ambientais do cenário Médio obtidos na segunda etapa do modelo, *minimax*, para as duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais.

5.3.4 Superior

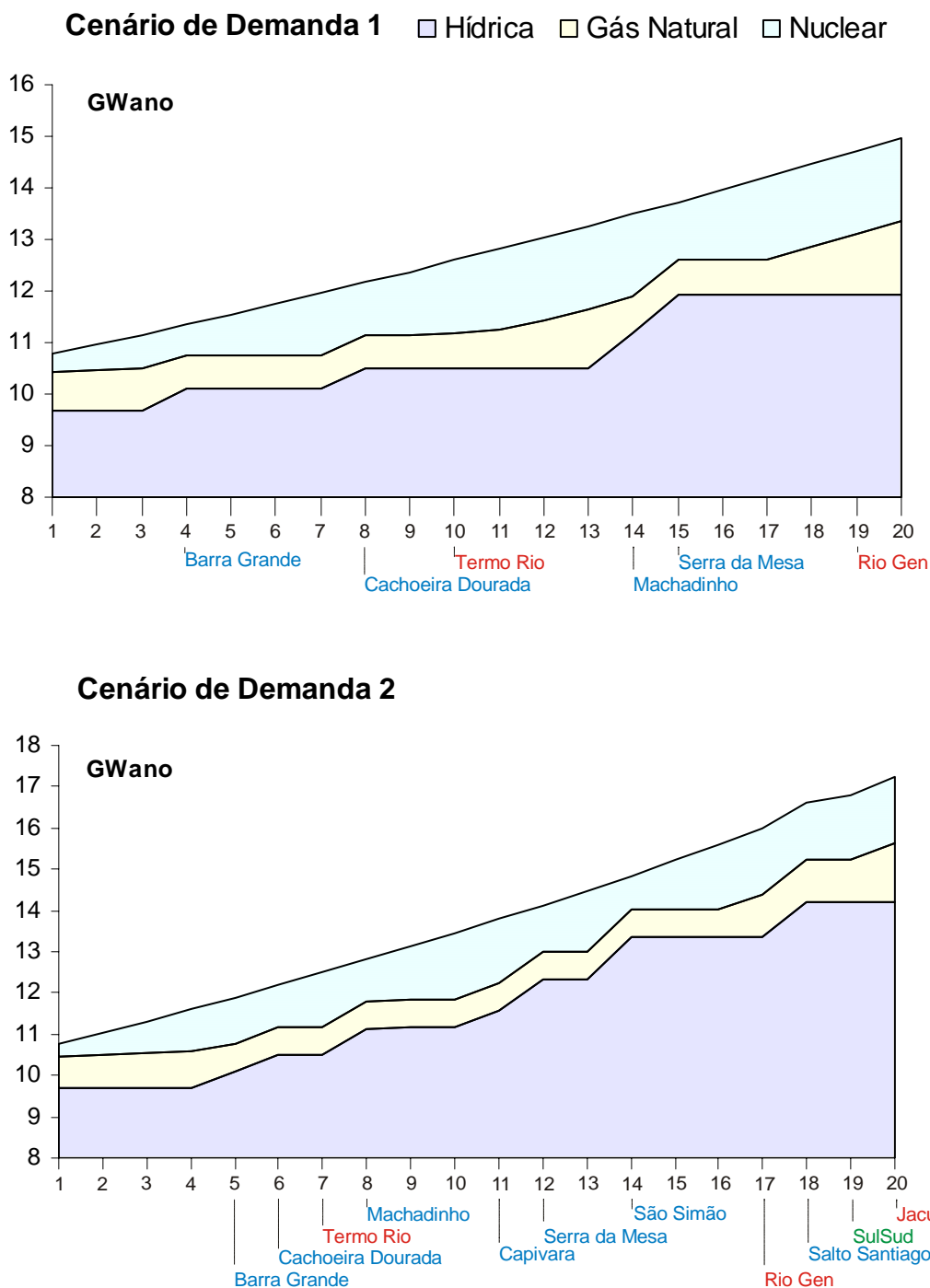


Figura 5-9: Planejamentos do cenário Superior. Cronograma de implantação dos projetos ao longo do horizonte de planejamento, para os dois cenários de projeção de demanda, obtidos na primeira etapa do modelo e a produção de energia, sob condições médias, por fonte de geração. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (verde, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário Superior		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	910,7	1237,4
gap (a)	8,5746	27,5846
Externalidade		
Inferior	96,5	119,4
Média	148,7	184,4
Superior	202,4	250,9

Tabela 5-13: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na primeira etapa do modelo em cada uma das duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais. Em negrito aparecem os valores que representam as parcelas ambientais dos custos totais nesse cenário.

Estratégia de Investimento *minimax*

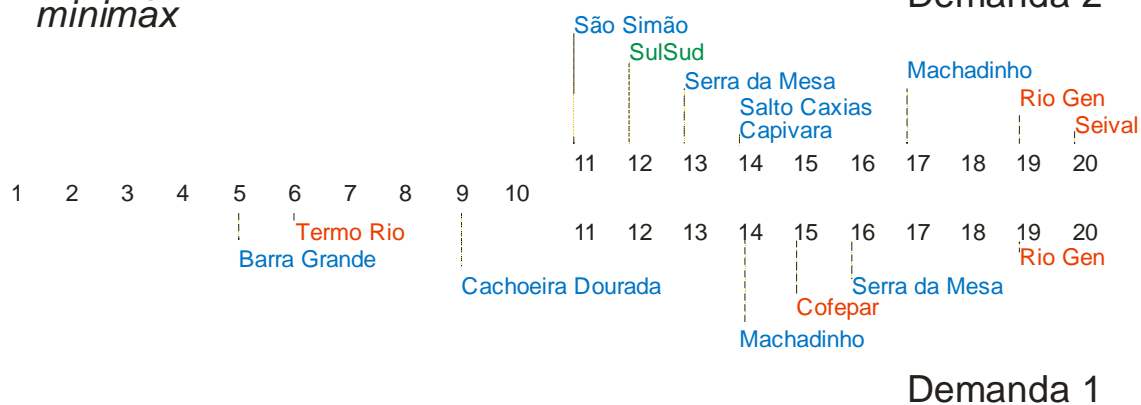


Figura 5-10: Estratégia de investimento do cenário Superior obtida na segunda etapa do modelo, *minimax*. As cores dos nomes dos empreendimentos construídos (azul, vermelha e verde), representam, respectivamente, UHE, UTE e Linhas de Transmissão.

Custos do Cenário Superior		
Estratégia Conjunta		
	Demanda 1	Demanda 2
Custo Total	929,10	1255,80
Arrependimento	18,40	18,40
gap (a)	10,22	10,22
Externalidade		
Inferior	95,00	122,70
Média	146,40	189,60
Superior	199,20	258,00

Tabela 5-14: Custos totais e ambientais do cenário Inferior obtidos na segunda etapa do modelo, *minimax*, para as duas projeções de demanda. Os valores estão apresentados em milhões de US\$(2000) anuais.

5.4 ANÁLISE

Através da simples observação das Figuras 5-3, 5-5, 5-7 e 5-9, pode-se perceber que existe diferença entre os cronogramas de investimentos, obtidos pela otimização de custos, dos quatro cenários analisados. Essas alterações nas variáveis de investimento indicam que a inserção dos custos ambientais no modelo redireciona as decisões relativas ao planejamento do setor elétrico a longo prazo. Porém, é necessário realizar uma análise mais detalhada para determinar a significância dessa constatação e quais são os fatores envolvidos nas mudanças observadas.

As estratégias de investimento obtidas através do método de minimização do máximo arrependimento (*minimax*), Figuras 5-4, 5-6, 5-8 e 5-10, apresentam alterações semelhantes às dos planos resultantes da primeira etapa do modelo. Sendo assim, optou-se por analisar, em princípio, somente estes planos, onde as mudanças são mais evidentes para cada projeção de demanda.

5.4.1 Comportamento do modelo e limitações

As Figuras 5-3, 5-5, 5-7 e 5-9 corroboram com a consistência do “MELP Ambiental” por representar o atendimento à curva de crescimento da demanda e por mostrar um cronograma de investimentos coerente com o aumento da capacidade de geração observada nos gráficos.

O MELP foi desenvolvido como um modelo para o planejamento da expansão e, portanto, não se propõe a indicar uma operação futura para o sistema. Porém, a análise das informações de geração do caso aqui proposto poderá auxiliar o entendimento das alterações nos cronogramas de investimento para cada cenário.

As variáveis de operação sob condições críticas não aparecem na função objetivo, funcionando apenas para garantir o atendimento à demanda sob condições críticas, independente do custo que isso implicar. Essa característica do modelo torna a geração, associada a essas variáveis não-otimizadas e, portanto, difícil de ser analisada.

A maneira com que a geração hidrelétrica é tratada pelo MELP, com somente um valor de energia média para cada usina, causa algumas incoerências para o modelo. Uma vez que não existem períodos hidrológicos distintos, com energias afluentes diferenciadas, o ganho com a interligação de bacias hidrográficas que se teria com construção de troncos de transmissão não é enxergado. Além disso, a simplificação feita para os valores de todas as energias médias e firmes (uma fração de 0,6 e 0,5, respectivamente, da potência máxima de cada usina) não capturou características importantes de diferentes usinas. Como, por exemplo, o efeito que um maior volume de reservatório gera para o aumento da energia firme de uma UHE.

Outro problema, causado também pela simplificação da hidrologia das usinas, é a capacitação, acima do que seria real, que as hidrelétricas adquirem para “operar em ponta”. Uma vez que a energia média de cada usina é uma fração de sua potência máxima, elas podem utilizar essa folga (40% da Potência Máxima no Caso Exemplo) para compensar a diferença dos patamares de carga. Por este motivo, em nenhum planejamento ótimo de expansão o projeto de motorização adicional de Itaipu entrou no cronograma de investimentos, já que ele tornou-se desnecessário.

As simplificações e suposições admitidas para este Caso Exemplo contingenciam as conclusões possíveis de serem tiradas neste trabalho.

O tempo de execução do modelo para cada cenário (resolvendo as duas etapas) variou significativamente (de 5:00 a 23:00 minutos). Considerando o tamanho reduzido do problema aqui tratado, esta é uma duração elevada.

5.4.2 Custos

Com a intenção de verificar se as alterações nos cronogramas de investimento diminuiram os custos totais (econômico mais ambiental) do planejamento da expansão, o resultado de cada cenário ambiental (Inferior, Médio e Superior) foi comparado com os custos ótimos econômicos obtidos no cenário de Referência acrescidos dos valores da externalidade que seria gerada em cada caso. As diferenças entre a importância dos primeiros e dos segundos representam o ganho social da inserção das variáveis ambientais no modelo. Estes ganhos, aqui denominados de “Lucro Ambiental”, podem ser observados nos Gráficos 5-3 e 5-4 a seguir.

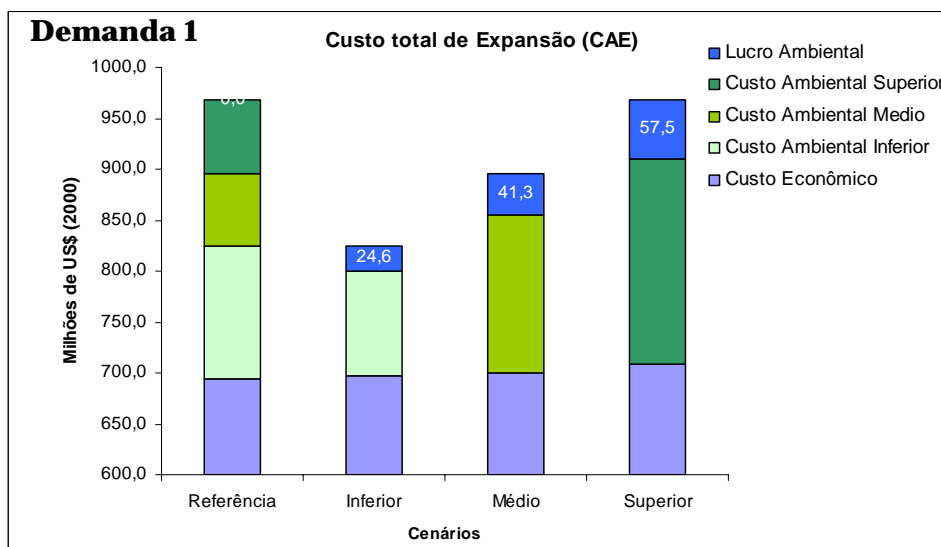


Gráfico 5-3: Comparação entre os custos econômicos e ambientais gerados, para a projeção de demanda 1, nos diferentes cenários. Os “Lucros Ambientais” obtidos em cada cenário ambiental está rotulado. Esses valores estão apresentados em milhões de US\$(2000). Em Referência os valores de externalidade estão sobrepostos.

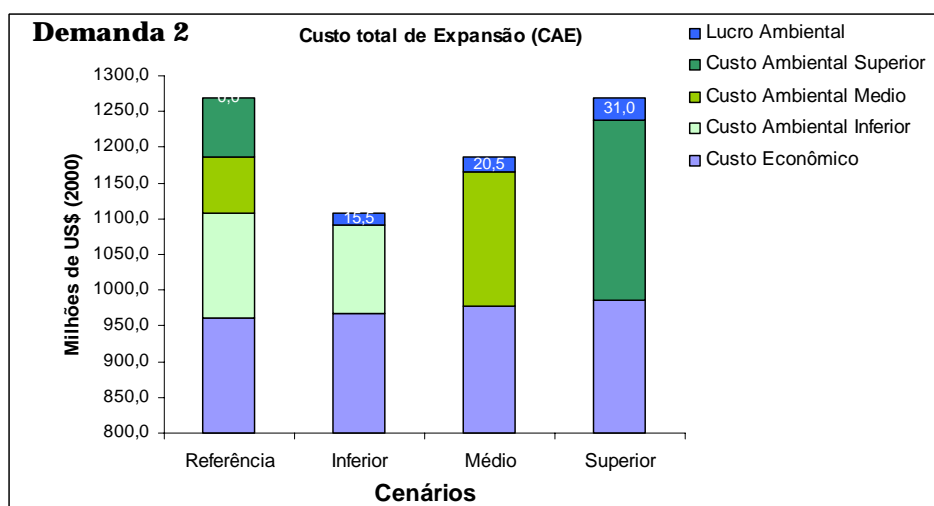


Gráfico 5-4: Comparação entre os custos econômicos e ambientais gerados, para a projeção de demanda 2, nos diferentes cenários. Os “Lucros Ambientais” obtidos em cada cenário ambiental está rotulado. Esses valores estão apresentados em milhões de US\$(2000). Em Referência os valores de externalidade estão sobrepostos.

Esses gráficos mostram que, nas duas projeções de demanda, os custos totais de cada cenário ambiental são menores que o custo econômico do cenário de Referência somado com o respectivo valor de externalidade. Na projeção de demanda baixa (Demanda 1) essa diferença foi mais significativa do que na segunda (Demanda 2). Em todos os casos o “Lucro Ambiental” foi superior ao *gap* absoluto do custo econômico encontrado no cenário de Referência.

Uma vez que o custo econômico e o ambiental de cada empreendimento não são linearmente dependentes (com exceção da consideração feita para o caso das linhas de transmissão), já era esperado que a otimização do modelo fosse diferenciada. Uma usina menos vantajosa economicamente do que outra pode tornar-se mais barata quando as externalidades são adicionadas. Levando em conta somente as tecnologias dos projetos de usinas considerados no modelo, o gráfico abaixo mostra a comparação dos custos totais gerados em cada uma delas sob condições médias.

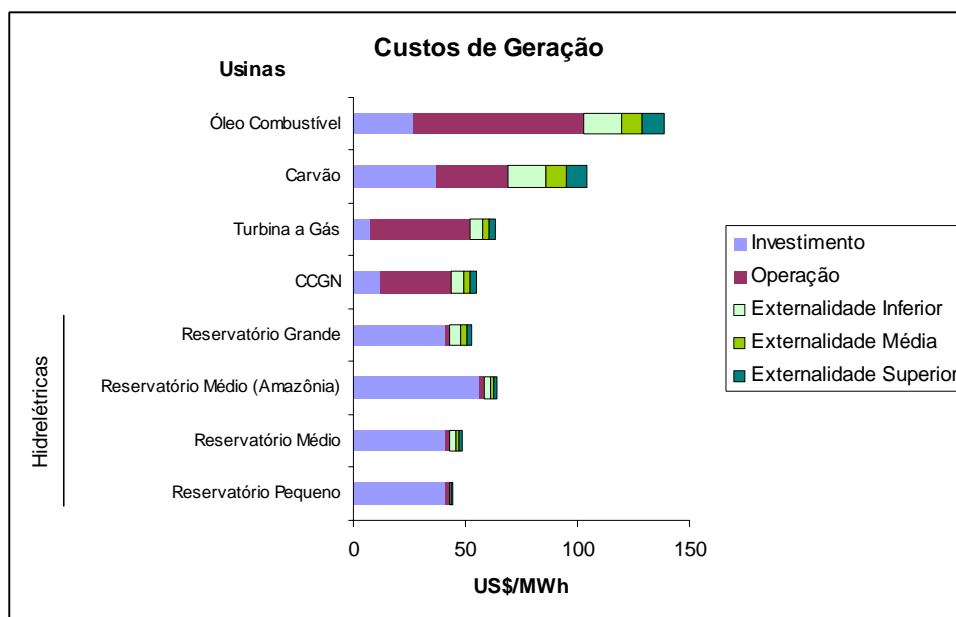


Gráfico 5-5: Decomposição dos custos de geração médios para cada tecnologia. Os valores de externalidade estão sobrepostos. Referentes a US\$(2000).

Em nenhum desses casos a adição dos custos ambientais elevou os gastos de forma que a geração de uma usina passasse a ficar mais cara do que outra. Somente no caso das hidrelétricas fora da Amazônia, que possuem um custo de geração equivalente, ocorreu uma diferenciação entre as opções de reservatório. Sendo assim, o “Lucro Ambiental” obtido não está associado à simples substituição entre tecnologias de geração.

Este aumento do custo médio da geração de energia elétrica baseada nas tecnologias tradicionais eleva o valor do Custo Marginal de Expansão (CME). Ou seja, fica mais caro atender ao crescimento da demanda. Uma consequência desse encarecimento é a aproximação daqueles com os custos associados às fontes alternativas de energia com baixo impacto ambiental (Por exemplo: Eólica, Co-geração à bagaço de cana-de-açúcar e PCH). Além disso, o crescimento do CME amplia a margem de custos aceitáveis para a aplicação de medidas de conservação de energia elétrica.

5.4.3 Planos e geração

Analisando as Figuras 5-3, 5-5, 5-7 e 5-9, percebe-se que somente no cenário de Referência as UTE a carvão são despachadas sob condições médias. Nos demais, estas geram energia somente sob condições críticas. Essa mudança se deve ao elevado custo da externalidade causado pela geração térmica a carvão. A operação sob condições críticas não é afetada pela inclusão da variável ambiental, pois os seus gastos não incorrem em um aumento do custo total do cenário (ver equação 4.2). Esta característica do modelo pode conduzir a indicação do planejamento ótimo pelo MELP Ambiental para uma situação desfavorável tanto financeiramente (participação de usinas com elevados custos de operação) como ambientalmente (participação de usinas com alto valor de externalidade operativa) durante o período crítico.

Os planos de expansão dos cenários ambientais (Figuras 5-5, 5-7 e 5-9) apresentaram diferenças com relação ao de Referência (Figura 5-3). Algumas usinas que não constavam no cronograma de ações passaram a ser construídas em algum estágio do planejamento e outras deixaram de fazer parte do conjunto de projetos candidatos escolhidos para compor o parque instalado dentro do horizonte enxergado pelo modelo. A maioria das mudanças foi em função do atraso ou adiantamento da decisão de implantação dos empreendimentos. Todas essas alterações, com relação ao cenário de Referência, podem ser conferidas na Tabela 5-15 a seguir.

		Demanda 1			Demanda 2		
		Inferior	Médio	Superior	Inferior	Médio	Superior
<i>Hídricas</i>	<i>Reservatório</i>						
Serra da Mesa	Grande	Atrasa	Atrasa	Atrasa	Adianta	Mantêm	Adianta
São Simão	Grande				Atrasa	Atrasa	Atrasa
Capivara	Grande	Sai	Sai	Sai	Adianta	Adianta	Adianta
Cachoeira Dourada	Pequeno	Adianta	Adianta	Adianta	Adianta	Adianta	Adianta
Barra Grande	Pequeno	Mantêm	Mantêm	Adianta	Mantêm	Adianta	Mantêm
Salto Santiago	Médio				Adianta	Mantêm	Mantêm
Machadinho	Pequeno	Entra	Entra	Entra	Entra	Entra	Entra
Salto Caxias	Médio				Sai	Sai	Sai
Santo Antonio	Médio						
<i>Térmica</i>	<i>Tecnologia</i>						
Termo Rio	CCGN	Mantêm	Atrasa	Atrasa	Mantêm	Mantêm	Atrasa
Rio Gen	Turbina a Gás	Mantêm	Mantêm	Mantêm	Mantêm	Adianta	Adianta
SePETiba	Carvão						
Cofepar	Óleo Combustível	Sai	Sai	Sai	Sai	Sai	Sai
Jacuí	Carvão				Entra	Entra	Entra
Seival	Carvão						
<i>Intercâmbio</i>							
SulSud2					Adianta	Atrasa	Atrasa

Tabela 5-15: Mudanças ocorridas no cronograma de implantação dos empreendimentos, em cada cenário ambiental, com relação ao de Referência.

Pode-se observar que as hidrelétricas de menor porte foram favorecidas em detrimento das de tamanho maior. Nas duas projeções de demanda, todas as de reservatório pequeno foram introduzidas, adiantadas ou mantidas no cronograma de ações. Na Demanda 1, dos dois projetos de UHE com reservatórios grandes presentes no planejamento de Referência, um foi atrasado em todos os casos, Serra da Mesa, e o outro, Capivara, saiu do planejamento da expansão nos cenários ambientais.

Com relação às térmicas, as mudanças no cronograma não apresentaram um motivo tão evidente. A saída da Cofepar, a Óleo Combustível, que possui o maior custo de geração entre todas as tecnologias (Gráfico 5-5), não pode ser explicada por questões ambientais. Uma vez que ela não foi despachada sob condições médias, somente seu custo de investimento (um dos menores entre todas as tecnologias) foi contabilizado na função objetivo do cenário de Referência, não gerando nenhuma externalidade. A sua exclusão do planejamento da expansão na projeção de demanda baixa (1) se deve, provavelmente, ao acréscimo da Energia Firme hidrelétrica total do sistema em função da troca da UHE de Capivara por Machadinho. Na Demanda 2, a troca de Cofepar por Jacuí, uma UTE a carvão que possui maior potência que a primeira, ocorreu devido a

perda de capacidade de geração de energia sob condições críticas, que se deu em função da troca de Salto Caxias (Energia Firme = 620 MWmédio) por Machadinho (Energia Firme = 570 MWmédio).

As usinas termelétricas a Gás Natural, Rio Gen e Termo Rio, tiveram mudanças sutis. Enquanto a primeira se manteve no mesmo estágio de planejamento ou teve a sua construção adiantada, a segunda, ou foi mantida, ou foi atrasada. Essa alteração, em uma primeira análise, pode não ter uma explicação evidente, já que as duas apresentam, no Caso aqui estudado, um mesmo custo ambiental de geração. Porém, a Termo Rio, ao ser construída, deve manter uma produção energética mínima sob condições médias. Essa geração forçada implica em uma maior externalidade sofrida pela sociedade.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

A inserção das variáveis ambientais no “MELP Ambiental” gera mudanças na indicação do planejamento ótimo da expansão do setor elétrico fornecida pelo modelo.

A consideração das externalidades ambientais na função objetivo do sistema orienta as decisões de investimento e operação de forma que ocorre um aumento do custo econômico do planejamento. Este acréscimo tende a ser significativamente compensado pela diminuição dos gastos ambientais sofridos, em valores absolutos. Esta diferença ocorre, em especial, quando existe um grupo de empreendimentos candidatos que seja variado (diferentes valores de externalidade) e que supere amplamente a demanda final a ser atendida.

A adição dos custos ambientais ao orçamento da construção de empreendimentos e aos gastos com a geração eleva o valor do Custo Marginal de Expansão (CME) do sistema. Este aumento pode apoiar a intensificação de políticas de conservação e de geração baseada em fontes alternativas menos poluentes.

Por fim, esta dissertação mostra que o “Lucro Ambiental” é obtido em função de diversas mudanças no cronograma de investimentos. Algumas dessas podem ser mais intuitivas e outras menos visíveis. Sendo assim, o desenvolvimento do “MELP Ambiental” para o caso da expansão do Sistema Interligado Nacional pode evidenciar as configurações do sistema que implicam em ganhos ambientais e indicar um planejamento da expansão da geração elétrica a longo prazo que se aproxime mais do ótimo social⁹ brasileiro.

⁹ Representa a maximização dos benefícios líquidos para a sociedade, independente de quem se beneficia e de quem sofre os custos.

6.2 SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS

Como foi visto, a simplificação hidrológica do modelo torna a representação do problema operacional do sistema imprecisa. Essa falta de precisão pode ser indesejada para algumas questões relacionadas à expansão, como a decisão sobre a construção de troncos de interligação e de projetos de motorização adicional. A adição de mais um índice no modelo que representasse a variação hidrológica ao longo do ano, onde as usinas teriam diferentes valores de energia média, é uma maneira possível de considerar a variação fluviométrica ao longo do ano.

Esta mudança, porém, aumenta o esforço computacional necessário para a execução do modelo. Aumentar a duração de cada estágio para, por exemplo, cinco anos, poderia compensar essa complexificação. Dessa maneira, as decisões de investimento se tornariam quinquenais. Ou seja, não seria determinado que a construção de um empreendimento se finalizasse em um determinado ano, mas sim em um intervalo de cinco anos. Para o planejamento em longo prazo (30 anos), essa imprecisão é coerente com a expectativa de tempo para a conclusão de todas as etapas de construção de uma hidrelétrica.

O problema da assimetria entre os custos de hidrelétricas e termelétricas não foi completamente resolvido com a consideração dos Custos Anuais Equivalentes no lugar do Valor Presente. Os gastos relacionados com a geração térmica que continuaria existindo após o fim do horizonte de planejamento não foram captados. Uma maneira possível para diminuir esse efeito seria somar ao custo de investimento das térmicas os gastos com uma geração esperada para os anos após o fim do período de planejamento.

As dificuldades de identificação, mensuração e valoração dos impactos implicam em consideráveis incertezas acerca dos custos ambientais dos empreendimentos do setor elétrico. Sendo assim, seria apropriado o estudo de outras formas de inclusão da variável ambiental no modelo. Inserir restrições (e.g., limite de área alagada em cada bioma brasileiro e emissões máximas de termelétricas) ou tratar essa incerteza de forma semelhante à utilizada para o desconhecimento do crescimento da demanda (utilizando *minimax* com diferentes cenários ambientais) são algumas das possibilidades de estudos.

O tempo de execução do modelo foi relativamente longo. A análise do método de solução empregado ou alguma mudança na sua organização é necessária para a ampliação do caso a ser estudado.

O “MELP Ambiental”, aplicado no caso brasileiro, com um maior detalhamento das características do sistema e das externalidades ambientais, será uma importante ferramenta para a consideração das questões sócio-ambientais como um fator de orientação do planejamento de expansão do setor elétrico a longo prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2004, Portaria Nº 303, de 18 de Novembro de 2004.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 2 ed, Brasília.
- BAUMOL, W.J., OATES, W.E., 1988, *The theory of environmental policy*, 2 ed. New York, Cambridge University Press.
- BEÉR, J.M., 2000, “Combustion technology developments in power generation in response to environmental challenges”, *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 26, (Ago), pp. 301-327.
- BENDERS, J.F., 1962, “Partitioning prodedures for solving mixed-variables programming problems”, *Numerische Mathematik*, n. 4, pp. 238–252.
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2003, “Complexo do Rio Madeira”, In: *I Seminário Internacional de Cofinanciamento BNDES / CAF*, 6 a 8 Agosto.
- BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm>. Acesso em 13 fev. 2008.
- CAMPODÓNICO, N. M., 1990, *Um Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão da Capacidade de Geração de um Sistema Hidrotérmico*. Dissertação de M.Sc., IMPA, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- CARVALHO, E.C., 2005, *Desenvolvimento de Procedimentos e Métodos para Mensuração e Incorporação das Externalidades em Projetos de Energia Elétrica: Uma Aplicação às Linhas de Transmissão Aéreas*. Tese de D.Sc., Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

- CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2006, MELP - Modelo de Expansão da Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação, *PNE 2030 – Seminário de Oferta*, Brasil.
- CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental, 2006, *Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo*, São Paulo, SP, Brasil. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/relatorios.asp>>. Acesso em 15 dez. 2007.
- EC – EUROPEAN COMMISSION, 1995, *ExternE, Externalities of Energy*, Vol. 2 – Methodology, 1 ed., Bruxelas e Luxemburgo, Publications of the European Commission.
- EC – EUROPEAN COMMISSION, 1998, *External costs of energy: Application of the ExternE methodology in France*, In: Final Report for Contract JOS3-CT95-0010, Paris.
- EC – EUROPEAN COMMISSION, 2003, *External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*, Luxemburgo, Publications of the European Commission.
- ELETROBRAS – Centrais Elétricas S.A., 1986, *Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos*, Rio de Janeiro.
- ELETROBRÁS – Centrais Elétricas S.A., 1994, *Referencial para Orçamento dos Programas Sócio Ambientais*, MME/COMASE, Rio de Janeiro.
- ELETROBRÁS – Centrais Elétricas S.A., 2000, *Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo do setor elétrico*, Rio de Janeiro.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, *Plano Nacional de Energia 2030*, Rio de Janeiro.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2005, *Mercado de Energia Elétrica 2006 – 2015*, Rio de Janeiro.

- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2006, *A questão socioambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica*, Rio de Janeiro.
- ESTEVES, F.A., 1998, *Fundamentos de Limnologia*, 2 ed. Rio de Janeiro, Interciência.
- FURTADO, R. C., 1996, *The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil*, Tese de D.Sc., Imperial College, University of London, Londres, Inglaterra.
- FURTADO, R.C., 1998, “Control and Damage Costs of Power Projects: A Study in Brazil”, In: *17th World Energy Congress*, Houston, Texas, USA.
- GORENSTIN, B.G., CAMPODONICO, N.M., COSTA, J.P., PEREIRA, M.V.F., 1993, “Power System Expansion Planning Under Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 1 (Fev), pp. 129-136.
- IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, *Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development*, Vienna.
- IPCC – International Panel on Climate Change, 2007, Technical Summary. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC – International Panel on Climate Change, 1996, *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook*, Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs5.htm>>. Acesso em 13 fev, 2008.
- JALAL I., VERA, I., STRUBEGGER M., SZKLO, A., 2006, “Scenarios”. In: IAEA, *Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development*, capítulo 10, Vienna.
- KAZAY, H.F., 2001, *O Planejamento da Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro Utilizando os Algoritmos Genéticos*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- LAND, A.H., DOIG, A.G., 1960, “An Automatic Method For Solving Discrete Programming Problems”, *Econometrica*, v. 28, n. 3 (Jul), pp. 497-520.
- LISBOA, M.L., *et al.*, 2003, “MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos”. In: *V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade*. São Pedro, SP, Brasil.
- MACHADO JÚNIOR, Z. S., 2000, *Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- MACHADO JÚNIOR, Z.S., MACULAN, N., COSTA, J.P., *et al.*, 2002, “Planejamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento”, *VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*”, Brasília, DF, Brasil, 19-23 maio.
- MEDEIROS, A.M., 2003, *Bases Metodológicas para a Incorporação da Variável Ambiental no Planejamento da Expansão Termelétrica no Brasil*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- OLIVEIRA, G.C., COSTA, J.P., 2005, “Seleção de Cenários de Vazões via Componentes Principais para o Planejamento da Operação”, *XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*. João Pessoa, PB, Brasil, 20-24 Novembro.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2008. “Mapas do SIN”. Disponível em: <http://www.ons.com.br/conheca_sistema>. Acesso em: 25 jan. 2008.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2007. “Dados Relevantes 2006”. Disponível em: <http://www.ons.com.br/biblioteca_virtual/>. Acesso em: 15 dez. 2007.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2002. “Comportamento da Carga no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste Decorrente nas Variações de Temperatura”. Nota Técnica.

- PEARCE, D., TURNER, R.K., 1990, *Economics of Natural Resources and the Environment*, 1.ed., Londres, Harvester Wheatsheaf.
- PEREIRA, M. V. F., GORENSTIN, B. G., CAMPODONICO, N. M. *et al.*, 1991, *Modelo de Planejamento com Incerteza*. Relatório no. 107/91, CEPEL
- REIS, L.B., *et al.*, 2005, “Desenvolvimento de Sistema para Mensuração das Externalidades de Projetos de Linhas de Transmissão”, In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, Paraná, Brasil, 16 a 21 Outubro.
- REIS, M.M., 2001, *Custos Ambientais Associados à Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ROCHA, P.G., 1998, *Planejamento sob Incerteza: Considerações sobre a Utilização do Critério do Máximo Arrependimento no Problema da Expansão da Oferta de Energia Elétrica*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ROSA, L.P., SCHECHTMAN, R., 1996, “Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico”, *Cadernos de Energia*, v. 2, n. 9 (Mar), pp. 159-256.
- ROSENTHAL, R.E., 2007, *GAMS — A User's Guide*, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA.
- SANTOS, M. A., 2000, *Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivadas de Hidrelétricas*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SEROA DA MOTTA, R., 1997, *Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais*, IPEA/MMA/PNUD/CNPq, Rio de Janeiro.
- SOUSA, W.L., 2000, *Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de Duas Abordagens*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- TOLMASQUIM, M.T. (Coordenador), 2000, *Metodologias de valoração de danos ambientais causados pelo setor elétrico*, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- TOLMASQUIM, M.T., 2001, “Environmental valuation for long-term strategic planning — the case of the Brazilian power sector”, *Ecological Economics*, n. 37, pp. 39–51.
- TOLMASQUIM, M.T. (Coordenador), 2005, *Geração de energia elétrica no Brasil*, Rio de Janeiro, Interciência: CENERGIA.
- TRINKENREICH, J., PINHEIRO, S. F., 1982, “Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico usando Programação Linear”. In: *XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Anais I pp. 243-258, Rio de Janeiro, Brasil.
- YOUNG, C.E.F., PEREIRA, A.A., HARTJE, B.C.R., 2000, *Sistema de Contas Ambientais para o Brasil: Estimativas Preliminares*, Texto para Discussão IE/UFRJ n.448, Rio de Janeiro.

ANEXO 1 – FORMULAÇÃO DO “MELP Ambiental” EM GAMS

```
$title MELP Ambiental
$ontext
```

Esta é uma versão inicial da tentativa de incluir os custos ambientais no modelo de expansão da geração elétrica a longo prazo (MELP) desenvolvido por Zulmar Soares Machado Junior em 2000 - Rio de Janeiro, RJ.

Henrique Luz Santos, LOA - UFRJ

```
$offtext
$offupper
```

Sets

```
i "subsistema"
j "planta"
k "estagio"
l "patamar"
m "cenario"
e "cenarioa ambiental"
h(j) "conjunto de usinas hidraulicas"
  hp(h) "conjunto de projetos candidatos a usina hidraulica"
  gp(h) "conjunto de projetos candidatos a motorizacao adicional"
t(j) "conjunto de usinas termicas"
  tp(t) "conjunto de projetos candidatos a usina termica"
z(j) "conjunto de intercambios"
  zp(z) "conjunto de projetos de intercambios"
w(j) "conjunto de patamares de deficit"
psub(i,j) "subsistema do projeto";
```

Alias (i,ip),(k,kp);

Sets

```
iviz(i,ip) "conjunto de subsistemas vizinhos ao subsistema i";
```

Parameter

```
dp(l) "duracao do patamar l"
em(h) "energia media produzida"
ef(h) "energia firme"
pmot(h) "potencia adicionada por motorizacao adicional"
pmax(j) "potencia maxima"
pmin(j) "potencia minima"
fpart(t,k) "fator de participacao da termica"
fcap(t) "fator de capacidade obrigatorio da termica para ponta"
emax(t,k) "energia maxima produzida pela termica"
emin(t,k) "energia minima produzida pela termica"
cinv(j,k) "custo de investimento do projeto"
cgp(gp,k) "custo de investimento do projeto de motorizacao adicional"
copt(t,k) "custo de operacao da termica"
cdef(w,k,l) "custo do deficit";
```

Table

```
einv(j,k,e) "custo ambiental de investimento do projeto";
```

Table

```
eopt(t,k,e) "custo ambiental de operacao da termica";
```

Table

```
cint(z,i,ip) "capacidade de intercambio entre os subsistemas pela linha z";
```

Table

```
intp(i,ip) "rendimento da transmissao";
```

Table

```
pd1(i,l,k) "potencia demandada no cenario 1";
```

Table

```
pd2(i,l,k) "potencia demandada no cenario 2";
```

Parameters

* *Parametros auxiliares*

```
custocen(m) "custo otimo do cenario m"
pd(i,l,k) "potencia demandada"
```

```
lt(k) "duracao do tempo";
lt(k) = ord(k);
```

Scalars

td "taxa de desconto";

Variables

custo "custo total"

conh(h,k) "construcao da hidreletrica"
congop(gp,k) "construcao da motorizacao adicional"
cont(t,k) "construcao da termica"
conz(z,k) "construcao do intercambio"

prdh(h,k,l) "producao da hidreletrica"
prdgp(h,k,l) "producao por motorizacao adicional"
prdt(t,k,l) "producao da termica"
prdef(w,k,l) "deficit"

kprdh(h,k,l) "Kritico producao da hidreletrica"
kprdgp(h,k,l) "Kritico producao por motorizacao adicional"
kprdt(t,k,l) "Kritico producao da termica"
kprdef(w,k,l) "Kritico deficit"

ktiip(i,ip,k,l) "Kritico energia transferida do subsistema i para o ip"

tiip(i,ip,k,l) "energia transferida do subsistema i para o ip"

* Variaveis auxiliares

termax(t,k) "potencia maxima produzida pela termica durante o estagio"
ktermax(t,k) "Kritico potencia maxima produzida pela termica durante o estagio"

xconh(h,k) "existencia da hidreletrica"
xcongop(h,k) "existencia da motorizacao adicional"
xcont(t,k) "existencia da termica"
xconz(z,k) "existencia do intercambio";

* externalidade

externalidade(m,e) "custo ambiental do cenario"

;

Positive variables prdh, prdgp, prdt, prdef, termax,
xconh, xcongop, xcont, xconz, tiip,
kprdh, kprdgp, kprdt, kprdef, ktermax,
ktiip;

Binary variables conh, congop, cont, conz;

* Definindo a configuracao inicial

conh.fx(h,'1')\$(not(hp(h))) = 1;
cont.fx(t,'1')\$(not(tp(t))) = 1;
conz.fx(z,'1')\$(not(zp(z))) = 1;

Equations

custeio "funcao objetivo"

* Restrições de Investimento

invh(h) "cada planta so pode ser construida uma vez"
invgp(gp) "cada planta so pode ser construida uma vez"
invt(t) "cada planta so pode ser construida uma vez"
invz(z) "cada planta so pode ser construida uma vez"

* Restrições auxiliares

xinvh(h,k) "retorna a existencia da planta no estagio"
xinvgp(gp,k) "retorna a existencia da planta no estagio"
xinvt(t,k) "retorna a existencia da planta no estagio"
xinvz(z,k) "retorna a existencia da planta no estagio"
gpxh(gp,k) "garante que a motorizacao adicional venha depois da base"

* Restrições de operação

suprimento(i,k,l) "suprimento de energia em cada patamar"
hidro(h,k) "limites de producao de energia hidraulica"
hidrobasemax(h,k,l) "limite maximo de potencia hidraulica de base"
hidrobasemin(h,k,l) "limite minimo de potencia hidraulica de base"
hidromot(h,k,l) "limites da potencia por motorizacao adicional"
termomax(t,k,l) "limite max de potencia termica"
termomin(t,k,l) "limite min de potencia termica"
termotecup(t,k) "limite sup da producao termica por razoes tecnicas"
termotecin(t,k) "limite inf da producao termica por razoes tecnicas"

```

termopontal(t,k,l)      "potencia minima para permitir operacao de ponta eq1"
termoponta2(t,k,l)     "potencia minima para permitir operacao de ponta eq2"
inter(i,ip,k,l)        "interligacao entre subsistemas"

* Restrições de operação crítica
ksuprimento(i,k,l)     "suprimento de energia em cada patamar"
defzero(w,k,l)         "Deficit do critico e zero"
khidro(h,k)           "limites de producao de energia hidraulica"
khidrobasemax(h,k,l)  "limite maximo de potencia hidraulica de base"
khidrobasemin(h,k,l)  "limite minimo de potencia hidraulica de base"
khidromot(h,k,l)       "limites da potencia por motorizacao adicional"
ktermomax(t,k,l)       "limite max de potencia termica"
ktermomin(t,k,l)       "limite min de potencia termica"
ktermotecup(t,k)       "limite sup da producao termica por razoes tecnicas"
ktermotecin(t,k)       "limite inf da producao termica por razoes tecnicas"
ktermopontal(t,k,l)    "potencia minima para permitir operacao de ponta eq1"
ktermoponta2(t,k,l)    "potencia minima para permitir operacao de ponta eq2"
kinter(i,ip,k,l)       "interligacao entre subsistemas";

custeio .. custo =e= sum(k,(1/((1+td)**lt(k)))*
((sum(hp,cinv(hp,k)*conh(hp,k)) + sum(gp,cgp(gp,k)*congpp(gp,k))+
sum(tp,cinv(tp,k)*cont(tp,k)) + sum(zp,cinv(zp,k)*conz(zp,k)))+
(sum((t,l),copt(t,k)*prdt(t,k,l)) +
sum((w,l),cdef(w,k,l)*prdef(w,k,l)))));

invh(h) ..            sum(k,conh(h,k)) =l= 1;
invgp(gp) ..          sum(k,congpp(gp,k)) =l= 1;
invt(t) ..            sum(k,cont(t,k)) =l= 1;
invz(z) ..            sum(k,conz(z,k)) =l= 1;

xinvh(h,k) ..         xconh(h,k) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),conh(h,kp));
xinvgp(gp,k) ..       xcongpp(gp,k) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),congpp(gp,kp));
xinvt(t,k) ..         xcont(t,k) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),cont(t,kp));
xinvz(z,k) ..         xconz(z,k) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),conz(z,kp));
gpxh(gp,k) ..         -congpp(gp,k) + xconh(gp,k) =g= 0;

*
*Condicoes medias
*

suprimento(i,k,l) ..  sum(h$psub(i,h),prdh(h,k,l))+
sum(gp$psub(i,gp),prdgp(gp,k,l))+
sum(t$psub(i,t),prdt(t,k,l))+
sum(ip$iviz(i,ip),-tiip(i,ip,k,l)+intp(ip,i)*tiip(ip,i,k,l))+
sum(w$psub(i,w),prdef(w,k,l)) =g=
dp(l) * pd(i,l,k);

hidro(h,k) ..         -xconh(h,k)*em(h)+
sum(l,prdh(h,k,l))+
sum(l,prdgp(h,k,l)) =l= 0;

hidrobasemax(h,k,l) .. -xconh(h,k)*pmax(h)*dp(l)+ prdh(h,k,l) =l= 0;
hidrobasemin(h,k,l) .. -xconh(h,k)*pmin(h)*dp(l)+ prdh(h,k,l) =g= 0;
hidromot(h,k,l) ..     -xcongpp(h,k)*pmot(h)*dp(l)+ prdgp(h,k,l) =l= 0;

termomax(t,k,l) ..     -xcont(t,k)*
(fpart(t,k)*pmax(t)+(1 - fpart(t,k))*pmin(t))*
dp(l)+ prdt(t,k,l) =l= 0;
termomin(t,k,l) ..     -xcont(t,k)*pmin(t)*dp(l)+ prdt(t,k,l) =g= 0;

termotecup(t,k) ..     -xcont(t,k)*emax(t,k) + sum(l,prdt(t,k,l)) =l= 0;
termotecin(t,k) ..     -xcont(t,k)*emin(t,k) + sum(l,prdt(t,k,l)) =g= 0;

termopontal(t,k,l) ..  -fcap(t)*termax(t,k)*dp(l) + prdt(t,k,l) =g= 0;
termoponta2(t,k,l) ..  -          termax(t,k)*dp(l) + prdt(t,k,l) =l= 0;

inter(i,ip,k,l)$iviz(i,ip) ..
-sum(z$psub(i,z),xconz(z,k)*cint(z,i,ip)*dp(l))+
tiip(i,ip,k,l) =l= 0;

*
*Condicoes Criticas
*

ksuprimento(i,k,l) ..  sum(h$psub(i,h),kprdh(h,k,l))+
sum(gp$psub(i,gp),kprdgp(gp,k,l))+
sum(t$psub(i,t),kprdt(t,k,l))+

```

```

sum(ip$iviz(i,ip),-ktiip(i,ip,k,l)+intp(ip,i)*ktiip(ip,i,k,l))+
sum(w$psub(i,w),kprdef(w,k,l)) =g=
dp(l) * pd(i,l,k);

defzero(w,k,l) .. kprdef(w,k,l) =e= 0;

khidro(h,k) .. -xconh(h,k)*ef(h)+
sum(l,kprdh(h,k,l))+
sum(l,kprdgp(h,k,l)) =l= 0;

khidrobasemax(h,k,l) .. -xconh(h,k)*pmax(h)*dp(l)+ kprdh(h,k,l) =l= 0;
khidrobasemin(h,k,l) .. -xconh(h,k)*pmin(h)*dp(l)+ kprdh(h,k,l) =g= 0;
khidromot(h,k,l) .. -xcongpc(h,k)*pmot(h)*dp(l)+ kprdgp(h,k,l) =l= 0;

ktermomax(t,k,l) .. -xcont(t,k)*
(fpart(t,k)*pmax(t)+(1 - fpart(t,k))*pmin(t))*
dp(l)+ kprdt(t,k,l) =l= 0;
ktermomin(t,k,l) .. -xcont(t,k)*pmin(t)*dp(l)+ kprdt(t,k,l) =g= 0;

ktermotecup(t,k) .. -xcont(t,k)*emax(t,k) + sum(l,kprdt(t,k,l)) =l= 0;
ktermotecin(t,k) .. -xcont(t,k)*emin(t,k) + sum(l,kprdt(t,k,l)) =g= 0;

ktermoponta1(t,k,l) .. -fcap(t)*termax(t,k)*dp(l) + kprdt(t,k,l) =g= 0;
ktermoponta2(t,k,l) .. - termax(t,k)*dp(l) + kprdt(t,k,l) =l= 0;

kinter(i,ip,k,l)$iviz(i,ip) ..
-sum(z$psub(i,z),xconz(z,k)*cint(z,i,ip)*dp(l))+
ktiip(i,ip,k,l) =l= 0;

```

\$ontext

A partir desta parte do programa eu tentarei fazer a minimização do máximo arrependimento. Inicialmente simplificado para 2 cenários, mas extensível para mais.

\$offtext

Parameters

pcd(i,l,k,m) "potencia demandada";

Variables

maxarrend "maximo arrependimento"

custoc(m) "custo de cada cen no minimax"

conhc(h,k,m) "construcao da hidreletrica"

congpc(gp,k,m) "construcao da motorizacao adicional"

contc(t,k,m) "construcao da termica"

conzc(z,k,m) "construcao do intercambio"

prdhc(h,k,l,m) "producao da hidreletrica"

prdgpc(h,k,l,m) "producao por motorizacao adicional"

prdtc(t,k,l,m) "producao da termica"

prdefc(w,k,l,m) "deficit"

kprdhc(h,k,l,m) "Kritico producao da hidreletrica"

kprdgpc(h,k,l,m) "Kritico producao por motorizacao adicional"

kprdtc(t,k,l,m) "Kritico producao da termica"

kprdefc(w,k,l,m) "Kritico deficit"

ktiipc(i,ip,k,l,m) "Kritico energia transferida do subsistema i para o ip"

tiipc(i,ip,k,l,m) "energia transferida do subsistema i para o ip"

* Variaveis auxiliares

termaxc(t,k,m) "potencia maxima produzida pela termica durante o estagio"

ktermaxc(t,k,m) "Kritico potencia maxima produzida pela termica durante o estagio"

xconhc(h,k,m) "existencia da hidreletrica"

xcongpc(h,k,m) "existencia da motorizacao adicional"

xcontc(t,k,m) "existencia da termica"

xconzc(z,k,m) "existencia do intercambio"

Positive variables prdhc, prdgpc, prdtc, prdefc, termaxc,
xconhc, xcongpc, xcontc, xconzc, tiipc,
kprdhc, kprdgpc, kprdtc, kprdefc, ktermaxc,
ktiipc;

Binary variables conhc, congpc, contc, conzc;

```
* Definindo a configuracao inicial
conhc.fx(h,'1',m)$ (not (hp(h))) = 1;
contc.fx(t,'1',m)$ (not (tp(t))) = 1;
conzc.fx(z,'1',m)$ (not (zp(z))) = 1;
```

```
* Definindo as demandas
pdc(i,l,k,'1') = pd1(i,l,k);
pdc(i,l,k,'2') = pd2(i,l,k);
```

Equations

```
arrend(m)          "arrendimento caso ocorra m"

custeio(m)         "pega o custo do cen"

* Restrições de Investimento
invhc(h,m)         "cada planta so pode ser construida uma vez"
invgpc(gp,m)       "cada planta so pode ser construida uma vez"
invtc(t,m)         "cada planta so pode ser construida uma vez"
invzc(z,m)         "cada planta so pode ser construida uma vez"

* Restrições auxiliares
xinvhc(h,k,m)      "retorna a existencia da planta no estagio"
xinvgpc(gp,k,m)    "retorna a existencia da planta no estagio"
xinvtc(t,k,m)      "retorna a existencia da planta no estagio"
xinvzc(z,k,m)      "retorna a existencia da planta no estagio"
gpxhc(gp,k,m)      "garante que a motorizacao adicional venha depois da base"

* Restrições de operação
suprimentoc(i,k,l,m) "suprimento de energia em cada patamar"
hidroc(h,k,m)        "limites de producao de energia hidraulica"
hidrobasemaxc(h,k,l,m) "limite maximo de potencia hidraulica de base"
hidrobaseminc(h,k,l,m) "limite minimo de potencia hidraulica de base"
hidromotc(h,k,l,m)  "limites da potencia por motorizacao adicional"
termomaxc(t,k,l,m)  "limite max de potencia termica"
termominc(t,k,l,m)  "limite min de potencia termica"
termotecupc(t,k,m)  "limite sup da producao termica por razoes tecnicas"
termotecinc(t,k,m)  "limite inf da producao termica por razoes tecnicas"
termopontalc(t,k,l,m) "potencia minima para permitir operacao de ponta eq1"
termoponta2c(t,k,l,m) "potencia minima para permitir operacao de ponta eq2"
interc(i,ip,k,l,m)  "interligacao entre subsistemas"

* Restrições de operação critico
ksuprimentoc(i,k,l,m) "suprimento de energia em cada patamar"
defzeroc(w,k,l,m)     "Deficit do critico zero"
khidroc(h,k,m)        "limites de producao de energia hidraulica"
khidrobasemaxc(h,k,l,m) "limite maximo de potencia hidraulica de base"
khidrobaseminc(h,k,l,m) "limite minimo de potencia hidraulica de base"
khidromotc(h,k,l,m)  "limites da potencia por motorizacao adicional"
ktermomaxc(t,k,l,m)  "limite max de potencia termica"
ktermominc(t,k,l,m)  "limite min de potencia termica"
ktermotecupc(t,k,m)  "limite sup da producao termica por razoes tecnicas"
ktermotecinc(t,k,m)  "limite inf da producao termica por razoes tecnicas"
ktermopontalc(t,k,l,m) "potencia minima para permitir operacao de ponta eq1"
ktermoponta2c(t,k,l,m) "potencia minima para permitir operacao de ponta eq2"
kinterc(i,ip,k,l,m)  "interligacao entre subsistemas"

* Restricoes de coerencias entre os cenarios
fasesdecisaoh(k,h)   "identidade de investimento em hidreletrica"
fasesdecisaogp(k,gp) "identidade de investimento em mot adicional"
fasesdecisaot(k,t)   "identidade de investimento em termica"
fasesdecisaoz(k,z)   "identidade de investimento em transmissao";

arrend(m) .. maxarrend =g= 12 + sum(k,1/((1+td)**lt(k)))*
((sum(hp,cinv(hp,k)*conhc(hp,k,m)) + sum(gp,cgp(gp,k)*congpc(gp,k,m))+
sum(tp,cinv(tp,k)*contc(tp,k,m)) + sum(zp,cinv(zp,k)*conzc(zp,k,m)))+
sum((t,l),copt(t,k)*prdtc(t,k,l,m)) +
sum((w,l),cdef(w,k,l)*prdefc(w,k,l,m))))-
custocen(m);

custeio(m) .. custoc(m) =e= sum(k,1/((1+td)**lt(k)))*
((sum(hp,cinv(hp,k)*conhc(hp,k,m)) + sum(gp,cgp(gp,k)*congpc(gp,k,m))+
sum(tp,cinv(tp,k)*contc(tp,k,m)) + sum(zp,cinv(zp,k)*conzc(zp,k,m)))+
sum((t,l),copt(t,k)*prdtc(t,k,l,m)) +
sum((w,l),cdef(w,k,l)*prdefc(w,k,l,m))));
```

```

invhc(h,m) ..      sum(k,conhc(h,k,m)) =l= 1;
invgpc(gp,m) ..   sum(k,congpc(gp,k,m)) =l= 1;
invtc(t,m) ..     sum(k,contc(t,k,m)) =l= 1;
invzc(z,m) ..     sum(k,conzc(z,k,m)) =l= 1;

xinvhc(h,k,m) ..  xconhc(h,k,m) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),conhc(h,kp,m));
xinvgpc(gp,k,m) .. xcongpc(gp,k,m) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),congpc(gp,kp,m));
xinvtc(t,k,m) ..  xcontc(t,k,m) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),contc(t,kp,m));
xinvzc(z,k,m) ..  xconzc(z,k,m) =e= sum(kp$(lt(kp) le lt(k)),conzc(z,kp,m));
gpxhc(gp,k,m) ..  -congpc(gp,k,m) + xconhc(gp,k,m) =g= 0;

*
*Condicoes medias
*

suprimentoc(i,k,l,m) ..      sum(h$psub(i,h),prdhc(h,k,l,m))+
                             sum(gp$psub(i,gp),prdgpc(gp,k,l,m))+
                             sum(t$psub(i,t),prdtc(t,k,l,m))+
                             sum(ip$iviz(i,ip),-
tiipc(i,ip,k,l,m)+intp(ip,i)*tiipc(ip,i,k,l,m))+
                             sum(w$psub(i,w),prdefc(w,k,l,m)) =g=
                             dp(l) * pdc(i,l,k,m);

hidroc(h,k,m) ..            -xconhc(h,k,m)*em(h)+
                             sum(l,prdhc(h,k,l,m))+
                             sum(l,prdgpc(h,k,l,m)) =l= 0;

hidrobasemaxc(h,k,l,m) ..  -xconhc(h,k,m)*pmax(h)*dp(l)+ prdhc(h,k,l,m) =l= 0;
hidrobaseminc(h,k,l,m) ..  -xconhc(h,k,m)*pmin(h)*dp(l)+ prdhc(h,k,l,m) =g= 0;
hidromotc(h,k,l,m) ..      -xcongpc(h,k,m)*pmot(h)*dp(l)+ prdgpc(h,k,l,m) =l= 0;

termomaxc(t,k,l,m) ..      -xcontc(t,k,m)*
                             (fpart(t,k)*pmax(t)+(1 - fpart(t,k))*pmin(t))*
                             dp(l)+ prdtc(t,k,l,m) =l= 0;
termominc(t,k,l,m) ..      -xcontc(t,k,m)*pmin(t)*dp(l)+ prdtc(t,k,l,m) =g= 0;

termotecupc(t,k,m) ..      -xcontc(t,k,m)*emax(t,k) + sum(l,prdtc(t,k,l,m)) =l= 0;
termotecinc(t,k,m) ..      -xcontc(t,k,m)*emin(t,k) + sum(l,prdtc(t,k,l,m)) =g= 0;

termopontalc(t,k,l,m) ..   -fcap(t)*termaxc(t,k,m)*dp(l) + prdtc(t,k,l,m) =g= 0;
termoponta2c(t,k,l,m) ..   -          termaxc(t,k,m)*dp(l) + prdtc(t,k,l,m) =l= 0;

interc(i,ip,k,l,m)$iviz(i,ip) ..
                             -sum(z$psub(i,z),xconzc(z,k,m)*cint(z,i,ip)*dp(l))+
                             tiipc(i,ip,k,l,m) =l= 0;

*
*Condicoes Criticas
*

ksuprimentoc(i,k,l,m) ..   sum(h$psub(i,h),kprdhc(h,k,l,m))+
                             sum(gp$psub(i,gp),kprdgpc(gp,k,l,m))+
                             sum(t$psub(i,t),kprdtc(t,k,l,m))+
                             sum(ip$iviz(i,ip),-ktiipc(i,ip,k,l,m)+ intp(ip,i) *
                             ktiipc(ip,i,k,l,m))+ sum(w$psub(i,w),kprdefc(w,k,l,m)) =g=
                             dp(l) * pdc(i,l,k,m);

khidroc(h,k,m) ..         -xconhc(h,k,m)*ef(h)+
                             sum(l,kprdhc(h,k,l,m))+
                             sum(l,kprdgpc(h,k,l,m)) =l= 0;

defzeroc(w,k,l,m) ..      kprdefc(w,k,l,m) =e= 0;

khidrobasemaxc(h,k,l,m) .. -xconhc(h,k,m)*pmax(h)*dp(l)+ kprdhc(h,k,l,m) =l= 0;
khidrobaseminc(h,k,l,m) .. -xconhc(h,k,m)*pmin(h)*dp(l)+ kprdhc(h,k,l,m) =g= 0;
khidromotc(h,k,l,m) ..    -xcongpc(h,k,m)*pmot(h)*dp(l)+ kprdgpc(h,k,l,m) =l= 0;

ktermomaxc(t,k,l,m) ..    -xcontc(t,k,m)*
                             (fpart(t,k)*pmax(t)+(1 - fpart(t,k))*pmin(t))*
                             dp(l)+ kprdtc(t,k,l,m) =l= 0;
ktermominc(t,k,l,m) ..    -xcontc(t,k,m)*pmin(t)*dp(l)+ kprdtc(t,k,l,m) =g= 0;

ktermotecupc(t,k,m) ..    -xcontc(t,k,m)*emax(t,k) + sum(l,kprdtc(t,k,l,m)) =l= 0;
ktermotecinc(t,k,m) ..    -xcontc(t,k,m)*emin(t,k) + sum(l,kprdtc(t,k,l,m)) =g= 0;

ktermopontalc(t,k,l,m) ..  -fcap(t)*termaxc(t,k,m)*dp(l) + kprdtc(t,k,l,m) =g= 0;
ktermoponta2c(t,k,l,m) ..  -          termaxc(t,k,m)*dp(l) + kprdtc(t,k,l,m) =l= 0;

```

```

kinterc(i,ip,k,l,m)$iviz(i,ip) ..
      -sum(z$psub(i,z),xconzc(z,k,m)*cint(z,i,ip)*dp(l))+
      ktiipc(i,ip,k,l,m) =l= 0;

*e preciso mudar essa parte para colocar mais cenarios
fasesdecisaoh(k,h)$lt(k) le 10) ..      conhc(h,k,'1') =e= conhc(h,k,'2');
fasesdecisaogp(k,gp)$lt(k) le 10) ..    congpc(gp,k,'1') =e= congpc(gp,k,'2');
fasesdecisaot(k,t)$lt(k) le 10) ..      contc(t,k,'1') =e= contc(t,k,'2');
fasesdecisaoz(k,z)$lt(k) le 10) ..      conzc(z,k,'1') =e= conzc(z,k,'2');

Model power / custeio,invh,invgp,invt,invz,xinvh,xinvgp,xinvt,xinvz,
gpjh,suprimento,defzero,hydro,hydrobasemax,hydrobasemin,hydromot,
termomax,termomin,termotecup,termotecin,inter,ksuprimento,khidro,
khidrobasemax,khidrobasemin,khidromot,ktermomax,ktermomin,ktermotecup,
ktermotecin,kinter /;

Model cenarios
/arrepend,custeioc,fasesdecisaoh,fasesdecisaogp,fasesdecisaot,fasesdecisaoz,
invhc,invgpc,invtc,invzc,xinvhc,xinvgpc,xinvtc,xinvzc,
gpjhc,suprimentoc,defzeroc,hydroc,hydrobasemaxc,hydrobaseminc,hydromotc,
termomaxc,termominc,termotecupc,termotecinc,interc,ksuprimentoc,khidroc,
khidrobasemaxc,khidrobaseminc,khidromotc,ktermomaxc,ktermominc,
ktermotecupc,ktermotecinc,kinterc /;

option optcr=.01;
option iterlim = 500000;
option reslim = 2000;

pd(i,l,k) = pdl(i,l,k);
Solve power using mip minimizing custo ;
custocen('1') = custo.l;

* externalidade
externalidade('1',e) = sum(k,(1/((1+td)**lt(k)))*
((sum(hp,einv(hp,k,e)*conh.l(hp,k)) + sum(zp,einv(zp,k,e)*conz.l(zp,k)))+
(sum((t,l),eopt(t,k,e)*prdt.l(t,k,l)))));

pd(i,l,k) = pd2(i,l,k);
Solve power using mip minimizing custo ;
custocen('2') = custo.l;

* externalidade
externalidade('2',e) = sum(k,(1/((1+td)**lt(k)))*
((sum(hp,einv(hp,k,e)*conh.l(hp,k)) + sum(zp,einv(zp,k,e)*conz.l(zp,k)))+
(sum((t,l),eopt(t,k,e)*prdt.l(t,k,l)))));

display externalidade;

Solve cenarios using mip minimizing maxarrepend ;

* externalidade
externalidade(m,e) = sum(k,(1/((1+td)**lt(k)))*
((sum(hp,einv(hp,k,e)*conhc.l(hp,k,m)) +
sum(zp,einv(zp,k,e)*conzc.l(zp,k,m)))+
(sum((t,l),eopt(t,k,e)*prdtc.l(t,k,l,m)))));

display externalidade;

```