

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

"PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO COM
INCERTEZA DE MERCADO"

MÁRIO JORGE DAHER

Orientador :

PROF.DR. SECUNDINO SOARES FILHO

Este exemplar corresponde a
edição final da tese defen-
da por Mário Jorge Daher
aprovada pela comissão
argadora em 30.06.89

Campinas, 05 de julho de 1989

Secundino Soares F.

- JUNHO 1989 -

Tese submetida à Faculdade de En-
genharia Elétrica da Universida-
de Estadual de Campinas-UNICAMP,
como parte dos requisitos exigi-
dos para obtenção do título de
MESTRE EM CIÊNCIAS.

Aos meus pais, Salin e Vera.

A Veronica, pelo apoio e
paciência.

Aos meus filhos Fellipe e
Camilla.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Secundino Soares Filho, pela orientação e amizade.

Aos Engenheiros Jorge Trinkenreich e Marco Aurélio Palhas de Carvalho, pelo tema da tese e discussões.

Ao amigo João Gilberto Mazzon, pelas valiosas e imprescindíveis sugestões e permanente incentivo a realização deste trabalho.

A Iza Moreira, pela revisão no texto final.

Aos Engenheiros Altino Ventura Filho e João Carlos Ribeiro de Albuquerque, pela compreensão.

A Elisabete Frata, pela amizade e pelo imprescindível apoio logístico na UNICAMP.

Ao Ernani Mendonça, pelos desenhos.

A todos os colegas da ELETROBRÁS, que direta ou indiretamente colaboraram.

Um agradecimento especial a Rosângela Pereira Ceciliano, pela amizade, profissionalismo e dedicação na datilografia do texto.

A Tereza Maria Leite Ferreira, pela amizade e ajuda na datilografia.

A ELETROBRÁS, pelo total apoio, desde a realização do curso COSE, na UNICAMP, que culminou na realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma proposta metodológica para abordar a incerteza do mercado de energia elétrica no atual processo de planejamento da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro.

Esta metodologia está baseada no princípio de que, não se conhece, ou não se admite atribuir probabilidades de ocorrência de diferentes cenários de demanda previstos para os estudos de planejamento.

A escolha da melhor alternativa de expansão, frente a esses cenários de demanda, pode ser obtida através da utilização de diversos métodos de tomada de decisão sob incerteza, tais como: LAPLACE, MINIMAX, MINIMIN, HURWICZ e SAVAGE.

É apresentado um estudo de caso aplicado ao Sistema Interligado Brasileiro no horizonte de planejamento de médio prazo - 1989/2003, considerando os condicionantes conjunturais do Setor Elétrico conhecidos no final do ano de 1988.

ABSTRACT

This work presents a methodology to treat the uncertainty of the demand for electric energy in the current planning process for the expansion of the Brazilian electric generation system.

This methodology recognizes the difficulty of assigning probabilities to the many sceneries used to forecast demand. As a consequence, no effort is made to quantify these probabilities and to use them in the decision process.

The selection of the best alternative for expansion in the light of the sceneries of demand, may be obtained using several criteria for decision making under uncertainty, such as LAPLACE, MINIMAX, MINIMIN, HURWICZ e SAVAGE.

A case study based in the Brazilian Interconnected System is presented. The planning period is 1989/2003 and the conditions valid for the Electric Energy sector of Brazil in the end of 1988 are also considered.

íNDICE

CAPÍTULO I : INTRODUÇÃO

CAPÍTULO II : O PARQUE GERADOR BRASILEIRO E O SEU PLANEJAMENTO

II.1 Introdução.....	II.1
II.2 Organização do Setor Elétrico Brasileiro.....	II.1
II.3 O Parque Gerador Brasileiro.....	II.5
II.4 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico.....	II.7
II.4.1 Aspectos Gerais.....	II.7
II.4.2 Etapas do Planejamento.....	II.8
II.4.3 Ciclo de Planejamento.....	II.11
II.4.4 Previsão da Demanda de Energia Elétrica.....	II.12
II.4.5 Planejamento da Expansão da Geração - Metodologia e Critérios.....	II.15
II.4.5.1 Considerações Iniciais.....	II.15
II.4.5.2 Metodologia e Critérios de Planejamento.....	II.18

CAPÍTULO III: PLANEJAMENTO COM INCERTEZA DE MERCADO - UMA PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA

III.1 Introdução.....	III.1
III.2 Metodologia Proposta.....	III.6

III.2.1 Aspectos Gerais.....	III.6
III.2.2 Decisão sob Incerteza - Aspectos Específicos e Formalização Teórica.....	III.9
III.2.2.1 Tomada de Decisão - Métodos Conhecidos na Literatura Técnica.....	III.17
III.2.2.1.1 Método de LAPLACE.....	III.17
III.2.2.1.2 Métodos MINIMAX e MINIMIN.....	III.19
III.2.2.1.3 Método de HURWICZ.....	III.21
III.2.2.1.4 Método do MÍNIMO MÁXIMO ARREPENDIMENTO..	III.22
III.2.3 Decisão sob Risco - Comentários.....	III.26
III.3 Conclusões.....	III.28

CAPÍTULO IV: PLANEJAMENTO COM INCERTEZA DE MERCADO - UM ESTUDO DE CASO

IV.1 Introdução.....	IV.1
IV.2 Premissas Básicas.....	IV.2
IV.2.1 Cenários de Demanda.....	IV.2
IV.2.2 Cenários de Oferta.....	IV.9
IV.2.3 Orçamentos de Projetos e Prazos de Construção.	IV.16
IV.2.4 Características Físico-Operativas das Usinas Geradoras.....	IV.18
IV.2.5 Custos de Geração, Custo do Déficit de Energia e Limites de Transmissão.....	IV.18

IV.3 Metodologia.....	IV.20
IV.4 Análise e Interpretação dos Resultados.....	IV.25
IV.4.1 Alternativas de Referência.....	IV.25
IV.4.2 Alternativas Adaptadas.....	IV.32
IV.4.3 Subsídios à Tomada de Decisão.....	IV.47
IV.4.3.1 Método LAPLACE.....	IV.48
IV.4.3.2 Métodos MINIMAX e MINIMIN.....	IV.49
IV.4.3.3 Método de HURWICZ.....	IV.50
IV.4.3.4 Método de SAVAGE.....	IV.50
IV.4.4 Comparação da Aplicação dos Diversos Métodos..	IV.52
IV.4.5 Conclusões.....	IV.55

CAPÍTULO V: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

V.1 Conclusões.....	V.1
V.2 Recomendações.....	V.3

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

A ciência e a arte de planejar a expansão de um sistema de produção de energia elétrica requerem, necessariamente, a busca de respostas a duas questões básicas:

- 1) quais as obras que devem ser construídas para aumentar a capacidade de produção; e
- 2) quando estas obras devem entrar em operação para que se possa concretizar a expansão necessária.

As respostas a estas questões são, em última análise, o objetivo fim do planejamento da expansão da geração de energia elétrica e representam uma atividade precedida, em princípio, da definição de um conjunto de outras questões não menos importantes como, por exemplo, qual o horizonte que se quer planejar, qual a demanda de energia elétrica que deve ser atendida neste horizonte, qual o nível de garantia de atendimento, ou seja, qual a qualidade do serviço a ser prestado, quais as fontes de recursos financeiros para a execução das obras necessárias, quais os recursos tecnológicos disponíveis. Enfim, o planejamento é, de forma geral, um conjunto de ações ordenadas no tempo que levam a proposição de um elenco de decisões a serem tomadas em épocas distintas ou não, de tal forma que os objetivos sejam

atendidos satisfatoriamente.

Em outras palavras, o planejamento tem por objetivo subsidiar o processo de tomada de decisões, sendo precedido de estudos que estabelecem, de alguma forma, a fixação de premissas básicas e hipóteses sobre o futuro, o que caracteriza, no caso particular do Setor Elétrico Brasileiro e no caso geral da atual conjuntura econômica, um grau de incerteza bastante acentuado. Pode-se quase afirmar que, no contexto atual de se planejar o futuro, a incerteza é uma regra e a certeza uma exceção.

Dentro da ótica de préfixar premissas básicas e hipóteses do futuro, tradicionalmente o Setor Elétrico vem sendo planejado de acordo com a seguinte proposição:

- dada uma projeção de mercado de energia elétrica, revisada anualmente em cada ciclo de planejamento, qual o programa de obras de geração, transmissão e distribuição que deve ser implementado, considerando as restrições físico-financeiras conhecidas na época de elaboração do plano de expansão, de tal forma que a sociedade pague o menor custo pelo serviço a ser prestado.

Nesta proposição existe, implicitamente, um conflito filosófico, já que é um princípio básico da legislação brasileira o direito de cada cidadão ao serviço público de eletricidade, o que pressupõe uma qualidade de atendimento

aceitável e compatível com o custo do serviço prestado, ou seja, um grau de confiabilidade que possa garantir aos consumidores o direito legal de usufruir do serviço de eletricidade. Surge então o conflito de minimizar custos e maximizar confiabilidade dentro de um cenário que concede ao futuro, como já mencionado, um grau de incerteza que se verifica, indistintamente, no binômio oferta-demanda.

De uma forma geral, ao tentar equacionar a proposição apresentada pelo Setor, o planejador, ao elaborar um plano de obras de expansão, tem que ter consciência da existência das seguintes incertezas de variáveis chaves no planejamento:

- Com relação a oferta de energia elétrica

- custos das instalações de suprimento, que, na época de elaboração dos planos de expansão podem não estar no grau de confiabilidade desejável, função, por exemplo, do conhecimento incompleto das características físicas das fontes de geração, da insuficiência do detalhamento dos projetos construtivos, das variações nas taxas de câmbio e dos índices de atualização monetária do custo do capital, entre outros;

- custos dos combustíveis, que influenciam diretamente na avaliação do custo esperado de operação do sistema e que podem, também, modificar a estrutura da matriz energética

ca. Além disso, a disponibilidade e a garantia de suprimento de combustível são questões que devem ser levadas em conta;

- prazos de construção das obras, que são afetados não só pelos problemas técnicos e gerenciais, mas, também, pela oportuna efetivação dos aportes financeiros necessários;
- problemas ambientais, que tendem a tomar maior vulto no futuro, função, principalmente, das necessidades de preservação do meio ambiente e da maior conscientização das populações afetadas pelos projetos de suprimento, o que pode, não só elevar os custos finais de investimento, como, também, inviabilizar o empreendimento planejado;
- novas tecnologias de suprimento, que podem ser viabilizadas técnica e economicamente num horizonte de longo prazo mudando, assim, o escopo do planejamento em suas etapas de horizonte menor;
- indisponibilidade dos equipamentos, caracterizada pela necessidade de se proceder as manutenções preventivas e as saídas intempestivas de serviço, que podem, ambas, reduzir a oferta planejada, afetando, assim, a confiabilidade do suprimento; e
- disponibilidade hidrológica, caracterizada pela aleato-

riedade das vazões afluentes aos aproveitamentos hidroelétricos, que constituem a predominância no parque gerador existente e futuro;

- Com relação a demanda de energia elétrica

- variações de curtíssimo prazo da demanda, função basicamente da aleatoriedade dos hábitos dos consumidores e dos fenômenos metereológicos;

- variações nas projeções de curto, médio e longo prazo, função, basicamente, das incertezas de crescimento econômico, da política de preços da energia elétrica e/ou de outras fontes de energia, da política de incentivo ao consumo ou a conservação e substituição da eletricidade e da política de incorporação de novas tecnologias com maior ou menor intensidade de uso da energia elétrica. Soma-se às incertezas nos valores de consumo, outro aspecto extremamente importante, que é a distribuição geográfica da demanda, uma vez que o potencial hidroelétrico, ainda disponível para exploração, encontra-se distante dos principais centros de carga.

Associadas a todos estes fatores, existem ainda outras fontes de incerteza, como as diretrizes governamentais, tanto no que se refere a políticas mais gerais, como a ação de órgãos mais específicos, como, por exemplo, o adiamento

da implementação de obras de suprimento, devido às restrições financeiras impostas externamente ao Setor, em detrimento a estratégias econômico/financeiras.

Um outro exemplo de ação governamental são os programas de irrigação, que constituem uma variável extremamente importante para o planejamento da expansão da produção de energia elétrica, já que, os projetos de irrigação, apesar do inegável cunho social, introduzem no Setor Elétrico impactos a nível de oferta e de demanda, a saber:

- a nível de oferta

as retiradas de água para irrigação, em bacias hidrográficas com aproveitamentos hidroelétricos já construídos ou planejados a jusante dos projetos de irrigação, implicam em perda de geração diretamente proporcional à quantidade líquida de água desviada e às produtividades das usinas a jusante. Portanto, o conhecimento do programa de implantação dos perímetros irrigáveis, suas características hidrológicas e sua distribuição espacial na bacia hidrográfica assume papel extremamente importante, inclusive na fase de dimensionamento das usinas hidroelétricas que estão sendo planejadas;

- a nível de demanda

a grande maioria de projetos de irrigação promovem o desvio de água dos mananciais através de eletrobombas que, ligadas diretamente à rede de suprimento, passam a representar um novo consumidor de energia elétrica. Além disso, o desenvolvimento sócio-econômico localizado, promovido pelos projetos de irrigação, pode desencadear um aumento de demanda, função da ampliação da infraestrutura local, agro-indústrias, vilas, escolas etc..

Observa-se que existe, de fato, um conjunto considerável de variáveis aleatórias que tornam praticamente impossível de se conceber um plano de expansão que represente um cenário de certeza sobre o futuro, ou seja, a incerteza passa a ser um fato intrínseco ao planejamento e a ciência e a arte de fazê-lo estão na capacidade do planejador ponderar o peso e a importância de cada variável em cada etapa de elaboração dos estudos que irão permitir o subsídio ao processo decisório. Aliam-se a todas essas considerações os próprios critérios de planejamento, que hoje tendem a mudar o seu enfoque, função de uma nova realidade econômico-financeira mundial. O seu processo de implementação e validação é, sem dúvida, mais uma fonte de incerteza nas decisões a serem tomadas.

No conjunto de variáveis aleatórias enumeradas anteriormente é possível distinguir-se algumas às quais se podem atribuir

probabilidades, ou seja, variáveis que representam eventos estocásticos e que, portanto, podem ser abordados estatisticamente. Em outras palavras, a esses eventos é possível atribuírem-se probabilidades ou distribuições de probabilidades de tal forma a representá-los adequadamente no planejamento dando, portanto, um tratamento adequado à incerteza, ou, de maneira mais formal, um tratamento adequado ao risco. Por exemplo, a disponibilidade hidrológica, que afeta a produção de energia das usinas hidroelétricas, a disponibilidade dos equipamentos para o suprimento e as variações de curtíssimo prazo na demanda são variáveis aleatórias que, atualmente, o Setor Elétrico contempla de forma bastante satisfatória no ferramental matemático disponível para o seu planejamento. Em contrapartida, a todas as demais variáveis citadas pode ser difícil atribuímos uma probabilidade, ou seja, elas representam eventos dos quais não conhecemos suas probabilidades ou distribuições de probabilidades pela falta de informação do seu comportamento estatístico. Assim, por exemplo, o tempo de construção de uma usina, como já mencionado, está sujeito ao comportamento incerto de aspectos técnico-gerenciais e aos recursos financeiros para a continuidade da obra ou início da mesma, o que depende da conjuntura da economia e/ou da política econômico-financeira do governo, que pode, inclusive, adiar a implementação de uma obra, afetando a qualidade do serviço em um momento futuro.

Outro exemplo, é a dificuldade de se atribuir probabilidades

para o crescimento econômico e, como consequência, seu impacto no consumo energético, o que, em última análise, interfere nas previsões da demanda de energia elétrica.

A abordagem simultânea e adequadamente científica de todas as variáveis às quais não podemos atribuir probabilidades exige um esforço bastante grande e depende do grau de precisão, do horizonte de planejamento e da confiabilidade que se quer dar aos resultados do estudo.

Existe hoje um consenso no Brasil, assim como em vários outros países, da necessidade de aperfeiçoamentos metodológicos que possam abordar, de forma razoável, a incerteza no planejamento energético frente a uma maior integração no contexto político e sócio-econômico. Assim, a proposição histórica de "dado uma projeção de mercado de energia elétrica qual o melhor programa de obras para atendê-lo", começa a ter dificuldades de aceitação na própria comunidade setorial, já que as previsões de mercado constituem-se em um dos parâmetros mais importantes do planejamento energético, uma vez que norteiam a expectativa da expansão da oferta que, em última análise, representa as implicações econômico-financeiras de custos e investimentos vultosos para a sociedade e que devem portanto ser racionalizados.

Não obstante, sem o objetivo de fazer críticas, a metodologia atual de previsão de consumo de energia elétrica

está fortemente pautada em métodos de filosofia prospectiva, o que produz bons resultados em ambientes de estabilidade econômica, taxas de crescimento elevadas, inexistências de restrições financeiras e baixos custos de produção. No entanto, após a guerra do Yom Kippur, com o consequente choque do petróleo, o que abalou a economia mundial, trazendo, em particular à economia brasileira, uma reversão do quadro expansionista para recessivo, estes métodos passaram a ser inadequados para previsões de médio e longo prazo, produzindo projeções altamente flutuantes, função de impactos conjunturais imediatos, que trazem repercussões evidentes no aumento da incerteza do futuro. Apenas como exemplo, as projeções de demanda de energia elétrica realizadas para a elaboração do PLANO 2010, da ELETROBRÁS e Concessionárias do Setor Elétrico, no final de 1986, e as respectivas revisões realizadas em 1987 e 1988, apresentam diferenças da ordem de 114 TWh, acumulados entre 1987 e 2001 para a revisão de 1987 e 355 TWh acumulados no mesmo período, quando comparado com a revisão de 1988.

Observa-se, portanto, que em apenas 3 ciclos anuais de planejamento, a projeção da demanda sofreu variações importantes no médio prazo, capazes de mudar o diagnóstico das condições de suprimento do parque gerador, se mantido o cenário de oferta planejado naquele Plano. Este fato leva, sem dúvida, à análise da seguinte questão:

- considerando-se que as obras de suprimento de energia

elétrica do sistema brasileiro, por serem na maioria usinas hidroelétricas, levam de 6 a 8 anos para serem concluídas, portanto, obras de larga maturação e altos custos, qualquer sinal de redução da demanda projetada pode levar a conclusão de que determinados aproveitamentos planejados podem ser postergados. No entanto, se ao contrário, houver uma reversão de expectativas e a demanda atingir taxas de crescimento acima do planejado, pode ser tecnicamente impossível a implementação do programa de obras adequado, dependendo, evidentemente, da época em que se identifique essa reversão de expectativas.

Surgem, portanto, duas outras questões: a credibilidade das projeções da demanda e o planejamento estratégico, que deve ser capaz de elaborar e/ou propor decisões que sejam flexíveis às incertezas inerentes à projeção da demanda.

Com relação ao consumo de energia elétrica, existe hoje uma tendência mundial em se utilizar, ao invés de métodos prospectivos, métodos normativos (Ref. 27), que, em última análise propõem a definição dos objetivos a serem atingidos pelo processo de desenvolvimento econômico-social, para então definirem os caminhos a serem seguidos pelo setor energético. Em outras palavras, elabora-se um ou mais cenários de desenvolvimento, que representam situações plausíveis e desejáveis do futuro e, depois, define-se a estratégia econômica/viável de realizar cada cenário sob o ponto de vista energético.

A natureza dos métodos normativos, apesar das limitações ainda existentes, leva a uma credibilidade maior nos resultados quantitativos da projeção de demanda, resultante do cenário pretendido para a economia do país. Contudo, permanece, em menor escala, a incerteza da hipótese de crescimento, já que cenários não são predições e sim proposições desejáveis e viáveis de futuros possíveis que podem, ou não, se realizar em razão de componentes exógenos ao planejamento energético.

A outra questão, a estratégia de planejamento, que permite a elaboração de um plano de expansão da geração flexível à incerteza da demanda, constitui o objetivo deste trabalho, ou seja, a idéia básica é propor qual deve ser o plano de obras de geração a ser implantado em um horizonte a ser definido, de tal forma, que este plano tenha uma flexibilidade de implementação diante de perspectivas diferentes de crescimento da demanda de energia elétrica e da verificação da concretização destas mudanças. De outra forma, o objetivo é sugerir uma mudança na proposição histórica de planejar o setor, tomando o mercado de energia elétrica como uma variável exógena.

A nova proposição seria: "dado um conjunto de alternativas possíveis de crescimento do mercado de energia, associados a cenários desejáveis ou possíveis do futuro, qual o melhor plano de obras para atender, ao menor custo, o mercado que de fato irá se realizar".

A pretensa vantagem desta proposição seria a de possibilitar a tomada de decisões com relação a implementação de um programa de obras "imune" às variações significativas do mercado através da ordenação de ações estratégicas sinalizadas pelo acompanhamento das previsões de consumo, ou seja, um planejamento estratégico condizente com a dinâmica do comportamento macroeconômico do país e com restrições financeiras vigentes, que exigem racionalização dos recursos.

É oportuno mencionar que a proposta aqui apresentada não pretende esgotar o assunto, mas, tão somente, motivar a iniciativa de aperfeiçoamentos metodológicos do planejamento da expansão da geração de energia elétrica. Imagina-se, por exemplo, que tal abordagem poderia ser feita concomitantemente com hipóteses de restrições financeiras sobre os tetos de investimentos nos primeiros anos do horizonte de curto prazo.

Para finalizar, há que se pensar ainda que as discussões no Setor Elétrico estão hoje polarizadas em três questões básicas: 1) a grave crise financeira, 2) as perspectivas de racionamento para meados da próxima década, função da situação descrita anteriormente e 3) a pretensa participação da iniciativa privada no setor de energia elétrica, como alternativa à crise mencionada. Estes fatos exigem uma maior credibilidade do planejamento, que só pode ser atingida quando apresenta transparência para a

sociedade e se respalda de decisões propostas com razoável fundamento técnico e metodológico.

Soma-se, a esses argumentos, a proposta do Setor de implementar as tarifas de suprimento entre empresas pelo custo marginal, o que concede, aos estudos de planejamento, uma responsabilidade ainda maior, pois são estes estudos que irão determinar os contratos de suprimento de energia elétrica no horizonte do sexto ano da expansão, portanto, vulneráveis às incertezas, embora existam artifícios propostos, mas limitados, no sentido de contornar tais situações.

CAPÍTULO II

O PARQUE GERADOR BRASILEIRO E O SEU PLANEJAMENTO.

II.1 Introdução

O capítulo anterior enumerou o conjunto de fontes de incertezas, inerentes ao processo de tomada de decisão, com respeito a expansão de um sistema de produção de energia elétrica, destacando, como consequência, a necessidade consensual no Setor Elétrico de se investir no aperfeiçoamento metodológico do planejamento de sua expansão. Finalmente, foi feita uma proposta de abordagem endógena de uma das muitas variáveis que participam, com elevado grau de incerteza, na elaboração dos planos de obras - o mercado de energia elétrica.

O objetivo deste capítulo é fazer uma apresentação sucinta das principais características do Setor Elétrico, e da forma atual como é feito o seu planejamento, em particular, o da expansão do parque gerador.

II.2 Organização do Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro está jurisdicionado ao Ministério das Minas e Energia, que, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), exerce o poder

concedente. Por sua vez o DNAEE, subsidiado por pareceres técnicos da ELETROBRÁS, outorga as concessões de construção e exploração de empreendimentos que geram energia elétrica.

Em termos organizacionais o Setor é constituído de um conjunto de empresas concessionárias de energia elétrica com a seguinte classificação e características:

- Empresa Holding : ELETROBRÁS, empresa de âmbito federal, que exerce a coordenação do Setor, elaborando, em consonância com a política energética governamental, as principais diretrizes na área de energia elétrica;
- Empresas Regionais ou Subsidiárias da ELETROBRÁS: ELETRONORTE, CHESF, FURNAS e ELETROSUL, empresas de âmbito regional, cujos objetivos principais são o de suprimento e integração dos sistemas elétricos na região em que atuam, e o cumprimento das determinações da política energética governamental coordenada pela ELETROBRÁS.
- Empresas Estaduais ou Coligadas: são empresas controladas pelos governos estaduais e que têm área de atuação definida dentro de cada Estado da Federação. Estas empresas são responsáveis pelo suprimento de energia elétrica em todo o Estado a que pertencem, embora possam existir outras concessionárias de propriedade estadual, federal, municipal ou privada que atuam em determinadas localidades do Estado.

Esta classificação permite estabelecer uma divisão geo-elétrica do Brasil. Assim, a ELETRONORTE é a supridora de toda a Região Norte do país, incluindo o Estado do Maranhão; a CHESF é a supridora de toda a Região Nordeste, excluindo o Estado do Maranhão; Furnas tem a responsabilidade do suprimento às regiões Sudeste e Centro Oeste, excluindo o Estado do Mato Grosso do Sul; e a ELETROSUL tem a responsabilidade de suprimento de toda a Região Sul, incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul.

A Figura II.1 permite visualizar esta divisão geo-elétrica do Brasil.

Deve-se observar que as empresas regionais, além de complementarem as necessidades de mercado de todas as concessionárias que atuam nas suas respectivas regiões, são também responsáveis pela interligação elétrica inter-regional, estabelecendo, assim, os chamados Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste. No futuro, quando se imagina o aproveitamento dos recursos hídricos existentes na Amazônia, em particular na bacia do rio Xingú, o sistema elétrico nacional passará a se constituir de um único Sistema Interligado Brasileiro.

Há que se observar, no entanto, uma particularidade da Região Norte, que apresenta, a exceção de parte do Estado do Pará, vários sistemas não interligados eletricamente, constituindo, assim, os chamados Sistemas Isolados.

Do que foi exposto, percebe-se que a organização do Setor conduz a diferenças de enfoque na atuação de cada empresa. Uma subsidiária, por exemplo, pelo seu próprio objetivo, interfere no planejamento do sistema elétrico nacional e vice-versa. Em outras palavras, a visão de planejamento de um empresa regional se aproxima da visão que a ELETROBRÁS deve ter, predominando os aspectos de política energética global, com conceituações macroeconômicas, ou seja, dentro de uma visão de economia global.

Já uma empresa coligada, ou uma empresa estadual, tem um enfoque um pouco diferente. Evidentemente que os aspectos de economia global devem ser levados em consideração, porém, as estratégias políticas, sociais e os interesses industriais de cada Estado não devem ser descartados no enfoque do planejamento. Não obstante, a estas empresas há, muitas vezes, a opção entre construir (ou ampliar) seu parque gerador ou comprar a energia necessária ao atendimento de seu mercado de uma supridora regional, cabendo a esta a garantia, em níveis adequados de qualidade e quantidade, a complementação das necessidades de mercado, seja na região de atuação, seja na região interligada, executando assim a política de integração nacional emanada da empresa holding.

Dentro desses conceitos, as Figuras II.2-1 e II.2-2 permitem visualizar o "relacionamento elétrico" entre as principais concessionárias coligadas e as supridoras regionais, estabelecendo as áreas de atuação e as interligações, que

permitem contabilizar os suprimentos energéticos entre empresas.

II.3 O Parque Gerador Brasileiro

A principal característica atual do parque gerador brasileiro é a predominância de usinas hidroelétricas com capacidade de estocagem de água em seus reservatórios, o que permite exercer uma regularização plurianual de vazões entre 4 e 5 anos e produzir uma energia afluenta média durante cerca de 4 meses.

Conforme já citado na seção anterior, o sistema elétrico brasileiro é atualmente composto por dois sistemas interligados (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste), e diversos sistemas isolados, que representam os sistemas estaduais da Região Norte e parte dos Estados do Mato Grosso e Goiás.

A capacidade instalada efetiva do parque gerador brasileiro atingiu, no final de 1988, 49367 MW, sendo que 93% deste montante correspondem a usinas hidroelétricas, que participaram com 96% na produção bruta de energia desse ano, que foi de aproximadamente 222 TWh.

O restante do parque instalado, de origem termoelétrica, encontra-se distribuído entre as Regiões, Sul, com usinas consumindo carvão, Sudeste-C.Oeste, com uma unidade nuclear

e algumas usinas consumindo derivados de petróleo e Norte e Nordeste, com usinas consumindo derivados de petróleo. Atualmente, existem algumas unidades térmicas consumindo gás natural na região de Camaçari - Bahia.

Observa-se que a participação do parque térmico na produção bruta de energia foi, em 1988, de apenas 3,8%, contra uma capacidade instalada de 7,5% em relação ao total do parque gerador. Este perfil de participação tem se verificado sistematicamente nos últimos anos e a razão é seu funcionamento em regime de complementação térmica (nos sistemas interligados), ou seja, estas usinas complementam a produção hidroelétrica nos períodos de hidrologia desfavorável e reduzem sua participação, ou mesmo são desligadas, em períodos de hidrologia favorável. Com isso, obtém-se uma economia de consumo de combustível para produção de energia elétrica, sem, contudo, reduzir a garantia de suprimento. Nos sistemas isolados este fato não se verifica, pois o atendimento ao mercado é feito, na quase totalidade, por usinas termoelétricas.

Esta característica do sistema elétrico nacional deve perdurar por mais alguns anos, pois os estudos de longo prazo, realizados pela ELETROBRÁS e empresas concessionárias, indicam uma parcela considerável de recursos hidroelétricos competitivos com outras fontes primárias até por volta do ano de 2010.

No entanto, com o objetivo de suavizar o processo de

transição que ocorrerá com o esgotamento do potencial hidroelétrico competitivo e a intensificação da exploração do potencial térmico, visualiza-se, a médio prazo, um ritmo mínimo de construção de usinas térmicas a carvão e nucleares, permitindo assim a capacitação da industrial nacional, sem contudo mudar, neste horizonte, a predominância do parque hidroelétrico na produção de energia.

II.4 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

II.4.1 Aspectos Gerais

O planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro é coordenado e executado pelo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos-GCPS, órgão colegiado, do qual fazem parte todas as empresas concessionárias estaduais, as supridoras regionais e as controladas a nível federal, como LIGHT e ESCELSA. A coordenação do GCPS é feita pela ELETROBRÁS e o DNAEE participa deste processo de planejamento apenas como observador.

Operacionalmente, o GCPS é constituído por um Comitê Diretor-CD, ao qual estão subordinados três Comitês Técnicos-CT's, classificados de acordo com as seguintes atribuições:

- Comitê Técnico de Estudos de Mercado - CTEM, cuja

atribuição é realizar os estudos de acompanhamento e previsão de mercado de energia elétrica;

- Comitê Técnico de Estudos Energéticos - CTEE, cuja atribuição é realizar estudos na área de geração de energia elétrica; e
- Comitê Técnico de Estudos de Transmissão - CTST, que tem a atribuição de realizar os estudos de transmissão.

Em cada Comitê Técnico existem os Grupos de Trabalho (GT's), cuja finalidade é integrar as equipes técnicas de cada empresa participante no sentido de executar, de forma conjunta, os trabalhos específicos recomendados pelos CT's, dentro de um ciclo anual de planejamento.

II.4.2 Etapas do Planejamento

O objetivo básico do planejamento da expansão é selecionar, no tempo e no espaço, o conjunto de usinas e equipamentos de geração, transmissão e distribuição, que deverão ser construídos com antecedência suficiente para garantirem o atendimento ao crescimento do mercado consumidor.

Os investimentos anuais no Setor se dividem, aproximadamente, em 50% na geração, 30% na transmissão e 20% na distribuição. Como o sistema de distribuição não depende diretamente da composição estrutural ou conjuntural dos

sistemas de geração e transmissão, seu planejamento é realizado em etapas independentes. O sistema de transmissão, ao contrário, apresenta uma tendência crescente de influenciar o planejamento da geração. Isto se deve à característica da expansão da oferta de energia que é feita através do potencial hidrelétrico competitivo, localizado distante dos centros de carga, o que requer troncos pesados de transmissão. Assim é que, atualmente, o planejamento da expansão da geração vem cada vez mais incorporando, nos seus estudos, as restrições ao fluxo de energia e potência causados pelos elos de interligação inter-regional, bem como interagindo com os estudos elétricos no sentido de definir a topologia dos grandes troncos de transmissão. Contudo, dado à complexidade dos estudos dos sistemas elétricos, o planejamento detalhado da transmissão ainda vem sendo realizado numa etapa posterior ao da geração.

Considerando as perspectivas, no futuro, do esgotamento de determinadas fontes de geração de energia, em particular a hidroelétrica, e o longo período de maturação efetiva de novas tecnologias, associado ainda ao tempo necessário para estudos de inventário e viabilidade, que antecede a construção de usinas para produção de energia elétrica, cuja duração média varia de 6 a 8 anos, torna-se necessário a extensão do horizonte de planejamento para períodos em torno de 30 anos. Os estudos desenvolvidos nesse horizonte estão enquadrados no chamado Planejamento de Longo Prazo e tem um objetivo estratégico, definindo, entre outras coisas, a

composição esperada do sistema eletroenergético, que direciona os estudos em horizontes menores.

Em sequência ao Planejamento de Longo Prazo, faz-se necessário o Planejamento de Médio Prazo, que aborda os primeiros 15 anos na geração e os primeiros 10 anos na transmissão e distribuição. Nesta etapa, o programa de expansão é estabelecido de forma detalhada com base nas diretrizes da fase anterior, de forma a subsidiar o processo de decisão que se faz necessário em estudos posteriores.

A última etapa no ciclo de planejamento da expansão é definida como Planejamento de Curto Prazo e analisa o horizonte de 10 anos para a geração e 5 anos para a transmissão e distribuição, constituindo assim o elo final na seqüenciação do planejamento do Setor Elétrico. Nesta fase de estudos, são feitas as compatibilizações entre as premissas de médio prazo e o programa de investimentos com eventuais restrições financeiras. É precisamente nesta etapa que as decisões de início de construção de obras são efetivamente tomadas, devendo-se, portanto, procurar obter o maior grau possível de confiabilidade das informações básicas para o planejamento, tais como, mercado, restrições ambientais, custos das usinas e dos equipamentos de transmissão e distribuição, tempo de construção e de estudos preliminares e fontes de recursos financeiros para os empreendimentos.

II.4.3 Ciclo de Planejamento

Na prática, o Planejamento de Longo Prazo é realizado nos chamados planos mestres, tais como Plano 90, Plano 2000 e mais recentemente o Plano 2010 (1987). A periodicidade destes planos depende de mudanças significativas nas hipóteses, nas informações básicas e nas diretrizes governamentais, o que normalmente tem acontecido em torno de 5 anos.

Os estudos de Médio Prazo, que normalmente são apresentados no plano mestre, exigem uma revisão em períodos menores, em função de mudanças nas projeções de mercado, no maior conhecimento dos projetos de geração a nível de inventário, na conclusão de estudos ambientais, de viabilidade, de projeto básico, enfim, mudanças que são inerentes ao processo dinâmico de planejamento. Já o Planejamento de Curto Prazo tem um ciclo de revisão bem definido, que é o chamado "Ciclo Anual de Planejamento do GCPS", onde os estudos de mercado, geração, transmissão e distribuição são revistos à luz dos condicionantes econômico-financeiros de curto prazo. Este ciclo se desenvolve ao longo do ano em curso e a definição dos horizontes de planejamento se faz a partir do ano seguinte. Deve-se observar que, ao longo do ciclo anual, podem se fazer necessárias várias revisões nestes estudos, em função de mudanças conjunturais nos condicionantes de curto prazo.

II.4.4 Previsão da Demanda de Energia Elétrica

Na seção anterior, ficou evidenciada a necessidade do

planejamento da expansão ser realizado em três etapas distintas: longo, médio e curto prazo. Em cada uma destas etapas, o mercado de energia elétrica aparece como uma variável fundamental, pois condiciona a evolução da oferta e apresenta uma incerteza que diminui com o horizonte de planejamento. Curiosamente, à medida em que diminui o grau de incerteza sobre esta variável, torna-se crítico o processo de decisão, já que, para o longo prazo, existe tempo suficiente para se corrigir um eventual engano nas previsões, ao passo que no médio e curto prazo, as decisões de início de construção, que estão pautados nas projeções de mercado, tornam-se extremamente vulneráveis a erros de previsão, função do tempo de maturação das obras.

Em linhas gerais, os requisitos de mercado dos estudos de longo e médio prazo são estimados a partir da evolução provável das principais variáveis macroeconômicas, demográficas e habitacionais. Adicionalmente a este processo, contemplam-se as informações quanto a novas cargas de porte significativo, geralmente previstas para um horizonte de cinco anos, bem como a análise do comportamento passado do mercado, considerando, além da tendência, as eventuais distorções das séries históricas, devido à inadequação do atendimento.

A figura II.4.4-1 esquematiza a metodologia de previsão de demanda.

Deve-se observar que esta sistemática atual é realizada a

nível de concessionárias, e por categoria de consumo, função das diversidades entre as estruturas sócio-econômicas e os recursos em cada região. Contudo, as hipóteses de crescimento econômico e demográfico são comuns a todas as previsões realizadas independentemente por cada empresa, cabendo, no entanto, a consideração das possibilidades geo-econômicas de cada região e suas potencialidades em recursos naturais.

Como já mencionado no Capítulo I, o principal questionamento que se faz a esta metodologia de previsão do consumo de longo e médio prazo (através de métodos prospectivos) é em relação a vinculação dos resultados aos grandes agregados macroeconômicos, particularmente à elasticidade renda, uma vez que dado a sua ampla margem de variação, os valores de consumo previstos podem sofrer alterações significativas. As variações na elasticidade se devem, essencialmente, a alterações na natureza do mercado. Assim, este parâmetro será tanto maior quanto predominarem, entre os novos consumidores, aqueles de elevado consumo de energia elétrica por unidade de produto.

Como proposta alternativa a este processo de previsão, verifica-se uma tendência mundial no aperfeiçoamento e utilização de métodos normativos, ou técnicas de cenário, que basicamente se dividem nas seguintes etapas:

- decomposição da economia em subsistemas, tais como: trans-

portes, habitação rural e urbana, agricultura, agroindústria, indústrias de base, indústrias de bens de consumo, etc.;

- análise de cada subsistema e identificação dos parâmetros característicos que o definem quanto ao consumo energético, verificando-se ainda a possibilidade de introdução de novas tecnologias que permitam consumir menos energia;
- montagem de um cenário futuro em que se estabeleçam objetivos ligados à qualidade de vida e bem estar social, a partir dos quais se deduzem os volumes de produção dos diversos bens e serviços, necessários para que se obtenha a qualidade de vida desejada. A partir desses volumes de produção, quantificam-se as demandas dos diferentes tipos de energia.

Finalmente, com base neste cenário, ou com cenários alternativos, nos quais se admitem outras hipóteses sobre os níveis de demanda associado aos objetivos propostos para a economia, pode-se planejar a oferta dos diversos tipos de energia.

Com relação ao mercado de curto prazo, calculado para os quatro primeiros anos, e cuja finalidade são os estudos tarifários e de operação, percebe-se um menor condicionante às perspectivas de evolução macroeconômica. Nesta etapa, o

crescimento da demanda é avaliado e aplicado através do conhecimento de medidas específicas, tais como a instalação de cargas industriais ou programas de expansão de sistemas de distribuição. Os valores obtidos apresentam maior confiabilidade, devido a maior precisão e quantidade de informações disponíveis.

II.4.5 Planejamento da Expansão da Geração - Metodologia e Critérios

II.4.5.1 Considerações Iniciais

O planejamento da expansão da geração se insere, no contexto do planejamento da expansão do Setor Elétrico, com praticamente todas as necessidades de sequência cronológica de estudos, apresentando, no entanto, algumas particularidades específicas.

A figura II.4.5.1-1 apresenta um esquema simplificado da sequência lógica do processo de planejamento da expansão da geração, bem como o fluxo de informações que se faz necessário entre as diversas etapas.

Neste fluxo de informações, destaca-se o grau de profundidade no conhecimento dos recursos de geração de energia elétrica, que varia em cada fase do planejamento, o que torna, inclusive, menos onerosos os estudos de definição final do projeto, dado a sua sequenciação lógica.

Desta forma, nesta cadeia de informações, podem-se distinguir as seguintes etapas de conhecimento dos recursos de geração, que serão denominadas indistintamente, ao longo deste trabalho, como "estudos preliminares":

- Estimativa - Nesta etapa, conhecida também como "avaliação de escritório", procura-se fazer uma primeira estimativa do recurso energético. Em relação aos recursos hidroelétricos é feita uma análise preliminar das características hidrográficas da bacia, como topologia, geologia e hidrologia, estimando, inclusive, o potencial hidroelétrico, o número de locais barráveis e o custo deste potencial, bem como os prazos necessários para inventário e custos totais correspondentes.
- Inventário - Nesta etapa avalia-se as reservas dos recursos energéticos. No caso particular dos recursos hidroelétricos, é nesta fase que se define a melhor divisão de queda da bacia, bem como os locais barráveis, determinando-se o custo de cada aproveitamento, através de orçamentos padrões.

Deve-se observar que nesta fase as preocupações com o meio ambiente já se fazem necessárias, devendo ser descartados os locais que eventualmente tragam impactos negativos.

- Viabilidade - Nesta etapa é feita uma avaliação da viabilidade técnico/econômica do aproveitamento em

questão. Para recursos hídricos representa uma definição final das características físicas, incluindo o dimensionamento dos projetos selecionados na divisão de queda obtida na fase de inventário.

- Projeto Básico - Esta etapa representa o detalhamento do recurso com base na sua concepção da etapa anterior. São elaborados o orçamento final e os detalhes construtivos, incluindo os equipamentos e obras civis, que permitirão fazer as licitações para a construção da usina.
- Projeto Executivo - Nesta etapa são elaborados os detalhamentos construtivos, como desenhos, plantas, esquemas de montagem, enfim, é a etapa que permite o início imediato da construção.

Há que se observar, portanto, que o processo decisório de iniciar a construção de uma usina requer, após o inventário, em média 3 a 4 anos para se realizarem os estudos preliminares, como viabilidade e projetos básico e executivo.

II.4.5.2 Metodologia e Critérios de Planejamento

A figura II.4.5.2-1 esquematiza, em maior detalhe, o processo de planejamento da expansão da geração nos horizontes de longo e médio prazo, cujas etapas apresentam algumas distinções nos critérios utilizados.

Nos estudos de longo prazo, onde as incertezas preponderam sobre variáveis básicas, como por exemplo, o mercado, os custos dos projetos em fase de inventário e/ou estimativa, os custos de transmissão e operação, as tecnologias de geração e transmissão e as próprias diretrizes globais, procura-se simplificar a representação da operação do parque gerador. Além do mais, a necessidade de se avaliar várias alternativas de expansão torna inviável e desnecessário um maior detalhamento na representação do sistema.

Basicamente, nestes estudos, utiliza-se o Modelo de Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo - DESELP, que em última análise define, para cada região e para horizontes quinquenais, qual a sequência ótima de construção dos aproveitamentos de geração e dos reforços (ou construção de troncos) de interligações regionais, de forma que o mercado de energia e ponta seja integralmente atendido ao mínimo custo.

Neste processo de otimização, as usinas são representadas através de sua contribuição de energia firme e média, sendo que estes valores são obtidos considerando-se cada aproveitamento de forma integrada ao restante do sistema.

Os custos envolvidos são os de investimento em geração, transmissão associada a cada projeto, operação e manutenção (O&M), combustível e aumento de capacidade de transmissão nas interligações.

Nesta etapa é possível, através de uma análise de pós-otimização, com o modelo DESELP, determinar os custos marginais de expansão para cada região considerada, o que permitirá realimentar os estudos de inventário e dimensionamento dos recursos de geração, e subsidiar os estudos de médio prazo.

Os estudos de médio prazo (15 anos) e curto prazo (10 anos) do planejamento da expansão da geração apresentam, essencialmente, o mesmo grau de detalhe na representação do sistema gerador, já que nesta fase, em função de uma maior confiabilidade nas informações básicas, é necessário cotejar, com maior rigor, os agentes que interferem na produção de energia, e como consequência, no atendimento ao mercado consumidor.

Devido a característica do parque gerador brasileiro, que é de predominância hidroelétrica, existem, basicamente, duas análises a serem feitas no ajuste do programa de obras no médio e curto prazo: 1) ajuste ao mercado de energia e 2) ajuste ao mercado de ponta. Estas distinções se devem ao fato de que o atendimento à energia está essencialmente ligado à disponibilidade de água no parque hidroelétrico, ao passo que o atendimento à ponta está essencialmente ligado à disponibilidade física dos equipamentos e à perda de queda, em função do deplecionamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas ou elevação do canal de fuga destas.

Atualmente, os estudos detalhados de atendimento ao mercado

têm sido realizados através de modelos matemáticos distintos, para avaliação dos critérios de suprimento de energia e ponta.

Com relação aos critérios de suprimento, o setor elétrico está atualmente adotando o enfoque probabilístico, função da evidente natureza estocástica dos agentes que interferem na produção da energia e da atual conjuntura de escassez de recursos, que leva a questionar o nível de garantia preconizado no enfoque tradicional (determinístico), que determinava que o sistema gerador deveria ser capaz de atender ao mercado previsto sem déficits para qualquer sequência hidrológica registrada no passado.

Assim, o atual critério de suprimento que está sendo utilizado para ajustar os programas de geração no médio e curto prazo, preconiza que o risco máximo de déficit anual de energia não deve ultrapassar 5% em cada região e em cada ano do horizonte estudado. Este risco de déficit representa a frequência relativa de séries hidrológicas sintéticas que apresentam algum déficit no ano de simulação. Para o atendimento à ponta (demanda máxima), estabeleceu-se que a probabilidade de perda de carga (LOLP) não deve ser superior a 0,68%, o que equivale a 5 horas/mês.

Deve-se observar que, uma vez definido o critério de pre-fixar o risco de déficit aceitável para a sociedade, a otimização do programa de obras passa pela obtenção do

mínimo custo esperado da alternativa de expansão.

Observa-se ainda que este critério, assim como o critério tradicional, apresenta um custo implícito do déficit de energia e ponta. É possível demonstrar que, quando o sistema é expandido de forma ótima, o custo marginal de expansão se iguala ao custo marginal de operação, o que permite obter o valor do custo implícito do déficit de energia, já que este parâmetro faz parte do cálculo do custo marginal de operação, juntamente com o custo esperado da geração técnica.

A formulação do programa de expansão do parque gerador no médio prazo inicia-se com a consideração das usinas cujas obras estão em andamento, e, portanto, prioritárias, e das usinas cuja decisão de construção já foi tomada, e que, portanto, já têm compromissos empresariais.

O conjunto complementar de obras a serem programadas até o horizonte de quinze anos, corresponde, em princípio, ao conjunto selecionado da alternativa de expansão dos estudos de longo prazo. O sistema deve ser simulado buscando-se o risco anual de déficit de no máximo 5% e LOLP máxima equivalente a 5 horas/mês. As simulações, para o atendimento à energia, são atualmente realizadas através de modelos matemáticos que utilizam séries sintéticas de energia ou vazões afluentes e representam, de forma equivalente, cada região geo-elétrica, considerando as

limitações físicas da interligação entre estas regiões. A operação térmica é decidida, na maioria dos modelos, através de algoritmos de programação dinâmica estocástica e tem como parâmetro de decisão o custo implícito de déficit; os intercâmbios inter-regionais são definidos através da tentativa de equalização dos custos marginais de operação.

A avaliação da LOLP é realizada utilizando-se modelos matemáticos que representam cada aproveitamento individualmente, numa etapa subsequente aos estudos de energia, estabelecendo, assim, um processo iterativo.

Deve-se observar ainda que, na programação do conjunto complementar de usinas, algumas restrições são levados em conta:

- sequência econômica em cada região;
- enchimento de no máximo 2 reservatórios por ano em cada bacia;
- interesses empresariais nos aspectos logísticos de construção e atendimento local; e
- programa mínimo de construção de novas unidades térmicas.

Nesta fase de estudos, a identificação de diferenças significativas entre custos marginais de operação em cada

região, decorrentes de estrangulamentos nos fluxos inter-regionais, levam a interações com os estudos de transmissão no sentido de verificar os eventuais benefícios energéticos e/ou elétricos de reforço ou antecipação de reforços nos troncos de interligação.

Finalmente, os estudos de curto prazo incorporam à alternativa de médio prazo os condicionantes conjunturais dos primeiros anos do horizonte de estudo, tais como, restrições financeira e cronogramas físicos das obras em andamento.

Nesta etapa, são definidos o Programa Decenal de Geração, os custos marginais de expansão, os parâmetros para a tarifa de suprimento entre empresas, os despachos típicos de geração para os estudos de transmissão e as análises de sensibilidade de inversão de sequências de usinas, de mercado e de atrasos de obras. É precisamente nesta etapa que se definem o início de construção das usinas, da prioridade das obras em andamento e da priorização dos estudos preliminares tais como viabilidade e/ou projeto básico.

FIGURA II. 1
DIVISÃO GEO-ELÉTRICA DO BRASIL

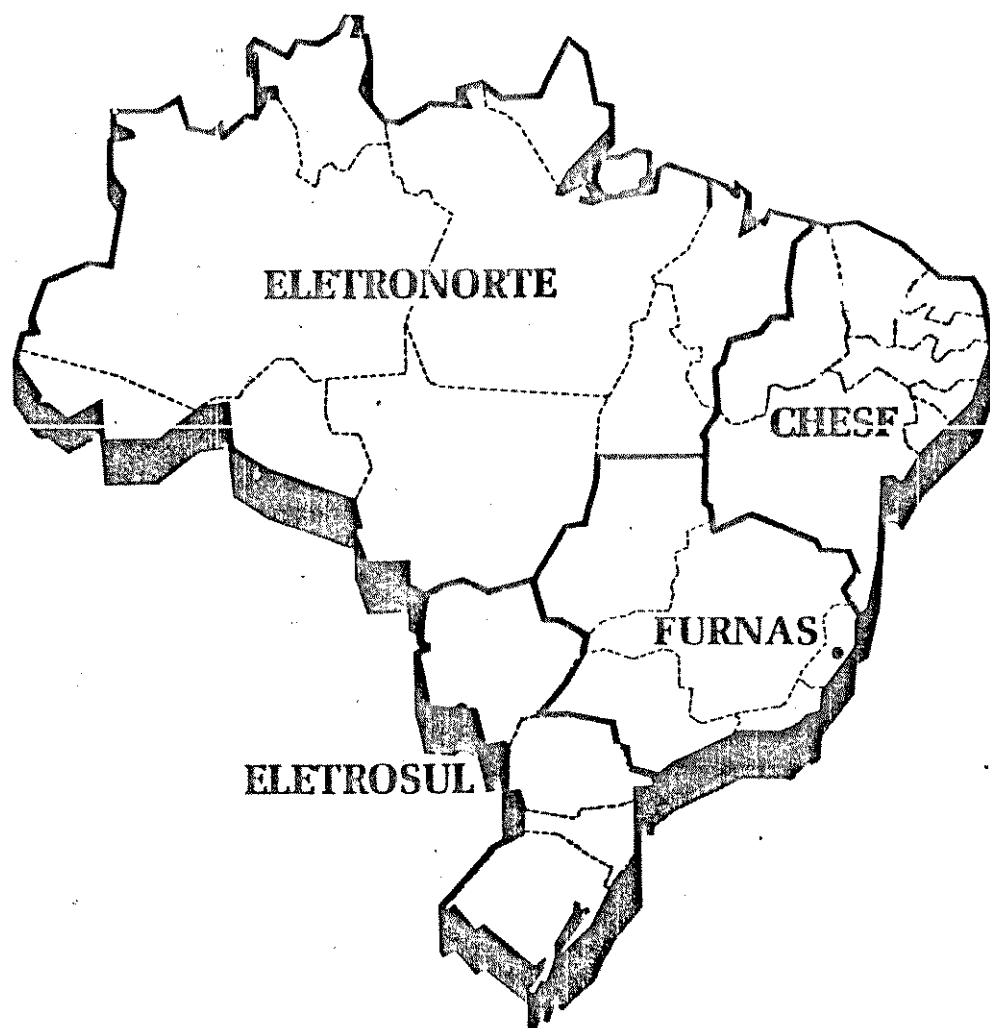


FIGURA II.2-1
 SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE — CENTRO OESTE
 SUPRIMENTO ENERGÉTICO ENTRE EMPRESAS

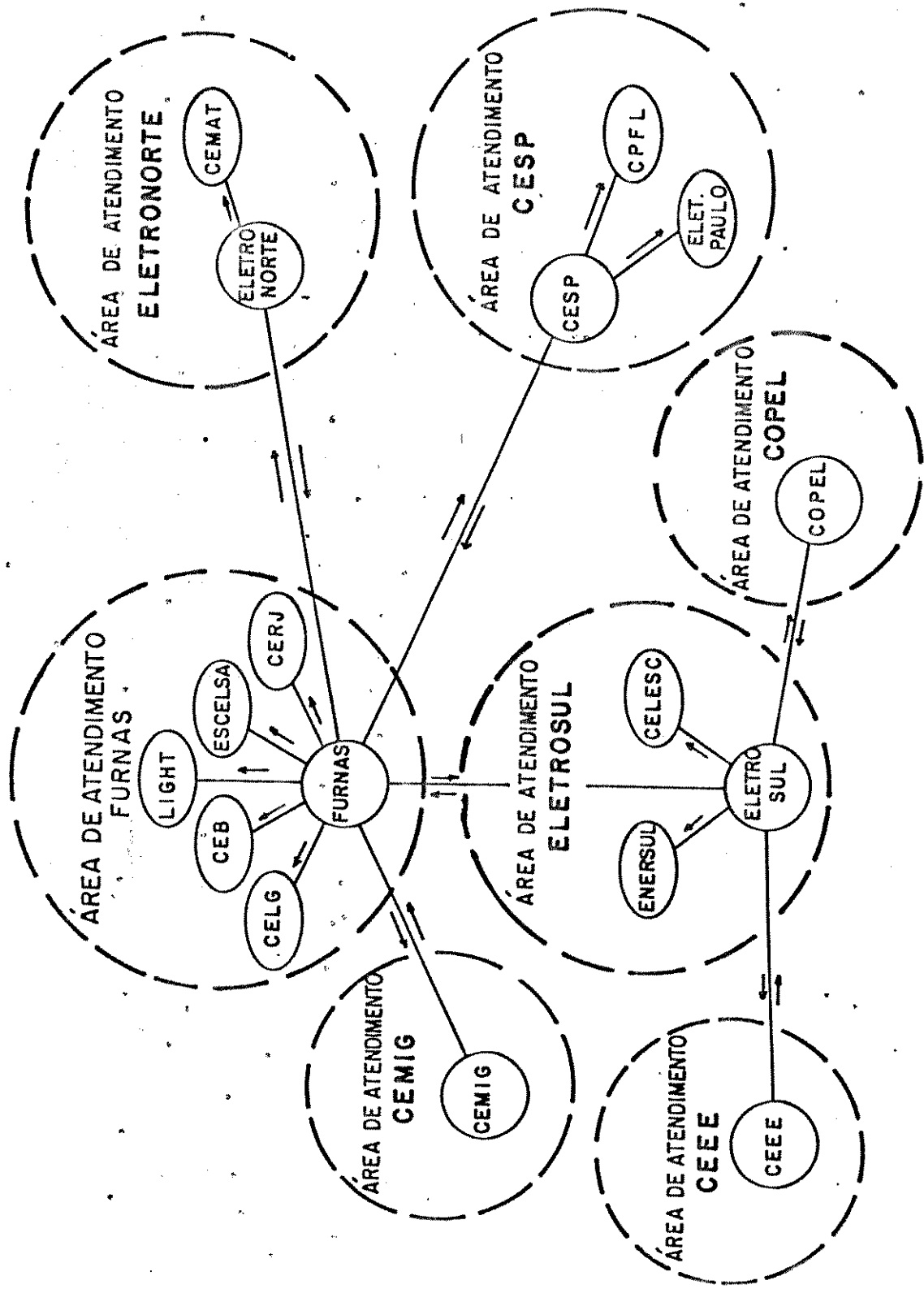


FIGURA II.2-2

SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE
SUPRIMENTO ENERGÉTICO ENTRE EMPRESAS

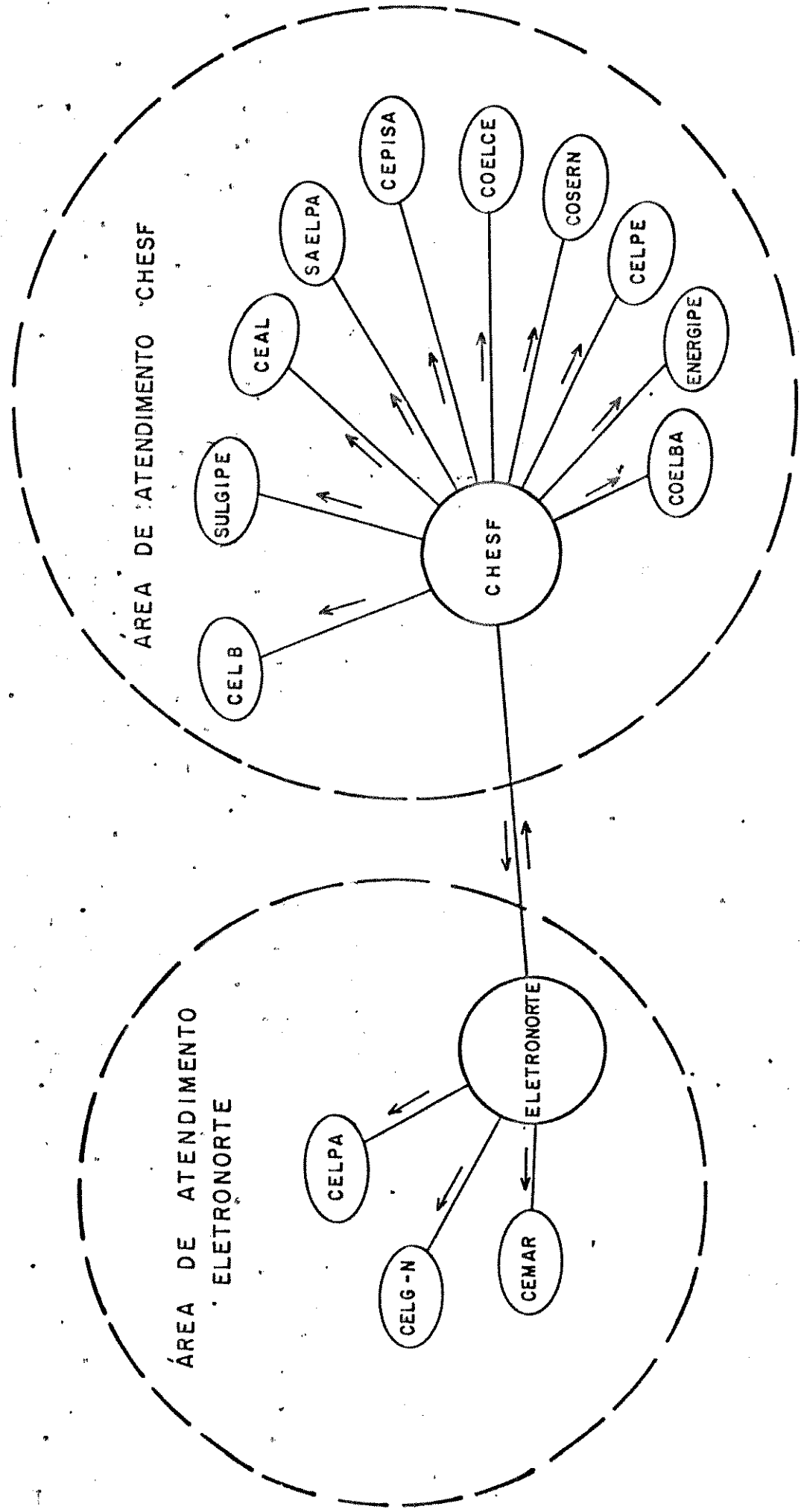
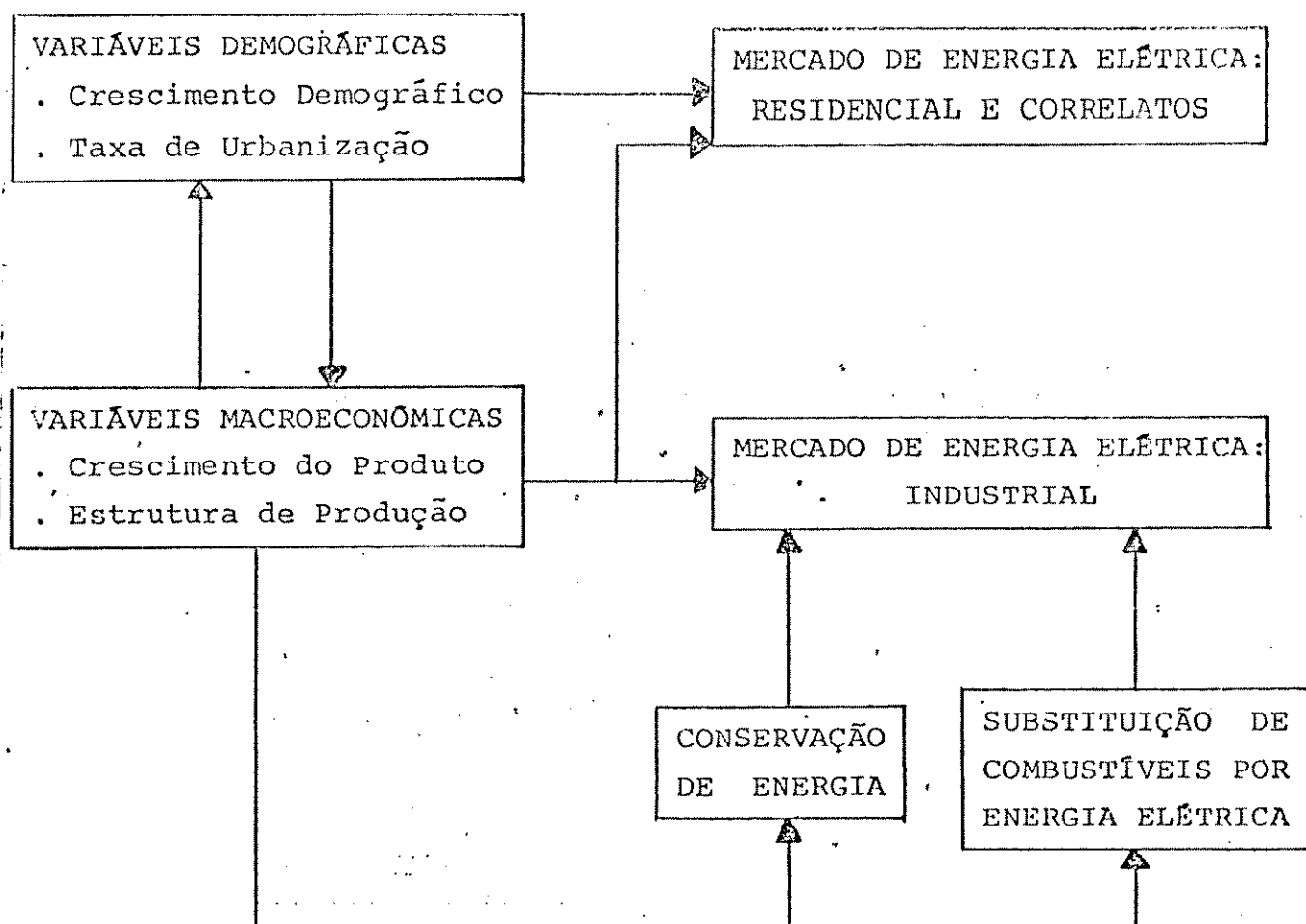


FIGURA II. 4. 4, - 1



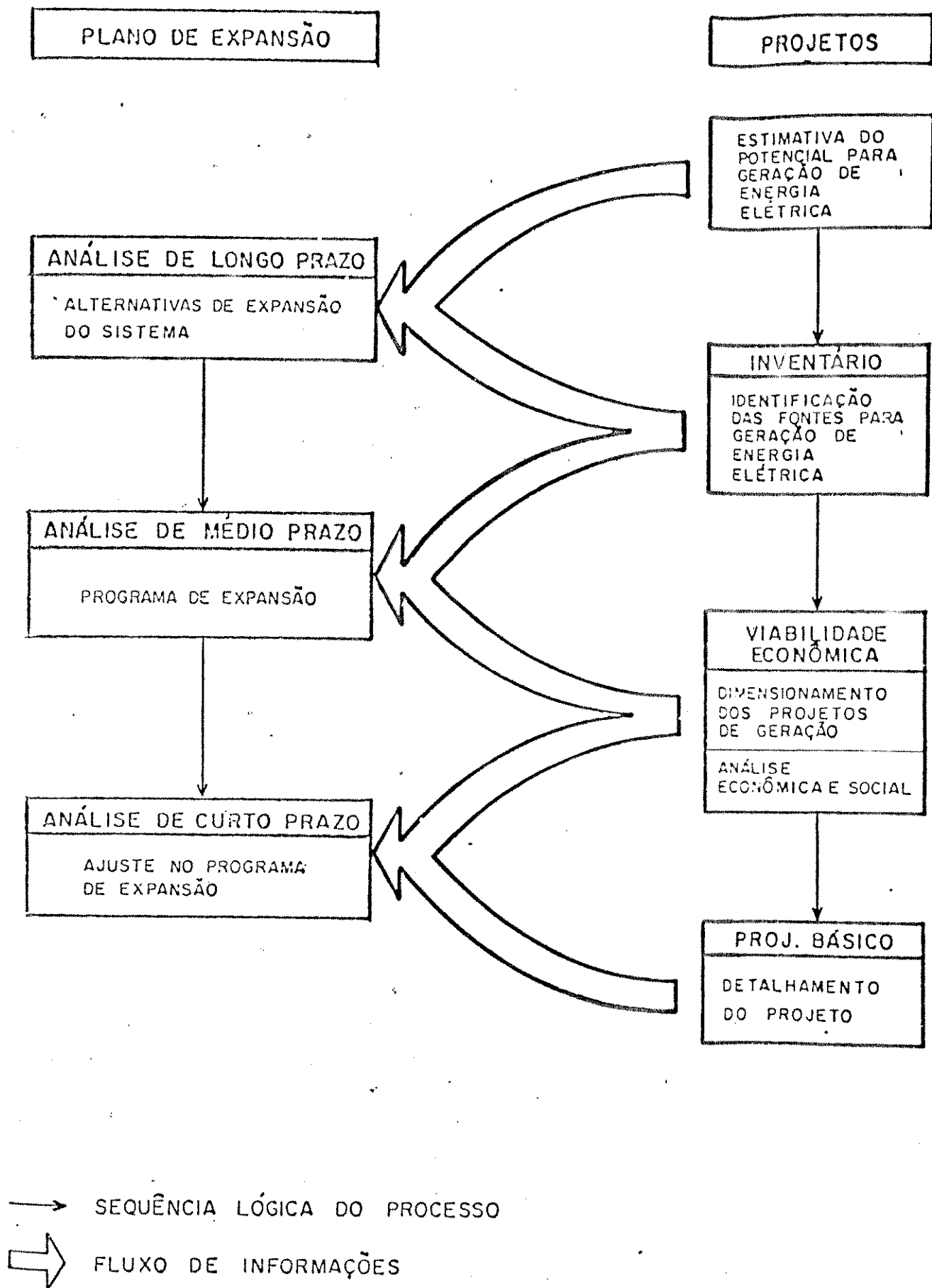


FIGURA II.4.5.1-1
REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO PROCESSO
DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

elétrica do sistema brasileiro, por serem na maioria usinas hidroelétricas, levam de 6 a 8 anos para serem concluídas, portanto, obras de larga maturação e altos custos, qualquer sinal de redução da demanda projetada pode levar a conclusão de que determinados aproveitamentos planejados podem ser postergados. No entanto, se ao contrário, houver uma reversão de expectativas e a demanda atingir taxas de crescimento acima do planejado, pode ser tecnicamente impossível a implementação do programa de obras adequado, dependendo, evidentemente, da época em que se identifique essa reversão de expectativas.

Surgem, portanto, duas outras questões: a credibilidade das projeções da demanda e o planejamento estratégico, que deve ser capaz de elaborar e/ou propor decisões que sejam flexíveis às incertezas inerentes à projeção da demanda.

Com relação ao consumo de energia elétrica, existe hoje uma tendência mundial em se utilizar, ao invés de métodos prospectivos, métodos normativos (Ref. 27), que, em última análise propõem a definição dos objetivos a serem atingidos pelo processo de desenvolvimento econômico-social, para então definirem os caminhos a serem seguidos pelo setor energético. Em outras palavras, elabora-se um ou mais cenários de desenvolvimento, que representam situações plausíveis e desejáveis do futuro e, depois, define-se a estratégia econômica/viável de realizar cada cenário sob o ponto de vista energético.

A natureza dos métodos normativos, apesar das limitações ainda existentes, leva a uma credibilidade maior nos resultados quantitativos da projeção de demanda, resultante do cenário pretendido para a economia do país. Contudo, permanece, em menor escala, a incerteza da hipótese de crescimento, já que cenários não são predições e sim proposições desejáveis e viáveis de futuros possíveis que podem, ou não, se realizar em razão de componentes exógenos ao planejamento energético.

A outra questão, a estratégia de planejamento, que permite a elaboração de um plano de expansão da geração flexível à incerteza da demanda, constitui o objetivo deste trabalho, ou seja, a idéia básica é propor qual deve ser o plano de obras de geração a ser implantado em um horizonte a ser definido, de tal forma, que este plano tenha uma flexibilidade de implementação diante de perspectivas diferentes de crescimento da demanda de energia elétrica e da verificação da concretização destas mudanças. De outra forma, o objetivo é sugerir uma mudança na proposição histórica de planejar o setor, tomando o mercado de energia elétrica como uma variável exógena.

A nova proposição seria: "dado um conjunto de alternativas possíveis de crescimento do mercado de energia, associados a cenários desejáveis ou possíveis do futuro, qual o melhor plano de obras para atender, ao menor custo, o mercado que de fato irá se realizar".

A pretensa vantagem desta proposição seria a de possibilitar a tomada de decisões com relação a implementação de um programa de obras "imune" às variações significativas do mercado através da ordenação de ações estratégicas sinalizadas pelo acompanhamento das previsões de consumo, ou seja, um planejamento estratégico condizente com a dinâmica do comportamento macroeconômico do país e com restrições financeiras vigentes, que exigem racionalização dos recursos.

É oportuno mencionar que a proposta aqui apresentada não pretende esgotar o assunto, mas, tão somente, motivar a iniciativa de aperfeiçoamentos metodológicos do planejamento da expansão da geração de energia elétrica. Imagina-se, por exemplo, que tal abordagem poderia ser feita concomitantemente com hipóteses de restrições financeiras sobre os tetos de investimentos nos primeiros anos do horizonte de curto prazo.

Para finalizar, há que se pensar ainda que as discussões no Setor Elétrico estão hoje polarizadas em três questões básicas: 1) a grave crise financeira, 2) as perspectivas de racionamento para meados da próxima década, função da situação descrita anteriormente e 3) a pretensa participação da iniciativa privada no setor de energia elétrica, como alternativa à crise mencionada. Estes fatos exigem uma maior credibilidade do planejamento, que só pode ser atingida quando apresenta transparência para a

sociedade e se respalda de decisões propostas com razoável fundamento técnico e metodológico.

Soma-se, a esses argumentos, a proposta do Setor de implementar as tarifas de suprimento entre empresas pelo custo marginal, o que concede, aos estudos de planejamento, uma responsabilidade ainda maior, pois são estes estudos que irão determinar os contratos de suprimento de energia elétrica no horizonte do sexto ano da expansão, portanto, vulneráveis às incertezas, embora existam artifícios propostos, mas limitados, no sentido de contornar tais situações.

CAPÍTULO II

O PARQUE GERADOR BRASILEIRO E O SEU PLANEJAMENTO.

II.1 Introdução

O capítulo anterior enumerou o conjunto de fontes de incertezas, inerentes ao processo de tomada de decisão, com respeito a expansão de um sistema de produção de energia elétrica, destacando, como consequência, a necessidade consensual no Setor Elétrico de se investir no aperfeiçoamento metodológico do planejamento de sua expansão. Finalmente, foi feita uma proposta de abordagem endógena de uma das muitas variáveis que participam, com elevado grau de incerteza, na elaboração dos planos de obras - o mercado de energia elétrica.

O objetivo deste capítulo é fazer uma apresentação sucinta das principais características do Setor Elétrico, e da forma atual como é feito o seu planejamento, em particular, o da expansão do parque gerador.

II.2 Organização do Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro está jurisdicionado ao Ministério das Minas e Energia, que, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), exerce o poder

concedente. Por sua vez o DNAEE, subsidiado por pareceres técnicos da ELETROBRÁS, outorga as concessões de construção e exploração de empreendimentos que geram energia elétrica.

Em termos organizacionais o Setor é constituído de um conjunto de empresas concessionárias de energia elétrica com a seguinte classificação e características:

- Empresa Holding : ELETROBRÁS, empresa de âmbito federal, que exerce a coordenação do Setor, elaborando, em consonância com a política energética governamental, as principais diretrizes na área de energia elétrica;
- Empresas Regionais ou Subsidiárias da ELETROBRÁS: ELETRONORTE, CHESF, FURNAS e ELETROSUL, empresas de âmbito regional, cujos objetivos principais são o de suprimento e integração dos sistemas elétricos na região em que atuam, e o cumprimento das determinações da política energética governamental coordenada pela ELETROBRÁS.
- Empresas Estaduais ou Coligadas: são empresas controladas pelos governos estaduais e que têm área de atuação definida dentro de cada Estado da Federação. Estas empresas são responsáveis pelo suprimento de energia elétrica em todo o Estado a que pertencem, embora possam existir outras concessionárias de propriedade estadual, federal, municipal ou privada que atuam em determinadas localidades do Estado.

Esta classificação permite estabelecer uma divisão geo-elétrica do Brasil. Assim, a ELETRONORTE é a supridora de toda a Região Norte do país, incluindo o Estado do Maranhão; a CHESF é a supridora de toda a Região Nordeste, excluindo o Estado do Maranhão; Furnas tem a responsabilidade do suprimento às regiões Sudeste e Centro Oeste, excluindo o Estado do Mato Grosso do Sul; e a ELETROSUL tem a responsabilidade de suprimento de toda a Região Sul, incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul.

A Figura II.1 permite visualizar esta divisão geo-elétrica do Brasil.

Deve-se observar que as empresas regionais, além de complementarem as necessidades de mercado de todas as concessionárias que atuam nas suas respectivas regiões, são também responsáveis pela interligação elétrica inter-regional, estabelecendo, assim, os chamados Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste. No futuro, quando se imagina o aproveitamento dos recursos hídricos existentes na Amazônia, em particular na bacia do rio Xingú, o sistema elétrico nacional passará a se constituir de um único Sistema Interligado Brasileiro.

Há que se observar, no entanto, uma particularidade da Região Norte, que apresenta, a exceção de parte do Estado do Pará, vários sistemas não interligados eletricamente, constituindo, assim, os chamados Sistemas Isolados.

Do que foi exposto, percebe-se que a organização do Setor conduz a diferenças de enfoque na atuação de cada empresa. Uma subsidiária, por exemplo, pelo seu próprio objetivo, interfere no planejamento do sistema elétrico nacional e vice-versa. Em outras palavras, a visão de planejamento de um empresa regional se aproxima da visão que a ELETROBRÁS deve ter, predominando os aspectos de política energética global, com conceituações macroeconômicas, ou seja, dentro de uma visão de economia global.

Já uma empresa coligada, ou uma empresa estadual, tem um enfoque um pouco diferente. Evidentemente que os aspectos de economia global devem ser levados em consideração, porém, as estratégias políticas, sociais e os interesses industriais de cada Estado não devem ser descartados no enfoque do planejamento. Não obstante, a estas empresas há, muitas vezes, a opção entre construir (ou ampliar) seu parque gerador ou comprar a energia necessária ao atendimento de seu mercado de uma supridora regional, cabendo a esta a garantia, em níveis adequados de qualidade e quantidade, a complementação das necessidades de mercado, seja na região de atuação, seja na região interligada, executando assim a política de integração nacional emanada da empresa holding.

Dentro desses conceitos, as Figuras II.2-1 e II.2-2 permitem visualizar o "relacionamento elétrico" entre as principais concessionárias coligadas e as supridoras regionais, estabelecendo as áreas de atuação e as interligações, que

permitem contabilizar os suprimentos energéticos entre empresas.

II.3 O Parque Gerador Brasileiro

A principal característica atual do parque gerador brasileiro é a predominância de usinas hidroelétricas com capacidade de estocagem de água em seus reservatórios, o que permite exercer uma regularização plurianual de vazões entre 4 e 5 anos e produzir uma energia afluenta média durante cerca de 4 meses.

Conforme já citado na seção anterior, o sistema elétrico brasileiro é atualmente composto por dois sistemas interligados (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste), e diversos sistemas isolados, que representam os sistemas estaduais da Região Norte e parte dos Estados do Mato Grosso e Goiás.

A capacidade instalada efetiva do parque gerador brasileiro atingiu, no final de 1988, 49367 MW, sendo que 93% deste montante correspondem a usinas hidroelétricas, que participaram com 96% na produção bruta de energia desse ano, que foi de aproximadamente 222 TWh.

O restante do parque instalado, de origem termoelétrica, encontra-se distribuído entre as Regiões, Sul, com usinas consumindo carvão, Sudeste-C.Oeste, com uma unidade nuclear

e algumas usinas consumindo derivados de petróleo e Norte e Nordeste, com usinas consumindo derivados de petróleo. Atualmente, existem algumas unidades térmicas consumindo gás natural na região de Camaçari - Bahia.

Observa-se que a participação do parque térmico na produção bruta de energia foi, em 1988, de apenas 3,8%, contra uma capacidade instalada de 7,5% em relação ao total do parque gerador. Este perfil de participação tem se verificado sistematicamente nos últimos anos e a razão é seu funcionamento em regime de complementação térmica (nos sistemas interligados), ou seja, estas usinas complementam a produção hidroelétrica nos períodos de hidrologia desfavorável e reduzem sua participação, ou mesmo são desligadas, em períodos de hidrologia favorável. Com isso, obtém-se uma economia de consumo de combustível para produção de energia elétrica, sem, contudo, reduzir a garantia de suprimento. Nos sistemas isolados este fato não se verifica, pois o atendimento ao mercado é feito, na quase totalidade, por usinas termoelétricas.

Esta característica do sistema elétrico nacional deve perdurar por mais alguns anos, pois os estudos de longo prazo, realizados pela ELETROBRÁS e empresas concessionárias, indicam uma parcela considerável de recursos hidroelétricos competitivos com outras fontes primárias até por volta do ano de 2010.

No entanto, com o objetivo de suavizar o processo de

transição que ocorrerá com o esgotamento do potencial hidroelétrico competitivo e a intensificação da exploração do potencial térmico, visualiza-se, a médio prazo, um ritmo mínimo de construção de usinas térmicas a carvão e nucleares, permitindo assim a capacitação da industrial nacional, sem contudo mudar, neste horizonte, a predominância do parque hidroelétrico na produção de energia.

II.4 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

II.4.1 Aspectos Gerais

O planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro é coordenado e executado pelo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos-GCPS, órgão colegiado, do qual fazem parte todas as empresas concessionárias estaduais, as supridoras regionais e as controladas a nível federal, como LIGHT e ESCELSA. A coordenação do GCPS é feita pela ELETROBRÁS e o DNAEE participa deste processo de planejamento apenas como observador.

Operacionalmente, o GCPS é constituído por um Comitê Diretor-CD, ao qual estão subordinados três Comitês Técnicos-CT's, classificados de acordo com as seguintes atribuições:

- Comitê Técnico de Estudos de Mercado - CTEM, cuja

atribuição é realizar os estudos de acompanhamento e previsão de mercado de energia elétrica;

- Comitê Técnico de Estudos Energéticos - CTEE, cuja atribuição é realizar estudos na área de geração de energia elétrica; e
- Comitê Técnico de Estudos de Transmissão - CTST, que tem a atribuição de realizar os estudos de transmissão.

Em cada Comitê Técnico existem os Grupos de Trabalho (GT's), cuja finalidade é integrar as equipes técnicas de cada empresa participante no sentido de executar, de forma conjunta, os trabalhos específicos recomendados pelos CT's, dentro de um ciclo anual de planejamento.

II.4.2 Etapas do Planejamento

O objetivo básico do planejamento da expansão é selecionar, no tempo e no espaço, o conjunto de usinas e equipamentos de geração, transmissão e distribuição, que deverão ser construídos com antecedência suficiente para garantirem o atendimento ao crescimento do mercado consumidor.

Os investimentos anuais no Setor se dividem, aproximadamente, em 50% na geração, 30% na transmissão e 20% na distribuição. Como o sistema de distribuição não depende diretamente da composição estrutural ou conjuntural dos

sistemas de geração e transmissão, seu planejamento é realizado em etapas independentes. O sistema de transmissão, ao contrário, apresenta uma tendência crescente de influenciar o planejamento da geração. Isto se deve à característica da expansão da oferta de energia que é feita através do potencial hidrelétrico competitivo, localizado distante dos centros de carga, o que requer troncos pesados de transmissão. Assim é que, atualmente, o planejamento da expansão da geração vem cada vez mais incorporando, nos seus estudos, as restrições ao fluxo de energia e potência causados pelos elos de interligação inter-regional, bem como interagindo com os estudos elétricos no sentido de definir a topologia dos grandes troncos de transmissão. Contudo, dado à complexidade dos estudos dos sistemas elétricos, o planejamento detalhado da transmissão ainda vem sendo realizado numa etapa posterior ao da geração.

Considerando as perspectivas, no futuro, do esgotamento de determinadas fontes de geração de energia, em particular a hidroelétrica, e o longo período de maturação efetiva de novas tecnologias, associado ainda ao tempo necessário para estudos de inventário e viabilidade, que antecedem a construção de usinas para produção de energia elétrica, cuja duração média varia de 6 a 8 anos, torna-se necessário a extensão do horizonte de planejamento para períodos em torno de 30 anos. Os estudos desenvolvidos nesse horizonte estão enquadrados no chamado Planejamento de Longo Prazo e tem um objetivo estratégico, definindo, entre outras coisas, a

composição esperada do sistema eletroenergético, que direciona os estudos em horizontes menores.

Em sequência ao Planejamento de Longo Prazo, faz-se necessário o Planejamento de Médio Prazo, que aborda os primeiros 15 anos na geração e os primeiros 10 anos na transmissão e distribuição. Nesta etapa, o programa de expansão é estabelecido de forma detalhada com base nas diretrizes da fase anterior, de forma a subsidiar o processo de decisão que se faz necessário em estudos posteriores.

A última etapa no ciclo de planejamento da expansão é definida como Planejamento de Curto Prazo e analisa o horizonte de 10 anos para a geração e 5 anos para a transmissão e distribuição, constituindo assim o elo final na sequenciação do planejamento do Setor Elétrico. Nesta fase de estudos, são feitas as compatibilizações entre as premissas de médio prazo e o programa de investimentos com eventuais restrições financeiras. É precisamente nesta etapa que as decisões de início de construção de obras são efetivamente tomadas, devendo-se, portanto, procurar obter o maior grau possível de confiabilidade das informações básicas para o planejamento, tais como, mercado, restrições ambientais, custos das usinas e dos equipamentos de transmissão e distribuição, tempo de construção e de estudos preliminares e fontes de recursos financeiros para os empreendimentos.

II.4.3 Ciclo de Planejamento

Na prática, o Planejamento de Longo Prazo é realizado nos chamados planos mestres, tais como Plano 90, Plano 2000 e mais recentemente o Plano 2010 (1987). A periodicidade destes planos depende de mudanças significativas nas hipóteses, nas informações básicas e nas diretrizes governamentais, o que normalmente tem acontecido em torno de 5 anos.

Os estudos de Médio Prazo, que normalmente são apresentados no plano mestre, exigem uma revisão em períodos menores, em função de mudanças nas projeções de mercado, no maior conhecimento dos projetos de geração a nível de inventário, na conclusão de estudos ambientais, de viabilidade, de projeto básico, enfim, mudanças que são inerentes ao processo dinâmico de planejamento. Já o Planejamento de Curto Prazo tem um ciclo de revisão bem definido, que é o chamado "Ciclo Anual de Planejamento do GCPS", onde os estudos de mercado, geração, transmissão e distribuição são revistos à luz dos condicionantes econômico-financeiros de curto prazo. Este ciclo se desenvolve ao longo do ano em curso e a definição dos horizontes de planejamento se faz a partir do ano seguinte. Deve-se observar que, ao longo do ciclo anual, podem se fazer necessárias várias revisões nestes estudos, em função de mudanças conjunturais nos condicionantes de curto prazo.

II.4.4 Previsão da Demanda de Energia Elétrica

Na seção anterior, ficou evidenciada a necessidade do

planejamento da expansão ser realizado em três etapas distintas: longo, médio e curto prazo. Em cada uma destas etapas, o mercado de energia elétrica aparece como uma variável fundamental, pois condiciona a evolução da oferta e apresenta uma incerteza que diminui com o horizonte de planejamento. Curiosamente, à medida em que diminui o grau de incerteza sobre esta variável, torna-se crítico o processo de decisão, já que, para o longo prazo, existe tempo suficiente para se corrigir um eventual engano nas previsões, ao passo que no médio e curto prazo, as decisões de início de construção, que estão pautados nas projeções de mercado, tornam-se extremamente vulneráveis a erros de previsão, função do tempo de maturação das obras.

Em linhas gerais, os requisitos de mercado dos estudos de longo e médio prazo são estimados a partir da evolução provável das principais variáveis macroeconômicas, demográficas e habitacionais. Adicionalmente a este processo, contemplam-se as informações quanto a novas cargas de porte significativo, geralmente previstas para um horizonte de cinco anos, bem como a análise do comportamento passado do mercado, considerando, além da tendência, as eventuais distorções das séries históricas, devido à inadequação do atendimento.

A figura II.4.4-1 esquematiza a metodologia de previsão de demanda.

Deve-se observar que esta sistemática atual é realizada a

nível de concessionárias, e por categoria de consumo, função das diversidades entre as estruturas sócio-econômicas e os recursos em cada região. Contudo, as hipóteses de crescimento econômico e demográfico são comuns a todas as previsões realizadas independentemente por cada empresa, cabendo, no entanto, a consideração das possibilidades geo-econômicas de cada região e suas potencialidades em recursos naturais.

Como já mencionado no Capítulo I, o principal questionamento que se faz a esta metodologia de previsão do consumo de longo e médio prazo (através de métodos prospectivos) é em relação a vinculação dos resultados aos grandes agregados macroeconômicos, particularmente à elasticidade renda, uma vez que dado a sua ampla margem de variação, os valores de consumo previstos podem sofrer alterações significativas. As variações na elasticidade se devem, essencialmente, a alterações na natureza do mercado. Assim, este parâmetro será tanto maior quanto predominarem, entre os novos consumidores, aqueles de elevado consumo de energia elétrica por unidade de produto.

Como proposta alternativa a este processo de previsão, verifica-se uma tendência mundial no aperfeiçoamento e utilização de métodos normativos, ou técnicas de cenário, que basicamente se dividem nas seguintes etapas:

- decomposição da economia em subsistemas, tais como: trans-

portes, habitação rural e urbana, agricultura, agroindústria, indústrias de base, indústrias de bens de consumo, etc.;

- análise de cada subsistema e identificação dos parâmetros característicos que o definem quanto ao consumo energético, verificando-se ainda a possibilidade de introdução de novas tecnologias que permitam consumir menos energia;
- montagem de um cenário futuro em que se estabeleçam objetivos ligados à qualidade de vida e bem estar social, a partir dos quais se deduzem os volumes de produção dos diversos bens e serviços, necessários para que se obtenha a qualidade de vida desejada. A partir desses volumes de produção, quantificam-se as demandas dos diferentes tipos de energia.

Finalmente, com base neste cenário, ou com cenários alternativos, nos quais se admitem outras hipóteses sobre os níveis de demanda associado aos objetivos propostos para a economia, pode-se planejar a oferta dos diversos tipos de energia.

Com relação ao mercado de curto prazo, calculado para os quatro primeiros anos, e cuja finalidade são os estudos tarifários e de operação, percebe-se um menor condicionante às perspectivas de evolução macroeconômica. Nesta etapa, o

crescimento da demanda é avaliado e aplicado através do conhecimento de medidas específicas, tais como a instalação de cargas industriais ou programas de expansão de sistemas de distribuição. Os valores obtidos apresentam maior confiabilidade, devido a maior precisão e quantidade de informações disponíveis.

II.4.5 Planejamento da Expansão da Geração - Metodologia e Critérios

II.4.5.1 Considerações Iniciais

O planejamento da expansão da geração se insere, no contexto do planejamento da expansão do Setor Elétrico, com praticamente todas as necessidades de sequência cronológica de estudos, apresentando, no entanto, algumas particularidades específicas.

A figura II.4.5.1-1 apresenta um esquema simplificado da sequência lógica do processo de planejamento da expansão da geração, bem como o fluxo de informações que se faz necessário entre as diversas etapas.

Neste fluxo de informações, destaca-se o grau de profundidade no conhecimento dos recursos de geração de energia elétrica, que varia em cada fase do planejamento, o que torna, inclusive, menos onerosos os estudos de definição final do projeto, dado a sua sequenciação lógica.

Desta forma, nesta cadeia de informações, podem-se distinguir as seguintes etapas de conhecimento dos recursos de geração, que serão denominadas indistintamente, ao longo deste trabalho, como "estudos preliminares":

- Estimativa. - Nesta etapa, conhecida também como "avaliação de escritório", procura-se fazer uma primeira estimativa do recurso energético. Em relação aos recursos hidroelétricos é feita uma análise preliminar das características hidrográficas da bacia, como topologia, geologia e hidrologia, estimando, inclusive, o potencial hidroelétrico, o número de locais barráveis e o custo deste potencial, bem como os prazos necessários para inventário e custos totais correspondentes.
- Inventário - Nesta etapa avalia-se as reservas dos recursos energéticos. No caso particular dos recursos hidroelétricos, é nesta fase que se define a melhor divisão de queda da bacia, bem como os locais barráveis, determinando-se o custo de cada aproveitamento, através de orçamentos padrões.

Deve-se observar que nesta fase as preocupações com o meio ambiente já se fazem necessárias, devendo ser descartados os locais que eventualmente tragam impactos negativos.

- Viabilidade - Nesta etapa é feita uma avaliação da viabilidade técnico/econômica do aproveitamento em

questão. Para recursos hídricos representa uma definição final das características físicas, incluindo o dimensionamento dos projetos selecionados na divisão de queda obtida na fase de inventário.

- Projeto Básico - Esta etapa representa o detalhamento do recurso com base na sua concepção da etapa anterior. São elaborados o orçamento final e os detalhes construtivos, incluindo os equipamentos e obras civis, que permitirão fazer as licitações para a construção da usina.
- Projeto Executivo - Nesta etapa são elaborados os detalhes construtivos, como desenhos, plantas, esquemas de montagem, enfim, é a etapa que permite o início imediato da construção.

Há que se observar, portanto, que o processo decisório de iniciar a construção de uma usina requer, após o inventário, em média 3 a 4 anos para se realizarem os estudos preliminares, como viabilidade e projetos básico e executivo.

II.4.5.2 Metodologia e Critérios de Planejamento

A figura II.4.5.2-1 esquematiza, em maior detalhe, o processo de planejamento da expansão da geração nos horizontes de longo e médio prazo, cujas etapas apresentam algumas distinções nos critérios utilizados.

Nos estudos de longo prazo, onde as incertezas preponderam sobre variáveis básicas, como por exemplo, o mercado, os custos dos projetos em fase de inventário e/ou estimativa, os custos de transmissão e operação, as tecnologias de geração e transmissão e as próprias diretrizes globais, procura-se simplificar a representação da operação do parque gerador. Além do mais, a necessidade de se avaliar várias alternativas de expansão torna inviável e desnecessário um maior detalhamento na representação do sistema.

Basicamente, nestes estudos, utiliza-se o Modelo de Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo - DESELP, que em última análise define, para cada região e para horizontes quinquenais, qual a sequência ótima de construção dos aproveitamentos de geração e dos reforços (ou construção de troncos) de interligações regionais, de forma que o mercado de energia e ponta seja integralmente atendido ao mínimo custo.

Neste processo de otimização, as usinas são representadas através de sua contribuição de energia firme e média, sendo que estes valores são obtidos considerando-se cada aproveitamento de forma integrada ao restante do sistema.

Os custos envolvidos são os de investimento em geração, transmissão associada a cada projeto, operação e manutenção (O&M), combustível e aumento de capacidade de transmissão nas interligações.

Nesta etapa é possível, através de uma análise de pós-otimização, com o modelo DESELP, determinar os custos marginais de expansão para cada região considerada, o que permitirá realimentar os estudos de inventário e dimensionamento dos recursos de geração, e subsidiar os estudos de médio prazo.

Os estudos de médio prazo (15 anos) e curto prazo (10 anos) do planejamento da expansão da geração apresentam, essencialmente, o mesmo grau de detalhe na representação do sistema gerador, já que nesta fase, em função de uma maior confiabilidade nas informações básicas, é necessário cotejar, com maior rigor, os agentes que interferem na produção de energia, e como consequência, no atendimento ao mercado consumidor.

Devido a característica do parque gerador brasileiro, que é de predominância hidroelétrica, existem, basicamente, duas análises a serem feitas no ajuste do programa de obras no médio e curto prazo: 1) ajuste ao mercado de energia e 2) ajuste ao mercado de ponta. Estas distinções se devem ao fato de que o atendimento à energia está essencialmente ligado à disponibilidade de água no parque hidroelétrico, ao passo que o atendimento à ponta está essencialmente ligado à disponibilidade física dos equipamentos e à perda de queda, em função do deplecionamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas ou elevação do canal de fuga destas.

Atualmente, os estudos detalhados de atendimento ao mercado

têm sido realizados através de modelos matemáticos distintos, para avaliação dos critérios de suprimento de energia e ponta.

Com relação aos critérios de suprimento, o setor elétrico está atualmente adotando o enfoque probabilístico, função da evidente natureza estocástica dos agentes que interferem na produção da energia e da atual conjuntura de escassez de recursos, que leva a questionar o nível de garantia preconizado no enfoque tradicional (determinístico), que determinava que o sistema gerador deveria ser capaz de atender ao mercado previsto sem déficits para qualquer sequência hidrológica registrada no passado.

Assim, o atual critério de suprimento que está sendo utilizado para ajustar os programas de geração no médio e curto prazo, preconiza que o risco máximo de déficit anual de energia não deve ultrapassar 5% em cada região e em cada ano do horizonte estudado. Este risco de déficit representa a frequência relativa de séries hidrológicas sintéticas que apresentam algum déficit no ano de simulação. Para o atendimento à ponta (demanda máxima), estabeleceu-se que a probabilidade de perda de carga (LOLP) não deve ser superior a 0,68%, o que equivale a 5 horas/mês.

Deve-se observar que, uma vez definido o critério de prefixar o risco de déficit aceitável para a sociedade, a otimização do programa de obras passa pela obtenção do

mínimo custo esperado da alternativa de expansão.

Observa-se ainda que este critério, assim como o critério tradicional, apresenta um custo implícito do déficit de energia e ponta. É possível demonstrar que, quando o sistema é expandido de forma ótima, o custo marginal de expansão se iguala ao custo marginal de operação, o que permite obter o valor do custo implícito do déficit de energia, já que este parâmetro faz parte do cálculo do custo marginal de operação, juntamente com o custo esperado da geração técnica.

A formulação do programa de expansão do parque gerador no médio prazo inicia-se com a consideração das usinas cujas obras estão em andamento, e, portanto, prioritárias, e das usinas cuja decisão de construção já foi tomada, e que, portanto, já têm compromissos empresariais.

O conjunto complementar de obras a serem programadas até o horizonte de quinze anos, corresponde, em princípio, ao conjunto selecionado da alternativa de expansão dos estudos de longo prazo. O sistema deve ser simulado buscando-se o risco anual de déficit de no máximo 5% e LOLP máxima equivalente a 5 horas/mês. As simulações, para o atendimento à energia, são atualmente realizadas através de modelos matemáticos que utilizam séries sintéticas de energia ou vazões afluentes e representam, de forma equivalente, cada região geo-elétrica, considerando as

limitações físicas da interligação entre estas regiões. A operação térmica é decidida, na maioria dos modelos, através de algoritmos de programação dinâmica estocástica e tem como parâmetro de decisão o custo implícito de déficit; os intercâmbios inter-regionais são definidos através da tentativa de equalização dos custos marginais de operação.

A avaliação da LOLP é realizada utilizando-se modelos matemáticos que representam cada aproveitamento individualmente, numa etapa subsequente aos estudos de energia, estabelecendo, assim, um processo iterativo.

Deve-se observar ainda que, na programação do conjunto complementar de usinas, algumas restrições são levados em conta:

- sequência econômica em cada região;
- enchimento de no máximo 2 reservatórios por ano em cada bacia;
- interesses empresariais nos aspectos logísticos de construção e atendimento local; e
- programa mínimo de construção de novas unidades térmicas.

Nesta fase de estudos, a identificação de diferenças significativas entre custos marginais de operação em cada

região, decorrentes de estrangulamentos nos fluxos inter-regionais, levam a interações com os estudos de transmissão no sentido de verificar os eventuais benefícios energéticos e/ou elétricos de reforço ou antecipação de reforços nos troncos de interligação.

Finalmente, os estudos de curto prazo incorporam à alternativa de médio prazo os condicionantes conjunturais dos primeiros anos do horizonte de estudo, tais como, restrições financeira e cronogramas físicos das obras em andamento.

Nesta etapa, são definidos o Programa Decenal de Geração, os custos marginais de expansão, os parâmetros para a tarifa de suprimento entre empresas, os despachos típicos de geração para os estudos de transmissão e as análises de sensibilidade de inversão de sequências de usinas, de mercado e de atrasos de obras. É precisamente nesta etapa que se definem o início de construção das usinas, da prioridade das obras em andamento e da priorização dos estudos preliminares tais como viabilidade e/ou projeto básico.

FIGURA II. 1
DIVISÃO GEO-ELÉTRICA DO BRASIL

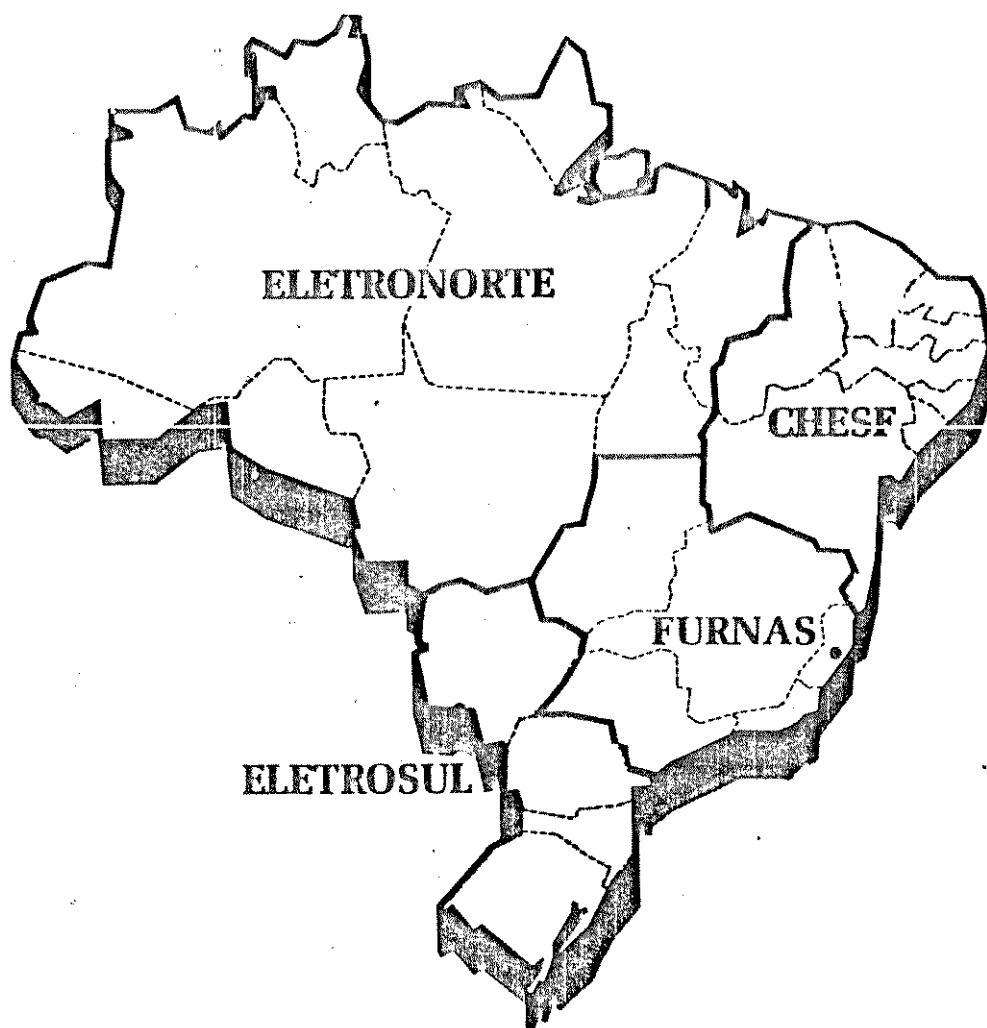


FIGURA II.2-1

SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE — CENTRO OESTE

SUPRIMENTO ENERGÉTICO ENTRE EMPRESAS

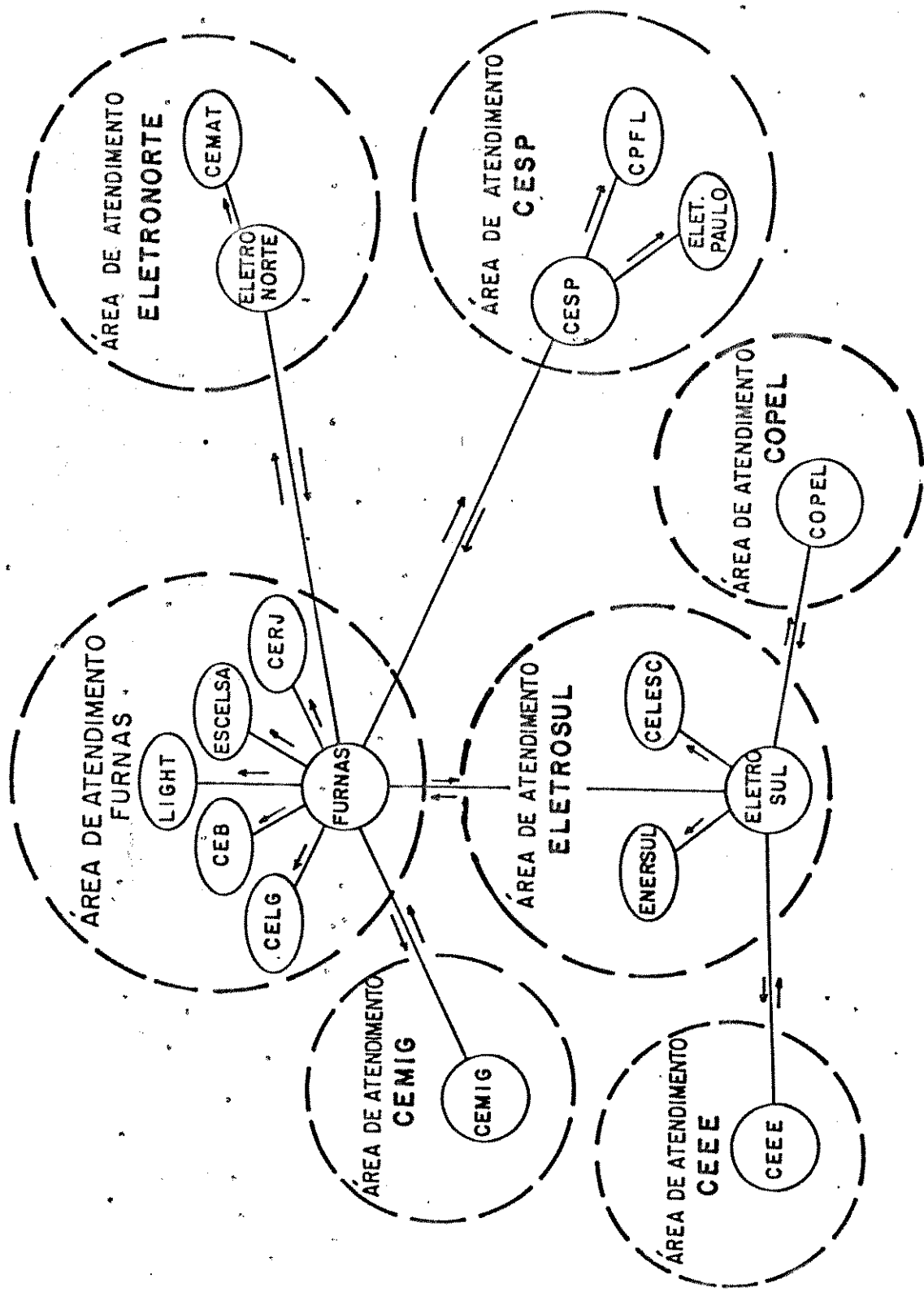


FIGURA II.2-2

SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE
SUPRIMENTO ENERGÉTICO ENTRE EMPRESAS

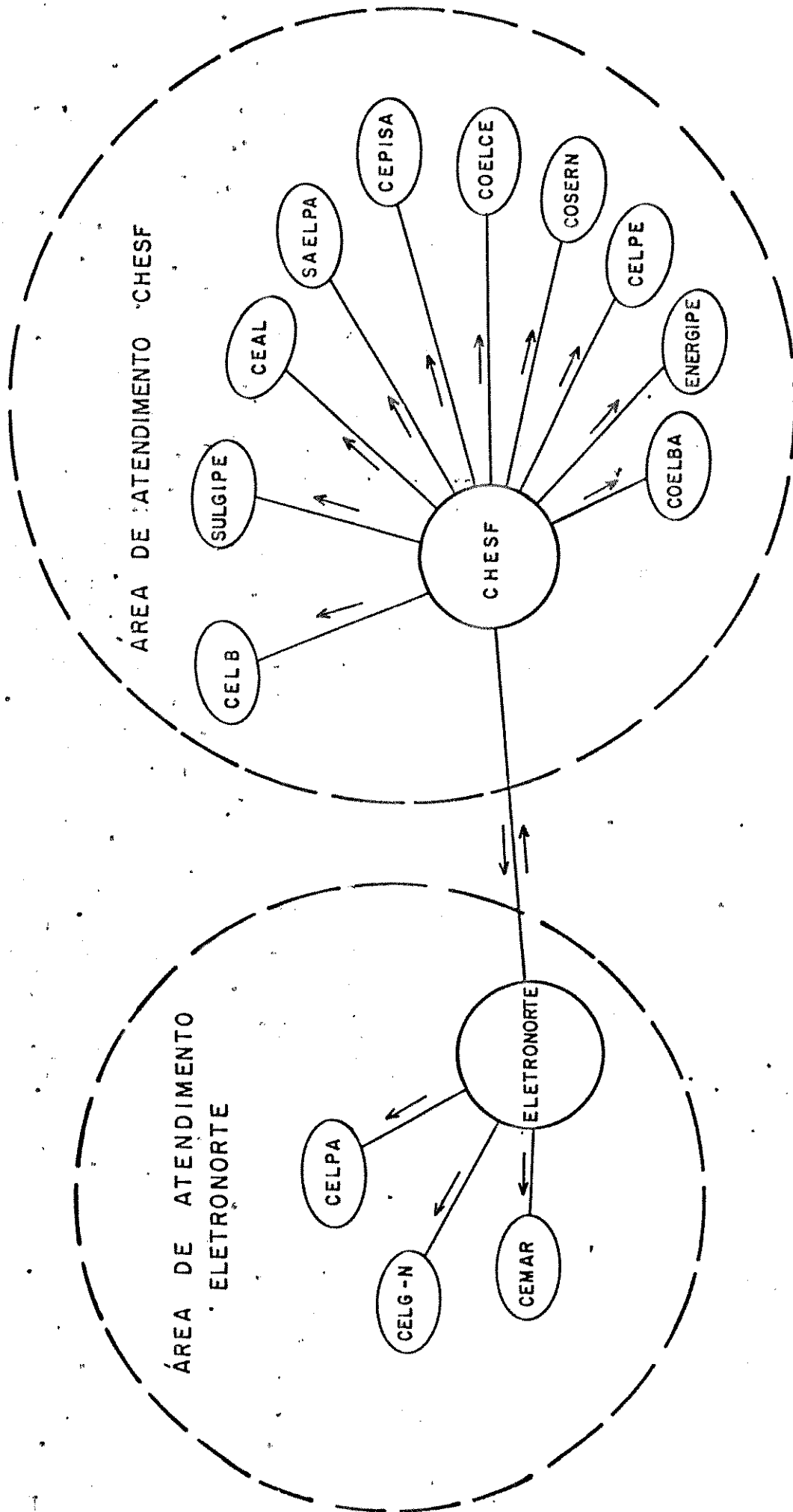
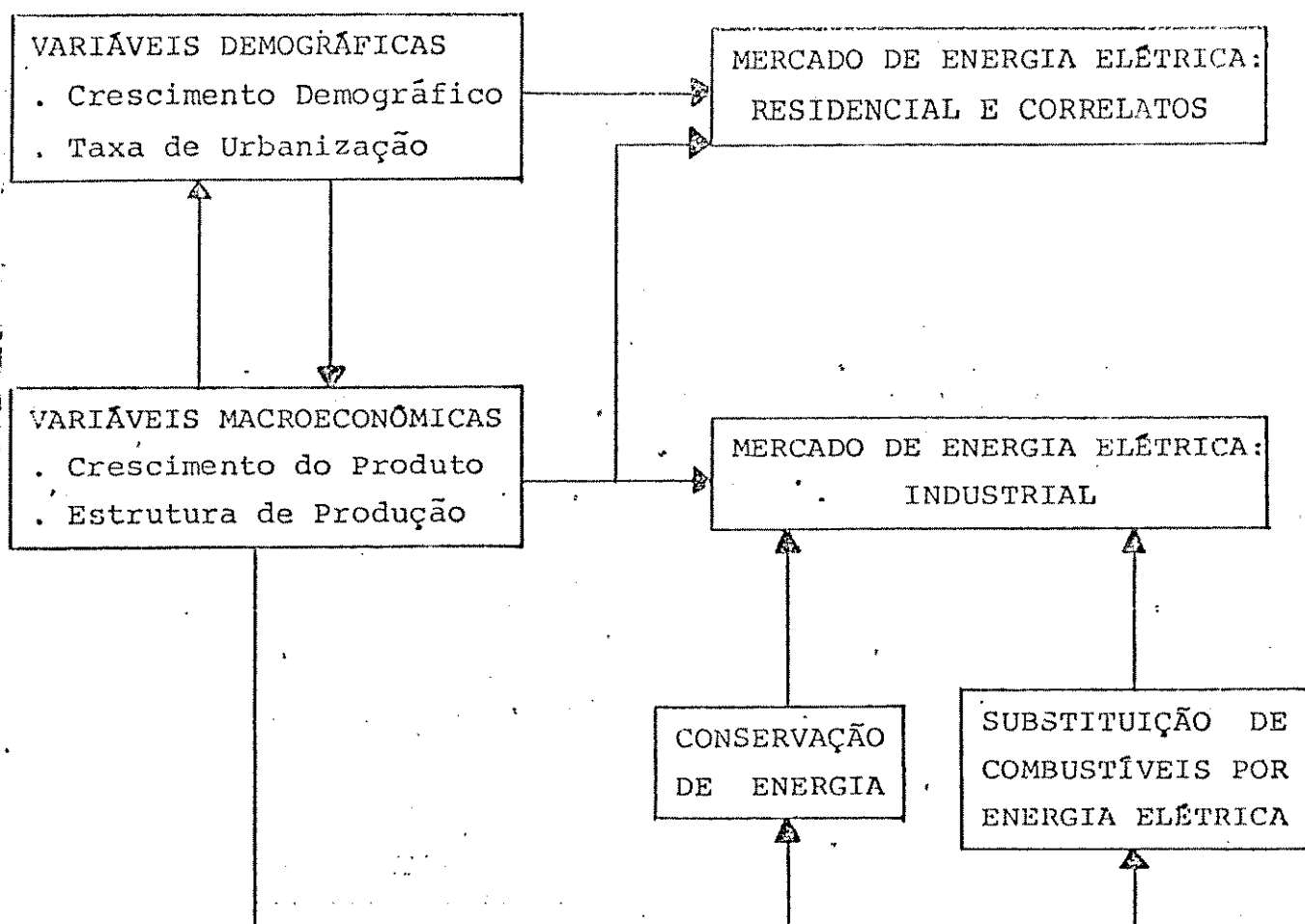


FIGURA II. 4. 4, - 1



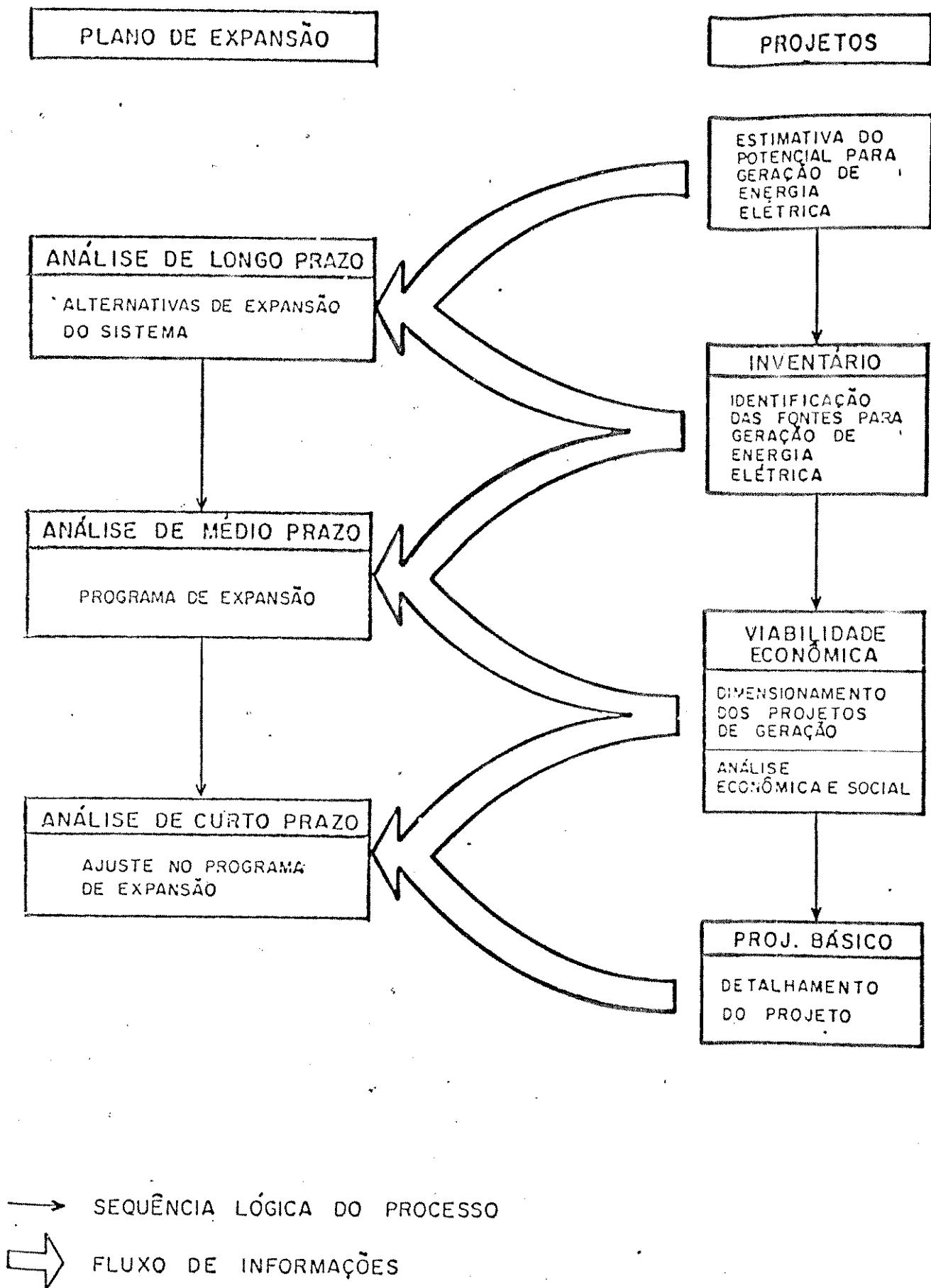


FIGURA II.4.5.1-1
REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO PROCESSO
DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

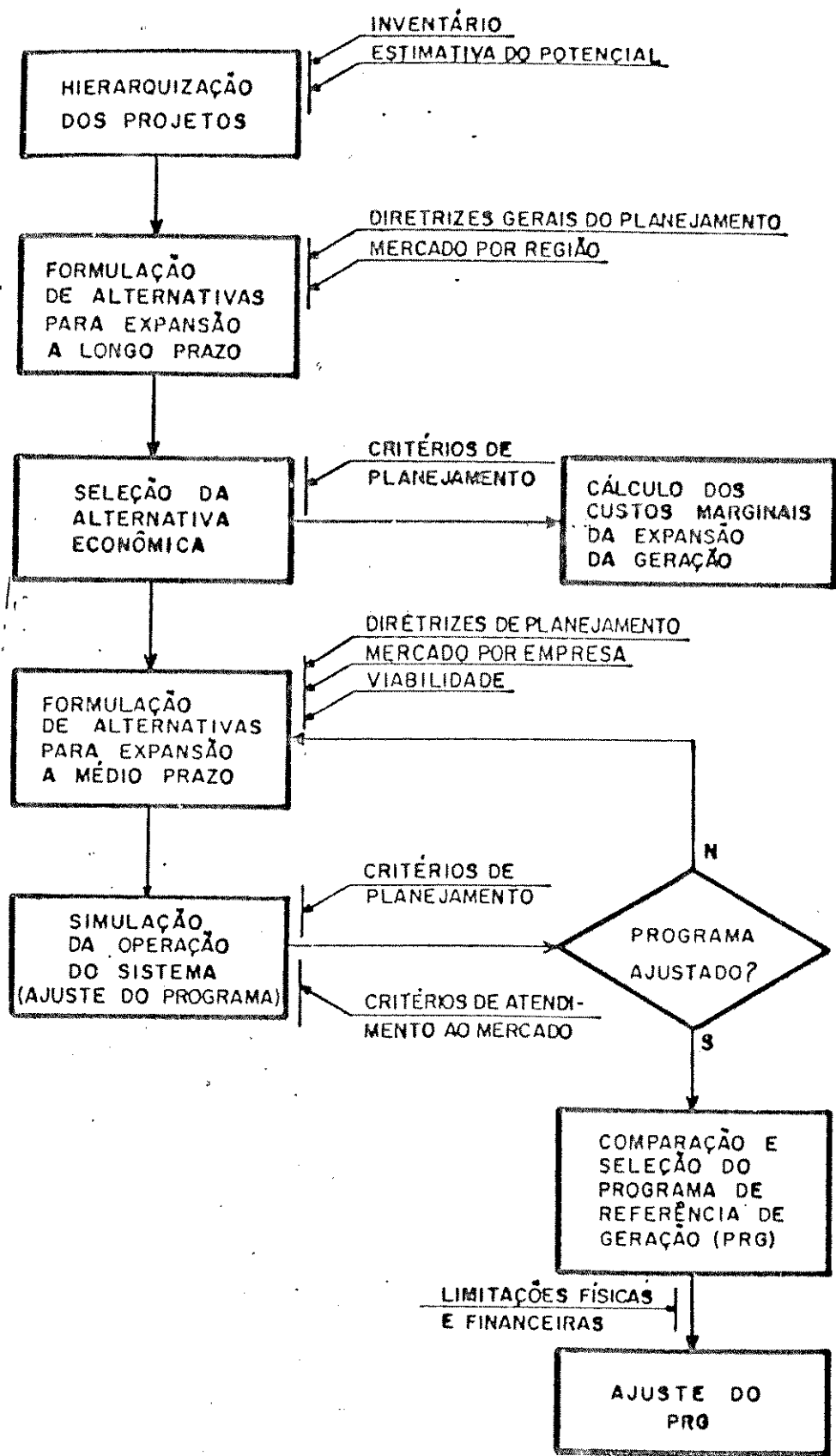


FIGURA II.4.5.1-2
REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO
PROCESSO DOS ESTUDOS DE EXPANSÃO
DO SISTEMA DE GERAÇÃO

CAPÍTULO III

PLANEJAMENTO COM INCERTEZA DE MERCADO - UMA PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA

III.1 Introdução

O Capítulo II abordou a complexidade do planejamento da expansão da geração/transmissão no sistema elétrico brasileiro, função, principalmente, da multiplicidade de aspectos relevantes à obtenção dos parâmetros que permitem formular o elenco de decisões a serem tomadas, no presente e no futuro, com o fito de se atingir os objetivos definidos no planejamento.

Destacam-se, dentre estes aspectos relevantes, dois importantes fatos:

- a característica construtiva das obras de suprimento, cuja decisão de construção irá repercutir no aumento da capacidade de atendimento ao mercado cerca de 6 a 8 anos, em média, após esta decisão, devido aos prazos de maturação das obras; além disso, é oportuno lembrar que o início da construção de uma fonte de produção de energia elétrica é, necessariamente, precedido de estudos preliminares e de concorrência pública para a execução das obras civis, o que demanda, em média, cerca de 3 a 4

anos para serem elaborados e aprovados pelo DNAEE/ELETROBRÁS;

- o tratamento exógeno atribuído à projeção da demanda de energia elétrica.

A análise da inter-relação entre estes dois fatos permitirá formalizar a proposta deste trabalho. Se não vejamos:

Considerando, de acordo com o planejamento atual, que a projeção de demanda de energia elétrica é uma variável determinística, os valores de consumo previstos nesta projeção definem os momentos das decisões de iniciar a construção e/ou iniciar os estudos preliminares de uma ou mais fontes de suprimento. Neste raciocínio assume-se, em princípio, que haverá recursos financeiros para tais decisões e que, tecnicamente, os prazos de execução das obras serão aproximadamente os estimados na fase final dos estudos detalhados de cada aproveitamento (projeto básico), para que as datas de entrada em operação dos projetos possam ser rigorosamente cumpridas.

Neste contexto, o problema passa a ser a determinação de qual a melhor alternativa de expansão (a de menor custo) diante de propostas antagônicas, ou seja, minimizar custos de investimento e operação e maximizar a confiabilidade de atendimento ao mercado. Isto,

entretanto, não é a questão em pauta.

Suponhamos, no entanto, que devido à sua natureza verdadeiramente incerta, a demanda de energia elétrica, a partir de um determinado ano, atinja valores acima dos previstos e que tais valores sinalizem uma mudança real de tendência no crescimento. Se esta mudança for significativa e permanente, a qualidade do atendimento poderá ser comprometida e os critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Setor, certamente serão violados. Neste caso, em função dos prazos de construção, a antecipação da entrada em operação de fontes de suprimento, cujo início de construção foi decidido com base na previsão de demandas menores, torna-se crítica.

As possíveis alternativas de contorno para esta situação seriam:

- acelerar os cronogramas das obras em andamento, o que nem sempre é tecnicamente possível, e normalmente resulta em sobrepreço dos custos finais, com repasse, de alguma forma, para a sociedade;
- antecipar a construção/operação de projetos que deveriam estar disponíveis mais tarde, podendo-se, inclusive, inverter a sequência econômica ou de interesses empresariais, em detrimento a prazos menores de construção;

- agir sobre o mercado de energia elétrica pelo simples corte de cargas não seletivo, ou através de ações programadas de racionamento e/ou intensificação nas metas de conservação de energia;
- estimular o processo de auto-produção e/ou cogeração;
- instalar fontes adicionais de suprimento com menor prazo de construção, restabelecendo, rapidamente, o critério de garantia pré-fixado, embora estas fontes possam não ser economicamente competitivas.

A decisão a ser tomada recai, necessariamente, numa avaliação sócio-econômica, uma vez que as alternativas emergenciais, via de regra, oneram a economia como um todo, pois além de custos adicionais não previstos, podem, potencialmente, prejudicar o bem estar social e afetar o nível de atividade econômica, dependendo da profundidade das restrições impostas ao consumo de energia elétrica.

Por outro lado, se a demanda sinalizar, e de fato ocorrer, uma redução significativa e permanente em relação aos valores previstos de tal forma a se concretizar, no futuro, um excedente de energia devido à entrada em operação de obras previstas com base em demandas projetadas maiores, verifica-se, de igual forma, uma situação indesejável sob o ponto de vista sócio-

econômico, já que, investimentos prematuramente antecipados, e portanto ociosos, foram feitos no Setor Elétrico em detrimento de outros segmentos sociais. Além disso, a redução do consumo implica em perda de receita por parte das empresas, que podem já ter assumido compromissos na construção de obras, gerando, assim, situações financeiras indesejáveis.

Neste caso, as possíveis alternativas de contorno seriam:

- reprogramar as obras ainda não iniciadas;
- estimular o consumo de energia elétrica através de políticas tarifárias, de tal forma a não reduzir a geração de receita das empresas, permitindo que estas assumam os compromissos financeiros ocasionados por investimentos precoces; e
- vender os excedentes de energia por tempo determinado através de estratégias de substituição temporária de outros energéticos, segundo políticas tarifárias pré-estabelecidas (bi-energia).

Não obstante, a hipótese do alongamento dos prazos de construção não é oportuna, em princípio, uma vez que estas medidas acarretam multas contratuais elevadas, o que pode inviabilizar financeiramente a execução do projeto e deteriorar substancialmente a situação

financeira da empresa responsável pelo empreendimento.

Para finalizar, é importante observarmos que o grau de incerteza do consumo, como já mencionado, aumenta com o futuro e com a situação conjuntural da economia, em razão não só da natureza dos métodos prospectivos, como, também, dos próprios fenômenos macroeconômicos, o que faz com que a preocupação com o comportamento do mercado se concentre nos horizontes de curto e médio prazo, 10 a 15 anos, pois no longo prazo, existe tempo para que as decisões de planejamento sejam revistas à luz de novas informações sobre as perspectivas do crescimento da demanda, e de novos condicionantes tecnológicos.

III.2 Metodologia Proposta

III.2.1 Aspectos Gerais

Os argumentos até aqui apresentados, permitem concluir que, ao se admitir, a priori, a incerteza do mercado de energia elétrica, é possível elaborar um plano de expansão da geração com ações estratégicas capazes de contornar situações previstas, com antecedência, de desvios para mais ou para menos no consumo futuro de energia elétrica.

A questão que surge é como abordar, matematicamente ou metodologicamente, esta incerteza do mercado.

O Planejamento, de uma maneira mais geral, pode ser

considerado como a elaboração de um conjunto de tomadas de decisões que podem ser classificadas da seguinte forma, conforme a literatura técnica sobre Teoria da Decisão (Ref. 4 e 5):

- "decisão sob certeza" - na qual o evento futuro preponderante está perfeitamente conhecido e determinado;
- "decisão sob risco" - na qual o evento futuro preponderante é estocástico e tem suas características estatísticas conhecidas, ou razoavelmente e aceitavelmente estimadas;
- "decisão sob incerteza" - na qual o evento futuro preponderante é incerto e não se conhece o seu comportamento estatístico, ou não se aceita fazer estimativas sobre este comportamento, ou seja, não se dispõe de elementos para estimar sua probabilidade de ocorrência.

Atualmente, no planejamento da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro, basicamente se utiliza, conjuntamente, as "decisões sob certeza", quando se trata deterministicamente o mercado, os custos de investimento das obras de geração, os custos de combustível, o custo da energia não suprida e os prazos de construção; e "decisões sob risco", quando se trata estocasticamente as vazões afluentes aos aproveitamentos hidrelétricos existentes e planejados, as variações de curto prazo da demanda, a disponibilidade de equipamentos para garantia de suprimento

e a operação do parque térmico através de tabelas de decisão.

Nestas situações, existem métodos e modelos matemáticos que permitem a formulação de soluções únicas e que, portanto, definem a decisão ótima a ser tomada pelos decisores, dentro de um intervalo de confiança ou margem de erro aceitável.

Entretanto, em situações de futuro incerto, do qual não se conhece adequadamente o seu comportamento estatístico, ainda não existem métodos ou modelos matemáticos desenvolvidos que gerem uma solução/decisão única. A decisão sob incerteza representa, na verdade, uma decisão abstrata e, portanto, subjetiva e intuitiva, pois os métodos e critérios propostos e utilizados atualmente dependem, via de regra, essencialmente da intuição e percepção do planejador/decisor e do ambiente que se vive no momento da elaboração das proposições/decisões a serem tomadas.

Assim, por exemplo, pode-se, ao invés de usar uma hipótese única, elaborar um conjunto de cenários factíveis e desejáveis de crescimento da economia, ou da demanda de energia elétrica, e procurar-se a solução de adequabilidade ótima da oferta, segundo o critério de soluções robustas ou resilientes, ou seja, investiga-se qual o cenário de oferta que atende às condições de mínimo custo para a maioria dos diversos cenários de demanda (solução robusta), ou qual o cenário de oferta que está suficientemente próximo do ótimo

para todas as hipóteses de crescimento (solução resiliente).

Outra maneira de abordar o problema, também de forma subjetiva, é utilizar "regras de decisão", inspiradas em métodos econômicos de "teoria dos jogos" (Ref. 4). Estes métodos são largamente usados na Teoria da Decisão.

Alguns trabalhos fora do Brasil, como Canadá, Venezuela e Chile, por exemplo, têm sido divulgados enfocando estes últimos critérios. (Ref.1,2 e 3). Contudo, observa-se que a particularidade do sistema de produção existente e a sua concepção futura são fatores determinantes nos resultados obtidos, o que distingue as aplicações de cada caso já estudado.

III.2.2 Decisão sob Incerteza - Aspectos Específicos e Formalização Teórica

O enfoque adotado neste trabalho será tratar a incerteza do mercado de energia elétrica através de uma metodologia baseada em "regras de decisão" inspiradas nos métodos de "teoria dos jogos", muito difundidos nos estudos econômicos de decisão sob incerteza, onde normalmente os maiores usuários são os oligopólios, na busca de ações que permitam maximizar o lucro diante da concorrência e do futuro incerto.

A razão de propor esta linha metodológica é conjuntural, uma

vez que o país vive um quadro político-econômico-financeiro que atribui ao futuro uma incerteza bastante grande. Apesar de existirem técnicas de cenário que possibilitam a estimação de suas probabilidades (Ref.6), imaginamos sua difícil aplicabilidade diante do ambiente atual, que deve perdurar na medida que se experimente as consequências da crise econômico/financeira.

Inicialmente, alguns conceitos devem ser apresentados para a proposição da metodologia que irá tratar a demanda sob a forma de incerteza.

Basicamente a questão que se tem é: tomar uma decisão hoje com base na perspectiva de ocorrência de um evento futuro, cuja probabilidade não está, ou não pode ser quantificada. É evidente que a decisão que se busca é a melhor solução diante das restrições existentes e conhecidas no momento de elaboração das ações a serem tomadas.

Aos eventos futuros podemos chamá-los de "estados da natureza"(Ref. 4), já que representam situações possíveis de ocorrências às quais não se terá, em princípio, condições de ação ou certeza na previsão.

No momento em que elaborarmos um plano de ações, se assumirmos o futuro como um "dado certo", sabemos perfeitamente qual é a decisão correta que deve ser tomada e qual a sua consequência. No entanto, se tomarmos esta mesma

decisão, com base na hipótese do evento futuro como certo, e se de fato ocorrer uma outra situação neste mesmo futuro (outra hipótese), nossa decisão terá uma consequência quantitativa e/ou qualitativa diferente, ou seja, cometemos um engano na tomada de decisão e devemos avaliar o "custo" deste engano, já que uma melhor decisão, certamente, deixou de ser tomada por erro de escolha da hipótese do futuro.

A visualização clássica desta interação "decisão X estados da natureza" é, normalmente, apresentada em uma matriz denominada "matriz payoff" ou "matriz de custos", que transmite uma informação quantitativa ou qualitativa das decisões tomadas frente as diversas hipóteses do futuro:

Decisões	Estados da Natureza					
	H_1	H_2	...	H_J	...	H_n
D_1	C_{11}	C_{12}	...	C_{1J}	...	C_{1n}
.	.	.				
.	.	.				
D_i	C_{i1}	C_{i2}	...	C_{iJ}	...	C_{in}
.	.	.				
.	.	.				
D_m	C_{m1}	C_{m2}	...	C_{mJ}	...	C_{mn}

Matriz Payoff

Nesta matriz, D_i indica uma das "m" possíveis decisões (ou alternativas) a serem tomadas no presente, H_j representa um

dos "n" possíveis estados da natureza (hipóteses do futuro) e C_{ij} uma quantificação da consequência de termos tomado a decisão D_i e ter ocorrido no futuro o estado H_j . O parâmetro C_{ij} pode ser um custo ou um benefício (valor monetário) ou então um estado de satisfação, por exemplo.

A interpretação da matriz payoff e a sua adaptação ao estudo específico a que se propõe este trabalho, pode ser melhor entendida com o seguinte exemplo, que será objeto de um posterior estudo de caso:

Suponhamos que, ao iniciarmos os trabalhos referentes a obtenção de um plano de expansão da geração de energia elétrica conhecemos, por exemplo, três cenários de demandas de energia - estados da natureza, obtidos segundo estudos específicos de previsão de mercado. A estas projeções, ou cenários de demanda, denominaremos hipótese H_1 , hipótese H_2 e hipótese H_3 , respectivamente.

Se assumirmos, inicialmente, cada hipótese como um futuro perfeitamente determinado, ou mais provável, poderemos encontrar, "facilmente", o melhor programa de obras de expansão (decisões) para atender cada mercado previsto segundo os critérios de planejamento. Este programa de obras obtido, que é normalmente denominado de alternativa de expansão, pressupõe um conjunto de decisões que serão tomadas ao longo do horizonte estudado, baseadas na certeza do mercado previsto. Estas decisões são, em última análise,

o início de construção e/ou entrada em operação de fontes de suprimento de energia ,podendo corresponder, também, ao início de uma determinada etapa de estudos preliminares de projetos de geração. A cada conjunto de decisões, ou cada alternativa de expansão, chamaremos de alternativa A1H1, alternativa A2H2 e alternativa A3H3, ajustadas através da hipótese de certeza dos cenários H1, H2 e H3, respectivamente.

É razoável fazermos uma suposição de que ao longo da implementação de cada alternativa de expansão escolhida (A1H1, A2H2 ou A3H3) para cada respectiva projeção de demanda (H1, H2 e H3), identificaremos, com antecedência, mudanças no comportamento do mercado de energia elétrica, de tal forma que os valores que provavelmente irão de fato se realizar não corresponderão à hipótese de mercado considerada no momento de elaboração do plano de obras, ou seja, poderemos "perceber" que houve um engano na escolha da hipótese sobre o futuro e identificar qual o cenário de demanda que de fato se acredita irá ocorrer ou que estará mais próximo de se realizar.

Como estamos supondo, a priori, que este engano pode ocorrer, dependendo do momento em admitirmos a sua identificação, poderemos planejar alterações de curso no programa de obras, de tal forma a adequar as condições de atendimento do mercado consumidor, de acordo com os critérios de planejamento. Observa-se, portanto, que este

momento de identificação do engano é extremamente crítico, já que pode não haver tempo para se efetuar as mudanças necessárias, como reprogramar obras já iniciadas, ou colocar em operação fontes de suprimento cuja construção ainda não foi iniciada, ou cujos estudos preliminares não permitem seu início.

Para cada momento que se admite a identificação do engano pode-se montar a seguinte "matriz payoff modificada" :

Alternativas(Decisões)	Cenários de Demanda(Estados)		
	H1	H2	H3
A1H1	C11	C12	C13
A2H2	C21	C22	C23
A3H3	C31	C32	C33

Matriz payoff modificada

Nesta matriz os coeficientes C_{ij} tem o seguinte significado:

C11 - Custo total da alternativa A1H1 tomando como certo o mercado da hipótese H1;

C12 - Custo total da alternativa A1H1 adaptada ao mercado da hipótese H2, supondo que de fato esta hipótese se realizará, ou seja, é o custo de uma nova alternativa, denominada A1H2;

C13 - Idem, supondo que de fato se realizará H3, ou seja, é o custo de uma nova alternativa, denominada A1H3;

C22 - Custo total da alternativa A2H2 tomando como certo o mercado da hipótese H2;

C21 - Custo total da alternativa A2H2 adaptada ao mercado da hipótese H1, supondo que de fato esta hipótese se realizará, ou seja, é o custo de uma nova alternativa, denominada A2H1;

C23 - Idem, supondo que de fato se realizará H3, ou seja é o custo de uma nova alternativa, denominada A2H3;

C33 - Custo total da alternativa A3H3 tomando como certo o mercado da hipótese H3;

C31 - Custo total da alternativa A3H3 adaptada ao mercado da hipótese H1, supondo que de fato esta hipótese se realizará, ou seja, é o custo de uma nova alternativa, denominada A3H1;

C32 - Idem, supondo que de fato se realizará H2, ou seja, é o custo de uma nova alternativa, denominada A3H2.

Deve-se observar que os valores de C_{ij} refletem os custos de investimento e operação e manutenção (O&M) em obras de geração, o custo de operação do parque térmico

considerado e o custo da energia não suprida, valorizada pelo custo unitário do déficit de energia (custo implícito do déficit de energia).

Esta matriz, portanto, nos dá a informação dos custos de cada decisão frente aos possíveis estados da natureza, ou seja, ela permite quantificar o custo de um engano, pois saberemos, a priori, qual o ônus a ser pago pela sociedade para se adaptar uma decisão tomada (alternativa de expansão), quando se considera uma hipótese de mercado para o futuro e se, na realidade, ocorrer neste futuro um outro cenário de consumo diferente do suposto na época de elaboração do programa de obras.

Evidentemente que o problema pode se complicar bastante, se considerarmos várias datas possíveis de percepção dos enganos, que por sua vez dependem do momento, a partir do qual se acredita, que ocorrerão, efetivamente, as mudanças no mercado, e que em cada momento de percepção se possa ter uma adaptação da alternativa às diversas tendências de crescimento do mercado. Neste sentido, porém, deve-se ponderar o fato de que mudanças significativas de tendência de crescimento têm maiores chances de serem percebidas mais cedo, e mudanças pouco significativas têm maiores chances de serem percebidas mais tarde.

A Figura III.2.2-1 ilustra, através de uma árvore de perspectivas, como se visualiza o problema em questão.

Uma vez construída a matriz payoff, existem vários métodos baseados em "regras de decisão" que permitem estabelecer, de forma subjetiva, qual a melhor decisão a ser tomada frente aos possíveis "estados da natureza".

III.2.2.1 Tomada de Decisão - Métodos Conhecidos na Literatura Técnica (Ref. 4 e 5)

A seguir, passaremos a fazer uma descrição sumária dos diversos métodos conhecidos na literatura técnica e denominados como "regras de decisão". Todos eles exigem como "input" a matriz payoff.

III.2.2.1.1 Método de LAPLACE

Este método é baseado no princípio de Laplace ou princípio da insuficiência de causa.

A idéia básica desta regra de decisão é admitir que, como não se conhece a probabilidade de ocorrência dos "estados da natureza" e, dependendo destes estados, não há porque admitir que algum deles seja mais provável do que o outro, ou seja, é mais razoável admitir-se que todas as hipóteses do futuro sejam equiprováveis, pelo menos, apesar de não sabermos qual é esta probabilidade.

Portanto, a cada um dos "n" estados da natureza atribuímos uma probabilidade $1/n$ de ocorrência no futuro e a escolha da

melhor decisão será sobre aquela que apresentar menor valor esperado de custo.

No caso específico, em que as decisões são alternativas de expansão e os estados da natureza são cenários de mercado de energia elétrica, a escolha, pelo método de LAPLACE, seria sobre a alternativa cuja esperança matemática do custo total, dela e das respectivas adaptações aos cenários futuros, fosse mínima. Esta esperança matemática representa a soma dos produtos de cada custo de uma linha de decisão da matriz payoff pela probabilidade $1/n$ de ocorrência de cada uma das n projeções possíveis de mercado.

Voltando ao exemplo anterior, onde tínhamos, para efeito de raciocínio, 3 cenários de demanda, a matriz payoff apresentada se transformaria na "matriz de LAPLACE" conforme abaixo:

Alternativas	Custo total Esperado
A1H1	$1/3 \times (C_{11}+C_{12}+C_{13}) = C_1$
A2H2	$1/3 \times (C_{21}+C_{22}+C_{23}) = C_2$
A3H3	$1/3 \times (C_{31}+C_{32}+C_{33}) = C_3$

matriz de Laplace

Nesta matriz, os coeficientes $C_{i,j}$ ($i=1,3$ e $j=1,3$) são os elementos da matriz de custos definidos anteriormente, $1/3$ representa a probabilidade de ocorrência de cada projeção de

mercado (H1, H2 ou H3) e C1, C2 e C3 a esperança matemática do custo total se optarmos pelas alternativas A1H1, A2H2 ou A3H3 frente as respectivas projeções H1, H2 e H3.

A regra de decisão será dada por:

$$\min_{A_i H_i} (C_i) \quad i = 1, 2, 3$$

Observa-se que a aplicabilidade deste método está restrita à hipótese de considerarmos razoável que os cenários formulados para a demanda de energia elétrica tenham a mesma chance de ocorrer. Evidentemente que, sob a ótica da subjetividade dos critérios baseados em regras de decisão, poder-se-ia introduzir modificações no método LAPLACE tais como, atribuir-se, subjetivamente, probabilidades relativas diferentes à cada estado da natureza e buscar a "melhor" decisão através do mínimo custo esperado, tal como no método original.

III.2.2.1.2 Métodos MINIMAX e MINIMIN

Estes dois métodos são absolutamente antagônicos, pois sua concepção reflete a visão pessimista ou otimista do planejador/decisor.

Considerando um processo decisório em que a matriz payoff reflita os custos incorridos com uma decisão tomada, como no caso da expansão da geração, o método MINIMAX assume uma

conotação pessimista, pois a regra proposta é buscar em cada linha de decisão da matriz de custos o maior valor associado a ocorrência de um evento possível, ou seja, supõe-se que a cada decisão tomada irá ocorrer a situação futura mais desfavorável. Com isso, monta-se uma matriz cujos componentes são os maiores custos resultantes de cada decisão possível de ser tomada. A alternativa selecionada deverá ser aquela menos pior, ou seja, aquela que apresenta o mínimo custo para a pior situação possível.

Conhecendo-se a matriz payoff pode-se formular o método MINIMAX da seguinte forma

$$\min_{A_i H_i} \left(\max_{H_j} C_{ij} \right)$$

onde $A_i H_i$ são as alternativas possíveis de serem iniciadas, H_j os estados da natureza e C_{ij} os custos conforme definidos anteriormente.

O método MINIMIN, reflete uma visão extremamente otimista do planejador/decisor, pois busca-se, em cada linha de decisão da matriz de custos, o menor valor associado a um possível evento futuro, ou seja, o planejador/decisor admite, em princípio, que a natureza lhe proporcionará o menor ônus em qualquer decisão a ser tomada. A alternativa escolhida será aquela que apresentar a melhor situação, traduzida pelo menor custo.

Formalmente o método MINIMIN pode ser escrito da seguinte

- III.20 -

forma, a partir da matriz payoff:

Min (Min C_{ij})
A_iH_j H_j

Observa-se o antagonismo destas duas regras, pois no primeiro método (pessimista) a escolha recai sobre a alternativa que não necessariamente é a mais econômica, mas cujo custo máximo possível é o menor dentre todos. No entanto, a visão otimista permite a escolha da alternativa potencialmente mais econômica, porém, com risco de custo máximo possível acima de outras alternativas, que poderiam ser escolhidas e que resultariam em custos menores.

III.2.2.1.3 Método de HURWICZ

A filosofia básica do Método de HURWICZ, assim chamado em homenagem ao economista Leonid Hurwicz, é ponderar as situações extremas de pessimismo e otimismo, através de um fator que reflita um compromisso de posições intermediárias do elemento decisor. Este índice é chamado de índice "x" de otimismo e varia entre 0 e 1.

A regra de decisão é escolher a alternativa de menor valor ponderado entre o pessimismo e otimismo, ou seja, conhecendo-se a matriz payoff pode-se formalizar o método da seguinte forma:

onde $A_i H_j$ são as alternativas possíveis de serem iniciadas, H_j os estados da natureza, C_{ij} os custos equivalentes à tomada de decisão e x o índice de otimismo ($0 \leq x \leq 1$)

Observa-se que tomando $x=0$, o que corresponde a ser extremamente pessimista, a regra de decisão é equivalente à do Método MINIMAX. Se, por outro lado, assumirmos $x=1$, extremamente otimista, a situação será semelhante ao Método MINIMIN.

A parametrização das decisões através do índice "x" de otimismo permite verificar, graficamente ou algebricamente, as alternativas que são favorecidas ao variar-se entre limites de pessimismo e de otimismo, sendo, portanto, mais um elemento de subjetividade da tomada de decisões sob incerteza.

III.2.2.1.4 Método do MÍNIMIMO MÁXIMO ARREPENDIMENTO

Este método é também conhecido como "Método de SAVAGE", em homenagem ao estatístico contemporâneo L.J.Savage. A filosofia básica proposta é minimizar o arrependimento máximo que o decisor poderá vir a ter, se optar por uma hipótese do futuro (e como consequência tomar uma decisão) que não irá de fato se concretizar. Assim, em cada decisão possível de ser tomada, avalia-se o seu custo correspondente

a cada estado da natureza, conforme a concepção básica da matriz payoff. A seguir, supõe-se que um dos estados futuros irá, de fato, ocorrer e verifica-se qual deveria ter sido a decisão a ser tomada para que os custos fossem mínimos. A diferença entre estes custos é chamada de custo do arrependimento e a alternativa a ser escolhida deverá minimizar o máximo arrependimento possível para cada estado futuro. Em outras palavras, o que se busca neste critério não é o custo da adaptação entre uma decisão tomada com base em uma presuposição da hipótese futura e a hipótese que realmente se realiza, mas o custo da desotimização, ou seja, qual o ônus que ocorrerá pelo engano de não se ter acertado a previsão do futuro.

A aplicação deste critério exige a montagem de uma matriz intermediária, denominada "matriz de arrependimentos", cujos elementos são obtidos a partir da matriz payoff. Cada elemento desta matriz pode ser escrito da seguinte forma:

$$R_{ij} = C_{ij} - (\min_{H_j} (C_{ij}))$$

onde $\min(C_{ij})$ é o mínimo custo que se verifica para um dado estado da natureza H_j e entre as diversas alternativas propostas; R_{ij} é o arrependimento de termos tomado a decisão "i" e na verdade ocorrer o estado "j".

No caso exemplo, em que temos 3 alternativas e 3 hipóteses sobre o futuro, a matriz de arrependimentos teria o seguinte

aspecto:

Alternativas	Cenários de Demanda		
	H1	H2	H3
A1H1	$C_{11} - \min(C, 1)$ i	$C_{12} - \min(C, 2)$ i	$C_{13} - \min(C, 3)$ i
A2H2	$C_{21} - \min(C, 1)$ i	$C_{22} - \min(C, 2)$ i	$C_{23} - \min(C, 3)$ i
A3H3	$C_{31} - \min(C, 1)$ i	$C_{32} - \min(C, 2)$ i	$C_{33} - \min(C, 3)$ i

Para a escolha da alternativa tem-se a seguinte matriz reduzida de máximos arrependimentos possíveis:

Alternativas	Max R_{ij} j
A1	R1
A2	R2
A3	R3

A regra de decisão será dada por:

$$\min_{A_i H_i} (R_i) \quad i = 1, 2, 3$$

$$\text{onde } R_i = \max_j (R_{ij})$$

Observa-se que na concepção metodológica proposta para a tomada de decisão, a diagonal da matriz de arrependimentos

deverá, em princípio, ser nula, já que para cada cenário de demanda procurou-se ajustar uma alternativa de menor custo (ótima) com a hipótese de certeza deste cenário no momento de sua elaboração. A não realização no futuro desta projeção de mercado, uma vez percebida com antecedência, leva a adaptações no programa de obras que poderão aumentar ou diminuir o custo total previsto de cada alternativa. No entanto, não é neste custo de adaptação que se está interessado, pois ele não reflete a desotimização do planejamento, mas sim, o erro de escolha do cenário para planejar. O interesse se concentra na diferença entre o custo total do programa de obras, incluindo o custo de operação que ocorreria se tivéssemos acertado o futuro, e o custo que realmente irá incorrer para o atendimento ao mercado, dentro dos critérios preconizados.

Os elementos fora da diagonal desta matriz serão tão maiores quanto maior for a dificuldade de se adaptar uma alternativa à projeção da demanda não considerada no momento de elaboração do plano de obras. Evidentemente que, se a percepção das mudanças de tendência do futuro se faz com bastante antecedência, o arrependimento tende para zero, pois a penalidade de adaptação é mínima. No entanto, se a percepção é próxima da efetiva mudança, pode ser tarde para realizar uma adaptação, e o engano custará a violação do critério de suprimento ou a instalação de uma fonte de geração em emergência ou, por outro lado, a antecipação precoce de investimentos.

Uma grande crítica a este método é que, hipóteses que levam a resultados relativamente mais desfavoráveis do que outros, descartam, facilmente, a tomada de algumas decisões, pois estas hipóteses conduzem a arrependimentos altos. Ao contrário, hipóteses bastante favoráveis beneficiam as decisões possíveis em relação às equivalentes aos resultados menos favoráveis.

Portanto, há que se ter uma atenção bastante grande em contemplar cenários com chances de ocorrência significativamente distintas pois, como já dito, hipóteses desfavoráveis, mas pouco prováveis podem eliminar decisões que seriam tomadas com hipóteses mais favoráveis e mais prováveis ou vice-versa.

III.2.3 Decisões sob Risco - Comentários

No item III.2.2 -(Decisão sob Incerteza), argumentou-se que este seria o enfoque adotado neste trabalho, em razão de não se dispor ou de não se aceitar, em princípio, atribuir probabilidades aos cenários de demanda que serão tratados no capítulo seguinte, a título de aplicação da metodologia à expansão do sistema elétrico brasileiro. No entanto, algumas técnicas de cenários, como já mencionado - (Ref 6), permitem que tais probabilidades sejam estimadas, o que, entretanto, mesmo a título de exercício, foge ao nosso objetivo pelo tempo e complexidade dos métodos possíveis de serem usados e pela discussão e oportunidade de tais pressupostos.

Não obstante, os conceitos já abordados na teoria de decisão sob incerteza podem ser perfeitamente adaptados aos métodos existentes e propostos, quando se conhece a probabilidade de ocorrência de cada evento futuro.

Assim, tem-se, por exemplo, o método do "FUTURO MAIS PROVÁVEL", que seleciona na matriz payoff a decisão que apresenta o menor custo para a hipótese que se admite mais provável. No caso específico que estamos analisando - alternativas de expansão, em princípio a melhor decisão seria conhecida de imediato, sem a necessidade trabalhosa de obtenção da matriz de custos. Aliás, é este o critério que o Setor Elétrico vem utilizando sistematicamente no seu planejamento, onde projeções alternativas de demanda, quando disponíveis, são apenas indicativas. Em geral, escolhe-se a projeção considerada mais provável, ou de referência, para elaboração do plano de obras.

O critério do "PRINCÍPIO DA EXPECTÂNCIA" baseia-se no fato de que a alternativa a ser escolhida é a que tem o menor valor esperado de custo total, ou seja, determina-se a expectância da variável aleatória custo em cada linha de decisão. O critério de escolha é:

$$\min_{i} (E(C_{ij}))$$

onde $E(C_{ij})$ é o valor esperado da variável C_{ij} , função da hipótese que irá ocorrer, para uma dada decisão A_iH_i .

Outro critério de decisão sob risco é o "PRINCÍPIO EXPECTÂNCIA-VARIÂNCIA", que enfoca a variabilidade dos custos decorrentes das decisões tomadas.

O critério de escolha é

$$\text{Min}_{A_i H_i} [\text{VAR}(C_{ij})]$$

onde $\text{VAR}(C_{ij})$ é a variância da variável C_{ij} , função da hipótese que irá ocorrer, para uma dada decisão $A_i H_i$.

O detalhamento destes métodos, e outros existentes para tratar adequadamente a decisão sob risco, podem ser obtidos nas referências 4 e 5 ou em qualquer outra literatura técnica especializada em teoria da decisão.

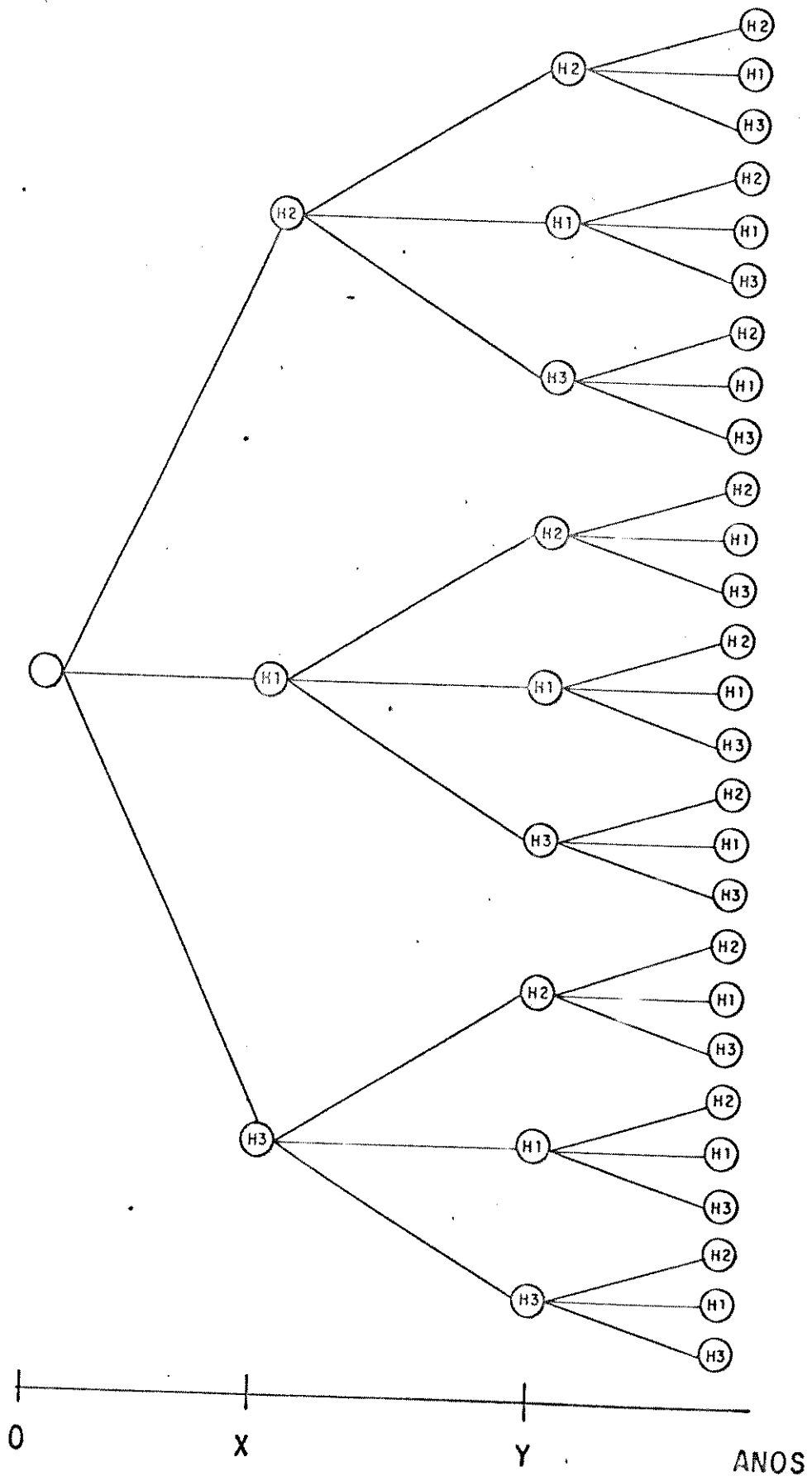
III.3 Conclusões

Na literatura técnica sobre Teoria da Decisão constata-se, através de diversos exemplos numéricos, que os vários critérios e métodos propostos, atualmente, para subsidiar a tomada de decisões, com base em risco ou incerteza, não levam, necessariamente, às mesmas soluções, o que cria, de certa forma, uma dificuldade a mais para o planejador/decisor, pois além de exigir o bom senso em definir o grau de representatividade das variáveis pertinentes ao planejamento, e, por consequência, o grau de precisão dos resultados, a decisão proposta ou induzida deve

tomar como base um critério subjetivo e/ou intuitivo, justificado e defensável junto àqueles que são, em última análise, os beneficiados do adequado uso do capital limitado, aplicado em investimentos com base em estimativas do futuro.

Assim pois, a incerteza sobre o futuro reserva ao planejador, e também ao decisor, um grau bastante elevado de arte, concomitante com a necessária e indispensável utilização da ciência.

ÁRVORE DE PERSPECTIVAS



CAPÍTULO IV

PLANEJAMENTO COM INCERTEZA DE MERCADO - UM ESTUDO DE CASO

IV.1 Introdução

O Capítulo III mostrou que, de um modo geral, a consideração de incertezas no processo de tomada de decisão não apresenta dificuldades apenas na previsão do futuro e/ou atribuição de probabilidades a este, mas, também, na seleção dos métodos disponíveis para subsidiar a escolha da melhor decisão, visto que estes métodos contém um forte apelo subjetivo.

Contudo, dado o objetivo deste trabalho, que tem a pretensão de estimular o aperfeiçoamento metodológico no sentido de se fazer uma abordagem da incerteza da demanda de energia elétrica no planejamento da expansão da geração, neste capítulo será apresentado um estudo de caso aplicado ao Sistema Interligado Brasileiro (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste), dentro do horizonte de planejamento de médio prazo - 15 anos - 1989/2003.

Os critérios básicos utilizados na formulação dos cenários de oferta (alternativas de expansão) seguem os pressupostos abordados no CAPÍTULO II, que trata especificamente o assunto.

Considera-se que o ambiente de realização dos estudos é o

final do ano de 1988, o que permitirá a tomada de decisões já a partir de 1989, que é o primeiro ano de informações básicas para as simulações da operação do parque gerador.

Por simplificação, e considerando que o atual estágio de desenvolvimento dos estudos de planejamento de longo, médio e curto prazo sinalizam um atendimento à ponta (demanda máxima) bastante satisfatório, devido, principalmente, ao baixo fator de capacidade do parque hidroelétrico, esta análise não foi incorporada na formulação das alternativas de geração para os diversos cenários de demanda.

IV.2. Premissas Básicas

IV.2.1 Cenários de Demanda

No CAPÍTULO II foram discutidos alguns aspectos metodológicos do processo de previsão da demanda, bem como sugeridos alguns aperfeiçoamentos que, provavelmente, poderão tornar estas projeções do consumo mais confiáveis e estáveis a nível de planejamento de curto e médio prazo.

Para se ter uma idéia da influência dos fenômenos conjunturais nos valores da demanda de energia elétrica, segundo a atual metodologia de previsão desta variável, os Quadros IV.2.1-1 a IV.2.1-3 apresentam os requisitos de mercado (referidos à barra de 230kV) dos Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste para os

cenários utilizados nos estudos energéticos do PLANO 2010 (Projeção PL2010), para o ciclo de estudos de planejamento de 1988 do GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (Projeção GCPS/87) e para o ciclo de estudos de 1989 (Projeção GCPS/88, preliminar).

Observa-se que, em apenas três ciclos anuais subsequentes, de estudos de planejamento, a demanda sofreu variações de previsão significativas no horizonte 1989/2004. Assim, por exemplo, a nível de Sistema Interligado Brasileiro, as diferenças acumulam, neste horizonte, cerca de 488 TWh, entre as projeções do Plano 2010 e as do ciclo de 1989 do GCPS(GCPS/88).

Estas constatações podem ser vistas nos Quadros IV.2.1-4 a IV.2.1-8 .

As previsões do ciclo de estudos de 1988 (GCPS/87), elaboradas no final de 1987, logo após a divulgação do Plano 2010, diferem das previsões adotadas neste Plano (realizadas em 1986) em razão, basicamente, da consideração dos efeitos do desempenho da economia no período 1986/87, do racionamento realizado no Nordeste em 1987, da reprogramação da entrada em operação de cargas industriais de porte e da consideração de possíveis trajetórias de crescimento da economia a partir de 1988. Deve-se observar que, a reprogramação de cargas industriais e de contratos de fornecimento entre indústrias e concessionárias tem sido,

nos últimos anos, um fator preponderante na instabilidade das previsões de consumo entre ciclos subsequentes de planejamento.

A Projeção GCPS/88, elaborada entre os meses de setembro e de outubro de 1988, incorpora as consequências do desempenho da economia brasileira nos anos de 1987/1988, prevendo uma trajetória de crescimento do consumo significativamente inferior às duas projeções anteriores.

Considerando-se os atuais recursos metodológicos disponíveis para a abordagem da incerteza no processo decisório, constata-se que a definição dos cenários de demanda de energia elétrica assume um papel crítico na elaboração dos estudos de expansão, já que hipóteses pouco prováveis sobre o futuro podem distorcer conclusões importantes das análises.

Portanto, a grande dificuldade encontrada neste trabalho para realizar uma aplicação de um estudo de caso ao Setor Elétrico Brasileiro, está na obtenção dos cenários alternativos de crescimento da demanda, já que, pela sua importância no contexto do planejamento, entende-se que, necessariamente, as hipóteses contidas nas formulações destes cenários alternativos carecem de consenso em diversos segmentos da sociedade e da economia, pois diante da atual crise econômico-financeira, na qual todos os setores da economia inevitavelmente convivem com a escassez de

recursos financeiros, a projeção da demanda não deve ser apenas uma avaliação da consequência do desempenho econômico, mas sim, uma variável a ser planejada dentro do contexto macroeconômico, seja através de políticas mais ousadas de conservação, seja pelo maior estímulo a auto produção e à cogeração ou através da simples administração da demanda. Estes aspectos, no entanto, fogem ao escopo do trabalho pela sua complexidade intrínseca, mas representam o âmago da questão.

Desta forma, arbitrou-se os seguintes critérios para fixar três possíveis cenários de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, para o horizonte de planejamento entre 1989 e 2004, e realizar, assim, uma aplicação da metodologia de expandir o sistema de geração com a abordagem da incerteza do mercado.

Os cenários de demanda utilizados foram os seguintes:

CENÁRIO OU HIPÓTESE H1 - este cenário corresponde à Projeção GCPS/88 e representa os valores preliminares de consumo previsto pelas empresas concessionárias entre setembro e outubro de 1988. Na verdade, as projeções de consumo foram apresentadas pelas concessionárias até 1998. A partir daí, arbitrou-se taxas médias de crescimento para cada região geo-elétrica, tomando como indicativo o Plano 2010.

Os valores de requisitos de Energia (MWa) e Ponta (MWh/h),

referidos a barra de 230KV, estão no Quadro IV.2.1-3

Não obstante, esta projeção está em fase de revisão ao longo do desenvolvimento deste trabalho, porém, provavelmente não haverá mudanças significativas, representando, portanto, uma referência para os estudos iniciais do ciclo de 1989 do GCPS.

CENÁRIO OU HIPÓTESE H2 -- este cenário foi montado fazendo-se uma composição entre a Projeção GCPS/88 e a Projeção GCPS/87, ou seja, admitiu-se que o desempenho da economia, nos anos de 1986/87/88, não permitirá que o crescimento do mercado de energia elétrica supere as perspectivas consideradas na Projeção GCPS/88 até o ano de 1993.

A partir daí, e já em 1994, supõe-se que o quadro político/econômico do país permitirá alcançar-se níveis de consumo necessários ao desenvolvimento e compatíveis com as perspectivas do ambiente ocorrido em finais de 1987, o que equivale a admitir-se que, a partir de 1994, o nível de consumo previsto será semelhante ao da Projeção GCPS/87, o que, no entanto, está longe do cenário alternativo proposto pelo Plano 2010 e do seu próprio cenário de referência.

A data, a partir da qual admite-se que haverá uma modificação da tendência de crescimento (1993/94), é extremamente crítica em relação a vários aspectos:

- a distância desta data é de 5 a 6 anos em relação ao início dos estudos, e o país vive hoje um ambiente de crise política e econômico-financeira. No entanto, a economia precisa crescer a taxas compatíveis com a absorção do enorme contingente que, anualmente, ingressa no mercado de trabalho, o que pode justificar, num planejamento integrado, a perseguição destas metas;
- em apenas três ciclos de estudos, as diferenças entre as projeções foram significativas, mesmo no curto/médio prazo, refletindo em grandes variações já a partir de meados da próxima década;
- 1993/94 é, precisamente, o início do período em que os estudos energéticos do Setor indicam uma deterioração do grau de confiabilidade no suprimento de energia elétrica em praticamente todo o país, repercutindo numa eventual redução da oferta, que poderá ser inibidora do processo de desenvolvimento;
- aumentos de consumo em relação à hipótese H1, após 1994, indicam que as decisões de curtíssimo prazo a serem tomadas, com respeito ao início de construção de novas obras, podem ser postergadas para após 1989/90, adiando, para depois, as consequências destas decisões.

Portanto, este cenário H2 pode ser considerado como "otimista", pois pressupõe uma recuperação da economia

brasileira compatível com o crescimento do PIB da ordem de 7% entre 1994 e 1995. Entre 1995 e 2004, esta hipótese pressupõe as mesmas características da Projeção do Plano 2010, com crescimento médio da economia da ordem de 5,2% a.a..

Os valores de requisitos de Energia (MWa) e Ponta (MWh/h), referidos a barra de 230kV, para esta hipótese, estão no Quadro IV.2.1-9.

CENÁRIO OU HIPÓTESE H3 - esta hipótese pressupõe que o desempenho da economia no período 1987/88 irá refletir em taxas de crescimento ainda menores no consumo de energia elétrica, já a partir de 1990, e que a crise financeira, com a consequente escassez de recursos, irá se estender por mais alguns anos, só permitindo a recuperação das taxas de crescimento a níveis compatíveis com as projeções do Plano 2010, a partir de 1995. Entre 2000 e 2004, adotou-se a hipótese das mesmas taxas médias de crescimento da projeção H1.

Neste cenário, admite-se que entre 1990 e 1995 os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C. Oeste terão crescimento de demanda de apenas 8,5% e 4,9%, respectivamente, reservando-se, para a segunda metade da década, um processo de recuperação do crescimento sem, no entanto, atingir-se os níveis de consumo imaginados nas hipóteses anteriores. Esta alternativa, dita "pessimista",

poderá ser uma opção de planejamento do mercado de energia elétrica, para que o Setor Elétrico consiga manter o padrão de confiabilidade desejado concomitantemente com os recursos financeiros disponíveis.

Os valores de requisito de Energia (MWa) e Ponta (MWh/h) desta hipótese, referidos a barra de 230kV, estão no Quadro IV.2.1-10.

Os Quadros IV.2.1-11 a IV.2.1-15 e as Figuras IV.2.1-1 a IV.2.1-7 apresentam uma comparação entre as três projeções de demanda a serem utilizadas no estudo de caso.

Apenas para se ter uma idéia simplificada do significado, em termos econômicos, destes cenários de demanda, se admitirmos os mesmos coeficientes de elasticidade da projeção de referência do Plano 2010, o crescimento da economia embutido em cada cenário seria, para os períodos 1990/1995, 1995/2000 e 2000/2005 de: 6,4%, 5,5% e 5,3% para H1, 7,6%, 5,8% e 5,5% para H2 e 5,4%, 6,6% e 5,3% para H3, respectivamente.

IV.2.2 - Cenários de Oferta

A metodologia proposta, de considerar a incerteza do mercado de energia elétrica na formulação de um programa de obras de geração, pressupõe o ajuste da oferta a cada cenário de demanda, tomando por base as ações a serem realizadas no

presente, que representam a continuidade das obras em andamento e o início imediato da construção de novas fontes de suprimento, e no futuro, que representam as adaptações no programa de obras à luz do conhecimento de novas tendências do mercado consumidor. Isto equivale a obter, teoricamente e de forma dinâmica, a melhor sequência (de mínimo custo) de entrada em operação das usinas, de forma a atender os critérios de garantia de suprimento fixados no início dos estudos.

Um fato importante a considerar na formulação dos cenários de oferta, para atender cada uma das três hipóteses admitidas para o crescimento do mercado, é a realidade conjuntural que o Setor Elétrico vive no presente momento, caracterizada pela escassez de recursos que, independente da recuperação tarifária que possa ocorrer no curto prazo, impõe a postergação de obras de expansão, com a consequente deterioração da qualidade e da confiabilidade do serviço a ser prestado, já no início da primeira metade da próxima década, mantidas as projeções de demanda "GCPS/87" ou "GCPS/88 - preliminar".

Tal situação pode ser verificada na análise dos estudos de planejamento referentes ao ciclo anual de 1988 do GCPS, que sinalizam, para as regiões Norte/Nordeste, riscos de déficit de energia da ordem de 13% em 1992 e 1993 e para as regiões Sul/Sudeste-C.Oeste, riscos da ordem de 12% entre 1993 e 1995, considerando as projeções de demanda "GCPS/87".

A rigor, o atual critério de garantia de risco de déficit anual de energia de no máximo 5% em cada ano do horizonte de análise, não pode ser atendido já a partir de 1992 (no Norte/Nordeste) e 1993 (no Sul/Sudeste-C.Oeste), estendendo-se esta situação até por volta de 1997, dado as restrições físico-financeiras conhecidas no ambiente de dezembro de 1988 e as perspectivas de mercado verificadas nesta mesma época. Em outras palavras, o quadro atual não permitirá que soluções econômicas possam reverter estas expectativas, mesmo que hajam recursos suficientes a partir de agora, pois as opções de natureza mais econômica como o aproveitamento do potencial hidroelétrico competitivo, já se tornaram fisicamente inexequíveis, pelos prazos de construção e pelos prazos de estudos preliminares.

Neste contexto, surgem, como opção ao equilíbrio do binômio oferta-demanda, pelo menos quatro alternativas, uma vez esgotados os recursos de ações de programas de conservação de energia, que podem reduzir os requisitos previstos, porém, com alcance limitado:

- 1 - racionamento de energia elétrica, caso se verifiquem os valores de mercado previstos, concomitantemente com adversidades hidrológicas;
- 2 - gerenciamento da instalação de novas cargas, até que o Setor possa promover a expansão da oferta a níveis de garantia adequado;

3 - instalação a curto prazo, 2 a 3 anos, de unidades termoeleétricas em ambos os subsistemas interligados, Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-C.Oeste; e

4 - expansão das instalações de auto-produção e cogeração.

A primeira alternativa não deve ser perseguida, em princípio, pelo planejamento, pois representa um risco de desconforto social e inibição à atividade econômica, onerando consumidores que, eventualmente, fizeram investimentos pesados na ampliação de suas instalações.

A segunda alternativa, apesar de mais aceitável que a primeira, esbarra em aspectos legais de garantia de atendimento a novas cargas e também representa um agente potencial de inibição ao desenvolvimento.

A terceira alternativa, que deveria ser uma alternativa apenas emergencial, cotejada dentro do planejamento estratégico, surge como uma opção para recuperar, em tempo exequível, o nível de confiabilidade preconizado pelos critérios de garantia. No entanto, dado às atuais restrições financeiras para o programa previsto, cuja solução não se visualiza a curto prazo, esta alternativa esbarra na necessidade de parceiros do Setor Elétrico para a realização dos investimentos necessários, já que, estes investimentos não devem concorrer com os desembolsos programados para as obras previstas que tem seus custos

abaixo dos custos das unidades térmicas.

A expansão das instalações de auto-produção e cogeração, quarta alternativa, torna-se extremamente atrativa, porém, requer estudos detalhados dos aspectos técnicos, comerciais e de potencial, fatos que ocupam, no momento, espaço importante nas discussões do futuro do Setor Elétrico Brasileiro.

O efetivo aproveitamento de outras fontes alternativas, tais como, bagaço de cana, lenha, gás natural e a construção de pequenas centrais hidroelétricas (PCH's) não devem ser descartadas, embora o alcance destes recursos seja de pequena monta e os custos de geração ainda incertos no momento.

Diante deste panorama, a definição dos cenários de oferta a serem ajustados a cada cenário de demanda, na data de início do plano de expansão de médio prazo, obedeceu às seguintes hipóteses:

- 1 - ajustou-se, ao mercado considerado, o conjunto de obras constantes no Programa Decenal de Geração do horizonte 1989/98, aprovado pelo Comitê Diretor do GCPS, em novembro de 1988, procurando-se respeitar 1) os prazos construtivos e de estudos preliminares, 2) as restrições financeiras vigentes naquela época e 3) a sequência de entrada em operação destas usinas, visto que esta

ordenação atende aos interesses regionais e empresariais das empresas integrantes do GCPs;

2 - o conjunto de obras complementar ao definido anteriormente, e necessário ao ajuste do risco máximo de 5% de déficit de energia, até o horizonte de 2004, foi o constante do programa de referência de médio prazo do Plano 2010, procurando-se, dentro do possível, manter a mesma sequência de entrada em operação das usinas. Vale dizer que os critérios utilizados para aquela ordenação foram os seguintes:

- sequência econômica dos projetos em cada região segundo seu índice de mérito - custo/benefício (US\$/MWh);
- limitação do enchimento de reservatórios a um máximo de 2 por ano em cada bacia, de tal forma a minimizar os impactos ambientais e as perdas energéticas no sistema interligado, devido ao enchimento do volume morto dos reservatórios;
- logística de construção em determinados rios e aspectos de atendimento local, fatores que não são contemplados no índice de mérito de cada aproveitamento, e que, portanto justificam a inversão da sequência econômica, atendendo, desta forma, aos pleitos das empresas concessionárias;

3 - manutenção do cronograma das obras em andamento e/ou com

equipamentos já comprados, de tal forma a preservar-se os compromissos empresariais já assumidos;

4 - admitiu-se a integração dos Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste somente a partir do ano 2000, através da bacia do rio Xingu, particularmente pela UHE Belo Monte (Kararaô), estabelecendo-se assim um único Sistema Interligado Nacional; admitiu-se também que as datas das usinas nucleares de Angra II e III não seriam alteradas em cada alternativa e que o programa mínimo de usinas térmicas a carvão e as novas unidades nucleares seriam priorizadas, dentro do possível, segundo o Plano 2010.

5 - expansão do parque termoeletrico a curto prazo, de tal forma a permitir a adequação do nível de confiabilidade aceitável (risco máximo de 5%), para cada região geoeletrica, inclusive no período de restrições físico-financeiras que se visualiza para os próximos anos.

É importante observar que a hipótese 5 quantifica as necessidades de expansão do parque gerador já para o início da próxima década, independente da economicidade, e pressupõe que esta expansão terá garantia de suprimento de combustível e de aportes financeiros de investimento não concorrentes com os recursos próprios e com os tradicionais financiadores do Setor Elétrico, que deverão continuar direcionando tais recursos de capital à execução do programa

de obras preconizado a nível de GCPS. Trata-se, pois, de uma hipótese de expansão cuja ótica é conjuntural, cabendo à sociedade a escolha entre o seu ônus, pela não economicidade, e o risco de racionamentos futuros, com a consequente restrição ao desenvolvimento pela escassez de energia elétrica.

IV.2.3 Orçamentos dos Projetos e Prazos de Construção

O investimento necessário em cada fonte de suprimento e os prazos de construção são variáveis que dependem, essencialmente, do nível de estudos destes projetos. Assim, usinas em fase de inventário apresentam custos previstos que provavelmente serão inferiores aos de fato realizados e aos correspondentes em outras fases do projeto, como viabilidade e projeto básico. Estes orçamentos são revistos periodicamente, conforme o andamento dos trabalhos, aumentando, assim, a confiabilidade desta informação e permitindo que se conheça a distribuição do investimento ao longo do período de construção (cronograma de desembolsos).

Aos projetos para os quais não se conhece essa distribuição temporal, função do nível de detalhes, aplicam-se curvas típicas de desembolso.

Da mesma forma, o tempo estimado de construção apresenta maior confiabilidade à medida que se evolui do inventário ao projeto básico, sendo esta variável extremamente importante

no processo decisório, já que a contribuição energética de uma usina só se fará após o momento da decisão de construí-la, acrescido do tempo de construção.

Considerando o caráter experimental da aplicação e admitindo-se que não há perdas significativas de precisão, adotou-se, como custos de investimentos dos projetos cotejados nas alternativas de expansão, os orçamentos realizados por ocasião dos estudos de longo prazo do Plano 2010 e cuja referência de preço é junho de 1986. Estes custos foram, então, corrigidos monetariamente à data de referência de junho de 1987, através do índice Geral de Preços - IGP - Disponibilidade Interna e das respectivas taxas de câmbio.

Admitiu-se ainda, por simplificação, que a distribuição temporal dos investimentos, alocados sempre no final de cada ano, se dará segundo curvas típicas de desembolsos, obtidas de estudos específicos no âmbito do GCPS, o que representa adicionar-se, aos orçamentos de cada projeto, os encargos financeiros durante a construção, como consequência destas curvas.

Com relação aos prazos de construção, utilizou-se as informações mais recentes disponíveis nos trabalhos de acompanhamento dos projetos de geração realizados pela ELETROBRÁS e que incluem, também, uma avaliação do estágio de desenvolvimento dos estudos de cada aproveitamento. Na

falta de informações mais recentes, utilizou-se os dados constantes no Plano 2010.

IV.2.4 Características Físico-Operativas das Usinas Geradoras

As simulações realizadas para os ajustes oferta-demanda utilizaram os dados característicos de usinas geradoras disponíveis no Banco de Dados da ELETROBRÁS, que é gerenciado pelo Departamento de Estudos Energéticos-DEEN, da Diretoria de Planejamento e Engenharia - DPE, e ao qual todas as empresas integrantes do GCPS tem acesso.

Os dados de vazões afluentes a cada aproveitamento hidroelétrico estão disponíveis no arquivo de vazões denominado BDH, cuja gerência é do mesmo departamento referido anteriormente e ao qual, também, todas as empresas do GCPS têm acesso.

IV.2.5 Custos de Geração, Custo do Déficit de Energia e Limites de Transmissão.

- Custos de geração

Os estudos de planejamento, pela sua própria natureza, exigem uma estimativa de médio e longo prazo para os custos dos combustíveis utilizados no parque térmico existente e futuro, ou seja, na elaboração dos programas de expansão da

geração não são utilizados os preços vigentes, em razão destes preços refletirem uma situação conjuntural. Como referência, adotou-se o custo equivalente a um cenário da economia mundial em que o preço do barril de petróleo será de US\$ 20 (FOB), assim como o custo do óleo combustível. Para o óleo diesel adotou-se um sobre-custo de 40% e para o gás natural, dado a incerteza nos valores conhecidos, supôs-se o seu custo semelhante ao do óleo diesel.

- Custo do Déficit de Energia

Este parâmetro se refere ao custo implícito do déficit de energia, conforme explicado na seção II.4.5.2, que descreve o seu conceito e a metodologia de cálculo. O valor utilizado foi de US\$ 330 / MWh.

- Limites de Transmissão

Dada a influência das restrições elétricas no fluxo de energia entre as regiões interligadas, e como consequência na qualidade de atendimento ao mercado consumidor, o que pode inclusive limitar a expansão da geração em uma determinada região, adotou-se os limites de transmissão informados pelos estudos elétricos realizados no GCPS, no ciclo de estudos de 1988, até o ano de 1998. A partir daí procurou-se obter limites de interligação que permitissem a igualdade dos custos marginais de operação entre cada subsistema interligado, ou seja, limites que não impliquem em

estrangulamentos aos fluxos energéticos inter-regionais. Contudo, essa etapa requer, necessariamente, uma interação com o planejamento da transmissão, para que se possa avaliar corretamente a viabilidade econômica dos limites obtidos.

IV.3 Metodologia

Uma vez definidas as premissas básicas, passou-se a ajustar, para cada cenário de demanda (H1, H2 e H3), tido como certo a partir de 1989, a alternativa de expansão que atende ao critério de risco de déficit de energia de no máximo 5% em cada ano do horizonte 1989/2004.

Estes ajustes foram feitos utilizando-se simulações da operação do parque gerador com o Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes (MSSSE), desenvolvido na ELETROBRÁS. As simulações consideraram 2000 séries sintéticas de energia afluyente e intercâmbios entre subsistemas pela busca da igualdade entre os custos marginais de operação. Neste modelo, a decisão de operação térmica é obtida através de um algoritmo de programação dinâmica estocástica.

As alternativas assim ajustadas foram denominadas A1H1 (para o cenário de demanda H1), A2H2 (para o cenário de demanda H2) e A3H3 (para o cenário de demanda H3).

O Quadro IV.3-1 apresenta algumas informações de cada

aproveitamento considerado nas simulações, tais como: tipo de usina, localização, estágio do projeto, empresa proprietária, potência instalada, ganho de energia firme no sistema quando da sua plena incorporação (valores obtidos no Plano 2010), índice de mérito (custo de geração) e tempo estimado para construção.

Em seguida supôs-se que, em 1990, estudos específicos de acompanhamento e projeção da demanda de energia elétrica indicariam mudanças de tendência no crescimento do consumo e que tais mudanças, por hipótese, se manteriam daquele ano até o final do horizonte de estudo, ou seja, não mais se identificariam novos erros de escolha na projeção do futuro, pois este se comportaria desta forma.

Assim, para cada alternativa de referência decidida em 1989, ajustou-se uma nova alternativa ao novo provável cenário de demanda, mantidas inalteradas todas as decisões já tomadas entre 1989 e 1990, ou seja, qualquer mudança de curso só foi admitida a partir de 1991, seja de antecipação de obras, seja de postergação. Desta forma, a penalidade pela escolha, a partir de 1989, de uma projeção de demanda acima da que de fato irá ocorrer (identificada apenas em 1990), será apenas a antecipação precoce de investimentos, ou seja, não se avaliou o impacto desta ociosidade de investimentos na economia e nem se admitiu o deslizamento dos cronogramas, já que tal fato acarreta em multas contratuais que variam em cada empreendimento. Por outro lado, a escolha, em 1989, de

uma projeção mais baixa do que a que realmente irá ocorrer, será penalizada pela necessidade de antecipações de obras e pelo aumento do custo de operação, caracterizado pelo custo esperado da geração térmica e pelo custo esperado da energia não suprida, valorada através do custo implícito do déficit de energia, estimado em US\$ 330 / MWh. Estas antecipações estão limitadas pelos prazos de construção e pelos prazos dos estudos preliminares necessários, viabilidade e projeto básico, que variam de 3 a 4 anos. Há que se observar que todas as usinas consideradas estão em estágio de inventário, pelo menos.

Em resumo, a partir de 1991 passou-se a fazer adaptações nas alternativas formuladas no início dos trabalhos, sob a ótica da certeza do mercado, gerando-se, assim, mais seis alternativas denominadas "alternativas adaptadas", a saber:

A1H2 - adaptação de A1H1 à projeção H2, adaptação à alta.

A1H3 - adaptação de A1H1 à projeção H3, adaptação à baixa.

A2H1 - adaptação de A2H2 à projeção H1, adaptação à baixa.

A2H3 - adaptação de A2H2 à projeção H3, adaptação à baixa.

A3H1 - adaptação de A3H3 à projeção H1, adaptação à alta.

A3H2 - adaptação de A3H3 à projeção H2, adaptação à alta.

Um fato importante a considerar é que, a premissa de manter o critério de suprimento com risco máximo de 5% ficou, arbitrariamente, condicionada, nos casos de "adaptação à alta", não só às restrições físico-construtivas das obras, programadas inicialmente para mais tarde, em função do mercado, como, também, ao porte do parque térmico de emergência previsto na alternativa A2H2. Em outras palavras, admitiu-se que o parque térmico necessário ao ajuste da alternativa A2H2, que apresenta maior necessidade de complementação térmica até 1993/94, em função da projeção H2 ser a mais alta, seria o limitante para as mudanças de curso emergenciais nas "adaptações à alta". Esta hipótese se baseia no fato de que o parque térmico complementar, que provavelmente o Setor não terá condições de instalar (com recursos próprios) até a data de sua premência, apresenta incertezas na garantia de disponibilidade de combustível, tal o seu porte. O parque térmico assim considerado é o seguinte:

- Região Sudeste - 5 unidades de 350 MW e uma de 125 MW consumindo resíduos ultraviscosos RASF/RESVAC e uma unidade de 450 MW consumindo gás natural ou óleo diesel. Entre as unidades a RASF/RESVAC, 4 delas já estão incorporadas ao programa de geração aprovado pelo GCPS em 1988, com recursos extra-setorial, e deverão entrar em operação até 1994.

- Região Nordeste - 2 unidades de 350 MW ,também, consumindo RASF/RESVAC e 4 unidades de 200 MW consumindo gás natural ou óleo diesel.

A consideração de limitar o tamanho da complementação térmica leva a admitir-se, a priori, que as estratégias de emergência, em situações de adaptação à projeção de mercado mais alta, podem resultar em uma alternativa de expansão cujos critérios de garantia serão violados durante algum tempo, até que se possa reprogramar outras fontes de suprimento e se recuperar o critério de garantia. A rigor, é isto que, na prática, o Setor vem admitindo no seu planejamento, ou seja, que os anos iniciais do horizonte de estudos podem, eventualmente, ter uma confiabilidade menor em razão das restrições físico-financeiras.

Com relação às antecipações de usinas nas "adaptações à alta", considerou-se como prioritário, dentro da ótica de emergência, a possível entrada em operação de obras de menor tempo de construção, invertendo-se, eventualmente, a sequência de implementação da alternativa a ser adaptada. Isto pode violar, em alguns casos, os interesses logísticos e empresariais das concessionárias, os quais, no entanto, não foram considerados, dado a necessidade de discutir com as empresas o aspecto estratégico da emergência. Aliás, este deve ser o papel do planejamento integrado, pois ele permite sinalizar os condicionantes que levam à otimização do sistema como um todo, cabendo ao decisor a escolha política

da alternativa a ser implementada.

Com o objetivo de verificar-se a influência do momento em que se percebe o engano na escolha do cenário de demanda para se expandir o sistema, supôs-se, para efeito de análise de sensibilidade, que ao invés de 1990, tal percepção só ocorreria em 1992, portanto, praticamente um ano antes das mudanças de tendência entre H1 e H2 e quatro anos após, entre H1/H2 e H3.

Neste caso, as adaptações das alternativas A1H1, A2H2 e A3H3 incorporam todas as decisões de início de construção tomadas entre 1989 e 1992, no caso de adaptações à baixa, e reservam somente para 1993 as possibilidades de novas decisões de início de construção, no caso de adaptações à alta.

Utilizando-se os mesmos critérios mencionados anteriormente, pôde-se ajustar mais seis alternativas a partir de 1993, definidas, igualmente, como A1H2, A1H3, A2H1, A2H3, A3H1 e A3H2.

IV.4 Análise e Interpretação dos Resultados

IV.4.1 Alternativas de Referência

O Quadro IV.4.1-1 apresenta o cronograma de entrada em operação e as datas de início de construção das usinas programadas em cada alternativa de expansão, ajustada à luz

das informações do final do ano de 1988 para os cenários de demanda da hipótese H1 (Alternativa A1H1), da hipótese H2 (Alternativa A2H2) e da hipótese H3 (Alternativa A3H3).

Neste mesmo Quadro pode-se observar os custos atualizados, para janeiro de 1989, dos investimentos a serem realizados em cada usina programada e o custo total atualizado da alternativa em questão, que engloba os gastos com operação e manutenção(O&M), combustível e energia não suprida, valorada pelo custo implícito do déficit de energia.

Deve-se observar que as obras já em andamento não estão contempladas nesta análise, apesar de terem sido simuladas em cada alternativa, visto que não se admitiu eventuais reprogramações nas datas de entrada em operação destes empreendimentos, o que não compromete a avaliação das variações nos custos finais de cada programa de obras.

As usinas consideradas nesta situação são as seguintes:

USINA	POTENCIA A	DATA DE OPERAÇÃO
	INSTALAR	

(Nome)	(MW)	(ano)
Itaipu 13/18	4200	1989
J.Lacerda IV	315	1990
Jacuí	315	1991
Três Irmãos	640	1989
Jaguara	216	1992
Bolívia Gás	450	1992
Tucuruí I	990	1989
Itaparica	750	1989
Porto Primavera	1800	1994

Considerando que os aproveitamentos programados apresentam vida útil distinta, 25 anos para as usinas térmicas e 50 anos para as usinas hidráulicas, admitiu-se a reposição dos investimentos a serem realizados em cada projeto ao final de sua vida útil econômica. Os custos de operação do último ano de análise (2004) foram perpetuados ao infinito, a partir de 2005. Desta forma, as alternativas podem ser comparadas economicamente através do seu valor atual.

Como era de se esperar, os cenários de oferta que adequam as condições de atendimento ao critério de garantia preconizado, atualmente, pelo Setor (risco de déficit de no máximo 5%), são tão mais custosos quanto mais elevados forem

os valores de projeção de mercado.

Assim, por exemplo, o investimento necessário para atender, a partir de 1989, a projeção de mercado da hipótese H1 é 7% superior ao investimento necessário para atender ao mercado da hipótese H3. Contudo, quando se considera o custo esperado de operação destas alternativas, obtido pela valorização do valor esperado da geração térmica e do déficit de energia, observa-se que esta percentagem passa a ser de 10%.

Com relação à projeção de mercado da hipótese H2, estes percentuais passam a ser de 36% e 37% respectivamente, quando comparados à alternativa A2H2.

As relações entre A2H2 e A1H1 são de 27% nos custos de investimento e 24% nos custos totais.

Se lembrarmos que as diferenças entre as hipóteses H1 e H2 são maiores que as diferenças entre as hipóteses H1 e H3, da mesma forma que as diferenças entre H2 e H3 são maiores que entre H1 e H3, estes resultados obtidos estão coerentes com os resultados esperados.

Comparando-se a quantidade de obras entre as 3 alternativas, observa-se que em A1H1 é necessária a programação de 76 usinas; em A2H2 são necessárias 103 usinas e em A3H3 são necessárias 72 usinas. As variações nos custos totais

preponderam, em termos relativos, sobre os investimentos entre A1H1 e A2H2 e entre A2H2 e A3H3. Entre A1H1 e A3H3 a variação total de custos tem um maior peso relativo atribuído ao custo de operação.

Como já comentado na seção anterior, para as alternativas A1H1 e A2H2, admitiu-se a possibilidade de implantação de um parque térmico de emergência. Este parque complementar, cuja função principal é de adequar as condições de atendimento já no início da primeira metade da próxima década, tanto nas regiões Norte/Nordeste como nas regiões Sul/Sudeste-C. Oeste, acaba por permitir deslocar o programa hidroelétrico competitivo no final do horizonte, uma vez que não se aventou a possibilidade de sua transferência para outras regiões, após terminado o período de estrangulamento da oferta de energia, que é motivado por restrições físico-financeiras. Assim é que, algumas obras previstas no Plano Decenal de Geração, aprovado pelo GCPS para o horizonte 1989/98 no ciclo anual de planejamento de 1988, puderam ser postergadas.

Voltando ao Quadro IV.4.1-1 pode-se observar que a hipótese H1, que é o cenário (preliminar) a ser utilizado no ciclo de estudos de 1989 do GCPS, exige que, uma vez garantidos os recursos financeiros necessários, sejam iniciadas, já em 1989, a construção de sete usinas: Candiota III, Segredo, Corumbá I, P.do Cavalo, Serra da Mesa, Xingó e Itá. Para o ano de 1990 devem ser iniciadas a construção de mais 9

aproveitamentos, entre os quais duas unidades de 200 MW na Região Nordeste, consumindo derivados de petróleo (turbinas a gás), uma unidade de 350 MW consumindo resíduo asfáltico (RASf), também no Nordeste, três unidades térmicas na região Sudeste (Igarapé II - 125 MW, Paulínia I - 350 MW e S.J. dos Campos - 350 MW) e as hidroelétricas de Igarapava (200 MW), Miranda (390 MW) e Santa Branca (49 MW). As demais obras se ajustam no tempo de acordo com as necessidades do mercado.

Se ao invés de admitirmos um crescimento do mercado semelhante à hipótese H1 (Projeção GCPS/88), imaginarmos que haverá uma recuperação da economia de tal forma que o consumo de energia elétrica atinja os níveis previstos na projeção da hipótese H2, que se iguala à Projeção GCPS/87 a partir de 1994, é necessário antecipar a construção das UHE's, Miranda, de 1990 para 1989, Manso, de 1991 para 1989 e D.Francisca, de 1992 para 1989. Também é necessário programar mais duas turbinas a gás de 200 MW no Nordeste a partir de 1990, totalizando 800 MW de usinas térmicas além do parque existente. Na região Sudeste devem-se programar a construção de mais duas unidades de 350 MW, também consumindo RASf ou RESVAC, a partir de 1991, e um conjunto de turbinas a gás totalizando 450 MW, a partir de 1992, consumindo derivados de petróleo (gás natural ou óleo diesel). Esta alternativa é denominada A2H2.

Evidentemente que uma série de outras antecipações em

relação a A1H1 se fazem necessárias ao longo do horizonte de estudo, em função da maior taxa de crescimento do mercado. Estas antecipações podem ser visualizadas neste Quadro IV.4.1-1.

Um fato importante a ser observado é que, se admitirmos um crescimento da economia que leve o consumo de energia elétrica no horizonte 1989/2004 a níveis compatíveis com o cenário da hipótese H3 (alternativa A3H3), várias decisões de início de construção em 1989 e 1990 podem ser adiadas em cerca de 2 a 3 anos, em relação a A1H1 e A2H2. Por exemplo, as UHE's Segredo, Itá, Santa Branca e Pedra do Cavalo podem ter o início de construção postergados para 1991, 1992, 1993 e 1993, respectivamente. As UHE's Igarapava e Miranda e as UTE's Paulínia I, S.J. dos Campos e Igarapé II podem, também, ter o início de construção postergados para após 1990, sem comprometer a confiabilidade de atendimento ao mercado. As duas unidades adicionais de 350 MW consumindo RASF/RESVAC e a unidade de 450 MW consumindo gás ou diesel, programadas na Região Sudeste na alternativa A2H2, não se fazem necessárias para esta hipótese de crescimento do consumo. Com relação à região Nordeste, apenas a UTE Mataripe, de 350 MW, consumindo resíduo asfáltico (RASF), precisaria ser incorporada ao sistema, não havendo necessidade de expansão adicional do parque térmico existente.

O Quadro IV.4.1-2 apresenta uma avaliação dinâmica das condições de atendimento para as alternativas analisadas,

enfocando-se apenas os riscos de déficit de energia.

IV.4.2 Alternativas Adaptadas

Os Quadros IV.4.2-1 a IV.4.2-6 apresentam os cronogramas de entrada em operação das usinas programadas nas alternativas de expansão adaptadas às mudanças de tendência do crescimento do consumo, mudanças estas sinalizadas, por hipótese, em 1990 e 1992.

Para cada uma destas alternativas esses Quadros apresentam, também, os custos totais e as mudanças de curso necessárias para que se possa tentar atender ao critério de garantia de risco máximo de 5% de déficit de energia, uma vez tomada a decisão, em 1989, de implementar uma das alternativas de referência (A1H1, A2H2 ou A3H3).

É feita, também, uma comparação de cada adaptação com a alternativa de referência, ou seja, quais as diferenças de cronogramas em relação a alternativa que deveria ter sido feita se soubéssemos, a priori, qual a projeção de mercado que iria de fato se realizar.

A seguir, será feita uma análise de cada programa de obras adaptado a nova tendência de mercado a partir dos anos de 1990 e 1992.

Para auxiliar na interpretação dos resultados, os Quadros

IV.4.2-7 a IV.4.2-12 apresentam um diagnóstico das condições de atendimento destas alternativas e os Quadros IV.4.2-13 a IV.4.2-15 resumem as análises a serem feitas com relação aos custos de adaptação e desotimização.

- A1H2 (Quadros IV.4.2-1, IV.4.2-2, IV.4.2-7 e IV.4.2-8)

Esta alternativa representa iniciar-se, em 1989, a implementação do programa de obras da alternativa A1H1, cuja hipótese de mercado é a do cenário H1.

Supõe-se, então, que ao final de 1990 os estudos de acompanhamento e previsão de mercado irão sinalizar uma mudança de tendência de crescimento do consumo a partir de 1993, mantendo-se, daí em diante, a projeção da hipótese H2. Desta forma, a execução do programa de obras da alternativa A2H2, que deveria ser implementada a partir de 1989, torna-se fisicamente inexecutável, pois algumas obras já deveriam ter iniciado a construção entre 1989 e 1990, tais como as duas unidades de 200 MW no Nordeste, as duas unidades de 350MW consumindo RASF/RESVAC na região Sudeste, a UTE Paulínia II (350 MW), a UTE de 450 MW consumindo gás natural ou diesel, também na região Sudeste, e as UHE's Miranda (390 MW), Simplício (195 MW), Manso (210 MW), Cana Brava (480 MW), Anta (30 MW), Campos Novos (726 MW), D.Francisca (125 MW) e Sapucaia (300 MW).

Todas estas usinas passaram a ter o seu início de construção

em 1991, data mais cedo para antecipações.

Para adequar o nível de garantia ao novo mercado usou-se, como estratégia, antecipar, primeiramente, as obras de menor tempo de construção e mais econômicas, respeitando-se os prazos de realização dos estudos preliminares como viabilidade e projeto básico, a partir dos quais é possível iniciar-se a construção das usinas. Assim, as UHE's Monjolinho (72 MW e 3 anos de construção), Jataizinho (192MW e 3 anos de construção), Franca Amaral (32 MW e 3 anos de construção) e Rosal (58MW e 4 anos de construção) tiveram seus cronogramas antecipados, em relação a A2H2, de 6, 3, 4 e 3 anos respectivamente, devendo o início de construção se realizar em 1992 para todas elas.

Deve-se observar que estas inversões na sequência relativa das obras em estágio de inventário ou viabilidade, pressupõem que os estudos de viabilidade e projeto básico sejam iniciados em 1989.

Os demais ajustes de curso necessários procuram manter, dentro do possível, a mesma ordenação das alternativas A1H1 e A2H2, dando-se, no entanto, a prioridade ao ajuste de riscos ao limite máximo de 5%.

Observa-se, através do Quadro IV.4.2-7 (condições de atendimento), que as limitações impostas nas antecipações de obras para a adaptação a uma projeção mais alta impedem que

se adeque o nível de garantia ao critério de risco de 5% no ano de 1994, nas Regiões Norte/Nordeste e nos anos de 1994 e 1995 nas Regiões Sul/Sudeste. A estas limitações soma-se, ainda, o fato de não se admitir que novas unidades térmicas, além das previstas na alternativa A2H2, sejam implementadas a tempo de corrigir o nível de confiabilidade nestes anos. Em outras palavras, aceitou-se, arbitrariamente, uma deterioração nos critérios de garantia durante este período. A partir daí, as antecipações possíveis do programa hidroelétrico podem garantir equilíbrio da oferta à demanda, dentro dos critérios de planejamento.

Com relação aos custos, observa-se que a adaptação da alternativa A1H1 ao mercado da hipótese H2, alternativa A1H2, representa um acréscimo de cerca de US\$ 7034 milhões, referidos a janeiro de 1989 e a preços de junho de 1987, ou seja, 24 % a mais do que se imaginava em 1989.

Este custo de adaptação está distribuído em US\$ 5310 milhões (27 %) em investimentos antecipados, US\$ 197 milhões (5 %) em acréscimo de custo esperado de déficit de energia e US\$ 1527 milhões (25%) em acréscimo de geração térmica esperada.

No entanto, um fato curioso se observa quando se avalia o custo da desotimização, que representa a diferença dos custos incorridos nesta alternativa (A1H2) e a alternativa que deveria ter sido implementada se soubéssemos, a priori

(em 1989), que a projeção de mercado seria a da hipótese H2 (A2H2); para os investimentos, constata-se uma redução de US\$ 72 milhões (0,3 %), função, basicamente, dos atrasos impostos em A1H2 pelo arrependimento de não se iniciar a construção em 1989 e 1990 de alguns aproveitamentos necessários para o ajuste da oferta ao mercado. Os custos equivalentes a estes atrasos são, no entanto, compensados pelos custos de antecipações que se fazem necessárias após o período de restrições físicas. Com relação ao custo de operação observa-se uma redução em A1H2 de US\$ 57 milhões (1,4 %) no custo do déficit esperado e US\$ 15 milhões (0,2%) na geração térmica esperada, totalizando, assim, não uma desotimização, mas um benefício da ordem de US\$ 144 milhões (apenas 0,4 %) em relação a A2H2, embora essa alternativa não esteja dentro dos critérios de garantia de suprimento.

Este fato pode ser entendido da seguinte forma: ao se deixar de iniciar a construção de algumas obras, devido a expectativa de um mercado menor que o do cenário H2, incorre-se (por hipótese), como já mencionado, na necessidade de inverter a sequência de algumas obras de tempo de construção menor e antecipar as demais obras programadas inicialmente para mais tarde, com o fito de adequar os riscos de déficit ao critério. Embora este procedimento não permita adequar o critério de garantia em 1994 e 1995, os riscos de déficit são de pequena monta; nos demais anos, as condições são satisfatórias, havendo, inclusive, um ajuste ao mercado mais favorável do que na alternativa A2H2,

decorrente de sobras compulsárias de oferta, o que permite postergar em 1 ano, em relação a alternativa A2H2, as UHE's Bocaina (165 MW), Corumbá II (235 MW), Ilha Grande (1400 MW) e Belém (672 MW). Como os custos de operação representam um valor esperado ao longo de todo o horizonte de estudo, as diferenças finais acabam por serem menores do que na alternativa A2H2. Em outras palavras, percebendo-se em 1990 que a tendência de crescimento do mercado não é mais a da hipótese H1, mas a da hipótese H2, existe tempo suficiente para efetuar-se as mudanças de curso necessárias, havendo, nessa situação, não uma penalidade, mas um benefício, embora bastante pequeno, em relação à opção de termos planejado em 1989 para a projeção H2. Isto mostra que as alternativas de expansão que atendem interesses empresariais, não necessariamente representam a melhor opção de expansão do parque gerador, ou seja, mostra que o ótimo não foi atingido no início dos trabalhos.

O Quadro IV.4.2-2 apresenta uma sensibilidade à data de percepção da mudança de tendência do crescimento do consumo. Neste caso, admitiu-se que os estudos de mercado iriam sinalizar tal fato somente em 1992, o que permitiria as mudanças de curso a partir de 1993.

Os resultados mostram que os custos de adaptação se elevam a US\$ 7535 milhões (25 %), o que representa um aumento de US\$ 501 milhões (8 %) em relação ao caso anterior. O custo esperado de operação sofre uma majoração de US\$ 2741 milhões

(28 %).

Comparando-se estes resultados com os da alternativa A2H2, verifica-se que, neste caso ocorre, de fato, uma desotimização, pois os custos finais de A1H2 são US\$ 358 milhões (1 %) superiores aos custos de A2H2.

Em termos de cronogramas, observa-se que os arrependimentos de não iniciar-se algumas obras entre 1989 e 1990 são maiores, assim como as restrições de antecipações necessárias de usinas programadas para mais tarde. No cômputo final, o nível de investimento total de A1H2 acaba sendo menor do que o iniciado em 1989 através da alternativa A2H2, já que o número de arrependimentos se estende por entre 2 e 3 anos e as antecipações propostas foram feitas em obras de menor custo.

A qualidade de atendimento, apresentada no Quadro IV.4.2.8, acaba por ficar prejudicada, já que os recursos emergenciais são restritos, como já mencionado anteriormente. Assim, nessa alternativa "aceitam-se" riscos de déficit acima de 5 % entre 1994 e 1998, nas regiões Sul/Suldeste-C. Oeste e em 1994, nas regiões Norte/Nordeste. Isto explica a elevação, em relação a A2H2, do custo esperado de déficit de energia (21 %) e do custo esperado de geração térmica (1%), o que totaliza um aumento de 8% no custo esperado de operação, que passa a ser, então, a maior penalidade, por não se adequar aos critérios de garantia de suprimento.

- A1H3 - (Quadros IV.4.2-1, IV.4.2-2, IV.4.2-7 e IV.4.2-8)

Esta alternativa pressupõe que iniciou-se, em 1989, a implantação do programa de obras referente a alternativa A1H1, percebendo-se, apenas em 1990, que a projeção de mercado provável de se realizar será a da hipótese H3. Com isso, as UHE's Segredo (1260 MW), Igarapava (200 MW), Santa Branca (49 MW), Pedra do Cavalo (300 MW), Itá (1680 MW) e Miranda (390 MW), e as UTE's Paulínia I (350 MW), São José dos Campos (350 MW) e as unidades térmicas do Nordeste (3 x 200 MW e 1 x 350 MW) tiveram suas obras prematuramente iniciadas. Pelo desconhecimento, a priori, das regras específicas que penalizam financeiramente o deslocamento do cronograma de obras já iniciadas, assumiu-se que tais usinas teriam suas datas de entrada em operação mantidas de acordo com as propostas em A1H1, embora se saiba que tal procedimento não se verifica na prática, cabendo à sociedade o ônus do arrependimento, que pode ou não ser maior do que o ônus de manterem-se antecipados os investimentos. Caberia, neste caso, uma análise da viabilidade de se comercializar estes excedentes energéticos, seja através de tarifas reduzidas ou de estímulo ao consumo por tempo determinado, ou, de outra forma, pré-negociar, no planejamento financeiro das obras, o arrependimento potencial decorrente da incerteza do mercado.

Sob o ponto de vista energético, observa-se (Quadro IV.4.2-7) que o comissionamento prematuro das usinas

mencionadas anteriormente faz com que haja um excedente de oferta de energia em todo o Sistema Interligado até o ano de 1999, podendo-se postergar vários aproveitamentos, inclusive o programa térmico a carvão na Região Sul, e o programa nuclear (2 x 1245 MW) na Região Sudeste. A nível de custos, as mudanças de curso permitem uma redução da ordem de US\$ 2667 milhões (9 %), distribuídos em US\$ 809 milhões (4%) em investimentos, US\$ 246 milhões (6%) em déficit esperado e US\$ 1612 milhões (26 %) em geração térmica esperada.

Quando se compara estas relações com a alternativa A3H3, que deveria ter sido iniciada em 1989, observa-se uma desotimização de US\$ 137 milhões (0,5%) distribuídos em US\$ 474 milhões (3 %) em investimentos, US\$ 26 milhões (0,7%) em déficit esperado e - US\$ 364 milhões (-8%) em geração térmica esperada. Portanto, praticamente toda a desotimização está concentrada nos investimentos precocemente iniciados. Como existe tempo de implantar-se medidas de curso, no sentido de postergar o início de construção de novas obras, como o programa térmico a carvão e o programa nuclear futuro e como a antecipação prematura de algumas obras no início do período provoca um excedente compulsório de oferta de energia, acaba por haver uma redução no custo esperado de operação, o que permite amenizar o impacto dos investimentos precocemente antecipados.

Por outro lado, se a sinalização da mudança de tendência do

mercado ocorrer apenas em 1992, a desotimização eleva-se a US\$ 1239 milhões (5 %), dos quais US\$ 559 milhões (3 %) em relação aos investimentos, - US\$ 450 milhões (-13 %) em relação ao déficit esperado e US\$ 1 130 milhões (23%) em relação a geração térmica esperada (Quadro IV.4.2-2).

Estes resultados se devem ao fato de que, nesta situação, ocorre uma oferta de energia compulsória ainda maior, reduzindo o custo esperado do déficit de energia e um aumento do investimento precoce. Contudo, como foram decididas, erroneamente, a construção de várias unidades térmicas, que permaneceram integradas no sistema interligado, o custo esperado de geração térmica tende a aumentar, pois o atendimento ao mercado passa a ter uma complementação térmica maior.

Com relação aos cronogramas das usinas, observa-se que, pelo fato de várias obras terem sido decididas entre 1989 e 1992, apenas a partir de 1995 o Setor precisaria voltar a iniciar a construção de novos empreendimentos, que dariam contribuição energética por volta do ano 2000, uma vez que entre 1989 e 1999 a situação de atendimento é extremamente favorável, com riscos de déficit bem abaixo do limite aceitável de 5 % (Quadro IV.4.3-8).

- A2H1 (Quadros IV.4.2-3, IV.4.2-4, IV.4.2-9 e IV.4.2-10)

Esta alternativa é consequência da decisão de iniciar o

programa de obras em 1989 supondo que o consumo de energia irá crescer a taxas semelhantes à projeção do cenário H2. Recebendo-se, apenas em 1990, o sinal dos estudos de mercado de que a projeção de consumo na verdade deverá ser a correspondente ao cenário H1, verifica-se que várias obras foram iniciadas antecipadamente, tais como as hidroelétricas de Miranda (390 MW), Simplício (195 MW), Manso (200MW), Cana Brava (480 MW), Tucuruí II (2310 MW), Anta (30MW), Sapucaia (300 MW), Campos Novos (726 MW), D. Francisca (125 MW) e as termoeletricas de Paulínia II (350 MW) e uma unidade de turbina a gás de 200 MW no Nordeste.

Estas antecipações acabam por permitir a reprogramação de várias usinas, principalmente no final da década de 90, o que leva a uma redução no custo total da alternativa da ordem de US\$ 7070 milhões (19%).

Com relação a alternativa que deveria ser de fato implementada, A1H1, verifica-se um sobre-custo de US\$ 107 milhões (0,1%). Como a oferta de energia no início do horizonte é maior do que as necessidades do mercado, devido a entrada prematura de várias usinas, o custo esperado do déficit sofre uma redução de US\$ 23 milhões (0,5%), ocorrendo, no entanto, um aumento na geração térmica esperada de US\$ 74 milhões (1 %). Estes resultados mostram que existe tempo para que as adaptações sejam feitas, sem causar um custo de desotimização elevado.

Se considerarmos a percepção de mudança na projeção de

mercado somente em 1992, todas as decisões de início de construção tomadas entre 1989 e 1992 deverão ser mantidas, acarretando, assim, em uma desotimização em relação a alternativa A1H1 da ordem de US\$ 628 milhões (2 %), que se deve, basicamente, às diferenças de investimento, US\$ 1037 milhões (5 %), e geração térmica esperada, US\$ 464 milhões (8 %), devido a antecipação de usinas térmicas. Como a quantidade de obras colocadas em operação prematuramente é ainda maior, a ponto de haver excedentes de energia até 1999, o custo esperado de déficit acaba por ser menor em cerca de US\$ 873 milhões (23 %). Portanto, o que pesa na desotimização desta alternativa é o arrependimento de iniciar, antecipadamente, a construção de várias usinas.

- A2H3 (Quadros IV.4.2-3, IV.4.2-4, IV.4.2-9 e IV.4.2.2-10)

Esta alternativa também corresponde a uma " adaptação à baixa ", pois o engano que se comete é não ter-se verificado, até 1990, que o consumo irá, provavelmente, crescer a taxas equivalentes ao cenário da hipótese H3.

O custo de adaptação é negativo (-US\$ 9225 milhões), já que a antecipação forçada da oferta de energia permite postergar um elenco bastante grande de obras programadas inicialmente para o final dos anos 90. A desotimização em relação à alternativa A3H3 é da ordem de US\$ 756 milhões (3 %), dos quais US\$ 1360 milhões (7 %) se devem ao aumento no investimento, contrabalançado, no entanto, pela redução de

US\$ 604 milhões (7%) no custo esperado de operação.

Para a sinalização do erro de escolha da projeção de mercado somente em 1992, observa-se que o impacto das decisões prematuras é ainda maior, pois a desotimização atinge US\$ 2489 milhões (9 %) em relação a alternativa A3H3. Neste caso o custo de investimento chega a uma majoração de US\$ 2773 milhões (15 %), contra uma redução de US\$ 283 milhões (3 %) no custo esperado de operação.

- A3H1 (Quadros IV.4.2-5, IV.4.2-6, IV.4.2-11 e IV.4.2-12)

Esta alternativa representa uma " adaptação a alta ", a partir de 1990, quando é tarde demais para tomar as decisões necessárias para atender, adequadamente, o mercado da projeção H1, pois a qualidade de atendimento fica prejudicada (riscos de déficit acima de 5%) nos anos de 1993 e 1994, no Sistema Norte/Nordeste, e nos anos de 1994 e 1995, no Sistema Sul/Sudeste, função das limitações impostas à estratégia de emergência. Após 1990, é possível antecipar o programa de obras de tal forma a adequar o critério de suprimento de energia, no restante do horizonte estudado.

O custo de adaptação é da ordem de US\$ 4159 milhões (15%) dos quais US\$ 1443 milhões (8%) se devem a investimento e US\$ 2715 milhões (32%) à operação.

Com respeito a desotimização (em relação à alternativa

A1H1), observa-se que os valores atingem US\$ 1355 milhões (5%), sendo US\$ 160 milhões (0,8 %) em antecipações de investimentos e US\$ 1195 milhões (12%) em custo esperado de operação.

Ocorrendo a percepção do engano na escolha da projeção de mercado somente em 1992, observa-se que, além de aumentar o custo de adaptação, cujo valor é de US\$ 4256 milhões (16%), os riscos de déficit ficam acima de 5% no período 1993/94, no Sistema Norte/Nordeste, e no período 1994/97, no Sistema Sul/Sudeste.

A desotimização, neste caso, chega a US\$ 1453 milhões (5 %) dos quais US\$ 160 milhões (0,4 %) correspondem ao saldo entre atrasos inevitáveis, devido aos arrependimentos e antecipações possíveis e necessárias de usinas programadas para mais tarde, e US\$ 1612 milhões (16 %) no custo de operação, fruto do atendimento com qualidade inferior à alternativa A1H1.

- A3H2 (Quadros IV.4.2-5, IV.4.2-6, IV.4.2-11 e IV.4.2-12)

Esta alternativa reflete a decisão de iniciarmos em 1989 a implementação de um programa de obras compatível com a projeção de mercado da hipótese H3 (A3H3) e verificarmos somente em 1990 que o consumo mais provável até o final do horizonte deverá se aproximar da projeção da hipótese H2. Com isso, existe o arrependimento de não termos decidido o

início de construção de várias obras entre 1989 e 1990, tais como, Segredo (1260 MW), Igarapava (200 MW), Santa Branca (49 MW), P. Cavalo (300 MW), Miranda (390 MW), Simplício (195 MW), Manso (390 MW), Cana Brava (480 MW), Tucuruí II (2310 MW), Anta (30 MW), Sapucaia (300 MW), Campos Novos (726 MW), D. Francisca (125 MW), as quatro turbinas a gás de 200 MW na região Nordeste e as UTE's Paulínia I (350 MW) e S.J. Campos (350 MW).

Estes atrasos compulsórios fazem com que as condições de atendimento, nas regiões Norte/Nordeste, estejam acima de 5% em 1993. Para as regiões Sul/Sudeste, os critérios estão violados entre os anos de 1994 e 1996. A partir de 1991, várias obras tiveram seus cronogramas antecipados e algumas inversões de sequência foram feitas para que a oferta de energia pudesse se adequar a um maior crescimento do consumo. Com isso, a expectativa do custo de adaptação é de US\$ 10102 milhões (37 %), dos quais US\$ 6228 milhões (34 %) correspondem ao investimento e US\$ 3873 milhões (46%) à elevação no custo de operação.

Com relação à alternativa que deveria ter sido iniciada em 1989 (A2H2), observa-se um sobre-custo de US\$ 120 milhões (0,3 %). No entanto, lembrando que a rigor esta alternativa não apresenta o menor custo, pois a estratégia de expansão da alternativa A1H2 acaba por ser mais barata, o sobre-custo neste caso seria de US\$ 264 milhões (0,7 %).

Considerando que, somente em 1992 seria percebido o engano

na escolha da projeção de mercado, as mudanças de curso ficam mais críticas e aumenta o elenco de obras que tiveram as decisões de início de construção adiadas erradamente, o que faz com que os riscos de déficit nas regiões Norte/Nordeste fiquem acima de 5%, entre 1993 e 1996, e nas regiões Sul/Sudeste, entre 1994 e 1998.

O custo de adaptação passa a ser de US\$ 10687 milhões (40 %) e o custo da desotimização de US\$ 707 milhões (2 %), agora comparado com a alternativa A2H2, que neste caso é a melhor estratégia de expansão para atender o mercado da projeção H2.

IV.4.3 Subsídios à Tomada de Decisão

A seção anterior apresentou uma análise detalhada dos resultados referentes ao processo de elaboração de programas de obras adaptados, em épocas distintas, a uma nova tendência de crescimento do consumo, o que caracteriza a proposta metodológica deste trabalho para abordar a incerteza do mercado no planejamento da expansão da geração.

Os custos totais de cada alternativa, atualizados para janeiro de 1989, representam, em última análise, não só os custos resultantes das decisões ("irreversíveis") tomadas entre 1989 e o ano em que se percebe o engano na escolha do cenário de demanda, mas, também, os custos das decisões tomadas para efetivar as mudanças de curso que se fazem

necessárias na tentativa de adequar a confiabilidade de atendimento aos critérios de garantia de suprimento de energia, ao longo do horizonte estudado, face às novas perspectivas de crescimento do consumo.

Desta forma, com base nos custos totais de cada alternativa, pode-se montar a matriz payoff para sinalização dos enganos em 1990 e 1992.

Estes valores estão apresentados nos Quadros IV.4.3-1 e IV.4.3-2, onde se faz um detalhamento da composição dos custos totais em parcelas de investimento, déficit esperado e geração térmica esperada.

As seções seguintes apresentam uma análise dos resultados da aplicação dos diversos métodos conhecidos na literatura técnica sobre tomada de decisões sob incerteza, já descritos e discutidos na seção III.3.4.

IV.4.3.1 Método de LAPLACE

O Quadro IV.4.3.1-1 sumaria a aplicação do método de LAPLACE, tomando por base as matrizes de custos (payoff) apresentadas nos Quadros IV.4.3-1 e IV.4.3-2. Os resultados mostram que, a alternativa a ser escolhida deve ser A1H1, ou seja, devemos iniciar, em 1989, o programa de obras de expansão compatível com o crescimento de mercado previsto na

hipótese H1, pois, mesmo que se verifique, a posteriori, o engano na escolha deste cenário de demanda, o custo total esperado (considerando este possível erro de escolha) ainda é menor do que no caso de optarmos por outra alternativa de referência (A2H2 ou A3H3)

IV.4.3.2 Métodos MINIMAX e MINIMIN

Os Quadros IV.4.3.2-1 e IV.4.3.2-2 apresentam os resultados da aplicação dos métodos MINIMAX e MINIMIN. Observa-se que pelo método MINIMAX (pessimista) a alternativa a ser escolhida, com percepção do engano em 1990, será A1H1, pois dentro da visão pessimista do decisor, esta alternativa é a que apresenta o menor máximo custo possível, ou seja, o máximo custo que poderá ocorrer em uma decisão tomada em 1989, tem o seu mínimo se esta decisão for a alternativa A1H1. No entanto, se a percepção do engano for somente em 1992, a alternativa A2H2 deverá ser escolhida como alternativa de referência.

Já o decisor otimista (Método MINIMIN), pensa da seguinte forma: para qualquer alternativa escolhida em 1989 irá ocorrer a projeção de demanda que implicará no menor custo possível de uma adaptação dessa alternativa. Então este decisor escolheria A3H3, que é a alternativa que minimiza este custo, em ambos os momentos de identificação do engano na escolha do cenário de demanda (1990 ou 1992).

IV.4.3.3 Método de HURWICZ

O Quadro IV.4.3.3-1 contém os resultados da aplicação do método de HURWICZ, considerando um decisor indiferente, ou seja, nem otimista e nem pessimista, o que leva a tomar o índice "x" de otimismo, igual a $1/2$. Observa-se que, pela regra de HURWICZ, a alternativa A1H1 seria escolhida para identificações do engano na escolha do cenário de demanda em 1990 e a alternativa A2H2 seria a escolhida se esta identificação fosse somente em 1992.

Atribuindo diversos valores ao índice "x", poder-se-ia verificar em que grau de ponderação entre o pessimismo e o otimismo ocorrem mudanças de escolha da alternativa a ser implementada a partir de 1989.

IV.4.3.4 Método de SAVAGE

O método de SAVAGE, ou MÍNIMO MÁXIMO ARREPENDIMENTO, coteja não os custos totais ou os custos de adaptação, mas os custos da desotimização, conforme analisados na seção IV.4.2.

Para aplicação deste método, é necessário montar a matriz de arrependimentos (descrita na seção III.2.2.1.4), a partir da matriz payoff. Os resultados encontram-se no Quadro IV.4.3.4-1, podendo-se concluir que o programa de obras a

ser implementado, a partir de 1989, deve ser o da alternativa ajustada para a hipótese H1 (A1H1), independente do momento em que se percebem os possíveis enganos sobre a escolha do cenário de demanda.

Observa-se que os arrependimentos, como era de se esperar, aumentam à medida que se atrasa a percepção do engano, sendo que os maiores valores de "adaptação à alta" ocorrem na adaptação da alternativa A3H3 à projeção H1, devido ao fato de que as diferenças entre a hipótese H1 e a hipótese H3 são menos significativas do que entre as hipóteses H2 e H3 e entre H1 e H2 e, também, devido ao fato de que esta alternativa imobiliza investimentos mais tarde do que as outras alternativas.

Com relação às adaptações a mercados mais baixos, observa-se o maior arrependimento quando se escolhe, em 1989, a alternativa A2H2 e se verifica que é mais provável ocorrer a hipótese H3, independente da época de sinalização deste engano. Isto se deve ao fato de que esta alternativa imobiliza investimentos mais cedo do que as demais, função das diferenças nos valores de projeção, que exige um programa de obras mais acelerado.

A matriz de arrependimentos para 1990 não tem a sua diagonal completamente nula, conforme era de se esperar, função, como

Já explicado na seção IV.4.2, da não obtenção do ótimo quando se ajustou a oferta à demanda da hipótese H2.

IV.4.4 Comparação da Aplicação dos Diversos Métodos

O quadro a seguir faz uma comparação dos resultados obtidos com a aplicação dos diversos métodos de tomada de decisão com incerteza:

ALTERNATIVAS ESCOLHIDAS EM 1989

MÉTODOS	PERCEPÇÃO EM 1990	PERCEPÇÃO EM 1992
LAPLACE	A1H1	A1H1
MINIMAX	A1H1	A2H2
MINIMIN	A3H3	A3H3
HURWICZ	A1H1	A2H2
SAVAGE	A1H1	A1H1

Observa-se que para os métodos considerados, todas as alternativas podem ser escolhidas em pelo menos um deles e apenas os métodos do MINIMAX e HURWICZ não mantêm a mesma decisão quando se atrasa o momento da identificação da escolha errada da projeção de demanda.

Se não levarmos em conta as particularidades subjetivas de cada método, podemos observar que, para percepção de enganos em 1990, a alternativa A1H1 é escolhida em 80 % das vezes, A3H3 em 20 % e A2H2 nunca é escolhida. Para percepções em 1992, A1H1 apresenta 40% de escolha, A2H2, 40 %, e A3H3 apenas 20%.

Uma análise importante, que pode ser feita para medir a robustez da aplicabilidade dos métodos de tomada de decisão sob incerteza, é admitirmos, ao contrário do que foi feito anteriormente, que iremos fazer os estudos com apenas um par de hipóteses de crescimento do consumo, por exemplo H1 e H2 ou H1 e H3 ou ainda H2 e H3, e então, após concluídos os estudos, analisarmos as conseqüências de considerar-se mais uma hipótese de crescimento, tratando simultaneamente, conforme foi feito nas seções anteriores, os três cenários conhecidos: H1, H2 e H3.

O Quadro a seguir resume os resultados desta análise, baseado nas matrizes payoff originais e nos Quadros que sumariam as aplicações de cada método.

ALTERNATIVAS ESCOLHIDAS

(1)	H1 e H2		H1 e H3		H2 e H3		H1	H2	H3
(2)	90	92	90	92	90	92	90		92

Métodos

Laplace	A1H1	A1H1	A1H1	A1H1	A3H3	A3H3	A1H1	A1H1
Minimax	A1H1	A2H2	A1H1	A1H1	A2H2	A2H2	A1H1	A2H2
Minimin	A1H1	A1H1	A3H3	A3H3	A3H3	A3H3	A3H3	A3H3
Hurwicz	A1H1	A1H1	A1H1	A1H1	A3H3	A3H3	A1H1	A2H2
Savage	A1H1	A1H1	A1H1	A1H1	A3H3	A3H3	A1H1	A1H1

(1) - Hipóteses de demanda analisadas

(2) Anos de percepção dos enganos

Observa-se que, apenas no método HURWICZ a inclusão de uma terceira hipótese de mercado leva à modificação na decisão a ser tomada, sem, no entanto, que esta nova hipótese participe da decisão.

Outras análises podem ainda ser feitas com o Quadro anterior, como por exemplo:

- entre H1 e H2 a data de percepção do engano modifica a decisão de escolha em apenas 1 dos métodos utilizados (MINIMAX), passando-se da decisão de implementar A1H1 para a decisão de implementar A2H2, o que indica que a

antecedência de prever as modificações na tendência de crescimento da demanda é crítica;

- entre H1 e H3 existe uma evidência de 80% de que A1H1 é a alternativa a ser escolhida, independentemente da época de percepção do engano.

- entre H2 e H3 a alternativa A3H3 é escolhida em 80% dos métodos, não sendo crítica a época de identificação dos enganos.

IV.4.5 Conclusões

A seção anterior mostrou que, pelo menos uma vez, cada alternativa de referência seria escolhida através de algum método de tomada de decisão sob incerteza, o que, no entanto, não invalida a proposição de utilizar-se tal ferramental no processo de planejamento da expansão da geração, já que a opção por um ou mais métodos depende, em última análise, do decisor e do ambiente em que tal decisão ocorre. Há que se observar que, pelos resultados, a alternativa A1H1 apresenta uma certa robustez de escolha, o que é reforçado pela tese de que a probabilidade de se perceber o engano da escolha de um cenário de demanda muito próximo à efetiva modificação deste cenário pode ser baixa, ou esta modificação pode não ser a mais significativa, exigindo, assim, uma certa cautela na consideração dos resultados que modificam a decisão tomada em 1989. Poderia-

se, por exemplo, considerar, a partir de 1992, somente um par de hipóteses, as consideradas mais prováveis de ocorrer, o que pode diminuir o risco de se descartar as alternativas que deveriam ser escolhidas. Desta forma, a hipótese H1, e como consequência a alternativa A1H1, apresentam-se, neste estudo de caso, como as mais indicadas para a referência dos estudos de planejamento da expansão da geração, consideradas todas as premissas arbitradas nas formulações de cada programa de obras.

SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE
PROJECAO DE MERCADO PL2010

NORTE		NORDESTE		NORTE + NORDESTE		SUL		SUDESTE		SUL + SUDESTE		BRASIL		
ANO	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWa)	PONTA (MW)
1987	1086	1376	2703	3672	3789	5048	3247	5089	15018	20715	18265	25804	22054	30852
1988	1351	1750	3195	4398	4546	6148	3634	5504	16314	22339	19948	27843	24494	33991
1989	1680	2171	3469	4709	5149	6880	3977	5935	17332	23448	21309	29383	26458	36263
1990	1948	2315	3762	5087	5710	7402	4317	6348	18373	24613	22690	30761	28400	38363
1991	2043	2458	4069	5529	6112	7987	4639	6772	19518	26143	24157	32915	30269	40902
1992	2216	2688	4402	5990	6618	8678	4986	7268	20689	27764	25675	35032	32293	43710
1993	2380	2929	4762	6480	7142	9409	5378	7807	21868	29347	27246	37154	34388	46563
1994	2458	3030	5151	7032	7609	10062	5785	8361	23049	30932	28834	37293	36443	49355
1995	2809	3454	5532	7340	8341	10794	6228	9120	24445	32680	30673	41800	39014	52594
1996	2879	3557	6005	7975	8884	11532	6684	9752	25552	34290	32266	44042	41120	55574
1997	2946	3661	6389	8483	9335	12144	7200	10485	26866	36010	34066	46495	43401	58639
1998	3238	4038	6916	9156	10154	13194	7700	11161	28156	37814	35856	48975	46010	62169
1999	3335	4174	7330	9707	10665	13881	8252	11933	29507	39707	37759	51640	48424	65521
2000	3583	4633	7730	10238	11313	14871	8826	12730	30905	41532	39731	54262	51044	69133
2001	3848	4976	8155	10801	12003	15777	9347	13481	32265	43359	41612	56840	53615	72617
2002	4133	5344	8604	11395	12737	16739	9898	14276	33684	45267	43583	59544	56319	76283
2003	4439	5740	9077	12022	13516	17761	10482	15119	35167	47259	45649	62378	59164	80139
2004	4767	6164	9576	12683	14343	18847	11101	16011	36714	49338	47815	65349	62158	84196
TAXAS MEDIAS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA (%)														
NORTE		NORDESTE		N + NE		SUL		SUDESTE		S + SE		BRASIL		
taxa 88-95	11,0	8,2	8,2	9,1	9,1	8,0	8,0	5,9	5,9	6,3	6,3	6,9	6,9	
taxa 90-95	7,6	8,0	8,0	7,9	7,9	7,6	7,6	5,9	5,9	6,2	6,2	6,6	6,6	
taxa 95-00	5,0	6,9	6,9	6,3	6,3	7,2	7,2	4,8	4,8	5,3	5,3	5,5	5,5	
taxa 00-04	7,4	5,5	5,5	6,1	6,1	5,9	5,9	4,4	4,4	4,7	4,7	5,0	5,0	
taxa 88-04	8,2	7,1	7,1	7,4	7,4	7,2	7,2	5,2	5,2	5,6	5,6	6,0	6,0	

SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

PROJECÃO DE MERCADO GCPS/87

NORTE			NORDESTE			NORTE + NORDESTE			SUL			SUDESTE			SUL + SUDESTE			BRASIL		
ANO	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)	ENERGIA (MHa)	PONTA (MW)
1987	1086	1376	2703	3672	3789	5048	3247	5009	15018	20715	18265	25804	22054	30852	18265	25804	22054	30852	18265	25804
1988	1214	1505	3047	4295	4261	5800	3444	5213	15924	21698	5006	6035	23629	11835	5006	6035	23629	11835	5006	6035
1989	1338	1649	3360	4699	4698	6348	3747	5592	16996	22905	20743	28497	25441	34845	20743	28497	25441	34845	20743	28497
1990	1604	2063	3684	5160	5288	7223	4056	6028	18068	24187	22124	30215	27412	37438	22124	30215	27412	37438	22124	30215
1991	2179	2681	4045	5634	6224	8315	4409	6497	19215	25615	23624	32112	29848	40427	23624	32112	29848	40427	23624	32112
1992	2331	2804	4376	6107	6707	8911	4764	6975	20191	26845	24955	33820	31662	42731	24955	33820	31662	42731	24955	33820
1993	2647	3226	4697	6536	7344	9762	5210	7548	21440	28519	26650	36067	33994	45829	26650	36067	33994	45829	26650	36067
1994	2770	3389	5026	7000	7796	10389	5006	8007	22584	30024	28190	38031	35986	48420	28190	38031	35986	48420	28190	38031
1995	3098	3791	5357	7466	8455	11257	6035	8540	23717	31493	29752	40033	38207	51290	29752	40033	38207	51290	29752	40033
1996	3199	3940	5649	7884	8848	11824	6451	9041	24775	32885	31226	41926	40074	53750	31226	41926	40074	53750	31226	41926
1997	3310	4103	6028	8368	9338	12471	6920	9640	26029	34536	32949	44176	42287	56647	32949	44176	42287	56647	32949	44176
1998	3631	4512	6493	9023	10124	13335	7394	10248	27233	36148	34627	46396	44751	59931	34627	46396	44751	59931	34627	46396
1999	3748	4681	6889	9559	10637	14240	7895	10894	28537	37839	36432	48733	47069	62973	36432	48733	47069	62973	36432	48733
2000	4129	5374	7322	10144	11451	15518	8407	11552	29868	39521	38275	51073	49726	66591	38275	51073	49726	66591	38275	51073
2001	4435	5772	7725	10765	12159	16536	8903	12234	31182	41260	40065	53493	52244	70030	40065	53493	52244	70030	40065	53493
2002	4763	6199	8150	11357	12912	17556	9428	12955	32554	43075	41982	56031	54895	73586	41982	56031	54895	73586	41982	56031
2003	5115	6657	8598	11981	13713	18639	9985	13720	33987	44971	43971	58690	57684	77329	43971	58690	57684	77329	43971	58690
2004	5494	7150	9071	12640	14564	19791	10574	14529	35482	46949	46056	61479	60620	81269	46056	61479	60620	81269	46056	61479
TAXAS MEDIAS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA (Z)																				
NORTE			NORDESTE			N + NE			SUL			SUDESTE			S + SE			BRASIL		
taxa 88-95	14,3		8,4		10,3		8,3		5,9		26,9		7,1		26,9		7,1		7,1	
taxa 90-95	14,1		7,8		9,8		8,3		5,6		6,1		6,9		6,1		6,9		6,9	
taxa 95-00	5,9		6,4		6,3		6,9		4,7		5,2		5,4		5,2		5,4		5,4	
taxa 00-04	7,4		5,5		6,2		5,9		4,4		4,7		5,1		4,7		5,1		5,1	
taxa 88-04	9,9		7,1		8,0		7,3		5,1		14,1		6,1		14,1		6,1		6,1	

OBS. : MERCADO REFERIDO A BARRA DE 230 KV.

SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

PROJECAO DE MERCADO GCPS/88 (preliminar) ----- HIPOTESE H1

NORTE			NORDESTE			NORTE + NORDESTE			SUL			SUDESTE			SUL + SUDESTE			BRASIL		
ANO	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)	ENERGIA (Mha)	PONTA (MW)
1987	1086	1376	2703	3672	3789	5048	3247	5089	15018	20715	18265	25804	22054	30852	22054	30852	22054	30852	22054	30852
1988	1151	1480	2946	4138	4097	5618	3419	5173	15582	21229	19001	26402	23098	32020	23098	32020	23098	32020	23098	32020
1989	1240	1609	3237	4509	4477	6118	3634	5416	16448	22167	20082	27583	24559	33701	24559	33701	24559	33701	24559	33701
1990	1393	1922	3574	4984	4967	6906	3906	5804	17347	23222	21253	29026	26220	35932	26220	35932	26220	35932	26220	35932
1991	1941	2558	3974	5511	5915	8069	4188	6168	18394	24525	22582	30693	28497	38762	28497	38762	28497	38762	28497	38762
1992	2169	2720	4234	5880	6403	8600	4499	6580	19491	25954	23990	32534	30393	41134	30393	41134	30393	41134	30393	41134
1993	2274	2880	4605	6379	6879	9259	4815	6968	20542	27317	25357	34285	32236	43544	32236	43544	32236	43544	32236	43544
1994	2396	3014	4916	6818	7312	9832	5156	7366	21594	28716	26750	36082	34062	45914	34062	45914	34062	45914	34062	45914
1995	2628	3278	5233	7258	7861	10536	5601	7922	22685	30126	28286	38048	36147	48584	36147	48584	36147	48584	36147	48584
1996	2795	3490	5597	7774	8392	11264	5947	8329	23768	31564	29715	39893	38107	51157	38107	51157	38107	51157	38107	51157
1997	2932	3655	5920	8200	8852	11855	6310	8789	24908	33035	31218	41824	40070	53679	40070	53679	40070	53679	40070	53679
1998	2995	3779	6330	8756	9335	12535	6691	9267	26031	34570	32722	43837	42047	56372	42047	56372	42047	56372	42047	56372
1999	3166	3994	6769	9237	9935	13231	7086	9814	27177	36091	34263	45905	44198	59136	44198	59136	44198	59136	44198	59136
2000	3347	4222	7238	9745	10585	13967	7504	10393	28373	37679	35877	48072	46462	62039	46462	62039	46462	62039	46462	62039
2001	3537	4463	7636	10281	11173	14744	7946	11006	29621	39337	37567	50343	48740	65087	48740	65087	48740	65087	48740	65087
2002	3739	4717	8056	10847	11795	15564	8415	11655	30924	41068	39339	52723	51134	68387	51134	68387	51134	68387	51134	68387
2003	3952	4986	8499	11443	12451	16429	8912	12343	32285	42875	41197	55218	53648	71647	53648	71647	53648	71647	53648	71647
2004	4177	5270	8967	12073	13144	17343	9437	13071	33705	44762	43142	57633	56286	75176	56286	75176	56286	75176	56286	75176

TAXAS MEDIAS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA (%)

NORTE		NORDESTE		N + NE		SUL		SUDESTE		S + SE		BRASIL	
taxa 88-95	12,5	8,6	9,8	7,3	5,5	5,8	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
taxa 90-95	13,5	7,9	9,6	7,5	5,5	5,9	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
taxa 95-00	5,0	6,7	6,1	6,0	4,6	4,9	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
taxa 00-04	5,7	5,5	5,6	5,9	4,4	4,7	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
taxa 88-04	8,4	7,2	7,6	6,6	4,9	5,3	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7

SISTEMA INTERLIGADO NORTE

COMPARACAO DAS PROJECOES DE MERCADO

PL2010			GCPS/87			GCPS/88			PL2010-GCPS/87			CTEN/87-GCPS/88			PL2010-GCPS/88		
Mha	tax. Cres	Mha	tax. Cres	Mha	tax. Cres	Mha	tax. Cres	Mha	(Mha)	(%)	acumulado (Mha)	(Mha)	(%)	acumulado (Mha)	(Mha)	(%)	acumulado (Mha)
1987	1086	-	1086	-	1086	-	1086	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1988	1351	24,4%	1214	11,8%	1151	6,0%	137	137	11,3	11,3	137	63	4,7	63	200	16,5	200
1989	1680	24,4%	1338	10,2%	1240	7,7%	342	479	25,6	25,6	479	98	5,8	161	440	32,9	640
1990	1948	16,0%	1604	19,9%	1393	12,3%	344	823	21,4	21,4	823	211	10,8	372	555	34,6	1195
1991	2043	4,9%	2179	35,8%	1941	39,3%	-136	687	-6,2	-6,2	687	238	11,6	610	102	4,7	1297
1992	2216	8,5%	2331	7,0%	2169	11,7%	-115	572	-4,9	-4,9	572	162	7,3	772	47	2,0	1344
1993	2380	7,4%	2647	13,6%	2274	4,8%	-267	305	-10,1	-10,1	305	373	15,7	1145	106	4,0	1450
1994	2458	3,3%	2770	4,6%	2396	5,4%	-312	-7	-11,3	-11,3	-7	374	15,2	1519	62	2,2	1512
1995	2809	14,3%	3098	11,8%	2628	9,7%	-289	-296	-9,3	-9,3	-296	470	16,7	1989	181	5,8	1693
1996	2879	2,5%	3199	3,3%	2795	6,4%	-320	-616	-10,0	-10,0	-616	404	14,0	2393	84	2,6	1777
1997	2946	2,3%	3310	3,5%	2932	4,9%	-364	-980	-11,0	-11,0	-980	378	12,8	2771	14	0,4	1791
1998	3238	9,9%	3631	9,7%	2995	2,1%	-393	-1373	-10,8	-10,8	-1373	636	19,6	3407	243	6,7	2034
1999	3335	3,0%	3748	3,2%	3166	5,7%	-413	-1786	-11,0	-11,0	-1786	582	17,5	3989	169	4,5	2203
2000	3583	7,4%	4129	10,2%	3347	5,7%	-546	-2332	-13,2	-13,2	-2332	782	21,8	4771	236	5,7	2439
2001	3848	7,4%	4435	7,4%	3537	5,7%	-586	-2918	-13,2	-13,2	-2918	898	23,3	5669	311	7,0	2750
2002	4133	7,4%	4763	7,4%	3739	5,7%	-630	-3548	-13,2	-13,2	-3548	1024	24,8	6692	394	8,3	3144
2003	4439	7,4%	5115	7,4%	3952	5,7%	-676	-4225	-13,2	-13,2	-4225	1163	26,2	7855	467	9,5	3631
2004	4767	7,4%	5494	7,4%	4177	5,7%	-726	-4951	-13,2	-13,2	-4951	1317	27,6	9172	590	10,7	4221

SISTEMA INTERLIGADO NORDESTE

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	PL2010			GCPS/87			GCPS/88			PL2010-GCPS/87			CTEM/87-GCPS/88			PL2010-GCPS/88		
	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	(MW)	(%)	acumulado	(MW)	(%)	acumulado	(MW)	(%)
1987	2703	-	-	2703	-	-	2703	-	-	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0
1988	3195	18,2%		3047	12,7%		2946	9,0%		148	148	4,9	101	249	8,2	249	249	8,2
1989	3469	8,6%		3360	10,3%		3237	9,9%		109	257	3,2	123	232	3,5	224	232	6,9
1990	3762	8,4%		3684	9,6%		3574	10,4%		78	335	2,1	110	188	2,9	334	188	5,1
1991	4069	8,2%		4045	9,8%		3974	11,2%		24	359	0,6	71	95	1,7	405	95	2,3
1992	4402	8,2%		4376	8,2%		4234	6,5%		26	385	0,6	142	168	3,2	547	168	3,8
1993	4762	8,2%		4697	7,3%		4605	8,8%		65	450	1,4	92	157	1,9	639	157	3,3
1994	5151	8,2%		5026	7,0%		4916	6,8%		125	575	2,5	110	235	2,1	749	235	4,7
1995	5532	7,4%		5357	6,6%		5233	6,4%		175	750	3,3	124	299	2,2	873	299	5,6
1996	6005	8,6%		5649	5,5%		5597	7,0%		356	1106	6,3	52	408	0,9	925	408	7,2
1997	6389	6,4%		6028	6,7%		5920	5,8%		361	1467	6,0	108	459	1,7	1033	459	7,8
1998	6916	8,2%		6493	7,7%		6330	6,9%		423	1890	6,5	163	586	2,4	1196	586	9,0
1999	7330	6,0%		6889	6,1%		6769	6,9%		441	2331	6,4	120	561	1,6	1316	561	8,1
2000	7730	5,5%		7322	6,3%		7238	6,9%		408	2739	5,6	84	492	1,1	1400	492	6,7
2001	8155	5,5%		7725	5,5%		7636	5,5%		430	3169	5,6	89	519	1,1	1489	519	6,7
2002	8604	5,5%		8150	5,5%		8056	5,5%		454	3624	5,6	94	548	1,1	1582	548	6,7
2003	9077	5,5%		8598	5,5%		8499	5,5%		479	4103	5,6	99	578	1,1	1681	578	6,7
2004	9576	5,5%		9071	5,5%		8967	5,5%		505	4608	5,6	104	609	1,1	1785	609	6,7

SISTEMA INTERLIGADO SUL

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	PL2010			GCPS/87			GCPS/88			PL2010-GCPS/87			CTEM/87-GCPS/88			PL2010-GCPS/88		
	MHa	tax.	Cres	MHa	tax.	Cres	MHa	tax.	Cres	MHa	(MHa)	(%)	acumulado	(MHa)	(%)	acumulado	(MHa)	(%)
1987	3247	-	-	3247	-	-	3247	-	-	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0,0
1988	3634	11,9%	6,1%	3444	6,1%	5,3%	3419	5,3%	5,3%	190	5,5	25	25	215	6,2	215	6,2	215
1989	3977	9,4%	8,8%	3747	8,8%	6,3%	3634	6,3%	6,1%	230	6,1	420	113	343	9,2	558	9,2	558
1990	4317	8,5%	8,2%	4056	8,2%	7,5%	3906	7,5%	6,4%	261	6,4	681	150	411	10,1	969	10,1	969
1991	4639	7,5%	8,7%	4409	8,7%	7,2%	4188	7,2%	5,2	230	5,2	911	221	451	10,2	1420	10,2	1420
1992	4986	7,5%	8,1%	4764	8,1%	7,4%	4499	7,4%	4,7	222	4,7	1133	265	487	10,2	1907	10,2	1907
1993	5378	7,9%	9,4%	5210	9,4%	7,0%	4815	7,0%	3,2	168	3,2	1301	395	563	10,8	2470	10,8	2470
1994	5785	7,6%	7,6%	5606	7,6%	7,1%	5156	7,1%	3,2	179	3,2	1480	450	629	11,2	3099	11,2	3099
1995	6228	7,7%	7,7%	6035	7,7%	8,6%	5601	8,6%	3,2	193	3,2	1673	434	627	10,4	3726	10,4	3726
1996	6684	7,3%	6,9%	6451	6,9%	6,2%	5947	6,2%	3,6	233	3,6	1906	504	737	11,4	4463	11,4	4463
1997	7200	7,7%	7,3%	6920	7,3%	6,1%	6310	6,1%	4,0	280	4,0	2186	610	890	12,9	5353	12,9	5353
1998	7700	6,9%	6,8%	7394	6,8%	6,0%	6691	6,0%	4,1	306	4,1	2392	703	1009	13,6	6362	13,6	6362
1999	8252	7,2%	6,8%	7895	6,8%	5,9%	7086	5,9%	4,5	357	4,5	2849	809	1166	14,8	7528	14,8	7528
2000	8826	7,0%	6,5%	8407	6,5%	5,9%	7504	5,9%	5,0	419	5,0	3268	903	1322	15,7	8850	15,7	8850
2001	9347	5,9%	5,9%	8903	5,9%	5,9%	7946	5,9%	5,0	444	5,0	3712	957	1401	15,7	10251	15,7	10251
2002	9898	5,9%	5,9%	9428	5,9%	5,9%	8415	5,9%	5,0	470	5,0	4182	1013	1483	15,7	11734	15,7	11734
2003	10482	5,9%	5,9%	9985	5,9%	5,9%	8912	5,9%	5,0	498	5,0	4679	1073	1570	15,7	13304	15,7	13304
2004	11101	5,9%	5,9%	10574	5,9%	5,9%	9437	5,9%	5,0	527	5,0	5206	1137	1664	15,7	14968	15,7	14968

SISTEMA INTERLIGADO SUDESTE/C. OESTE
COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	PL2010			GCPS/87			GCPS/88			PL2010-GCPS/87			CTEX/87-GCPS/88			PL2010-GCPS/88		
	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	(MHa)	(%)	acumulado (MHa)	(MHa)	(%)	acumulado (MHa)	(MHa)	(%)	acumulado (MHa)
1987	15018	-	15018	-	15018	-	15018	-	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1988	16314	8,6%	15924	6,0%	15582	3,8%	390	3,8%	390	2,4	0	390	342	2,1	342	732	4,6	732
1989	17332	6,2%	16996	6,7%	16448	5,6%	336	5,6%	336	2,0	0	726	548	3,2	890	884	5,2	1616
1990	18373	6,0%	18068	6,3%	17347	5,5%	305	5,5%	305	1,7	0	1031	721	3,9	1611	1026	5,7	2642
1991	19518	6,2%	19215	6,3%	18394	6,0%	303	6,0%	303	1,6	0	1334	821	4,2	2432	1124	5,8	3766
1992	20689	6,0%	20191	5,1%	19491	6,0%	498	6,0%	498	2,5	0	1832	700	3,4	3132	1198	5,9	4964
1993	21868	5,7%	21440	6,2%	20542	5,4%	428	5,4%	428	2,0	0	2260	898	4,1	4030	1326	6,2	6290
1994	23049	5,4%	22584	5,3%	21594	5,1%	465	5,1%	465	2,1	0	2725	990	4,3	5020	1455	6,4	7745
1995	24445	6,1%	23717	5,0%	22685	5,1%	728	5,1%	728	3,1	0	3453	1032	4,2	6052	1760	7,4	9505
1996	25552	4,5%	24775	4,5%	23788	4,8%	777	4,8%	777	3,1	0	4230	1007	3,9	7059	1784	7,2	11289
1997	26866	5,1%	26029	5,1%	24908	4,8%	837	4,8%	837	3,2	0	5067	1121	4,2	8180	1958	7,5	13247
1998	28156	4,8%	27233	4,6%	26031	4,5%	923	4,5%	923	3,4	0	5990	1202	4,3	9382	2125	7,8	15372
1999	29507	4,8%	28537	4,8%	27177	4,4%	970	4,4%	970	3,4	0	6960	1360	4,6	10742	2330	8,2	17702
2000	30905	4,7%	29868	4,7%	28373	4,4%	1037	4,4%	1037	3,5	0	7997	1495	4,8	12237	2532	8,5	20234
2001	32265	4,4%	31182	4,4%	29621	4,4%	1083	4,4%	1083	3,5	0	9080	1561	4,8	13798	2644	8,5	22878
2002	33684	4,4%	32554	4,4%	30924	4,4%	1130	4,4%	1130	3,5	0	10210	1630	4,8	15428	2760	8,5	25638
2003	35167	4,4%	33987	4,4%	32285	4,4%	1180	4,4%	1180	3,5	0	11390	1702	4,8	17130	2882	8,5	28520
2004	36714	4,4%	35482	4,4%	33705	4,4%	1232	4,4%	1232	3,5	0	12622	1777	4,8	18907	3009	8,5	31529

SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

PL2010				GCPs/87				GCPs/88				PL2010-GCPs/87				CTEN/87-GCPs/88				PL2010-GCPs/88									
MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres
1987	22054	-	22054	-	22054	22054	-	-	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
1988	24494	11,1%	23629	7,1%	23098	4,7%	23098	4,7%	865	3,7	865	531	2,2	531	1396	5,9	1396	5,9	1396	5,9	1396	5,9	1396	5,9	1396	5,9	1396	5,9	1396
1989	26458	8,0%	25441	7,7%	24559	6,3%	24559	6,3%	1017	4,0	1882	882	3,3	1413	1899	7,5	1899	7,5	1899	7,5	1899	7,5	1899	7,5	1899	7,5	1899	7,5	1899
1990	28400	7,3%	27412	7,7%	26220	6,8%	26220	6,8%	988	3,6	2870	1192	4,2	2605	2180	8,0	2180	8,0	2180	8,0	2180	8,0	2180	8,0	2180	8,0	2180	8,0	2180
1991	30269	6,6%	29848	8,9%	28497	8,7%	28497	8,7%	421	1,4	3291	1351	4,5	3956	1772	5,9	1772	5,9	1772	5,9	1772	5,9	1772	5,9	1772	5,9	1772	5,9	1772
1992	32293	6,7%	31662	6,1%	30393	6,7%	30393	6,7%	631	2,0	3922	1269	3,9	5225	1900	6,0	1900	6,0	1900	6,0	1900	6,0	1900	6,0	1900	6,0	1900	6,0	1900
1993	34388	6,5%	33994	7,4%	32236	6,1%	32236	6,1%	394	1,2	4316	1758	5,1	6983	2152	6,3	2152	6,3	2152	6,3	2152	6,3	2152	6,3	2152	6,3	2152	6,3	2152
1994	36443	6,0%	35986	5,9%	34062	5,7%	34062	5,7%	457	1,3	4773	1924	5,3	8907	2381	6,6	2381	6,6	2381	6,6	2381	6,6	2381	6,6	2381	6,6	2381	6,6	2381
1995	39014	7,1%	38207	6,2%	36147	6,1%	36147	6,1%	807	2,1	5580	2060	5,3	10967	2867	7,5	2867	7,5	2867	7,5	2867	7,5	2867	7,5	2867	7,5	2867	7,5	2867
1996	41120	5,4%	40074	4,9%	38107	5,4%	38107	5,4%	1046	2,6	6626	1967	4,8	12934	3013	7,5	3013	7,5	3013	7,5	3013	7,5	3013	7,5	3013	7,5	3013	7,5	3013
1997	43401	5,5%	42287	5,5%	40070	5,2%	40070	5,2%	1114	2,6	7740	2217	5,1	15151	3331	7,9	3331	7,9	3331	7,9	3331	7,9	3331	7,9	3331	7,9	3331	7,9	3331
1998	46010	6,0%	44751	5,8%	42047	4,9%	42047	4,9%	1259	2,8	9999	2704	5,9	17855	3963	8,9	3963	8,9	3963	8,9	3963	8,9	3963	8,9	3963	8,9	3963	8,9	3963
1999	48424	5,2%	47069	5,2%	44198	5,1%	44198	5,1%	1355	2,9	10354	2871	5,9	20726	4226	9,0	4226	9,0	4226	9,0	4226	9,0	4226	9,0	4226	9,0	4226	9,0	4226
2000	51044	5,4%	49726	5,6%	46462	5,1%	46462	5,1%	1318	2,7	11672	3264	6,4	23990	4582	9,2	4582	9,2	4582	9,2	4582	9,2	4582	9,2	4582	9,2	4582	9,2	4582
2001	53615	5,0%	52244	5,1%	48740	4,9%	48740	4,9%	1370	2,6	13042	3504	6,5	27494	4875	9,3	4875	9,3	4875	9,3	4875	9,3	4875	9,3	4875	9,3	4875	9,3	4875
2002	56319	5,0%	54895	5,1%	51134	4,9%	51134	4,9%	1424	2,6	14467	3761	6,7	31255	5185	9,4	5185	9,4	5185	9,4	5185	9,4	5185	9,4	5185	9,4	5185	9,4	5185
2003	59164	5,1%	57684	5,1%	53648	4,9%	53648	4,9%	1480	2,6	15947	4036	6,8	35291	5516	9,6	5516	9,6	5516	9,6	5516	9,6	5516	9,6	5516	9,6	5516	9,6	5516
2004	62158	5,1%	60620	5,1%	56286	4,9%	56286	4,9%	1538	2,5	17485	4334	7,0	39625	5872	9,7	5872	9,7	5872	9,7	5872	9,7	5872	9,7	5872	9,7	5872	9,7	5872

NORTE		NORDESTE		NORTE + NORDESTE		SUL		SUDESTE		SUL + SUDESTE		BRASIL	
ANO	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)
1987	1086	1376	2703	3672	3789	5948	3247	5089	15018	20715	18265	25804	22054
1988	1151	1480	2946	4138	4097	5518	3419	5173	15582	21229	19001	26402	23098
1989	1240	1609	3237	4509	4477	6118	3634	5416	16448	22167	20082	27583	24559
1990	1393	1922	3574	4984	4967	6906	3906	5804	17347	23222	21253	29026	26220
1991	1941	2558	3974	5511	5915	8869	4188	6168	18394	24525	22582	30093	28497
1992	2169	2720	4234	5880	6403	8400	4499	6580	19491	25954	23990	32534	30393
1993	2451	3226	4611	6536	7062	9762	5022	7548	20981	28519	26003	36067	33065
1994	2770	3389	5026	7000	7796	10389	5606	8007	22584	30024	28190	38031	35986
1995	3098	3791	5357	7466	8455	11257	6035	8540	23717	31493	29752	40033	38207
1996	3199	3940	5649	7884	8848	11824	6451	9041	24775	32885	31226	41926	40074
1997	3310	4103	6028	8368	9338	12471	6920	9440	26029	34536	32949	44176	42287
1998	3631	4512	6493	9023	10124	13535	7394	10248	27233	36148	34627	46396	44751
1999	3748	4681	6889	9559	10637	14240	7895	10894	28537	37839	36432	48733	47069
2000	4129	5374	7322	10144	11451	15518	8407	11552	29868	39521	38275	51073	49726
2001	4435	5772	7725	10765	12159	16536	8903	12234	31182	41260	40085	53493	52244
2002	4763	6199	8150	11357	12912	17556	9428	12955	32554	43075	41982	56031	54895
2003	5115	6657	8598	11981	13713	18639	9985	13720	33987	44971	43971	58690	57684
2004	5494	7150	9071	12640	14504	19791	10574	14529	35482	46949	46056	61479	60620
TAXAS MEDIAS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA (%)													
NORTE		NORDESTE		N + NE		SUL		SUDESTE		S + SE		BRASIL	
taxa 88-95	15,2	8,9	10,9	10,9	10,9	8,5	8,5	6,2	6,2	6,6	6,6	7,5	7,5
taxa 90-95	17,3	8,4	11,2	11,2	11,2	9,1	9,1	6,5	6,5	7,0	7,0	7,8	7,8
taxa 95-00	5,9	6,4	6,3	6,3	6,3	6,9	6,9	4,7	4,7	5,2	5,2	5,4	5,4
taxa 00-04	7,4	5,5	6,2	6,2	6,2	5,9	5,9	4,4	4,4	4,7	4,7	5,1	5,1
taxa 88-04	10,3	7,3	8,2	8,2	8,2	7,3	7,3	5,3	5,3	5,7	5,7	6,2	6,2

OBS. : MERCADO REFERIDO A BARRA DE 230KV

SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

PROJECAO DE MERCADO DO CENARIO PESSIMISTA -- HIPOTESE H3

NORTE		NORDESTE		NORTE + NORDESTE		SUL		SUDESTE		SUL + SUDESTE		BRASIL		
ANO	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)	ENERGIA (MWh)	PONTA (MW)
1987	1086	1376	2703	3672	3789	5048	3247	5069	15018	20715	10265	25804	22054	30852
1988	1151	1480	2946	4138	4097	5618	3419	5173	15582	21229	19001	26402	23098	32020
1989	1240	1609	3237	4509	4477	6118	3634	5416	16448	22167	20082	27583	24559	33701
1990	1375	1897	3528	4920	4904	6818	3856	5730	17125	22925	20982	28655	25885	35473
1991	1858	2449	3805	5276	5663	7725	4010	5905	17610	23480	21620	29385	27283	37111
1992	2052	2574	4006	5563	6058	8137	4257	6226	18441	24556	22698	30782	28756	38919
1993	2138	2708	4330	5998	6468	8706	4527	6551	19314	25684	23841	32236	30309	40941
1994	2257	2840	4632	6423	6889	9263	4858	6940	20344	27054	25202	33994	32091	43257
1995	2470	3081	4919	6822	7389	9904	5265	7447	21324	28318	26589	35765	33978	45669
1996	2639	3295	5284	7339	7922	10634	5614	7863	22438	29798	28053	37661	35975	48295
1997	2787	3474	5628	7795	8415	11269	5998	8355	23678	31403	29676	39758	38091	51028
1998	2881	3636	6090	8424	8971	12060	6437	8916	25044	33259	31481	42175	40453	54234
1999	3077	3882	6580	8978	9657	12861	6888	9539	26416	35081	33304	44620	42961	57481
2000	3287	4146	7107	9569	10394	13715	7369	10206	27861	37000	35230	47205	45624	60920
2001	3473	4382	7498	10095	10971	14478	7803	10807	29086	38627	36889	49434	47860	63912
2002	3671	4631	7910	10650	11581	15281	8262	11443	30362	40322	38624	51765	50205	67046
2003	3880	4895	8343	11233	12223	16128	8749	12117	31693	42089	40442	54206	52665	70334
2004	4100	5173	8801	11850	12901	17022	9263	12829	33082	43935	42345	56764	55246	73786

TAXAS MEDIAS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA (%)

	NORTE	NORDESTE	N + NE	SUL	SUDESTE	S + SE	BRASIL
taxa 88-95	11,5	7,6	8,8	6,4	4,6	4,9	5,7
taxa 90-95	12,4	6,9	8,5	6,4	4,5	4,9	5,6
taxa 95-00	5,9	7,6	7,1	7,0	5,5	5,8	6,1
taxa 00-04	5,7	5,5	5,6	5,9	4,4	4,7	4,9
taxa 88-04	8,3	7,1	7,4	6,4	4,8	5,1	5,6

OBS. : MERCADO REFERIDO A BARRA DE 230 KV

QUADRO IV.2.1-11

SISTEMA INTERLIGADO NORTE

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	H1		H2		H3		H2 - H1		H1 - H3		H2 - H3	
	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	(MHa)	(%)	(MHa)	(%)	(MHa)	(%)
1987	1086	-	1086	-	1086	-	0	0,0	0	0,0	0	0,0
1988	1151	6,0%	1151	6,0%	1151	6,0%	0	0,0	0	0,0	0	0,0
1989	1240	7,7%	1240	7,7%	1240	7,7%	0	0,0	0	0,0	0	0,0
1990	1393	12,3%	1393	12,3%	1375	10,9%	0	0,0	18	1,3	18	1,3
1991	1941	39,3%	1941	39,3%	1858	35,1%	0	0,0	83	4,3	83	4,3
1992	2169	11,7%	2169	11,7%	2052	10,4%	0	0,0	117	5,4	217	10,0
1993	2274	4,8%	2451	13,0%	2138	4,2%	177	7,2	136	6,0	313	12,8
1994	2396	5,4%	2770	13,0%	2257	5,6%	374	13,5	139	5,8	513	18,5
1995	2628	9,7%	3098	11,8%	2470	9,4%	470	15,2	158	6,0	628	20,3
1996	2795	6,4%	3199	3,3%	2639	6,8%	404	12,6	1425	5,6	806	27,5
1997	2932	4,9%	3310	3,5%	2787	5,6%	378	11,4	1893	4,9	951	31,3
1998	2995	2,1%	3631	9,7%	2881	3,4%	636	17,5	2439	3,8	1064	35,3
1999	3166	5,7%	3748	3,2%	3077	6,8%	582	15,5	3021	2,8	1153	36,1
2000	3347	5,7%	4129	10,2%	3287	6,8%	782	18,9	3803	1,8	1213	36,1
2001	3537	5,7%	4435	7,4%	3473	5,7%	898	20,2	4701	1,8	1277	36,1
2002	3739	5,7%	4763	7,4%	3671	5,7%	1024	21,5	5724	1,8	1345	36,1
2003	3952	5,7%	5115	7,4%	3880	5,7%	1163	22,7	6867	1,8	1417	36,1
2004	4177	5,7%	5494	7,4%	4100	5,7%	1317	24,0	8204	1,8	1495	36,1

QUADRO IV.2.1-12

SISTEMA INTERLIGADO NORDESTE

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	H1			H2			H3			H2 - H1			H1 - H3			H2 - H3		
	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	(MW)	(%)	acumulado (MW)	(MW)	(%)	acumulado (MW)	(MW)	(%)	acumulado (MW)
1987	2703	-	-	2703	-	-	2703	-	-	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1988	2946	9,0%	9,0%	2946	9,0%	9,0%	2946	9,0%	9,0%	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1989	3237	9,9%	9,9%	3237	9,9%	9,9%	3237	9,9%	9,9%	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1990	3574	10,4%	10,4%	3574	10,4%	10,4%	3528	9,0%	9,0%	46	1,3	46	46	1,3	46	46	1,3	46
1991	3974	11,2%	11,2%	3974	11,2%	11,2%	3805	7,8%	7,8%	169	4,3	169	169	4,3	215	169	4,3	215
1992	4234	6,5%	6,5%	4234	6,5%	6,5%	4006	5,3%	5,3%	228	5,4	228	443	5,4	443	228	5,4	443
1993	4605	8,8%	8,8%	4611	8,9%	8,9%	4330	8,1%	8,1%	6	0,1	275	710	6,1	281	281	6,1	724
1994	4916	6,8%	6,8%	5026	9,0%	9,0%	4632	7,0%	7,0%	110	2,2	116	1003	5,8	394	394	7,8	1119
1995	5233	6,4%	6,4%	5357	6,6%	6,6%	4919	6,2%	6,2%	124	2,3	240	1317	6,0	438	438	8,2	1557
1996	5597	7,0%	7,0%	5849	5,5%	5,5%	5284	7,4%	7,4%	52	0,9	292	1630	5,6	365	365	6,5	1922
1997	5920	5,8%	5,8%	6028	6,7%	6,7%	5628	6,5%	6,5%	108	1,8	400	1922	4,9	400	400	6,6	2322
1998	6330	6,9%	6,9%	6493	7,7%	7,7%	6090	8,2%	8,2%	163	2,5	563	2162	3,8	403	403	6,2	2735
1999	6769	6,9%	6,9%	6889	6,1%	6,1%	6580	8,0%	8,0%	120	1,7	683	2352	2,8	309	309	4,5	3035
2000	7238	6,9%	6,9%	7322	6,3%	6,3%	7107	8,0%	8,0%	84	1,1	767	2482	1,8	215	215	2,9	3249
2001	7636	5,5%	5,5%	7725	5,5%	5,5%	7498	5,5%	5,5%	89	1,1	856	2620	1,8	227	227	2,9	3476
2002	8056	5,5%	5,5%	8150	5,5%	5,5%	7910	5,5%	5,5%	94	1,1	949	2766	1,8	240	240	2,9	3716
2003	8499	5,5%	5,5%	8598	5,5%	5,5%	8343	5,5%	5,5%	99	1,1	1048	2922	1,8	255	255	3,0	3970
2004	8967	5,5%	5,5%	9071	5,5%	5,5%	8801	5,5%	5,5%	104	1,1	1152	3088	1,8	269	269	3,0	4240

SISTEMA INTERLIGADO SUL

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	H1			H2			H3			H2 - H1			H1 - H3			H2 - H3		
	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	tax. Cres	MHa	(%)	acumulado (MHa)	(MHa)	(%)	acumulado (MHa)	(MHa)	(%)	acumulado (MHa)	(MHa)
1987	3247	-	3247	-	3247	-	3247	-	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0
1988	3419	5,3%	3419	5,3%	3419	5,3%	3419	5,3%	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0
1989	3634	6,3%	3634	6,3%	3634	6,3%	3634	6,3%	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0
1990	3906	7,5%	3906	7,5%	3856	6,1%	3856	6,1%	0	0,0	0	50	1,3	50	50	1,3	50	50
1991	4188	7,2%	4188	7,2%	4010	4,0%	4010	4,0%	0	0,0	0	178	4,3	228	178	4,3	228	228
1992	4499	7,4%	4499	7,4%	4257	6,2%	4257	6,2%	0	0,0	0	242	5,4	471	242	5,4	471	471
1993	4815	7,0%	5022	11,6%	4527	6,4%	4527	6,4%	207	4,1	207	288	6,0	758	495	9,9	965	965
1994	5156	7,1%	5606	11,6%	4858	7,3%	4858	7,3%	450	8,0	657	298	5,8	1057	748	13,3	1714	1714
1995	5601	8,6%	6035	7,7%	5265	8,4%	5265	8,4%	434	7,2	1091	336	6,0	1393	770	12,8	2484	2484
1996	5947	6,2%	6451	6,9%	5614	6,9%	5614	6,6%	504	7,8	1595	333	5,6	1726	837	13,0	3321	3321
1997	6310	6,1%	6920	7,3%	5998	7,3%	5998	6,8%	610	8,8	2205	312	4,9	2037	922	13,3	4242	4242
1998	6691	6,0%	7394	6,8%	6437	7,3%	6437	7,3%	703	9,5	2908	254	3,8	2291	957	12,9	5199	5199
1999	7086	5,9%	7895	6,8%	6888	7,0%	6888	7,0%	809	10,2	3717	198	2,8	2489	1007	12,8	6206	6206
2000	7504	5,9%	8407	6,5%	7369	7,0%	7369	7,0%	903	10,7	4620	135	1,8	2625	1038	12,4	7245	7245
2001	7946	5,9%	8903	5,9%	7803	5,9%	7803	5,9%	957	10,7	5577	143	1,8	2768	1101	12,4	8345	8345
2002	8415	5,9%	9428	5,9%	8262	5,9%	8262	5,9%	1013	10,7	6590	153	1,8	2921	1156	12,4	9511	9511
2003	8912	5,9%	9985	5,9%	8749	5,9%	8749	5,9%	1073	10,7	7663	163	1,8	3084	1236	12,4	10747	10747
2004	9437	5,9%	10574	5,9%	9263	5,9%	9263	5,9%	1137	10,7	8800	174	1,8	3259	1311	12,4	12058	12058

QUADRO IV.2.1-14

SISTEMA INTERLIGADO SUDESTE

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	H1		H2		H3		H2 - H1		H1 - H3		H2 - H3	
	MW	tax. Cres	MW	tax. Cres	MW	tax. Cres	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
1987	15018	-	15018	-	15018	-	0	0,0	0	0,0	0	0,0
1988	15582	3,8%	15582	3,8%	15582	3,8%	0	0,0	0	0,0	0	0,0
1989	16448	5,6%	16448	5,6%	16448	5,6%	0	0,0	0	0,0	0	0,0
1990	17347	5,5%	17347	5,5%	17125	4,1%	0	0,0	222	1,3	222	1,3
1991	18394	6,0%	18394	6,0%	17610	2,8%	0	0,0	784	4,3	1005	4,3
1992	19491	6,0%	19491	6,0%	18441	4,7%	0	0,0	1050	5,4	2055	5,4
1993	20542	5,4%	20981	7,6%	19314	4,7%	439	2,1	1228	6,0	1667	7,9
1994	21594	5,1%	22584	7,6%	20344	5,3%	1429	4,4	1250	5,8	2240	9,9
1995	22685	5,1%	23717	5,0%	21324	4,8%	2461	4,4	1361	6,0	2393	10,1
1996	23768	4,8%	24775	4,5%	22438	5,2%	3468	4,1	1330	5,6	2337	9,4
1997	24908	4,8%	26029	5,1%	23678	5,5%	4589	4,3	1230	4,9	2351	9,0
1998	26031	4,5%	27233	4,6%	25044	5,8%	5791	4,4	987	3,8	2189	8,0
1999	27177	4,4%	28537	4,8%	26416	5,5%	7151	4,8	10201	2,8	2121	7,4
2000	28373	4,4%	29868	4,7%	27861	5,5%	8446	5,0	10713	1,8	2007	6,7
2001	29621	4,4%	31182	4,4%	29086	4,4%	10207	5,0	11248	1,8	2096	6,7
2002	30924	4,4%	32554	4,4%	30362	4,4%	11837	5,0	11809	1,8	2192	6,7
2003	32285	4,4%	33987	4,4%	31693	4,4%	13539	5,0	12401	1,8	2293	6,7
2004	33705	4,4%	35482	4,4%	33082	4,4%	15316	5,0	13024	1,8	2400	6,8

SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DE MERCADO

	H1			H2			H3			H2 - H1			H1 - H3			H2 - H3		
	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	MW	tax.	Cres	(MW)	(%)	acumulado (MW)	(MW)	(%)	acumulado (MW)	(MW)	(%)	acumulado (MW)
1987	22054	-	-	22054	-	-	22054	-	-	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1988	23098	4,7%	4,7%	23098	4,7%	4,7%	23098	4,7%	4,7%	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1989	24559	6,3%	6,3%	24559	6,3%	6,3%	24559	6,3%	6,3%	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0
1990	26220	6,8%	6,8%	26220	6,8%	6,8%	25885	5,4%	5,4%	0	0,0	0	335	1,3	335	1,3	335	335
1991	28497	8,7%	8,7%	28497	8,7%	8,7%	27283	5,4%	5,4%	0	0,0	0	1214	4,3	1549	4,3	1549	1549
1992	30393	6,7%	6,7%	30393	6,7%	6,7%	28756	5,4%	5,4%	0	0,0	0	1637	5,4	3186	5,4	3186	3186
1993	32236	6,1%	6,1%	33065	8,8%	8,8%	30309	5,4%	5,4%	829	2,5	829	1927	6,0	2756	8,3	5941	5941
1994	34062	5,7%	5,7%	35986	8,8%	8,8%	32091	5,9%	5,9%	1924	5,3	2753	1971	5,8	7083	10,8	9836	9836
1995	36147	6,1%	6,1%	38207	6,2%	6,2%	33978	5,9%	5,9%	2060	5,4	4813	2169	6,0	9252	11,1	14065	14065
1996	38107	5,4%	5,4%	40074	4,9%	4,9%	35975	5,9%	5,9%	1967	4,9	6780	2132	5,6	11384	10,2	18164	18164
1997	40070	5,2%	5,2%	42287	5,5%	5,5%	38091	5,9%	5,9%	2217	5,2	8997	1979	4,9	13363	9,9	22360	22360
1998	42047	4,9%	4,9%	44751	5,8%	5,8%	40453	6,2%	6,2%	2704	6,0	11701	1594	3,8	14958	9,6	26659	26659
1999	44198	5,1%	5,1%	47069	5,2%	5,2%	42961	6,2%	6,2%	2871	6,1	14572	1237	2,8	16195	8,7	30767	30767
2000	46462	5,1%	5,1%	49726	5,6%	5,6%	45624	6,2%	6,2%	3264	6,6	17836	838	1,8	17033	8,2	34869	34869
2001	48740	4,9%	4,9%	52244	5,1%	5,1%	47860	4,9%	4,9%	3504	6,7	21340	880	1,8	17913	8,4	39253	39253
2002	51134	4,9%	4,9%	54895	5,1%	5,1%	50205	4,9%	4,9%	3761	6,9	25101	929	1,8	18842	8,5	43943	43943
2003	53648	4,9%	4,9%	57684	5,1%	5,1%	52665	4,9%	4,9%	4036	7,0	29137	983	1,8	19825	8,7	48962	48962
2004	56266	4,9%	4,9%	60620	5,1%	5,1%	55246	4,9%	4,9%	4334	7,1	33471	1040	1,8	20865	8,9	54337	54337

FIGURA IV.2.1-1

NORTE --- PROJECCOES H1 x H2 x H3

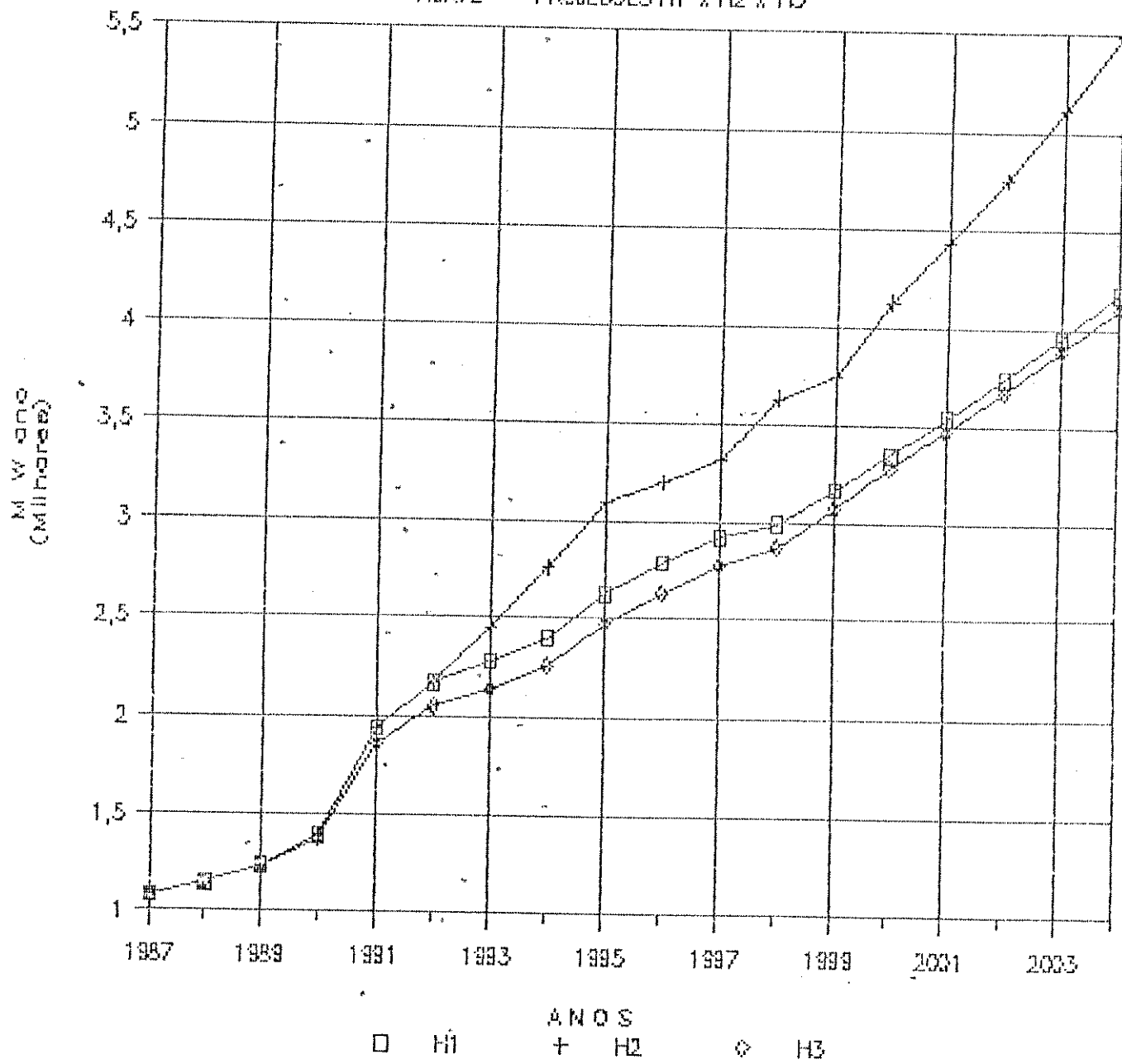


FIGURA IV.2.1-2

NORDESTE -- PROJECCOES H1 x H2 x H3

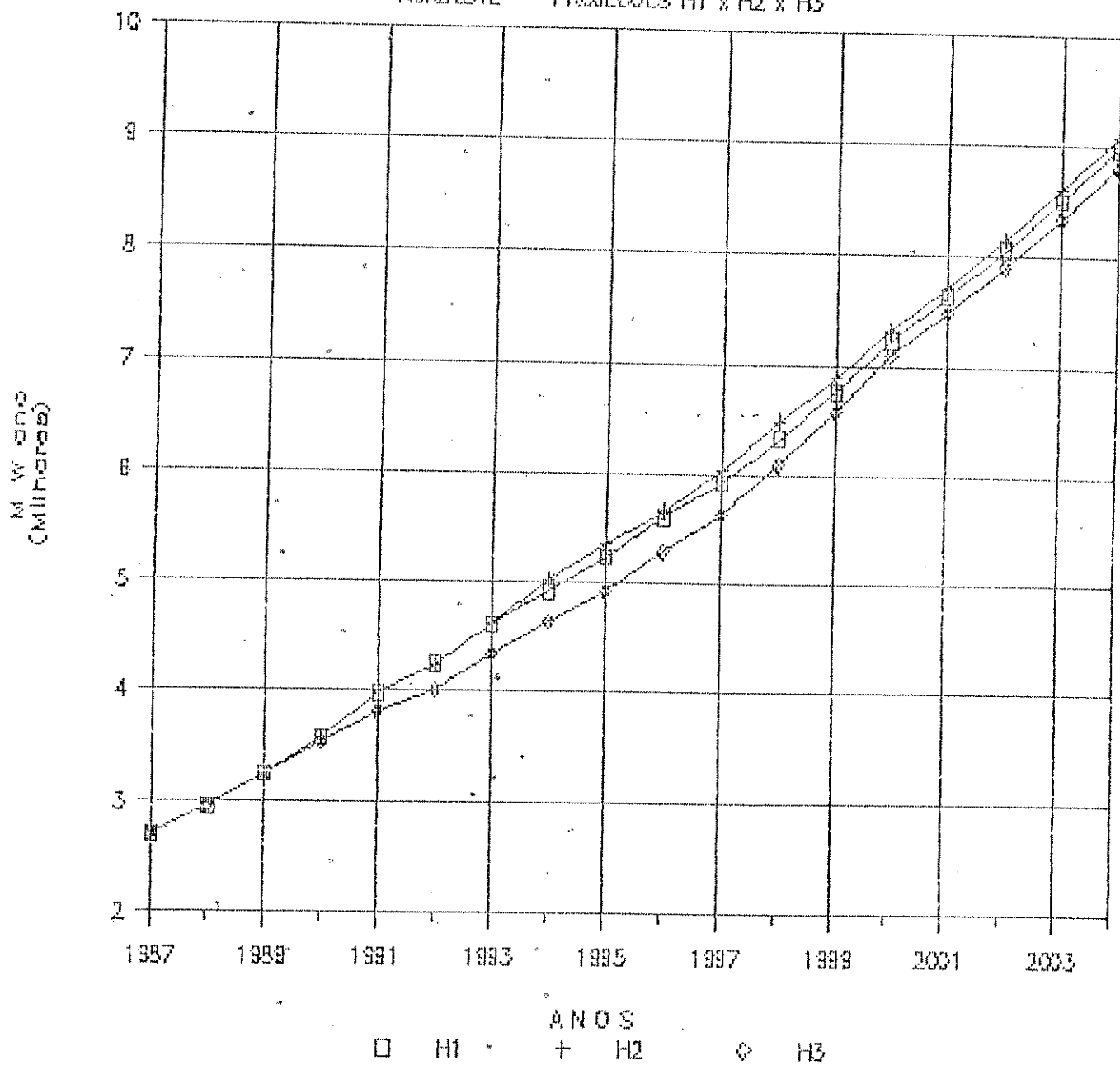


FIGURA IV.2.1-3

N/NE -- PROJECCIONES H1 x H2 x H3

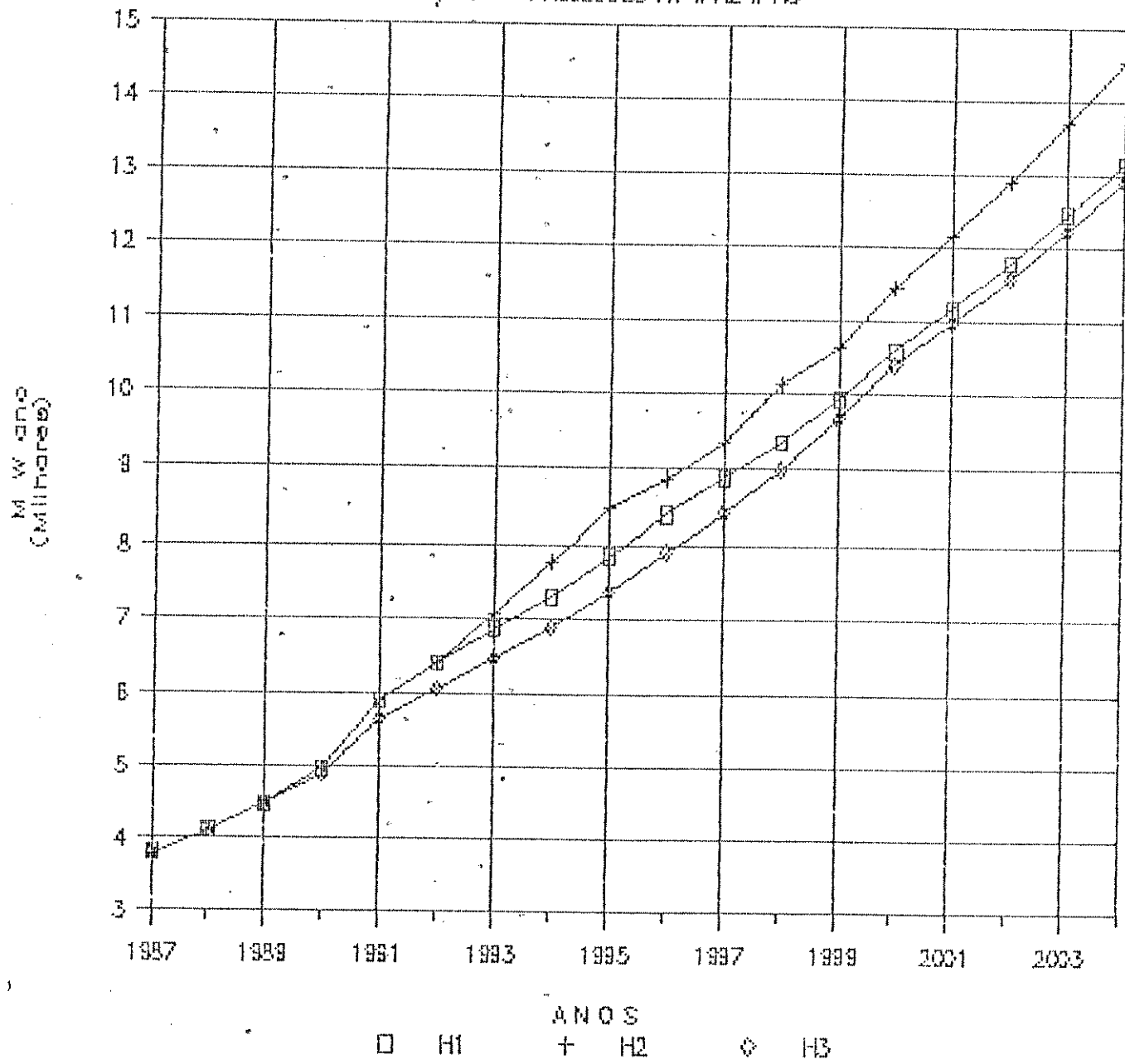


FIGURA IV.2.1-4

SUL --- PROJEÇÕES H1 x H2 x H3

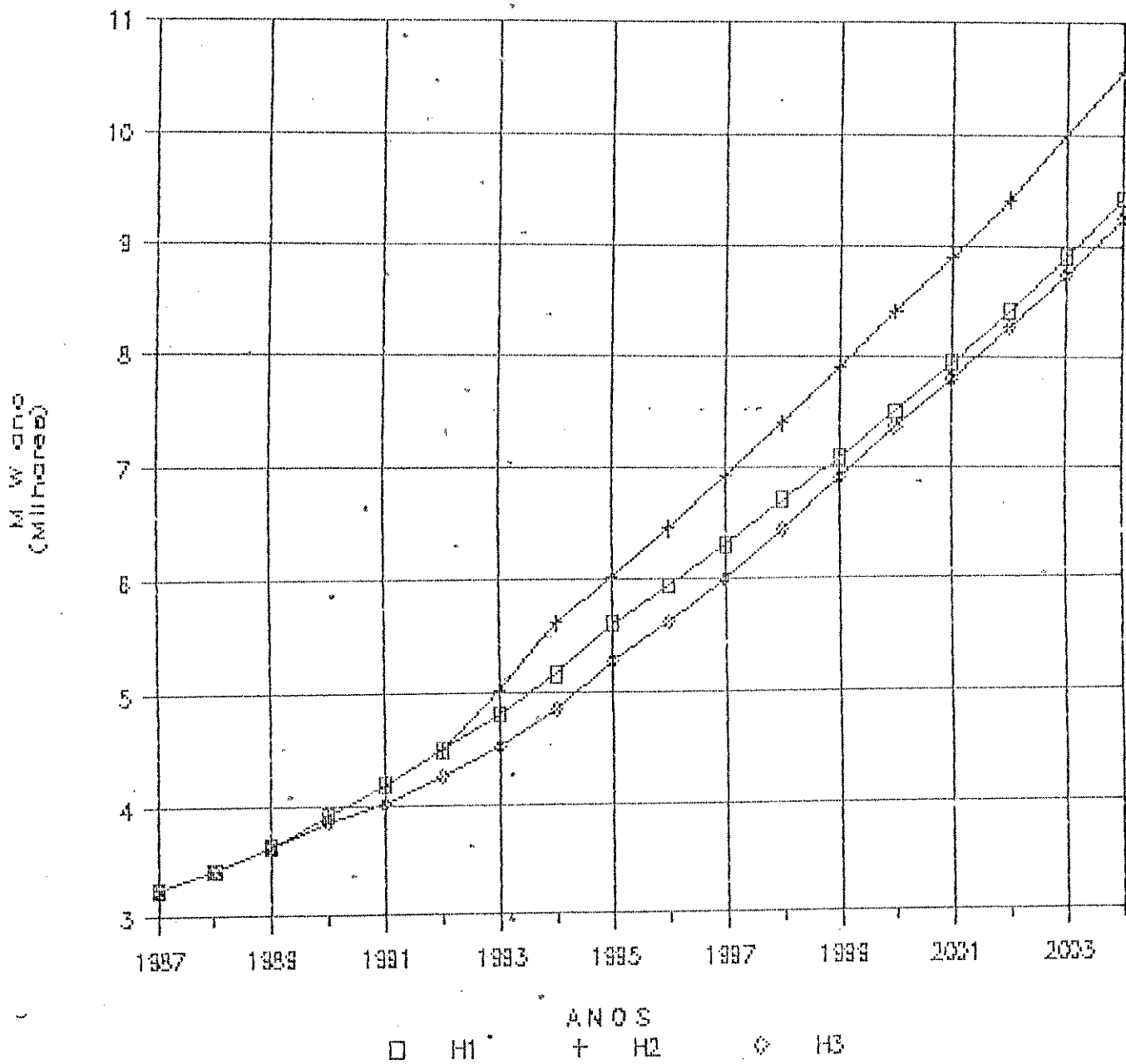


FIGURA IV.2.1-5

SE/C.O. -- PROJECCOES H1 x H2 x H3

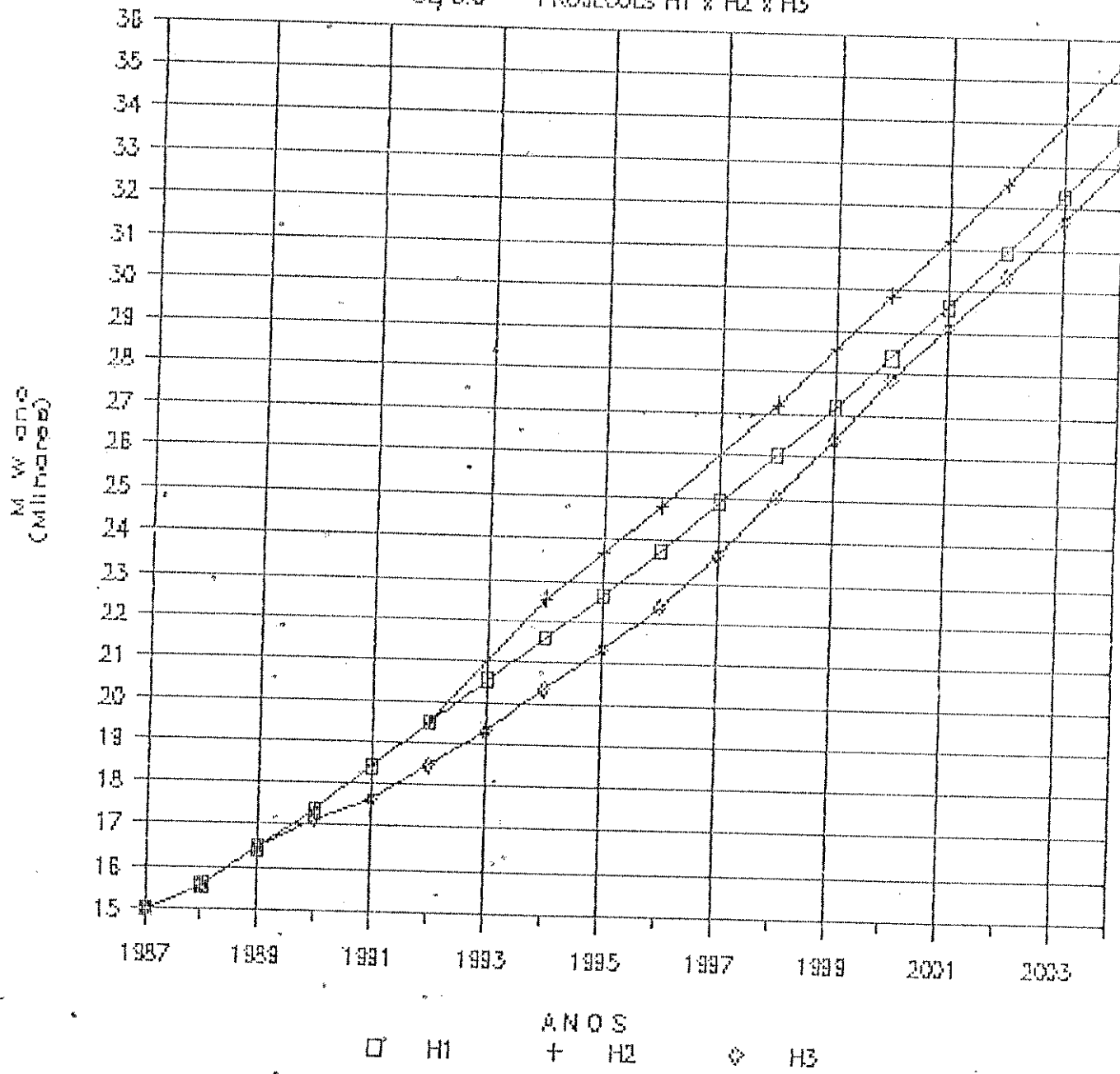


FIGURA IV.2.1-6

S/SE/C.O -- PROJECCOES H1 x H2 x H3

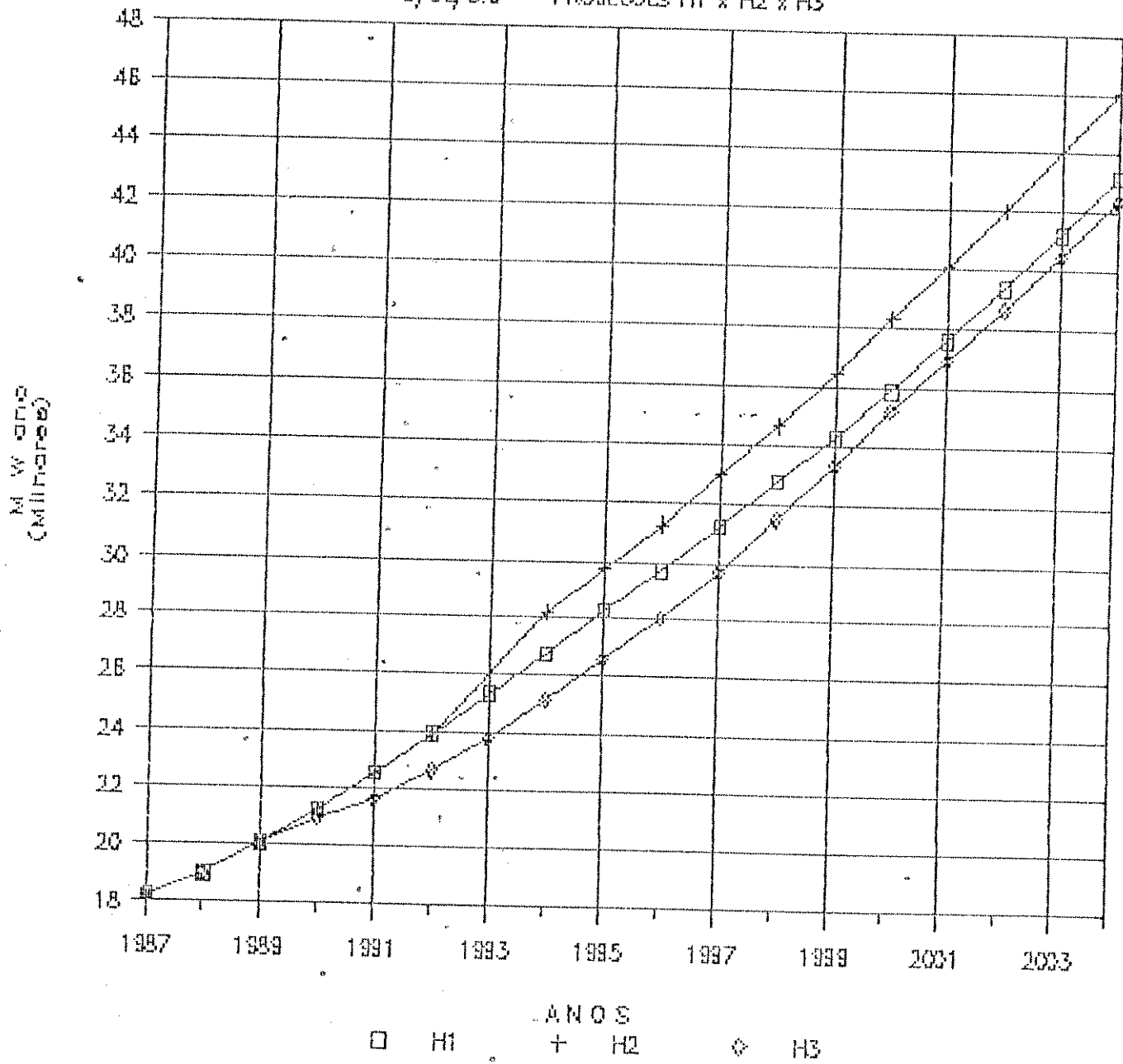
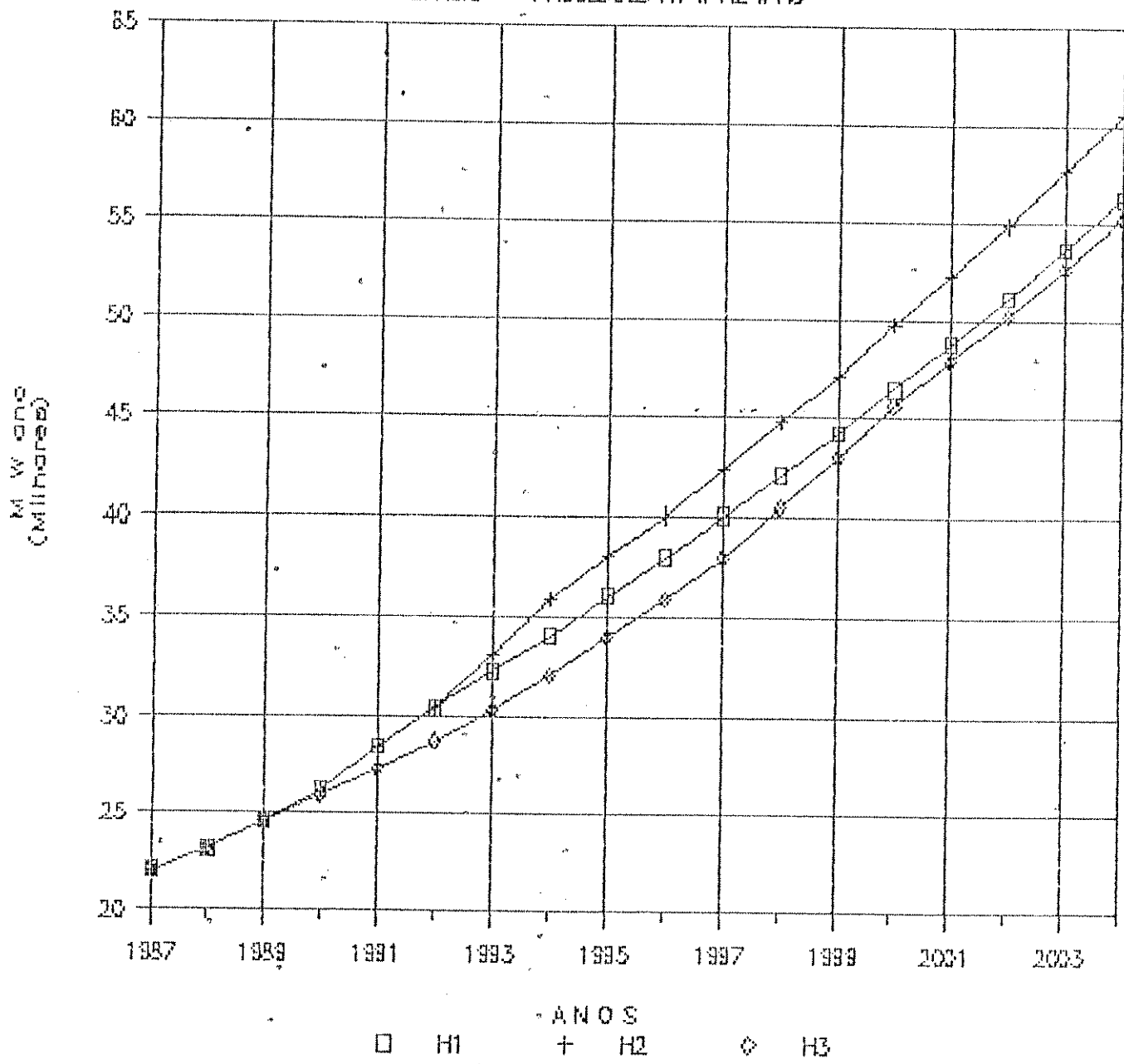


FIGURA IV.2.1-7

BRASIL -- PROJEÇÕES H1 x H2 x H3



QUADRO IV.3-1

INFORMACOES BASICAS DAS USINAS SIMULADAS

U S I N A									
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	REGIAO/EMPRESA	POT. INST. MW	GANHO E.F. MWano	CUSTO GER US\$/MWh	TEMPO CONSTRUC.	
Regiao sul									
Programa Termoeletrico									
1 CANDIOTA III-1	T	RS	C	S/CEEE	315	252	44	5	!
2 CARVAO - 1/50MW	T	SC	V	S/ELETROSUL	50	40	44	3	!
3 CARVAO - 3/50MW	T	SC	V	S/ELETROSUL	50	40	44	3	!
4 CARVAO - 2/50MW	T	SC	V	S/ELETROSUL	50	40	44	3	!
5 CANDIOTA III-2	T	RS	PB	S/CEEE	315	252	44	5	!
6 CARVAO - 4/50MW	T	SC	V	S/ELETROSUL	50	40	44	3	!
7 CARVAO - 1/125MW	T	SC	PB	S/ELETROSUL	125	100	44	5	!
8 CANDIOTA III-3	T	RS	PB	S/CEEE	315	252	44	5	!
9 CARVAO - 2/125MW	T	SC	PB	S/ELETROSUL	125	100	44	4	!
10 J.LACERDA V	T	SC	I	S/ELETROSUL	315	252	44	4	!
11 CANDIOTA III-6	T	RS	V	S/CEEE	315	252	44	4	!
12 CANDIOTA III-5	T	RS	V	S/CEEE	315	252	44	4	!
13 CANDIOTA III-4	T	RS	V	S/CEEE	315	252	44	4	!
Regiao Sul									
Programa Hidroeletrico									
1 SEGREDO	H	IGUACU	PB	S/COPEL	1260	717	15	3	!
2 ITA	H	URUGUAI	PB	S/ELETROSUL	1620	816	17	5	!
3 D.FRANCISCA	H	JACUI	PB	S/CEEE	125	92	21	5	!
4 STO.CAXIAS	H	IGUACU	V	S/COPEL	1000	621	15	5	!
5 CAMPOS NOVOS	H	URUGUAI	V	S/ELETROSUL	726	337	18	4	!
6 CEBOLAO	H	TIBAGI	I	S/COPEL	194	96	21	4	!
7 GARABI - 50%	H	URUGUAI	PB	S/ELETROSUL	900	372	26	6	!
8 SAO JERONIMO	H	TIBAGI	I	S/COPEL	444	215	18	5	!
9 HACHADINHO	H	URUGUAI	V	S/ELETROSUL	1200	619	19	5	!
10 MAUA	H	TIBAGI	I	S/COPEL	472	243	20	4	!
11 BARRA GRANDE	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	880	380	19	6	!
12 MONJOLINHO	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	72	64	16	3	!
13 JATAIZINHO	H	TIBAGI	I	S/COPEL	192	98	21	3	!
14 FOZ DO CHOPIM	H	IGUACU	I	S/COPEL	60	32	20	4	!
15 GARIBALDI	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	430	193	20	4	!
16 ILHA GRANDE	H	PARANA	V	S/ELETROSUL	1400	1070	20	7	!
17 PAI QUERE	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	288	179	20	4	!
18 FOZ DO CHAPECO	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	1228	673	22	5	!
19 XANXERE	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	25	16	36	3	!
20 SAO JOAO IVAI	H	IVAI	I	S/COPEL	98	48	25	4	!
21 IVATUVA	H	IVAI	I	S/COPEL	144	74	23	4	!
22 CAPANEMA	H	IGUACU	I	S/ELETROSUL	1200	454	21	4	!
23 FOZ DO ALONZO	H	IVAI	I	S/COPEL	138	66	25	5	!
24 FUNDAO	H	IGUACU	I	S/COPEL	154	79	24	4	!
25 ITAPIRANGA	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	1160	680	22	6	!

QUADRO IV.3-1

INFORMACOES BASICAS DAS USINAS SIMULADAS

U S I N A

					POT. INST.	GANHO E.F	CUSTO GER	TEMPO
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	REGIAO/EMPRESA	MW	MWano	US\$/MWh	CONSTRUC.
26 TEL. BORBA	H	TIBAGI	I	S/COPEL	128	77	19	5 !
27 SAO ROQUE	H	URUGUAI	I	S/ELETROSUL	360	260	20	5 !
28 B. VISTA IVAI	H	IVAI	I	S/COPEL	96	47	26	3 !
.....								
Regiao Sudeste/C.Oeste								
Programa Termoeletrico								
.....								
1 IGARAPE II	T	MG	PB	SE/CEMIG	121	102	41	3 !
2 PAULINEA I	T	SP	PB	SE/CESP	339	285	41	3 !
3 S. JOSE CAMPOS	T	SP	PB	SE/CESP	339	285	41	3 !
4 PAULINEA II	T	SP	PB	SE/CESP	339	285	41	3 !
5 ANGRA II	T	RJ	C	SE/FURNAS	1245	809	66	6 !
6 ANGRA III	T	RJ	PB	SE/FURNAS	1245	809	66	10 !
7 NUCLEAR IV	T	SE	V	SE	1245	809	66	10 !
8 GAS/SE	T	SE	I	SE	450	378	41	2 !
9 NUCLEAR V	T	SE	I	SE	1245	809	66	10 !
10 RASF-SE/1	T	SE	I	SE	339	285	41	3 !
11 RASF-SE/2	T	SE	I	SE	339	285	41	3 !
.....								
Regiao Sudeste/C.Oeste								
Programa Hidroeletrico								
.....								
1 CORUMBA I	H	PARANAIBA	PB	SE/FURNAS	375	206	29	4 !
2 IGARAPAVA	H	GRANDE	PB	SE/CEMIG	200	131	17	3 !
3 NOVA PONTE	H	PARANAIBA	C	SE/CEMIG	510	396	18	5 !
4 SANTA BRANCA	H	PARAIBA	PB	SE/LIGHT	49	32	11	3 !
5 SERRA DA MESA	H	TOCANTINS-SE	C	SE/FURNAS	1200	650	21	5 !
6 MANSO	H	PARAGUAI	PB	SE/ELETRONORTE	210	83	30	4 !
7 MIRANDA	H	PARANAIBA	PB	SE/CEMIG	390	196	21	5 !
8 SIMPLICIO	H	PARAIBA	V	SE/FURNAS	195	107	23	3 !
9 CANA BRAVA	H	TOCANTINS-SE	V	SE/FURNAS	480	231	23	5 !
10 ANTA	H	PARAIBA	V	SE/FURNAS	30	16	23	4 !
11 ITAOCARA	H	PARAIBA	V	SE/FURNAS	210	165	20	4 !
12 SAPUCAIA	H	PARAIBA	V	SE/FURNAS	300	143	23	4 !
13 BARRA PEIXE	H	ARAGUAIA	V	SE/ELETRONORTE	280	170	19	6 !
14 FORNOSO	H	S.FRAC.-MG	V	SE/CEMIG	300	166	21	4 !
15 QUEIMADO	H	S.FRAC.-MG	V	SE/CEMIG	113	58	31	5 !
16 SERRA DO FACAO	H	PARANAIBA	V	SE/FURNAS	210	182	16	4 !
17 BOCAINA	H	PARANAIBA	V	SE/CEMIG	200	171	15	5 !
18 CAPIM BRANCO	H	PARANAIBA	V	SE/CEMIG	600	279	21	5 !
19 FOZ BEZERRA	H	TOCANTINS-SE	I	SE/FURNAS	360	176	28	4 !
20 PICADA	H	PARAIBA	V	SE/FURNAS	100	57	30	4 !
21 ROSAL	H	PARAIBA	I	SE/FURNAS	58	38	26	4 !
22 CORUMBA II	H	PARANAIBA	V	SE/FURNAS	235	145	32	5 !
23 FRANCA AMARAL	H	PARAIBA	I	SE/FURNAS	32	21	28	3 !

QUADRO IV.3-1

INFORMACOES BASICAS DAS USINAS SIMULADAS

U S I N A

NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	REGIAO/EMPRESA	POT. INST.	GANHO E.F	CUSTO GER	TEMPO
					MW	MWano	US\$/MWh	CONSTRUC.
24 FUNIL	H	GRANDE	I	SE/CEMIG	164	87	18	5 !
25 IRAPE	H	JEQUITINH	V	SE/CEMIG	450	207	39	5 !
26 PEIXE	H	TOCANTINS-SE	I	SE/FURNAS	1112	469	36	5 !
27 PIRAJU	H	PARANAPANEMA	I	SE/AUTO-PROD	120	88	20	4 !
28 QUARTEL	H	S.FRAC.-MG	V	SE/CEMIG	109	64	31	4 !
29 SOBRAGI	H	PARAIBA	V	SE/FURNAS	110	59	24	4 !
30 AIMORES	H	DOCE	V	SE/CEMIG	300	210	20	5 !
31 C.MAGALHAES	H	ARAGUAIA	I	N/ELETRONORTE	260	111	37	4 !
32 ALMENARA	H	JEQUITINH	I	SE/CEMIG	94	49	33	4 !
33 BANANEIRAS II	H	S.FRAC.-MG	I	SE/CEMIG	417	199	26	4 !
34 BAU	H	DOCE	I	SE/CEMIG	43	38	29	3 !
35 DESCALVADO	H	RIBEIRA	I	SE/AUTO-PROD	123	108	27	4 !
36 MIRADOR	H	TOCANTINS-SE	I	SE/FURNAS	106	56	31	4 !
37 MUNDO NOVO	H	PARANAIBA	I	SE/FURNAS	67	62	23	4 !
38 MURTA	H	JEQUITINH	I	SE/CEMIG	90	56	29	5 !
39 PAULISTAS	H	PARANAIBA	I	SE/FURNAS	60	61	24	4 !
40 PILAR	H	DOCE	I	SE/CEMIG	89	67	25	5 !
41 POMPEU	H	S.FRAC.-MG	I	SE/CEMIG	55	47	21	3 !
42 P.ESTRELA	H	DOCE	I	SE/CEMIG	85	48	29	4 !
43 SAO MIGUEL	H	GRANDE	I	SE/CEMIG	61	41	29	4 !
44 TERRA BRANCA	H	JEQUITINH	I	SE/CEMIG	120	65	22	5 !
45 TURMALINA	H	JEQUITINH	I	SE/CEMIG	105	64	35	4 !
Regioes Norte/Nordeste								
Programa Termoeletrico								
1 T-GAS/NE 2	T	NE	I	NE/CHESF	200	148	47	2 !
2 T-GAS/NE 1	T	NE	I	NE/CHESF	200	148	47	2 !
3 T-GAS/NE 3	T	NE	I	NE/CHESF	200	148	47	2 !
4 MATARIPE	T	BA	I	NE/COELBA	350	285	43	3 !
5 RASF NE/2	T	BA	I	NE/COELBA	350	285	43	3 !
6 T-GAS/NE 4	T	NE	I	NE/CHESF	200	148	47	2 !
Regioes Norte/Nordeste								
Programa Hidroeletrico								
1 P.CAVALO	H	PARAGUACU	PB	NE/CHESF	600	87	-	4 !
2 XINGO	H	S.FRANC-NE	C	NE/CHESF	5000	2385	12	5 !
3 ITAPEBI	H	JEQUITINH	I	NE/CHESF	617	214	34	4 !
4 TUCURUI II	H	TOCANTINS-N	V	N/ELETRONORTE	3300	422	29	6 !
5 ARACA	H	PARANAIBA	I	NE/CHESF	120	67	35	4 !
6 BELO MONTE	H	XINGU	V	N/ELETRONORTE	11025	4069	15	7 !
7 SACOS	H	S.FRAC.-NE	I	NE/CHESF	114	54	41	4 !
8 SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	SE/ELETRONORTE	1450	875	20	6 !

QUADRO IV.3-1

INFORMACOES BASICAS DAS USINAS SIMULADAS

U S I N A					POT. INST.	GANHO E.F	CUSTO GER	TEMPO
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	REGIAO/EMPRESA	MW	MWano	US\$/MWh	CONSTRUC.
9 BELEM	H	S.FRANC-NE	V	NE/CHESF	672	360	28	5 !
10 PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO	V	NE/CHESF	1088	572	32	6 !
11 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA	I	N/ELETRONORTE	2200	1383	20	6 !

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS DE REFERENCIA

U S I N A		ALH1	ALH2	ALH3	LOCALIZACAO		VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		ATRASOS OU ANTECIPACOES																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
NOME		TIPO	BACIA	ESTAGIO	CONSTR.	DATA INHA.	CONSTR.	DATA INHA.	CONSTR.	ALH1	ALH2	ALH3	ALH4	ALH5	ALH6	ALH7	ALH8	ALH9	ALH10	ALH11	ALH12	ALH13	ALH14	ALH15	ALH16	ALH17	ALH18	ALH19	ALH20	ALH21	ALH22	ALH23	ALH24	ALH25	ALH26	ALH27	ALH28	ALH29	ALH30	ALH31	ALH32	ALH33	ALH34	ALH35	ALH36	ALH37	ALH38	ALH39	ALH40	ALH41	ALH42	ALH43	ALH44	ALH45	ALH46	ALH47	ALH48	ALH49	ALH50	ALH51	ALH52	ALH53	ALH54	ALH55	ALH56	ALH57	ALH58	ALH59	ALH60	ALH61	ALH62	ALH63	ALH64	ALH65	ALH66	ALH67	ALH68	ALH69	ALH70	ALH71	ALH72	ALH73	ALH74	ALH75	ALH76	ALH77	ALH78	ALH79	ALH80	ALH81	ALH82	ALH83	ALH84	ALH85	ALH86	ALH87	ALH88	ALH89	ALH90	ALH91	ALH92	ALH93	ALH94	ALH95	ALH96	ALH97	ALH98	ALH99	ALH100	ALH101	ALH102	ALH103	ALH104	ALH105	ALH106	ALH107	ALH108	ALH109	ALH110	ALH111	ALH112	ALH113	ALH114	ALH115	ALH116	ALH117	ALH118	ALH119	ALH120	ALH121	ALH122	ALH123	ALH124	ALH125	ALH126	ALH127	ALH128	ALH129	ALH130	ALH131	ALH132	ALH133	ALH134	ALH135	ALH136	ALH137	ALH138	ALH139	ALH140	ALH141	ALH142	ALH143	ALH144	ALH145	ALH146	ALH147	ALH148	ALH149	ALH150	ALH151	ALH152	ALH153	ALH154	ALH155	ALH156	ALH157	ALH158	ALH159	ALH160	ALH161	ALH162	ALH163	ALH164	ALH165	ALH166	ALH167	ALH168	ALH169	ALH170	ALH171	ALH172	ALH173	ALH174	ALH175	ALH176	ALH177	ALH178	ALH179	ALH180	ALH181	ALH182	ALH183	ALH184	ALH185	ALH186	ALH187	ALH188	ALH189	ALH190	ALH191	ALH192	ALH193	ALH194	ALH195	ALH196	ALH197	ALH198	ALH199	ALH200	ALH201	ALH202	ALH203	ALH204	ALH205	ALH206	ALH207	ALH208	ALH209	ALH210	ALH211	ALH212	ALH213	ALH214	ALH215	ALH216	ALH217	ALH218	ALH219	ALH220	ALH221	ALH222	ALH223	ALH224	ALH225	ALH226	ALH227	ALH228	ALH229	ALH230	ALH231	ALH232	ALH233	ALH234	ALH235	ALH236	ALH237	ALH238	ALH239	ALH240	ALH241	ALH242	ALH243	ALH244	ALH245	ALH246	ALH247	ALH248	ALH249	ALH250	ALH251	ALH252	ALH253	ALH254	ALH255	ALH256	ALH257	ALH258	ALH259	ALH260	ALH261	ALH262	ALH263	ALH264	ALH265	ALH266	ALH267	ALH268	ALH269	ALH270	ALH271	ALH272	ALH273	ALH274	ALH275	ALH276	ALH277	ALH278	ALH279	ALH280	ALH281	ALH282	ALH283	ALH284	ALH285	ALH286	ALH287	ALH288	ALH289	ALH290	ALH291	ALH292	ALH293	ALH294	ALH295	ALH296	ALH297	ALH298	ALH299	ALH300	ALH301	ALH302	ALH303	ALH304	ALH305	ALH306	ALH307	ALH308	ALH309	ALH310	ALH311	ALH312	ALH313	ALH314	ALH315	ALH316	ALH317	ALH318	ALH319	ALH320	ALH321	ALH322	ALH323	ALH324	ALH325	ALH326	ALH327	ALH328	ALH329	ALH330	ALH331	ALH332	ALH333	ALH334	ALH335	ALH336	ALH337	ALH338	ALH339	ALH340	ALH341	ALH342	ALH343	ALH344	ALH345	ALH346	ALH347	ALH348	ALH349	ALH350	ALH351	ALH352	ALH353	ALH354	ALH355	ALH356	ALH357	ALH358	ALH359	ALH360	ALH361	ALH362	ALH363	ALH364	ALH365	ALH366	ALH367	ALH368	ALH369	ALH370	ALH371	ALH372	ALH373	ALH374	ALH375	ALH376	ALH377	ALH378	ALH379	ALH380	ALH381	ALH382	ALH383	ALH384	ALH385	ALH386	ALH387	ALH388	ALH389	ALH390	ALH391	ALH392	ALH393	ALH394	ALH395	ALH396	ALH397	ALH398	ALH399	ALH400	ALH401	ALH402	ALH403	ALH404	ALH405	ALH406	ALH407	ALH408	ALH409	ALH410	ALH411	ALH412	ALH413	ALH414	ALH415	ALH416	ALH417	ALH418	ALH419	ALH420	ALH421	ALH422	ALH423	ALH424	ALH425	ALH426	ALH427	ALH428	ALH429	ALH430	ALH431	ALH432	ALH433	ALH434	ALH435	ALH436	ALH437	ALH438	ALH439	ALH440	ALH441	ALH442	ALH443	ALH444	ALH445	ALH446	ALH447	ALH448	ALH449	ALH450	ALH451	ALH452	ALH453	ALH454	ALH455	ALH456	ALH457	ALH458	ALH459	ALH460	ALH461	ALH462	ALH463	ALH464	ALH465	ALH466	ALH467	ALH468	ALH469	ALH470	ALH471	ALH472	ALH473	ALH474	ALH475	ALH476	ALH477	ALH478	ALH479	ALH480	ALH481	ALH482	ALH483	ALH484	ALH485	ALH486	ALH487	ALH488	ALH489	ALH490	ALH491	ALH492	ALH493	ALH494	ALH495	ALH496	ALH497	ALH498	ALH499	ALH500	ALH501	ALH502	ALH503	ALH504	ALH505	ALH506	ALH507	ALH508	ALH509	ALH510	ALH511	ALH512	ALH513	ALH514	ALH515	ALH516	ALH517	ALH518	ALH519	ALH520	ALH521	ALH522	ALH523	ALH524	ALH525	ALH526	ALH527	ALH528	ALH529	ALH530	ALH531	ALH532	ALH533	ALH534	ALH535	ALH536	ALH537	ALH538	ALH539	ALH540	ALH541	ALH542	ALH543	ALH544	ALH545	ALH546	ALH547	ALH548	ALH549	ALH550	ALH551	ALH552	ALH553	ALH554	ALH555	ALH556	ALH557	ALH558	ALH559	ALH560	ALH561	ALH562	ALH563	ALH564	ALH565	ALH566	ALH567	ALH568	ALH569	ALH570	ALH571	ALH572	ALH573	ALH574	ALH575	ALH576	ALH577	ALH578	ALH579	ALH580	ALH581	ALH582	ALH583	ALH584	ALH585	ALH586	ALH587	ALH588	ALH589	ALH590	ALH591	ALH592	ALH593	ALH594	ALH595	ALH596	ALH597	ALH598	ALH599	ALH600	ALH601	ALH602	ALH603	ALH604	ALH605	ALH606	ALH607	ALH608	ALH609	ALH610	ALH611	ALH612	ALH613	ALH614	ALH615	ALH616	ALH617	ALH618	ALH619	ALH620	ALH621	ALH622	ALH623	ALH624	ALH625	ALH626	ALH627	ALH628	ALH629	ALH630	ALH631	ALH632	ALH633	ALH634	ALH635	ALH636	ALH637	ALH638	ALH639	ALH640	ALH641	ALH642	ALH643	ALH644	ALH645	ALH646	ALH647	ALH648	ALH649	ALH650	ALH651	ALH652	ALH653	ALH654	ALH655	ALH656	ALH657	ALH658	ALH659	ALH660	ALH661	ALH662	ALH663	ALH664	ALH665	ALH666	ALH667	ALH668	ALH669	ALH670	ALH671	ALH672	ALH673	ALH674	ALH675	ALH676	ALH677	ALH678	ALH679	ALH680	ALH681	ALH682	ALH683	ALH684	ALH685	ALH686	ALH687	ALH688	ALH689	ALH690	ALH691	ALH692	ALH693	ALH694	ALH695	ALH696	ALH697	ALH698	ALH699	ALH700	ALH701	ALH702	ALH703	ALH704	ALH705	ALH706	ALH707	ALH708	ALH709	ALH710	ALH711	ALH712	ALH713	ALH714	ALH715	ALH716	ALH717	ALH718	ALH719	ALH720	ALH721	ALH722	ALH723	ALH724	ALH725	ALH726	ALH727	ALH728	ALH729	ALH730	ALH731	ALH732	ALH733	ALH734	ALH735	ALH736	ALH737	ALH738	ALH739	ALH740	ALH741	ALH742	ALH743	ALH744	ALH745	ALH746	ALH747	ALH748	ALH749	ALH750	ALH751	ALH752	ALH753	ALH754	ALH755	ALH756	ALH757	ALH758	ALH759	ALH760	ALH761	ALH762	ALH763	ALH764	ALH765	ALH766	ALH767	ALH768	ALH769	ALH770	ALH771	ALH772	ALH773	ALH774	ALH775	ALH776	ALH777	ALH778	ALH779	ALH780	ALH781	ALH782	ALH783	ALH784	ALH785	ALH786	ALH787	ALH788	ALH789	ALH790	ALH791	ALH792	ALH793	ALH794	ALH795	ALH796	ALH797	ALH798	ALH799	ALH800	ALH801	ALH802	ALH803	ALH804	ALH805	ALH806	ALH807	ALH808	ALH809	ALH810	ALH811	ALH812	ALH813	ALH814	ALH815	ALH816	ALH817	ALH818	ALH819	ALH820	ALH821	ALH822	ALH823	ALH824	ALH825	ALH826	ALH827	ALH828	ALH829	ALH830	ALH831	ALH832	ALH833	ALH834	ALH835	ALH836	ALH837	ALH838	ALH839	ALH840	ALH841	ALH842	ALH843	ALH844	ALH845	ALH846	ALH847	ALH848	ALH849	ALH850	ALH851	ALH852	ALH853	ALH854	ALH855	ALH856	ALH857	ALH858	ALH859	ALH860	ALH861	ALH862	ALH863	ALH864	ALH865	ALH866	ALH867	ALH868	ALH869	ALH870	ALH871	ALH872	ALH873	ALH874	ALH875	ALH876	ALH877	ALH878	ALH879	ALH880	ALH881	ALH882	ALH883	ALH884	ALH885	ALH886	ALH887	ALH888	ALH889	ALH890	ALH891	ALH892	ALH893	ALH894	ALH895	ALH896	ALH897	ALH898	ALH899	ALH900	ALH901	ALH902	ALH903	ALH904	ALH905	ALH906	ALH907	ALH908	ALH909	ALH910	ALH911	ALH912	ALH913	ALH914	ALH915	ALH916	ALH917	ALH918	ALH919	ALH920	ALH921	ALH922	ALH923	ALH924	ALH925	ALH926	ALH927	ALH928	ALH929	ALH930	ALH931	ALH932	ALH933	ALH934	ALH935	ALH936	ALH937	ALH938	ALH939	ALH940	ALH941	ALH942	ALH943	ALH944	ALH945	ALH946	ALH947	ALH948	ALH949	ALH950	ALH951	ALH952	ALH953	ALH954	ALH955	ALH956	ALH957	ALH958	ALH959	ALH960	ALH961	ALH962	ALH963	ALH964	ALH965	ALH966	ALH967	ALH968	ALH969	ALH970	ALH971	ALH972	ALH973	ALH974	ALH975	ALH976	ALH977	ALH978	ALH979	ALH980	ALH981	ALH982	ALH983	ALH984	ALH985	ALH986	ALH987	ALH988	ALH989	ALH990	ALH991	ALH992	ALH993	ALH994	ALH995	ALH996	ALH997	ALH998	ALH999	ALH1000	ALH1001	ALH1002	ALH1003	ALH1004	ALH1005	ALH1006	ALH1007	ALH1008	ALH1009	ALH1010	ALH1011	ALH1012	ALH1013	ALH1014	ALH1015	ALH1016	ALH1017	ALH1018	ALH1019	ALH1020	ALH1021	ALH1022	ALH1023	ALH1024	ALH1025	ALH1026	ALH1027	ALH1028	ALH1029	ALH1030	ALH1031	ALH1032	ALH1033	ALH1034	ALH1035	ALH1036	ALH1037	ALH1038	ALH1039	ALH1040	ALH1041	ALH1042	ALH1043	ALH1044	ALH1045	ALH1046	ALH1047	ALH1048	ALH1049	ALH1050	ALH1051	ALH1052	ALH1053	ALH1054	ALH1055	ALH1056	ALH1057	ALH1058	ALH1059	ALH1060	ALH1061	ALH1062	ALH1063	ALH1064	ALH1065	ALH1066	ALH1067	ALH1068	ALH1069	ALH1070	ALH1071	ALH1072	ALH1073	ALH1074	ALH1075	ALH1076	ALH1077	ALH1078	ALH1079	ALH1080	ALH1081	ALH1082	ALH1083	ALH1084	ALH1085	ALH1086	ALH1087	ALH1088	ALH1089	ALH1090	ALH1091	ALH1092	ALH1093	ALH1094	ALH1095	ALH1096	ALH1097	ALH1098	ALH1099	ALH1100	ALH1101	ALH1102	ALH1103	ALH1104	ALH1105	ALH1106	ALH1107	ALH1108	ALH1109	ALH1110	ALH1111	ALH1112	ALH1113	ALH1114	ALH1115	ALH1116	ALH1117	ALH1118	ALH1119	ALH1120	ALH1121	ALH1122	ALH1123	ALH1124	ALH1125	ALH1126	ALH1127	ALH1128	ALH1129	ALH1130	ALH1131	ALH1132	ALH1133	ALH1134	ALH1135	ALH1136	ALH1137	ALH1138	ALH1139	ALH1140	ALH1141	ALH1142	ALH1143	ALH1144	ALH1145	ALH1146	ALH1147	ALH1148	ALH1149	ALH1150	ALH1151	ALH1152	ALH1153	ALH1154	ALH1155	ALH1156	ALH1157	ALH1158	ALH1159	ALH1160	ALH1161	ALH1162	ALH1163	ALH1164	ALH1165	ALH1166	ALH1167	ALH1168	ALH1169	ALH1170	ALH1171	ALH1172	ALH1173	ALH1174	ALH1175	ALH1176	ALH1177	ALH1178	ALH1179	ALH1180	ALH1181	ALH1182	ALH1183	ALH1184	ALH1185	ALH1186	ALH1187	ALH1188	ALH1189	ALH1190	ALH1191	ALH1192	ALH1193

CRONOGRÁFIA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS DE REFERÊNCIA

Região Sudeste/C. Oeste
Programa Hidroelétrico

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS DE REFERENCIA

U S I N A			AIH1		A2H2		A3H3		LOCALIZACAO PRES. DAS ALTERNATIVAS 10 ⁰ US		ATRASOS OU ANTECIPACOES (ANOS)					
NOME	TIPO	BACIA	ESTADIO	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	110 ⁰ US	AIH1	A2H2	A3H3	A2H2-AIH1	A3H3-AIH1	A3H3-A2H2
16 SERRA DO FACAO	H	PARANAIBA	V	1994	1998	1994	1998	1994	1998	285,4	111,0	111,0	111,0	0	0	0
17 BOCAINA	H	PARANAIBA	V	1994	1999	1994	1999	1994	1999	237,6	84,0	101,6	84,0	-2	0	0
18 CAPIM BRANCO	H	PARANAIBA	V	1994	1999	1994	1999	1994	1999	567,9	200,7	267,2	200,7	-3	0	0
19 FZ BEZERRA	H	TOCANTINS-SE	I	1995	1999	1995	1999	1995	1999	437,8	154,8	154,8	140,7	0	1	1
20 PICADA	H	PARANAIBA	V	1995	1999	1995	1999	1995	1999	165,5	58,5	64,4	53,2	-1	1	1
21 ROSAL	H	PARANAIBA	I	1995	1999	1995	1999	1995	1999	69,3	24,5	24,5	24,5	0	0	0
22 CORUBA II	H	PARANAIBA	V	1995	2000	1993	1998	1995	2000	383,3	123,2	149,1	112,0	-2	1	1
23 FRANCA AMARAL	H	PARANAIBA	I	1997	2000	1996	1999	1997	2000	38,1	12,2	13,5	11,1	-1	1	1
24 FUNIL	H	GRANDE	I	1995	2000	1993	1998	1995	2000	145,6	46,8	56,6	42,5	-2	1	1
25 IMAPE	H	JESUITINH	V	1995	2000	1994	1999	1995	2000	784,8	252,2	277,4	208,4	-1	2	2
26 PETEXE	H	TOCANTINS-SE	I	1995	2000	1993	1998	1995	2000	1631,4	524,3	634,4	433,3	-2	2	2
27 PIRAJU	H	PARANAIBA	I	1996	2000	1995	1999	1997	2001	167,1	53,7	59,1	48,8	-1	1	1
28 BOMTEL	H	S.FRAC.-MG	V	1996	2000	1995	1999	1997	2001	187,4	60,2	66,3	54,8	-1	1	1
29 SOBREGI	H	PARANAIBA	V	1996	2000	1994	1998	1997	2001	132,9	42,7	51,7	38,8	-2	1	1
30 AIRES	H	DOCE	V	1998	2003	1997	2002	1998	2003	409,0	98,7	108,6	0,0	-1	-	-
31 C.MAGALHAES	H	ARAGUAIA	I	-	-	-	-	-	-	398,9	0,0	96,3	0,0	-	-	-
32 ALLENARA	H	JESUITINH	I	-	-	-	-	-	-	153,2	0,0	0,0	0,0	-	-	-
33 BANANEIRAS II	H	S.FRAC.-MG	I	-	-	1998	2002	1998	2002	492,0	0,0	130,7	0,0	-	-	-
34 BAI	H	DOCE	I	-	-	2000	2003	2000	2003	104,8	0,0	23,3	0,0	-	-	-
35 DESCALVADO	H	RIBEIRA	I	-	-	1998	2002	1998	2002	280,7	0,0	74,6	0,0	-	-	-
36 HIRADOR	H	TOCANTINS-SE	I	-	-	1998	2002	1998	2002	161,0	0,0	42,8	0,0	-	-	-
37 MUNDO NOVO	H	PARANAIBA	I	-	-	1999	2003	1999	2003	135,2	0,0	32,7	0,0	-	-	-
38 NUNTA	H	JESUITINH	I	-	-	-	-	-	-	155,2	0,0	0,0	0,0	-	-	-
39 PAULISTAS	H	PARANAIBA	I	-	-	1998	2002	1998	2002	140,8	0,0	37,4	0,0	-	-	-
40 PILAR	H	DOCE	I	-	-	1998	2003	1998	2003	140,0	0,0	33,8	0,0	-	-	-
41 PORTEU	H	S.FRAC.-MG	I	-	-	1999	2002	1999	2002	92,3	0,0	24,5	0,0	-	-	-
42 P. ESTRELA	H	DOCE	I	-	-	-	-	-	-	133,4	0,0	0,0	0,0	-	-	-
43 SAO MIGUEL	H	GRANDE	I	-	-	2000	2004	2000	2004	114,2	0,0	25,1	0,0	-	-	-
44 TERRA BRANCA	H	JESUITINH	I	-	-	-	-	-	-	92,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-
45 TURMALINA	H	JESUITINH	I	-	-	2000	2004	2000	2004	213,5	0,0	46,9	0,0	-	-	-

Regioes Norte/Nordeste

Programa Teraoeletrico

1 T-GAS/NE 2	T	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	0,0	0	-	-	-
2 T-GAS/NE 1	T	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	0,0	0	-	-	-
3 T-GAS/NE 3	T	NE	1991	1993	1990	1992	1990	1992	100,0	68,4	75,2	0,0	-1	-	-	-
4 MATARIFE	T	BA	1990	1993	1990	1993	1990	1993	689,7	471,9	471,9	471,9	0	0	0	0
5 RASF NE/2	T	BA	1991	1994	1991	1994	1991	1994	689,9	429,0	429,0	0,0	0	-	-	-
6 T-GAS/NE 4	T	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	0,0	75,2	0,0	-	-	-	-

Regioes Norte/Nordeste
Programa Termoeletrico

1 T-GAS/NE 2	T	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	1990	100,0	75,2	75,2	0,0	0	-	-
2 T-GAS/NE 1	T	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	1990	100,0	75,2	75,2	0,0	0	-	-
3 T-GAS/NE 3	T	NE	1991	1993	1990	1992	1990	1992	1990	100,0	68,4	75,2	0,0	-1	-	-
4 MATRIFE	T	BA	1990	1993	1990	1993	1990	1993	1990	689,9	471,9	471,9	471,9	0	0	0
5 RASF NE/2	T	.BA	1991	1994	1991	1994	1991	1994	1991	689,9	429,0	429,0	0,0	0	-	-
6 T-GAS/NE 4	T	NE	-	-	1990	1992	1990	1992	1990	100,0	0,0	75,2	0,0	-	-	-

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS DE REFERENCIA

U S I N A		A H 1		A 2 H 2		A 3 H 3		INCR. CENHO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		ATRASOS OU ANTECIPAÇÕES					
								10 ⁶ US\$		(ANOS)					
NOME	TIPO	BACIA	ESTADIO	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ. CONSTR.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ. CONSTR.	DOS	PROJETOS	A H 1	A 2 H 2	A 3 H 3	A 2 H 2 - A H 1	A 3 H 3 - A 2 H 2	A 3 H 3 - A H 1
Região Norte/Nordeste															
Programa Hidroelétrico															
1 P. CAVALO	H	PARAGUACU	PB	1989	1993	1989	1993	1997	118,5	74,2	74,2	50,7	0	4	4
2 XINGO	H	S. FRANC-NE	C	1989	1994	1989	1994	1994	2838,4	1616,0	1616,0	1616,0	0	0	0
3 ITAPEBI	H	JEUQUITHIN	I	1993	1997	1993	1997	1998	694,9	297,2	297,2	270,2	0	1	1
4 TUCURUI II	H	TOCANTINS-N	V	1991	1996	1991	1996	1997	1190,7	509,3	509,3	509,3	-1	0	0
5 ARACA	H	PARAIBA	I	1994	1998	1994	1998	1998	226,6	88,1	88,1	88,1	0	0	0
6 BELO MONTE	H	XINGU	V	1994	2001	1994	2001	2001	7442,0	2174,2	2174,2	2174,2	0	0	0
7 SACOS	H	S. FRANC-NE	I	1997	2001	1995	1999	1999	213,5	62,4	75,5	75,5	-2	0	0
8 SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	1996	2002	1994	2000	2001	1676,5	445,3	538,8	487,8	-2	-1	-1
9 BELEN	H	S. FRANC-NE	V	-	-	1994	1999	2000	983,5	0,0	348,7	317,0	-	-	-
10 FERRA BRANCA	H	S. FRANC-CO	V	-	-	1996	2002	2001	1747,3	0,0	464,1	510,5	-	-	-
11 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA	I	-	-	-	-	-	2044,9	0,0	0,0	0,0	-	-	-

INVESTIMENTOS TOTAIS(10**6US\$)

63939,02 19888,90 25270,20 18805,49

CUSTO DO DEFICIT(10**6US\$)

3865,22 4119,17 3593,14

CUSTO DA GERACAO TERRICA(10**6US\$)

6093,36 7635,37 4844,99

CUSTOS TOTAIS(10**6US\$)

29847,46 37024,74 27043,62

QUADRO IV.4.1-2

AVALIACAO DINAMICA DAS CONDICÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO DE ENERGIA

RISCO ANUAL DE DEFICIT DE ENERGIA (%)

ALTERNATIVAS DE REFERENCIA

89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 00 01 02 03 04

Alternativa : ** A1H1 **

Norte	-	-	0,5	1,8	3,5	2,7	1,1	1,6	3,8	2,3	1,9	2,0	2,8	1,9	2,4	4,0
Nordeste	0,4	0,7	0,8	2,2	4,1	4,5	1,1	1,6	4,8	3,1	4,1	4,2	3,7	4,3	3,4	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,4	2,7	4,5	4,0	2,7	3,1	3,6	3,2	3,4	4,4	3,0	3,2	3,7
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	3,7	5,1	4,6	3,2	3,9	4,8	4,4	4,3	5,2	3,3	3,6	4,6

Alternativa : ** A2H2 **

Norte	-	-	0,5	1,2	3,0	5,2	3,3	2,5	4,6	3,6	3,5	3,2	3,1	2,2	3,3	4,3
Nordeste	0,4	0,7	0,9	1,6	3,5	5,4	3,0	3,2	5,2	4,5	4,3	4,1	4,3	2,9	3,8	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,4	3,3	5,3	4,1	2,6	2,9	3,6	3,7	3,7	4,5	3,2	3,1	4,2
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	4,3	5,4	4,5	3,4	3,6	5,2	4,9	5,0	5,1	3,8	4,7	5,3

Alternativa : ** A3H3 **

Norte	-	-	0,3	0,8	2,0	4,1	2,1	1,7	1,6	4,3	3,0	3,6	3,7	1,2	1,5	2,8
Nordeste	0,4	0,7	0,7	1,2	3,0	5,3	2,1	2,1	2,5	4,9	3,8	4,8	5,3	2,5	4,5	5,4
Sul	-	0,2	0,3	0,8	1,6	4,8	4,5	4,0	3,4	3,7	3,0	3,1	3,9	3,4	2,8	3,7
Sudeste	-	0,3	0,4	1,0	2,1	5,2	4,9	4,7	4,4	4,7	4,0	3,8	4,5	3,9	3,1	4,4

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : AIH1)

PERCEPCAO DO ERANGO NA ESCOLHA DA PROJECCAO DE MERCADO EM 1990

U S I N A				ORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS				MUDANÇAS DE CURSO				ARREPENDIMENTOS														
				10% US\$								(ANOS)														
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	AIH1		AIH2		AIH3		DATA PROJETO		10% US\$		AIH1		AIH2		AIH3		AIH1		AIH2		AIH3		
				INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO
Região Sul																										
Programa Termostático																										
1 CANDIOTA III-1	T	RS	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	1989	1994	406,5	252,8	252,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 CARVAO - 1/50HW	T	SC	V	1993	1996	1993	1996	1993	1996	1993	1996	98,5	50,6	50,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 CANDIOTA III-2	T	RS	PB	1992	1997	1992	1997	1992	1997	1992	1997	586,2	273,9	273,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 CARVAO - 2/50HW	T	SC	V	1994	1997	1994	1997	1994	1997	1994	1997	98,5	46,0	46,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 CARVAO - 3/50HW	T	SC	V	1994	1997	1994	1997	1994	1997	1994	1997	98,5	46,0	46,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 CANDIOTA III-3	T	RS	PB	1993	1998	1993	1998	1993	1998	1993	1998	586,2	249,0	249,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 CARVAO - 1/125HW	T	SC	PB	1993	1998	1993	1998	1993	1998	1993	1998	232,6	98,8	98,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 CARVAO - 4/50HW	T	SC	V	1995	1998	1995	1998	1995	1998	1995	1998	98,5	41,8	41,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 CARVAO - 2/125HW	T	SC	PB	1995	1999	1995	1999	1995	1999	1995	1999	232,6	89,8	89,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 CANDIOTA III-4	T	RS	V	1995	1999	1995	1999	1995	1999	1995	1999	586,2	0,0	226,4	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 CANDIOTA III-5	T	RS	V	1996	1999	1996	1999	1996	1999	1996	1999	487,5	0,0	171,1	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 CANDIOTA III-6	T	RS	V	1998	1998	1998	1998	1998	1998	1998	1998	487,5	0,0	141,4	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 J.LACEDA V	T	SC	I	1998	1998	1998	1998	1998	1998	1998	1998	487,5	0,0	141,4	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Região Sul																										
Programa Hidroelétrico																										
1 SEGRO	H	IGUACU	PB	1989	1992	1989	1992	1989	1992	1989	1992	1019,5	702,3	702,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 ITA	H	URUGUAI	PB	1989	1994	1989	1994	1989	1994	1989	1994	1381,1	729,4	729,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 CAMPOS NOVAS	H	URUGUAI	V	1993	1997	1993	1997	1993	1997	1993	1997	588,7	251,8	304,7	189,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 D.FRANCISCA	H	JACUI	PB	1992	1997	1992	1997	1992	1997	1992	1997	188,4	80,6	88,7	80,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 STO. CECILIA	H	IGUACU	V	1992	1997	1992	1997	1992	1997	1992	1997	857,2	366,7	403,3	333,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 CEBOLAO	H	TIBAGI	I	1994	1998	1994	1998	1994	1998	1994	1998	186,6	72,6	79,8	54,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 GARABI - 50Z	H	URUGUAI	PB	1992	1998	1992	1998	1992	1998	1992	1998	852,4	331,4	331,4	301,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 BARRA GRANDE	H	URUGUAI	I	1993	1999	1993	1999	1993	1999	1993	1999	706,4	249,7	249,7	249,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 JATAIZINHO	H	TIBAGI	I	1996	1999	1996	1999	1996	1999	1996	1999	195,4	69,1	101,2	62,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 MACHADINHO	H	URUGUAI	V	1994	1999	1994	1999	1994	1999	1994	1999	1105,1	390,7	472,7	390,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 MAUA	H	TIBAGI	I	1995	1999	1995	1999	1995	1999	1995	1999	473,0	167,2	202,3	167,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 MONJOLINHO	H	URUGUAI	I	1996	1999	1996	1999	1996	1999	1996	1999	88,9	31,4	46,0	23,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 SAO JERONIMO	H	TIBAGI	I	1994	1999	1994	1999	1994	1999	1994	1999	371,6	131,3	131,3	131,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 FOZ DO CHOPIM	H	IGUACU	I	1996	2000	1996	2000	1996	2000	1996	2000	60,0	19,3	21,2	15,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 GARIBALDI	H	URUGUAI	I	1996	2000	1996	2000	1996	2000	1996	2000	391,0	125,7	138,2	103,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 ILHA GRANDE	H	PARANA	V	1994	2001	1994	2001	1994	2001	1994	2001	2067,5	604,0	664,4	549,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17 PAI QUERE	H	URUGUAI	I	1997	2001	1997	2001	1997	2001	1997	2001	327,6	95,7	105,3	95,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 B. VISTA IVAI	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	-	-	115,3	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 CAPANEMA	H	IGUACU	I	-	-	-	-	-	-	-	-	547,5	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 FOZ DO ALONZO	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	-	-	157,6	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 FOZ DO CHAPECO	H	URUGUAI	I	-	-	-	-	-	-	-	-	1397,2	0,0	371,1	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 FURDAO	H	IGUACU	I	-	-	-	-	-	-	-	-	177,5	0,0	47,1	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 ITAPIRANGA	H	URUGUAI	I	-	-	-	-	-	-	-	-	1414,3	0,0	341,5	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

U S I N A			ESTADIO		AIH1	AIH2	AIH3		FORCAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS			MUDANÇAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS		
NOVE	TIPO	BACIA	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	10% US\$	AIH1	AIH2	AIH3	AIH2-AIH1	AIH3-AIH1	AIH2-AIH3-AIH1	(ANOS)
24	IVATUA	H	IVAI	-	-	-	-	-	162,5	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
25	SÃO JOÃO IVAI	H	IVAI	-	-	-	-	-	113,3	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
26	SÃO ROQUE	H	URUGUAI	-	1997	2002	-	-	519,3	0,0	137,9	0,0	-	-	-	-1
27	TEL. BOBBA	H	TI8AGI	-	1997	2002	-	-	138,3	0,0	36,7	0,0	-	-	-	0
28	XANXERÊ	H	URUGUAI	-	-	-	-	-	49,7	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Região Sudeste/C-Oeste																
Programa Termoeletrico																
1	IGARAPÉ II	T	MG	1990	1993	1990	1993	1993	246,4	168,5	168,5	168,5	0	0	0	0
2	PAULINEA I	T	SP	1990	1993	1990	1993	1993	689,9	471,9	471,9	471,9	0	0	0	0
3	S. JOSE CAMPOS	T	SP	1990	1993	1990	1993	1993	689,9	471,9	471,9	471,9	0	0	0	0
4	PAULINEA II	T	SP	1991	1994	1991	1996	1999	689,9	429,0	429,0	266,4	0	5	1	3
5	ANGRA II	T	RJ	1995	1995	1995	1995	1995	1097,0	620,1	620,1	620,1	0	0	0	0
6	ANGRA III	T	RJ	1997	1997	1997	1997	1997	1287,9	601,7	601,7	601,7	0	0	0	0
7	NUCLEAR IV	T	SE	1992	2002	1991	2001	-	1287,9	373,6	411,0	0,0	-1	-	-	0
8	GAS/SE	T	SE	-	-	1991	1993	-	225,0	0,0	153,9	0,0	-	-	-	0
9	NUCLEAR V	T	SE	-	-	1993	2003	-	1287,9	0,0	339,7	0,0	-	-	-	0
10	RASF-SE/1	T	SE	-	-	1991	1994	-	689,9	0,0	429,0	0,0	-	-	-	0
11	RASF-SE/2	T	SE	-	-	1991	1994	-	689,9	0,0	429,0	0,0	-	-	-	0

1	CORUHA I	H	PARANAIBA	PB	1989	1993	1993	1989	1993	575,5	360,4	360,4	360,4	0	0	0	0	0
1	IGARAUA	H	GRANDE	PB	1993	1993	1993	1990	1993	296,9	129,5	129,5	129,5	0	0	0	0	-4
2	NOVA PONTE	H	PARANAIBA	C	1988	1993	1993	1988	1993	692,1	493,4	493,4	493,4	0	0	0	0	0
4	SANTA BRANCA	H	PARAIBA	PB	1990	1993	1993	1990	1993	34,9	21,9	21,9	21,9	0	0	0	0	-3
5	SERRA DA MESA	H	TOCANTINS-SE	C	1989	1994	1989	1994	1994	1287,1	732,8	732,8	732,8	0	0	0	0	0
6	MANSO	H	PARAGUAI	PB	1991	1995	1991	1995	1993	237,5	122,9	122,9	101,6	0	0	2	2	0
7	MIRANDA	H	PARANAIBA	PB	1990	1995	1990	1995	1995	392,6	203,2	203,2	203,2	0	0	1	1	-2
8	SIMPLICIO	H	PARAIBA	V	1992	1995	1991	1994	1997	239,7	124,0	136,4	102,5	-1	2	1	1	0
9	CANA BRAVA	H	TOCANTINS-SE	V	1991	1996	1991	1993	1998	512,6	241,2	241,2	199,3	2	1	1	1	0
10	ANTA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1991	1995	2000	35,4	15,1	18,3	11,4	-2	3	1	1	1
11	ITACARA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1991	1995	2000	397,6	131,6	139,2	98,9	-2	1	3	1	1
12	SAPUCAIA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1991	1995	2000	308,8	132,1	159,8	99,2	-2	3	1	1	1
13	BARRA PEIXE	H	ARAGUATA	V	1992	1998	1991	1997	1992	298,0	112,0	112,0	112,0	-1	0	1	1	0
14	FORNOSO	H	S.FRAC.-MG	V	1994	1998	1993	1997	1995	334,8	130,2	143,2	118,4	-1	1	1	1	0
15	GUETHAO	H	S.FRAC.-MG	V	1993	1998	1993	1998	2000	154,3	60,0	60,0	49,6	0	2	0	1	1
16	SERRA DO FACAO	H	PARANAIBA	V	1994	1998	1993	1997	1994	285,4	111,0	122,1	111,0	-1	0	1	1	0
17	BOCAINA	H	PARANAIBA	V	1994	1999	1993	1998	1999	237,6	84,0	92,4	84,0	0	1	1	0	0
18	CAPTAN BRANCO	H	PARANAIBA	V	1994	1999	1991	1996	1999	567,8	200,7	267,2	200,7	-3	1	0	0	0
19	FZ BEZERRA	H	TOCANTINS-SE	I	1995	1999	1995	1999	2000	437,8	154,8	154,8	140,7	0	1	1	0	0

1-2-4-11 080570

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : AIHL)

PERCEPÇÃO DO ENGAÑO NA ESCOLHA DA PROJEÇÃO DE MERCADO EM 1990

[illegible]

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 = A1H1)

PERCEPCAO DO ENGAÑO NA ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1990

U S I N A		A1H1		A1H2		A1H3		FORCAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		MUDANCAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
		INICIO		INICIO		INICIO		DOS		(ANOS)		(ANOS)	
NOME	TIPO	BACTA	ESTAGIO	CONSTR.	DATA	CONSTR.	DATA	10*6 US\$	A1H1	A1H2	A1H3	A1H2-A1H1	A1H3-A1H1
4 TUCURUI II	H	TOCANTINS-N		1991	1997	1991	1997	1190,7	509,3	509,3	509,3	0	0
5 ARACA	H	PARNAIBA		1994	1998	1993	1998	226,6	88,1	96,9	88,1	-1	0
6 BELO MONTE	H	XINGU		1994	2001	1994	2001	7442,0	2174,2	2174,2	2174,2	0	0
7 SACOS	H	S.FRAC.-NE		1997	2001	1994	1999	213,5	62,4	83,0	75,5	-2	-1
30 SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS		1996	2002	1994	2000	1676,5	445,3	538,8	538,8	-2	-1
46 BELEN	H	S.FRANC-NE		-	-	1995	2000	984,5	0,0	317,0	317,0	-	0
47 PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO		-	-	1996	2002	1747,3	0,0	464,1	510,5	-	0
48 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA		-	-	-	1998	2044,9	0,0	0,0	448,9	-	-
INVESTIMENTOS TOTAIS(10**6US\$)								63939,02	19888,90	25198,44	19080,05		
CUSTO DO DEFICIT(10**US\$)									3865,22	4062,19	3619,13		
CUSTO DA GERACAO TECNICA(10**6US\$)									6093,36	7620,48	4481,12		
CUSTOS TOTAIS(10**6US\$)									29847,48	36881,11	27180,30		

QUADRO IV.4.2-2

CRONOGRAMA DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989: AIH1)

PERCEPCAO DO ENGAHO DA ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1992

U S I N A	TIPO	BACIA	STATUS	AIH1		AIH2		AIH3		ORÇAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		HUDANCAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
				INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	10 ⁶ US\$	10 ⁶ US\$	AIH1	AIH2	AIH3	(ANOS)
1 CANDIDOTA III-1	T	RS	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	406,5	252,8	252,8	252,8	0	0
2 CARVAO - 1/50HW	T	SC	V	1993	1996	1993	1996	1994	1997	98,5	50,6	50,6	46,0	1	0
3 CARVAO - 3/50HW	T	SC	V	1994	1997	1994	1997	1995	1998	98,5	46,0	46,0	41,8	1	0
4 CANDIDOTA III-2	T	RS	P8	1992	1997	1992	1997	1992	1997	586,2	273,9	273,9	273,9	0	0
5 CARVAO - 2/50HW	T	SC	V	1994	1997	1994	1997	1995	1998	98,5	46,0	46,0	41,8	1	0
6 CARVAO - 4/50HW	T	SC	V	1995	1998	1995	1998	1996	1999	98,5	41,8	41,8	38,0	1	0
7 CANDIDOTA III-3	T	RS	P8	1993	1998	1993	1998	1994	1999	586,2	249,0	249,0	226,4	1	0
8 CARVAO - 1/125HW	T	SC	P8	1993	1998	1993	1998	1994	1999	232,6	98,8	98,8	89,8	1	0
9 CARVAO - 2/125HW	T	SC	P8	1995	1999	1995	1999	1996	2000	232,6	89,8	89,8	81,7	1	0
10 J.LACERDA V	T	SC	I	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	0,0	-	0
11 CANDIDOTA III-4	T	RS	V	-	-	1996	2000	-	-	586,2	0,0	205,8	0,0	-	0
12 CANDIDOTA III-5	T	RS	V	-	-	1997	2001	-	-	487,5	0,0	155,6	0,0	-	0
13 CANDIDOTA III-6	T	RS	V	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	0,0	-	0
Regiao Sul															
Programa Hidroeletrico															
1 SEGREDO	H	IGUAQU	P8	1989	1992	1989	1992	1989	1992	1019,5	702,3	702,3	702,3	0	0
2 ITA	H	URUGUAI	P8	1989	1994	1989	1994	1989	1994	1381,1	729,4	729,4	729,4	0	0
3 CARPOS NOVOS	H	URUGUAI	V	1993	1997	1993	1997	1996	2000	588,7	251,8	251,8	189,2	3	3
4 D.FRANCISCA	H	JACUI	P8	1992	1997	1992	1997	1992	1997	188,4	80,6	80,6	80,6	0	0
5 STO. CARIAS	H	IGUAQU	V	1992	1997	1992	1997	1992	1997	837,2	366,7	366,7	366,7	0	0
6 CEBOLAO	H	TIBAGI	I	1994	1998	1993	1997	1996	2000	186,6	72,6	79,8	60,0	2	1
7 GARABI - 50%	H	URUGUAI	P8	1992	1998	1992	1998	1992	1998	832,4	331,4	331,4	331,4	0	0
8 BARRA GRANDE	H	URUGUAI	I	1993	1999	1993	1999	1994	2000	706,4	249,7	249,7	227,0	1	0
9 JATAZINHO	H	TIBAGI	I	1996	1999	1993	1996	1997	2000	195,4	69,1	92,0	62,8	1	0
10 MACHADINHO	H	UFUGUAI	V	1994	1999	1993	1998	1995	2000	1105,1	590,7	429,7	355,1	1	0
11 MAUA	H	TIBAGI	I	1995	1999	1994	1998	1996	2000	473,0	167,2	183,9	152,0	1	0
12 MONJOLINHO	H	URUGUAI	I	1996	1999	1993	1996	1996	2000	88,9	31,4	41,8	21,5	4	1
13 SAO JERONIMO	H	TIBAGI	I	1994	1999	1994	1999	1995	2000	371,6	131,3	131,3	119,4	1	0
14 F02 DO CHOPIH	H	IGUAQU	I	1996	2000	1993	1997	1998	2002	60,0	19,3	25,7	15,9	3	2
15 GARIBALDI	H	URUGUAI	I	1996	2000	1995	1999	1999	2003	391,0	125,7	138,2	94,4	1	0
16 ILHA GRANDE	H	PAFANA	V	1994	2001	1993	2000	1995	2002	2067,5	604,0	664,4	549,1	1	0
17 FAI QUERE	H	URUGUAI	I	1997	2001	1996	2000	-	-	327,6	95,7	105,3	0,0	-	0
18 B. VISTA IVAI	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	115,3	0,0	0,0	0,0	-	-
19 CAFANERA	H	IGUAQU	I	-	-	-	-	-	-	547,5	0,0	0,0	0,0	-	-
20 F02 DO ALONZO	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	157,6	0,0	0,0	0,0	-	-
21 F02 DO CHAFECO	H	URUGUAI	I	-	-	1997	2002	-	-	1397,2	0,0	371,1	0,0	-	0
22 FUNDAO	H	IGUAQU	I	-	-	1998	2002	-	-	177,5	0,0	47,1	0,0	-	0

QUADRO IV.4.2-2

CROQUIGRAMA DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa iniciada em 1989: AIII)

PERCEPÇÃO DO ENGANO DA ESCOLHA DA PROJEÇÃO DE MERCADO EM 1992

U S I N A			LOCALIZACAO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10-6 US\$						HIDRANCAS DE CURSO		ANEXOS				
NOME	TIPO	BACIA	STATUS	INICIO CONSTR.	DATA URBAG.	INICIO CONSTR.	AIH2	AIH3	AIH1	AIH2	AIH3	AIH2-AIH1-AIH3-AIH1-AIH2-AIH3-AIH3			
23 ITAPIRANGA	H	URUGUAI	I	-	-	1997	2003	-	-	1414,3	0,0	341,5	0,0	0	-
24 IVATUA	H	IVAI	I	-	-	-	-	-	-	162,5	0,0	0,0	0,0	-	-
25 SAO JOAO IVAI	H	IVAI	I	-	-	-	-	-	-	113,3	0,0	0,0	0,0	-	-
26 SAO ROQUE	H	URUGUAI	I	-	-	1997	2002	-	-	519,3	0,0	137,9	0,0	-1	-
27 TEL. BORBA	H	TIBAGI	I	-	-	1997	2002	-	-	138,3	0,0	36,7	0,0	0	-
28 XANXERE	H	URUGUAI	I	-	-	-	-	-	-	46,7	0,0	0,0	0,0	-	-
Regiao Sudeste/C.Oeste															
Programa Termoeletrico															
1 IGARAPE II	T	MG	PB	1990	1993	1993	1990	1993	1990	246,4	168,5	168,5	168,5	0	-3
2 PAULINEA I	T	SP	PB	1990	1993	1993	1990	1993	1990	689,9	471,9	471,9	471,9	0	-3
3 S. JOSE CARLOS	T	SP	PB	1990	1993	1993	1990	1993	1990	689,9	471,9	471,9	471,9	0	-3
4 PAULINEA II	T	SP	PB	1991	1994	1994	1991	1994	1991	689,9	429,0	429,0	429,0	0	-2
5 ANGRA II	T	RJ	C	-	1995	1995	-	1995	-	1097,0	620,1	620,1	620,1	0	0
6 ANGRA III	T	RJ	C	-	1997	1997	-	1997	-	1287,9	601,7	601,7	601,7	0	0
7 NUCLEAR IV	T	SE	V	1992	2002	2002	1992	2002	1992	1287,9	373,6	373,6	373,6	0	1
8 NUCLEAR V	T	SE	V	-	-	1993	2003	-	-	1287,9	0,0	339,7	0,0	-	-
9 GAS/SE	T	SE	I	-	1993	1995	-	1993	-	225,0	0,0	127,2	0,0	-	1
10 GAS-SE/1	T	SE	I	-	-	1993	1996	-	-	689,9	0,0	354,6	0,0	-	2
11 GAS-SE/2	T	SE	I	-	-	1993	1996	-	-	689,9	0,0	354,6	0,0	-	2
Regiao Sudeste/C.Oeste															
Programa Hidroeltrico															
1 CORUMBA I	H	PARANAIBA	PB	1989	1993	1993	1989	1993	1989	575,5	360,4	360,4	360,4	0	0
2 IGARAPA GRANDE	H	PARANAIBA	PB	1990	1993	1993	1990	1993	1990	206,9	129,5	129,5	129,5	0	-4
3 NOVA FONTE	H	PARANAIBA	C	1988	1993	1993	1988	1993	1988	692,1	433,4	433,4	433,4	0	0
4 SANTA BRANCA	H	PARAIBA	PB	1990	1993	1993	1990	1993	1990	34,9	21,9	21,9	21,9	0	-3
5 SERRA DA MESA	H	TOCANTINS-SE	C	1989	1994	1994	1989	1994	1989	1287,1	732,8	732,8	732,8	0	0
6 MANHO	H	PARAGUAI	PB	1991	1995	1995	1991	1995	1991	237,5	122,9	122,9	122,9	0	2
7 HIRANDA	H	PARANAIBA	PB	1990	1995	1995	1990	1995	1990	392,6	203,2	203,2	203,2	0	1
8 SIMPLICIO	H	PARAIBA	V	1992	1995	1995	1992	1995	1992	237,7	124,0	124,0	124,0	0	-2
9 ANHA BRAVA	H	TOCANTINS-SE	V	1991	1996	1996	1991	1996	1991	512,6	241,2	241,2	241,2	0	-2
10 CANTA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1997	1993	1997	1993	35,4	15,1	15,1	15,1	0	3
11 ITACARA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1997	1993	1997	1993	307,6	131,6	131,6	131,6	0	1
12 SAPUCAIA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1997	1993	1997	1993	308,8	132,1	132,1	132,1	0	3
13 BARRA PEIXE	H	ARAGUAIA	V	1992	1998	1998	1992	1998	1992	288,0	112,0	112,0	112,0	0	0
14 FORROSO	H	S.FRAC.-MG	V	1994	1998	1998	1994	1998	1994	334,8	130,2	143,2	107,6	2	-1

QUADRO IV.4.2-2

CRONOGRAMA DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989: AIH1)

PERCEPCAO DO ERGANO DA ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1992

U S I N A		STATUS	AIH1		AIH2		AIH3		ORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10-6 US\$				MUDANÇAS DE CURSO (ANOS)			ARREPENDIMENTOS (ANOS)		
NOME	TIPO		BACIA	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	10-6 US\$	10-6 US\$	AIH1	AIH2	AIH3	AIH2-AIH1	AIH3-AIH1	AIH2-AIH3-AIH1	
15	QUEIMADO	H	S.FRAC.-MG	V	1993	1998	1993	1998	1995	2000	154,3	60,0	60,0	48,6	0	2	0	1
16	SERRA DO FAÇAO	H	PARANAIBA	V	1994	1998	1993	1997	1996	2000	285,4	111,0	122,1	91,7	-1	2	-1	2
17	BOCATINA	H	PARANAIBA	V	1994	1999	1993	1998	1995	2000	237,6	84,0	92,4	76,4	-1	1	1	1
18	CAPIM BRANCO	H	PARANAIBA	V	1994	1999	1993	1998	1995	2000	567,8	200,7	220,8	182,5	-1	1	2	-1
19	FÓZ BEZERRA	H	TOCANTINS-SE	I	1995	1999	1995	1999	1996	2000	437,8	154,8	140,7	0	0	1	0	0
20	PICADA	H	PARAIBA	V	1995	1999	1993	1997	1996	2000	165,5	58,5	70,8	53,2	-2	1	-1	0
21	ROSAL	H	PARAIBA	I	1995	1999	1993	1997	1996	2000	69,3	24,5	22,3	22,3	-2	1	-2	1
22	CORUBA II	H	PARANAIBA	V	1995	2000	1994	1999	1996	2001	383,3	123,2	135,5	112,0	-1	1	0	1
23	FRANCA AMARAL	H	PARAIBA	I	1997	2000	1993	1996	1999	2002	38,1	12,2	17,9	10,1	-4	2	-3	1
24	FUNIL	H	GRANDE	I	1995	2000	1993	1998	1997	2002	145,6	46,8	56,6	38,7	-2	2	0	1
25	TRAPE	H	JEUQUITINH	V	1995	2000	1994	1999	1997	2002	784,8	252,2	277,4	208,4	-1	2	0	0
26	PEIXE	H	TOCANTINS-SE	I	1995	2000	1993	1998	1996	2001	1631,4	524,3	634,4	476,6	-2	1	0	-1
27	PIRAJU	H	PARANAPANEMA	I	1996	2000	1993	1997	1998	2002	167,1	53,7	71,5	44,4	-3	2	-2	1
28	GUARTEL	H	S.FRAC.-MG	V	1996	2000	1993	1997	1998	2002	187,4	60,2	80,2	48,8	-3	2	-2	1
29	SORRABO	H	PARAIBA	V	1996	2000	1993	1997	1997	2001	132,9	42,7	56,8	38,8	-3	1	-1	0
30	AIKORES	H	DOCE	V	1998	2003	1997	2002	-	-	409,0	98,7	108,6	0,0	-1	-	0	-1
31	ALHENA	H	JEUQUITINH	I	-	-	-	-	-	-	153,2	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
32	BANANEIRAS II	H	S.FRAC.-MG	I	-	-	1998	2002	1998	2002	492,0	0,0	130,7	130,7	-	-	0	-1
33	BAU	H	DOCE	I	-	-	1993	1996	-	-	104,8	0,0	49,3	0,0	-	-	-7	-
34	C.MAGALHES	H	ARAGUAIA	I	-	-	1999	2003	1998	2002	398,9	0,0	96,3	105,9	-	-	0	0
35	DESCALVADO	H	RIBEIRA	I	-	-	1998	2002	1998	2002	280,7	0,0	74,6	74,6	-	-	0	0
36	MIRADOR	H	TOCANTINS-SE	I	-	-	1998	2002	1998	2002	161,0	0,0	42,8	42,8	-	-	0	0
37	MUNDO NOVO	H	PARANAIBA	I	-	-	1999	2003	-	-	135,2	0,0	32,7	0,0	-	-	0	-
38	MURTA	H	JEUQUITINH	I	-	-	-	-	-	-	155,9	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
39	PAULISTAS	H	PARANAIBA	I	-	-	1998	2002	1998	2002	140,8	0,0	37,4	37,4	-	-	0	0
40	PILAR	H	DOCE	I	-	-	1998	2003	-	-	140,0	0,0	33,8	0,0	-	-	0	-
41	POPEU	H	S.FRAC.-MG	I	-	-	1999	2002	-	-	92,3	0,0	24,5	0,0	-	-	0	0
42	P. ESTRELA	H	DOCE	I	-	-	-	-	-	-	133,4	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
43	SÃO MIGUEL	H	GRANDE	I	-	-	1998	2002	-	-	114,2	0,0	30,3	0,0	-	-	-2	-
44	TERRA BRANCA	H	JEUQUITINH	I	-	-	-	-	-	-	92,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
45	TURNALINA	H	JEUQUITINH	I	-	-	2000	2004	-	-	213,5	0,0	46,9	0,0	-	-	0	-

Região Norte/Nordeste
Programa Termoeletrico

1	T-GAS/NE 1	I	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	1992	100,0	75,2	75,2	0	0	0
2	T-GAS/NE 2	I	NE	1990	1992	1990	1992	1990	1992	1992	100,0	75,2	75,2	0	0	0
3	PARATIBE	I	BA	1990	1993	1990	1993	1990	1993	1993	689,8	471,9	471,9	0	0	0
4	T-GAS/NE 3	I	NE	1991	1993	1991	1993	1991	1993	1993	100,0	68,4	68,4	0	0	0

QUADRO IV.4.2-2

CRONOGRAMA DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989: AIH1)

PERCEPCAO DO ENIGANO DA ESCOLHA DA PROECCAO DE MERCADO EM 1992

U S I N A			AIH1	AIH2	AIH3	INCRMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10*6 US\$			MUDANCAS DE CURSO (ANOS)		ARRFENDIMENTOS (ANOS)					
NOME	TIPO	BACIA	STATUS	INICIO	DATA	INICIO	DATA	INHAQ.	INHAQ.	AIH1	AIH2	AIH3	AIH2-AIH1	AIH3-AIH1	AIH3-AIH2	AIH3-AIH2-AIH1
				CONSTR.	INHAQ.	CONSTR.	INHAQ.	10*6 US\$	10*6 US\$	0,0	0,0	0	0	0	0	0
5 BASF NE/2	I	BA	I	1991	1994	1991	1994	489,9	429,0	429,0	429,0	429,0	0	0	0	0
6 T-GAS/NE 4	I	ME	I	1993	1995	1993	1995	100,0	0,0	56,5	0,0	0,0	0	0	0	3
Regioes Norte/Nordeste																
Programa Hidroeltrico																
1 P.CAVALO	H	PARAGUACU	PB	1989	1993	1989	1993	118,5	74,2	74,2	74,2	74,2	0	0	0	0
2 XINGO	H	S.FRANC-NE	C	1989	1994	1989	1994	2838,4	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0	0	0	0	0
3 ITAPEBI	H	JEQUITINH	I	1993	1997	1993	1997	694,9	297,2	297,2	297,2	297,2	0	0	0	0
4 TUCURUI II	H	TOCANTINS-N	V	1991	1997	1991	1997	1190,7	509,3	509,3	509,3	509,3	0	0	0	0
5 ARACA	H	PARNAIBA	I	1994	1998	1993	1997	226,6	88,1	96,9	80,1	80,1	0	0	0	0
6 BELO MONTE	H	XINGU	V	1994	2001	1994	2001	7442,0	2174,2	2174,2	2174,2	2174,2	0	0	0	0
7 SACOS	H	S.FRANC-NE	I	1997	2001	1994	1998	213,5	62,4	83,0	56,7	56,7	0	0	0	0
8 SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	1996	2002	1994	2000	1676,5	445,3	538,8	489,8	489,8	0	0	0	0
9 PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO	V	-	-	1996	2002	1747,3	0,0	464,1	0,0	0,0	0	0	0	0
10 BELEM	H	S.FRANC-NE	V	-	-	1995	2000	986,5	0,0	317,0	289,2	289,2	0	0	0	0
11 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA	I	-	-	-	-	2044,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0

INVESTIMENTOS TOTAIS(10**6US\$) 63939,02 19888,90 24683,34 19164,27

CUSTO DO DEFICIT(10**6US\$) 3865,22 4966,79 3143,16

CUSTO DA GERACAO TECNICA(10**6US\$) 6093,36 7732,84 5874,83

CUSTOS TOTAIS(10**6US\$) 29847,48 37382,97 28682,26

QUADRO IV.4.2-3

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : AZH2)

PERCEPCAO DOS ENGANOS EM 1990

NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	AZH1		AZH2		AZH3		INCREMTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10% US\$		MUDANCAS DE CURSO (ANOS)		ARREPENDIMENTOS (ANOS)	
				INICIO CONSTR.	DATA INAR.	INICIO CONSTR.	DATA INAR.	INICIO CONSTR.	DATA INAR.	AZH1	AZH2	AZH3	AZH1-AZH2	AZH2-AZH3	AZH1-AZH3
1 CANDIOTA III-1	T	RS	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	406,5	252,8	252,8	0	0	0
2 CARVAO - 1/50NH	T	SC	V	1993	1996	1993	1996	1993	1996	50,6	50,6	46,0	0	0	0
3 CANDIOTA III-2	T	RS	PB	1992	1997	1992	1997	1992	1997	586,2	273,9	249,0	0	0	0
4 CARVAO - 2/50NH	T	SC	V	1994	1997	1994	1997	1994	1997	58,5	46,0	41,8	0	0	0
5 CARVAO - 3/50NH	T	SC	V	1994	1997	1994	1997	1994	1997	58,5	46,0	41,8	0	0	0
6 CANDIOTA III-3	T	RS	PB	1993	1998	1993	1998	1993	1998	586,2	249,0	228,4	0	0	0
7 CARVAO - 1/125NH	T	SC	V	1993	1998	1993	1998	1993	1998	232,6	98,8	89,8	0	0	0
8 CARVAO - 4/50NH	T	SC	V	1995	1998	1995	1998	1995	1998	58,5	41,8	38,0	0	0	0
9 CARVAO - 2/125NH	T	SC	PB	1995	1999	1995	1999	1995	1999	232,6	89,8	81,7	0	0	0
10 CANDIOTA III-4	T	RS	V	1996	1999	1996	1999	1996	1999	586,2	0,0	205,8	0	0	0
11 CANDIOTA III-5	T	RS	V	1997	2001	1997	2001	1997	2001	487,5	0,0	155,6	0	0	0
12 CANDIOTA III-6	T	RS	V	1998	2002	1998	2002	1998	2002	487,5	0,0	141,4	0	0	0
13 J.LACERDA V	T	SC	I	1998	2002	1998	2002	1998	2002	487,5	0,0	141,4	0	0	0
Regiao Sul															
Programa Hidroeletrico															
1 SEGREDO	H	IGUAU	PB	1989	1992	1989	1992	1989	1992	1019,5	702,3	702,3	0	0	0
2 CARFOS NOVOS	H	URUGUAI	V	1990	1994	1990	1994	1990	1994	586,7	335,2	335,2	0	0	0
3 D.FRANCISCA	H	JACUI	PB	1989	1994	1989	1994	1989	1994	188,4	107,3	107,3	0	0	0
4 ITA	H	URUGUAI	PB	1989	1994	1989	1994	1989	1994	1281,1	729,4	729,4	0	0	0
5 STO.CAXIAS	H	IGUAU	V	1993	1998	1993	1998	1993	1998	857,2	333,3	333,3	0	0	0
6 CESOLAO	H	TIBAGI	I	1994	1998	1994	1998	1994	1998	186,6	72,6	60,0	0	0	0
7 GARABI - 50X	H	URUGUAI	PB	1993	1999	1993	1999	1993	1999	852,4	301,3	301,3	0	0	0
8 JATAZILINHO	H	TIBAGI	I	1996	1999	1996	1999	1996	1999	195,4	65,1	57,1	0	0	0
9 MACHADINHO	H	URUGUAI	V	1994	1999	1994	1999	1994	1999	1105,1	390,7	390,7	0	0	0
10 MAUA	H	TIBAGI	I	1995	1999	1995	1999	1995	1999	473,0	167,2	167,2	0	0	0
11 BARRA GRANDE	H	URUGUAI	I	1994	2000	1994	2000	1994	2000	706,4	227,0	249,7	0	0	0
12 GARIBALDI	H	URUGUAI	I	1996	2000	1996	2000	1996	2000	391,0	125,7	138,2	0	0	0
13 ILHA GRANDE	H	PARANA	V	1994	2001	1994	2001	1994	2001	2067,5	604,0	730,9	0	0	0
14 SAO JERONIMO	H	TIBAGI	I	1994	1999	1994	1999	1994	1999	371,6	131,3	119,4	0	0	0
15 FOZ DO CHOPIM	H	IGUAU	I	1996	2000	1996	2000	1996	2000	60,0	19,3	15,9	0	0	0
16 PAI GUERE	H	URUGUAI	I	1997	2001	1997	2001	1997	2001	327,6	95,7	105,3	0	0	0
17 NONJOLINHO	H	URUGUAI	I	1996	1999	1996	1999	1996	1999	88,9	31,4	26,0	0	0	0
18 FOZ DO CHAPECO	H	URUGUAI	I	1998	2002	1998	2002	1998	2002	137,2	0,0	37,1	0	0	0
19 FUNDAO	H	IGUAU	I	1998	2002	1998	2002	1998	2002	177,5	0,0	47,1	0	0	0
20 TEL. BOEBA	H	TIBAGI	I	1997	2002	1997	2002	1997	2002	138,3	0,0	36,7	0	0	0
21 SAO ROQUE	H	URUGUAI	I	1998	2003	1998	2003	1998	2003	519,3	0,0	125,4	0	0	0
38 ITAPITANGA	H	URUGUAI	I	1997	2003	1997	2003	1997	2003	1414,3	0,0	341,5	0	0	0
39 8. VISTA IVAI	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	115,3	0,0	0,0	0	0	0
40 CAPANEMA	H	IGUAU	I	-	-	-	-	-	-	547,5	0,0	0,0	0	0	0
41 FOZ DO ALONZO	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	157,6	0,0	0,0	0	0	0
42 IATUUA	H	IVAII	I	-	-	-	-	-	-	162,5	0,0	0,0	0	0	0

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A2H2)

PERCEPÇÃO DOS ENGANOS EM 1990

U.S.I.N.A.		A2H1		A2H2		A2H3		LOCALIZAÇÃO/VALOR PRES. DOS PROJETOS		DAS		10% US\$		MUDANÇAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
NOME	TIPO	BACIA	ESTÁGIO	INÍCIO	DATA INÍCIO	CONSTR.	INÍCIO	DATA INÍCIO	CONSTR.	INÍCIO	DATA INÍCIO	CONSTR.	INÍCIO	DATA INÍCIO	CONSTR.	INÍCIO	DATA INÍCIO
43	SÃO JOÃO	IVAI	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
44	XANXERE	URUGUAI	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Região Sudeste/C. Oeste																	
Programa termoeletrico																	
1	IGARAPÉ II	MG	PB	1991	1994	1990	1993	1996	1999	246,4	153,2	168,5	95,1	1	6	1	3
2	PAULINEA I	SP	PB	1990	1993	1990	1993	1990	1993	689,9	471,9	471,9	471,9	0	0	0	-3
3	PAULINEA II	SP	PB	1991	1994	1991	1994	1996	1999	689,9	429,0	429,0	266,4	0	5	0	3
4	S. JOSE CAMPOS	SP	PB	1990	1993	1990	1993	1990	1993	689,9	471,9	471,9	471,9	0	0	0	-3
5	GAS/SE	SE	I	-	-	1992	1994	-	-	235,0	0,0	139,9	0,0	-	-	-	-
6	RASF-SE/1	SE	I	-	-	1991	1994	-	-	689,9	0,0	429,0	0,0	-	-	-	-
7	RASF-SE/2	SE	I	-	-	1991	1994	-	-	689,9	0,0	429,0	0,0	-	-	-	-
8	ANGRA II	RJ	C	-	-	1995	1995	-	-	1087,0	620,1	620,1	620,1	0	0	0	0
9	ANGRA III	RJ	C	-	-	1997	1997	-	-	1287,9	601,7	601,7	601,7	0	0	0	0
10	NUCLEAR IV	SE	V	1992	2002	1991	2001	1992	2002	1287,9	373,6	411,0	373,6	1	1	0	0
11	NUCLEAR V	SE	I	-	-	1993	2003	-	-	1287,9	0,0	339,7	0,0	-	-	-	-
Região Sudeste/C. Oeste																	
Programa Hidrelétrico																	
1	COBURGA I	PARANÁ	PB	1989	1993	1989	1993	1989	1993	575,5	360,4	360,4	360,4	0	0	0	0
2	IGARAPÁ	GRANDE	PB	1990	1993	1990	1993	1990	1993	206,9	129,5	129,5	129,5	0	0	0	-4
3	MANSO	PARAGUAI	PB	1989	1993	1989	1993	1989	1993	237,5	148,7	148,7	148,7	0	0	0	-4
4	NOVA PONTE	PARANÁ	C	1988	1993	1988	1993	1988	1993	692,1	433,4	433,4	433,4	0	0	0	0
5	SANTA BRANCA	PARAIBA	PB	1990	1993	1990	1993	1990	1993	34,9	21,9	21,9	21,9	0	0	0	-3
6	SIMPLICIO	PARAIBA	V	1990	1994	1990	1994	1990	1994	239,7	150,1	150,1	150,1	0	0	0	-4
7	ANTA	PARAIBA	V	1990	1994	1990	1994	1990	1994	35,4	20,1	20,1	20,1	0	0	0	-3
8	MISUDA	PARAIBA	PB	1989	1994	1989	1994	1989	1994	392,6	223,5	223,5	223,5	0	0	0	-3
9	SAPUCAIA	PARAIBA	V	1990	1994	1990	1994	1990	1994	308,8	175,8	175,8	175,8	0	0	0	-5
10	SERRA DA MESA	TOCANTINS-SE	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	1287,1	732,8	732,8	732,8	0	0	0	0
11	CANA BRAVA	TOCANTINS-SE	V	1990	1995	1990	1995	1990	1995	512,6	265,3	265,3	265,3	0	0	0	-3
12	ITACARA	PARAIBA	V	1995	1999	1991	1995	1996	2000	307,6	108,7	159,2	98,9	4	5	2	1
13	CAPIB BRANCO	PARANÁ	V	1994	1999	1991	1996	1995	2000	567,8	207,7	267,2	182,5	3	4	0	1
14	BOCAINA	PARANÁ	V	1994	1999	1992	1997	1994	1999	237,6	84,0	101,6	84,0	2	2	0	0
15	BARRA PEIXE	ARAGUAIA	V	1993	1999	1992	1998	1992	1998	288,0	101,8	112,0	112,0	1	0	0	0
16	COBURGA II	PARANÁ	V	1995	2000	1993	1998	1996	2001	383,3	123,2	149,1	112,0	2	3	0	0
17	FORMOSO	PARANÁ	V	1994	1998	1994	1998	1996	2000	334,8	130,2	130,2	107,6	0	2	0	1
18	FUNIL	S.FEAC.-MG	V	1995	2000	1993	1998	1997	2002	145,6	45,8	56,6	38,7	2	4	0	0
19	PEIXE	GRANDE	I	1995	2000	1993	1998	1997	2002	1631,4	524,3	634,4	433,3	2	4	0	0
20	PICADA	PARAIBA	V	1995	1999	1994	1998	1997	2001	165,5	58,5	64,4	48,4	1	3	0	0
21	QUEIMADO	S.FEAC.-MG	V	1993	1998	1993	1998	1995	2000	154,3	60,0	60,0	49,6	0	2	0	1
22	SERRA DO FAÇÃO	PARANÁ	V	1994	1998	1994	1998	1996	2000	285,4	111,0	111,0	91,7	0	2	0	2

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A2H2)

PERCEPCAO DOS ENGANOS EM 1990

U S I N A			A2H1		A2H2		A2H3		10º e US\$		MUDANCAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO CONSTR.	DATA INHA.	INICIO CONSTR.	DATA INHA.	INICIO CONSTR.	DATA PROJETO	10º e US\$	A2H1	A2H2	A2H3	A2H1-A2H2-A2H3-A2H4-A2H5-A2H6
23 SOBPAZI	H	PARAIBA	V	1996	2000	1994	1998	1998	2002	132,9	42,7	51,7	35,3	4
24 FZ BEZERRA	H	TOCANTINS-SE	I	1995	1999	1995	1999	1997	2001	437,8	154,8	154,8	127,9	2
25 FRANCA MARIAL	H	PARAIBA	I	1997	2000	1996	1999	1999	2002	38,1	12,2	13,5	10,1	3
26 ITAPE	H	JEUQUINH	V	1994	1999	1994	1999	1997	2002	784,8	277,4	277,4	208,4	3
27 PIRAJU	H	PARANAPANEMA	I	1996	2000	1995	1999	1998	2002	157,1	53,7	59,1	44,4	3
28 QUATEL	H	S-FRAC.-MG	V	1996	2000	1995	1999	1998	2002	187,4	60,2	66,3	49,8	3
29 ROSAL	H	PARAIBA	I	1995	1999	1995	1999	1994	2000	69,3	24,5	24,5	22,3	3
30 AIKONES	H	DOCE	V	1998	2003	1997	2002	-	-	409,0	98,7	108,6	0,0	1
31 BANANEIRAS II	H	S-FRAC.-MG	I	-	-	1998	2002	-	-	492,0	0,0	130,7	0,0	-
32 BISCALVADO	H	RIBEIRA	I	-	-	1998	2002	-	-	280,7	0,0	74,6	0,0	-
33 MIRADOR	H	TOCANTINS-SE	I	-	-	1998	2002	-	-	161,0	0,0	42,8	0,0	-
34 PAULISTAS	H	PARANAIBA	I	-	-	1998	2002	-	-	140,8	0,0	37,4	0,0	-
35 POMPEU	H	S-FRAC.-MG	I	-	-	1999	2003	-	-	92,3	0,0	24,5	0,0	-
36 BAI	H	DOCE	I	-	-	2000	2003	-	-	104,8	0,0	25,3	0,0	-
37 C.MAGALHES	H	ARAGUAIA	I	-	-	1999	2003	-	-	398,9	0,0	96,3	0,0	-
38 MUNDO NOVO	H	PARANAIBA	I	-	-	1999	2003	-	-	135,2	0,0	32,7	0,0	-
39 PILAR	H	DOCE	I	-	-	1998	2003	-	-	140,0	0,0	33,8	0,0	-
40 SAO MIGUEL	H	GRANDE	I	-	-	2000	2004	-	-	114,2	0,0	25,1	0,0	-
41 TURKALINA	H	JEUQUINH	I	-	-	2000	2004	-	-	213,5	0,0	46,9	0,0	-
42 ALMEIDA	H	JEUQUINH	I	-	-	-	-	-	-	153,2	0,0	0,0	0,0	-
43 MUITA	H	JEUQUINH	I	-	-	-	-	-	-	155,9	0,0	0,0	0,0	-
44 P-ESTRELA	H	DOCE	I	-	-	-	-	-	-	133,4	0,0	0,0	0,0	-
45 TERRA BRANCA	H	JEUQUINH	I	-	-	-	-	-	-	92,0	0,0	0,0	0,0	-
Regioes Norte/Nordeste														
Programa Termaeletrico														
1 T-GAS/NE 1	T	NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0
2 T-GAS/NE 2	T	NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0
3 T-GAS/NE 3	T	NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0
4 T-GAS/NE 4	T	NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0
5 MATARIFE	T	BA	I	1990	1993	1990	1993	1990	1993	689,9	471,9	471,9	471,9	0
6 RASF NE/2	T	BA	I	-	-	1991	1994	-	-	689,9	0,0	429,0	0,0	-
Regioes Norte/Nordeste														
Programa Hidroeletrico														
1 P.CAVALO	H	PARAGUACU	PB	1989	1993	1989	1993	1989	1993	118,5	74,2	74,2	74,2	0
2 XINGO	H	S-FRANC-NE	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	2838,4	1615,0	1615,0	1615,0	0
3 TUCURUI II	H	TOCANTINS-N	V	1990	1996	1990	1996	1990	1996	1190,7	560,3	560,3	560,3	0
4 ITAPEBI	H	JEUQUINH	I	1994	1998	1993	1997	1995	1999	694,9	270,2	270,2	245,6	1
5 ARACA	H	PARANAIBA	I	1997	2001	1994	1998	1994	1998	226,6	66,2	66,2	66,2	3
6 BELEN	H	S-FRANC-NE	V	1999	2004	1994	1999	1996	2001	986,5	216,5	348,7	288,2	5

QUADRO IV.4.2-3

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : AZH2)

PERCEPÇÃO DOS ENGANOS EM 1990

U S I N A			AZH1		AZH2		AZH3		ORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10*6 US\$		MUDANÇAS DE CURSO (ANOS)		ARREPENDIMENTOS (ANOS)	
NOBRE	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	DOS PROJETOS 10*6 US\$	AZH1	AZH2	AZH3	AZH1-AZH2-AZH3-AZH4-AZH5-AZH6
7 SACOS	H	S.FRAC.-NE	I	1978	2002	1975	1999	1995	1999	213,5	56,7	75,5	75,5	0
8 SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	1975	2001	1994	2000	1995	2001	1676,5	489,8	538,8	489,8	0
9 BELO MONTE	H	XINGU	V	1994	2001	1994	2001	1994	2001	7442,0	2174,2	2174,2	2174,2	0
10 PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO	V	-	-	1996	2002	1996	2002	1747,3	0,0	464,1	464,1	0
11 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA	I	-	-	-	-	1998	2004	2044,9	0,0	0,0	448,9	1

INVESTIMENTOS TOTAIS(10**6US\$)

63939,06 19945,09 25270,20 19965,17

CUSTO DO DEFICIT(10**6US\$)

3842,06 4119,17 3122,62

CUSTO DA GERACAO TERRICA(10**6)

6167,43 7635,37 4711,84

CUSTOS TOTAIS(10**6US\$)

29954,58 37024,74 27799,63

CRONOGRAMAS DAS OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A2H2)

PERCEPÇÃO DO ENGANO NA ESCOLHA DA PROJEÇÃO DE MERCADO EM 1992

U S I N A			A2H1		A2H2		A2H3		ORÇAMENTO VALOR PRES. DMS ALTERNATIVAS 10 ⁶ US\$			MUDANÇAS DE CURSO			ARREPENDIMENTOS		
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO CONSTR.	DATA 1989	INICIO CONSTR.	DATA 1989	INICIO CONSTR.	DATA 1989	A2H1	A2H2	A2H3	A2H1-A2H2	A2H2-A2H3	A2H1-A2H3	(ANOS)	
1 CANDIOTA III-1	T	RS	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	406,5	252,8	252,8	0	0	0	0	
2 CARVÃO - 1/500W	T	SC	V	1994	1997	1993	1996	1996	1999	98,5	46,0	50,6	1	3	1	3	
3 CANDIOTA III-2	T	RS	P8	1992	1997	1992	1997	1992	1997	586,2	273,9	273,9	0	0	0	0	
4 CARVÃO - 2/500W	T	SC	V	1995	1998	1994	1997	1997	2000	98,5	41,8	46,0	1	3	1	3	
5 CARVÃO - 3/500W	T	SC	V	1995	1998	1994	1997	1997	2000	98,5	41,8	46,0	1	3	1	3	
6 CANDIOTA III-3	T	RS	P8	1994	1999	1993	1998	1996	2001	586,2	228,4	249,0	1	3	1	3	
7 CARVÃO - 1/125W	T	SC	P8	1994	1999	1993	1998	1996	2001	232,6	89,8	98,8	1	3	1	3	
8 CARVÃO - 4/500W	T	SC	P8	1996	1999	1995	1998	1998	2001	98,5	38,0	41,8	1	3	1	3	
9 CARVÃO - 2/125W	T	SC	V	1996	2000	1995	1999	1998	2002	232,6	81,7	89,8	1	3	1	3	
10 CANDIOTA III-4	T	RS	V	-	-	1996	2000	-	-	586,2	0,0	205,8	-	-	-	-	
11 CANDIOTA III-5	T	RS	V	-	-	1997	2001	-	-	487,5	0,0	155,6	-	-	-	-	
12 CANDIOTA III-6	T	RS	V	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	-	-	-	-	
13 J.LACERDA V	T	SC	I	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	-	-	-	-	
Região Sul																	
Programa Hidroelétrico																	
1 SEGREDO	H	IGUAÇU	P8	1989	1992	1989	1992	1989	1992	1819,5	782,3	782,3	0	0	0	-2	
2 CARPOS NOVOS	H	URUGUAI	V	1990	1994	1990	1994	1990	1994	588,7	335,2	335,2	0	0	0	-3	
3 D.FRANCISCA	H	JACUI	P8	1989	1994	1989	1994	1989	1994	188,4	107,3	107,3	0	0	0	-3	
4 ITA	H	URUGUAI	P8	1994	1994	1989	1994	1989	1994	1281,1	729,4	729,4	0	0	0	-3	
5 S.TO.CAXIAS	H	IGUAÇU	V	1991	1996	1991	1996	1991	1996	857,2	483,3	483,3	0	0	0	-2	
6 CEBOLAO	H	TIBAGI	I	1995	1999	1994	1998	1997	2001	186,6	66,0	72,6	1	3	1	3	
7 GARAGI - 50%	H	URUGUAI	P8	1992	1998	1992	1998	1992	1998	852,4	331,4	331,4	0	0	0	-1	
8 JATACIZINHO	H	TIBAGI	I	1998	2001	1993	1998	1999	2002	195,4	57,1	51,9	3	4	2	2	
9 MACHADINHO	H	URUGUAI	V	1993	1998	1995	1998	1995	2000	1185,1	429,7	429,7	0	2	1	1	
10 MAUA	H	TIBAGI	I	1997	2001	1994	1998	1996	2000	473,0	138,2	152,0	3	2	2	0	
11 BARRA GRANDE	H	URUGUAI	I	1994	2000	1993	1999	1994	2000	766,4	227,0	249,7	1	1	1	0	
12 GARIBALDI	H	URUGUAI	I	1998	2002	1995	1999	1999	2003	391,0	183,8	138,2	3	4	2	1	
13 ILHA GRANDE	H	PARANA	V	1992	1999	1992	1999	1992	1999	2067,5	730,9	730,9	0	0	0	-3	
14 SÃO JERÔNIMO	H	TIBAGI	I	1996	2001	1994	1999	1995	2000	371,6	188,6	131,3	2	1	2	0	
15 FOZ DO CHOPIM	H	IGUAÇU	I	1998	2002	1996	2000	1999	2003	60,0	15,9	19,3	2	3	2	3	
16 PAI GUERE	H	URUGUAI	I	1998	2002	1996	2000	1997	2001	327,6	87,0	105,3	2	1	1	1	
17 MONJOLINHO	H	URUGUAI	I	2000	2003	1998	2001	2000	2003	88,9	21,5	26,0	2	2	4	1	
18 FOZ DO CARPEÇO	H	URUGUAI	I	-	-	1997	2002	-	-	1397,2	0,0	371,1	-	-	-	-	
19 FUNDÃO	H	IGUAÇU	I	-	-	1998	2002	-	-	177,5	0,0	47,1	-	-	-	-	
20 TEL. BOGA	H	TIBAGI	I	-	-	1997	2002	-	-	138,3	0,0	36,7	-	-	-	-	
21 SÃO ROQUE	H	URUGUAI	I	-	-	1996	2003	-	-	519,3	0,0	125,4	-	-	-	-	
22 B. VISTA IVAI	H	IVAÍ	I	-	-	-	-	-	-	115,3	0,0	0,0	-	-	-	-	
23 CAPANEMA	H	IGUAÇU	I	-	-	-	-	-	-	547,5	0,0	0,0	-	-	-	-	
24 FOZ DO ALONZO	H	IVAÍ	I	-	-	-	-	-	-	157,6	0,0	0,0	-	-	-	-	
25 ITAPIRANGA	H	URUGUAI	I	-	-	1997	2003	-	-	1414,3	0,0	341,5	-	-	-	-	
26 ITAUAUA	H	IVAÍ	I	-	-	-	-	-	-	162,5	0,0	0,0	-	-	-	-	

CRONOGRAMAS DAS OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A2H2)

PERCEPCAO DO ENGAHO NA ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1992

U S I N A				ORÇAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS				MUDANÇAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS		
NOME		TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO		DATA		10 ⁶ US\$		(ANOS)	
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)
					CONSTR.	INICIO	CONSTR.	INICIO	A2H1	A2H2	A2H3	(ANOS)

CRONOGRAMAS DAS OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A2H2)

PERCEPCAO DO ENGANO NA ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1992

U S I N A			A2H1		A2H2		A2H3		ORÇAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10 ⁶ US\$		MUDANCAS DE CURSO (ANOS)		ARREPENDIMENTOS (ANOS)			
NUMERO	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO CONSTR.	DATA 1989/90	INICIO CONSTR.	DATA 1989/90	INICIO CONSTR.	DATA 1989/90	DOS	A2H1	A2H2	A2H3	A2H1-A2H2	A2H2-A2H3	A2H1-A2H3-A2H3
23	SORRAGI	H PARAIBA	V	1978	2002	1994	1998	1998	2002	132,9	35,3	51,7	35,3	4	4	2
24	FZ BEZERRA	H TOCANTINS-SE	I	1977	2001	1995	1999	1998	2002	437,8	127,9	154,8	116,3	2	3	2
25	FRANCA AMARAL	H PARAIBA	I	1999	2002	1996	1999	2000	2003	38,1	10,1	13,5	9,2	3	4	2
26	IRAPE	H JERUTINH	V	1977	2002	1994	1999	1996	2001	784,8	208,4	277,4	229,3	3	2	-1
27	PIRAJU	H PARANAPANEMA	I	1978	2002	1995	1999	1999	2003	167,1	44,4	59,1	48,3	3	4	2
28	GUARTEL	H S.FRANC.-HG	V	1998	2002	1995	1999	1999	2003	167,4	49,8	66,3	45,3	3	4	2
29	ROSAL	H PARAIBA	I	1977	2001	1995	1999	1997	2001	69,3	20,2	24,5	20,2	2	2	2
30	ATMARES	H DOCE	V	-	-	1997	2002	-	-	409,0	0,0	188,6	0,0	-	-	-
31	BANANEIRAS II	H S.FRANC.-HG	I	-	-	1998	2002	-	-	492,0	0,0	130,7	0,0	-	-	-
32	DESCALVADO	H RIBEIRA	I	-	-	1998	2002	-	-	269,7	0,0	74,6	0,0	-	-	-
33	MIRADOR	H TOCANTINS-SE	I	-	-	1998	2002	-	-	161,0	0,0	42,8	0,0	-	-	-
34	PAULISTAS	H PARAIBA	I	-	-	1998	2002	-	-	149,8	0,0	37,4	0,0	-	-	-
35	POPEU	H S.FRANC.-HG	I	-	-	1999	2002	-	-	92,3	0,0	24,5	0,0	-	-	-
36	BAU	H DOCE	I	-	-	2000	2003	-	-	104,8	0,0	25,3	0,0	-	-	-
37	C.MAGALHAES	H ARAGUATA	I	-	-	1999	2003	-	-	398,9	0,0	96,3	0,0	-	-	-
38	MUNDO NOVO	H PARAIBA	I	-	-	1999	2003	-	-	135,2	0,0	32,7	0,0	-	-	-
39	NUCLEAR V	T SE	I	-	-	1993	2003	-	-	1287,9	0,0	339,7	0,0	-	-	-
40	PILAR	H DOCE	I	-	-	1998	2003	-	-	149,0	0,0	33,8	0,0	-	-	-
41	SAO MIGUEL	H GRANDE	I	-	-	2000	2004	-	-	114,2	0,0	25,1	0,0	-	-	-
42	TURMALINA	H JERUTINH	I	-	-	2000	2004	-	-	213,5	0,0	46,9	0,0	-	-	-
43	ALLENARA	H JERUTINH	I	-	-	-	-	-	-	153,2	0,0	0,0	0,0	-	-	-
44	MURTA	H JERUTINH	I	-	-	-	-	-	-	155,9	0,0	0,0	0,0	-	-	-
45	P-ESTRELA	H DOCE	I	-	-	-	-	-	-	133,4	0,0	0,0	0,0	-	-	-
46	TERRA BRANCA	H JERUTINH	I	-	-	-	-	-	-	92,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-
Regioes Norte/Nordeste																
Programa Termoeletrico																
1	T-GAS/NE 1	T NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0	0	0
2	T-GAS/NE 2	T NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0	0	0
3	T-GAS/NE 3	T NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0	0	-1
4	T-GAS/NE 4	T NE	I	1990	1992	1990	1992	1990	1992	100,0	75,2	75,2	75,2	0	0	0
5	MATARIPE	T BA	I	1990	1993	1990	1993	1990	1993	689,9	471,9	471,9	471,9	0	0	0
6	RASF NE/2	T BA	I	1991	1994	1991	1994	1991	1994	689,9	429,0	429,0	429,0	-	-	0
Regioes Norte/Nordeste																
Programa Hidroeletrico																
1	P-CARVALO	H PARAQUACU	PB	1989	1993	1989	1993	1989	1993	118,5	74,2	74,2	74,2	0	0	0
2	XINGU	H S.FRANC-NE	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	2838,4	1616,0	1616,0	1616,0	0	0	0
3	TUCURUI II	H TOCANTINS-N	V	1990	1996	1990	1996	1990	1996	1190,7	580,3	580,3	580,3	0	0	-1
4	ITAPEBI	H JERUTINH	I	1995	1999	1993	1997	1996	2000	694,9	245,6	245,6	223,3	2	3	2
5	ARACA	H PARAIBA	I	1998	2002	1994	1998	1996	2000	226,6	60,2	88,1	72,8	4	2	4

QUADRO IV.4.2-4

CRONOGRAMAS DAS OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A2H2)

PERCEPCAO DO ERGANO NA ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1992

U S I N A		A2H1		A2H2		A2H3		LOCALIZACAO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		MUDANCAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
		INICIO CONSTR.	DATA INHA8.	INICIO CONSTR.	DATA INHA8.	INICIO CONSTR.	DATA INHA8.	10*6 US\$ DOS PROJETOS	10*6 US\$	A2H1-A2H2	A2H2-A2H3	A2H1-A2H2	A2H2-A2H3
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO										
6 BELEM	H	S.FRANC-NE	V	-	-	1994	1999	1995	2000	986,5	0,0	348,7	317,0
7 SACOS	H	S.FRANC-NE	I	1999	2003	1995	1999	1997	2001	213,5	51,6	75,5	62,4
8 SEERA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	1997	2003	1994	2000	1997	2003	1676,5	404,8	538,8	404,8
9 BELO MONTE	H	XINGU	V	1994	2001	1994	2001	1994	2001	7442,0	2174,2	2174,2	2174,2
10 PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO	V	-	-	1996	2002	1996	2002	1747,3	0,0	464,1	464,1
11 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA	I	-	-	-	-	-	-	2044,9	0,0	0,0	0,0

INVESTIMENTOS TOTAIS(10**6US\$) 63939,02 20925,62 25270,20 21378,49

CUSTO ESPERADO DO DEFICIT(10**6US\$) 2992,33 4119,17 2339,5

CUSTO ESPERADO DA GERACAO TECNICA(10**6US\$) 6557,85 7635,37 5815,24

CUSTOS TOTAIS(10**6US\$) 30475,00 37024,74 29533,23

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989: A3H3)

PERCEPÇÃO DO ENGAÑO DE ESCOLHA DA PROJEÇÃO DE MERCADO EM 1990

U S I N A				A3H1		A3H2		A3H3		ORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		MUDANÇAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO CONSTR.	DATA INÍCIO	INICIO CONSTR.	DATA INÍCIO	INICIO CONSTR.	DATA INÍCIO	DOS 10 ⁶ US\$	A3H1	A3H2	A3H3	A3H1-A3H2-A3H3	A3H1-A3H2-A3H3
1 CANDIOTA III-1	T	RS	C	1989	1994	1989	1994	1989	1994	486,5	252,8	252,8	0	0	0
2 CARVAO - 1/50MW	T	SC	V	1995	1998	1993	1996	1993	1996	98,5	41,8	56,6	2	0	2
3 CANDIOTA III-2	T	RS	P8	1994	1999	1993	1998	1992	1997	586,2	226,4	249,0	2	1	2
4 CARVAO - 2/50MW	T	SC	V	1996	1999	1995	1998	1994	1997	98,5	36,0	41,9	2	1	2
5 CARVAO - 3/50MW	T	SC	V	1996	1999	1995	1998	1994	1997	98,5	36,0	41,8	2	1	2
6 CANDIOTA III-3	T	RS	P8	1995	2000	1994	1999	1993	1998	586,2	205,8	226,4	2	1	2
7 CARVAO - 1/125MW	T	SC	P8	1995	2000	1994	1999	1993	1998	232,6	81,7	89,8	2	1	2
8 CARVAO - 4/50MW	T	SC	V	1997	2000	1996	1999	1995	1998	98,5	34,6	38,0	2	1	2
9 CARVAO - 2/125MW	T	SC	P8	1997	2001	1996	1999	1995	1999	232,6	74,2	81,7	2	1	2
10 CANDIOTA III-5	T	RS	V	-	-	1997	2001	-	-	487,5	0,0	155,6	-	-	0
11 CANDIOTA III-6	T	RS	V	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	-	-	0
12 J.LACERDA V	T	SC	I	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	-	-	0
13 CANDIOTA III-4	T	RS	V	-	-	1996	2000	-	-	586,2	0,0	205,8	-	-	0
Região Sul															
Programa Hidroelétrico															
1 SEGREDO	H	IGUAÇU	P8	1991	1994	1991	1994	1991	1994	1019,5	580,4	580,4	0	0	2
2 CAMPOS NOVOS	H	URUGUAI	V	1995	1999	1991	1995	1993	1997	588,7	288,1	304,7	2	2	2
3 O.FRANCISCA	H	JACUI	P8	1992	1997	1991	1996	1992	1997	189,4	88,6	88,7	0	0	1
4 ITA	H	URUGUAI	P8	1991	1996	1991	1996	1992	1997	1261,1	682,8	682,8	-1	-1	0
5 CEBOLÃO	H	TIBAGI	I	1995	1999	1991	1995	1993	1998	186,6	66,0	96,6	1	2	2
6 STO.CAXIAS	H	IGUAÇU	V	1993	1998	1991	1996	1993	1998	857,2	333,3	403,3	0	0	-3
7 GARABI - 501	H	URUGUAI	P8	1992	1998	1992	1998	1993	1999	852,4	331,4	381,3	0	1	0
8 MACHADINHO	H	URUGUAI	V	1994	1999	1992	1997	1994	1999	1105,1	390,7	472,7	-1	0	0
9 BARRA GRANDE	H	URUGUAI	I	1994	2000	1993	1999	1994	2000	765,4	227,0	249,7	0	0	-1
10 FZ DO CHOPIM	H	IGUAÇU	I	1997	2001	1992	1996	1994	2000	69,0	17,5	28,2	0	1	0
11 JATIMIZINHO	H	TIBAGI	I	1993	1996	1993	1996	1997	2000	195,4	92,0	92,0	-4	-4	-4
12 MUA	H	TIBAGI	I	1995	1999	1993	1997	1996	2000	473,0	167,2	202,3	-1	-3	-2
13 SAO JERONIMO	H	TIBAGI	I	1994	1999	1994	1999	1995	2000	371,6	131,3	131,3	-1	-1	-1
14 GARIBALDI	H	URUGUAI	I	1994	1998	1992	1996	1998	2002	391,0	152,0	164,0	-4	-6	0
15 ILHA GRANDE	H	PARANA	V	1996	2003	1993	2000	1995	2002	2067,5	499,2	664,4	-1	-2	-3
16 MONJOLINHO	H	URUGUAI	I	1993	1996	1993	1996	1999	2002	86,9	41,8	41,8	-6	-6	1
17 B. VISTA IVAI	H	IVAI	I	-	-	-	-	-	-	115,3	0,0	0,0	-	-	-5
18 CAPAENA	H	IGUAÇU	I	-	-	-	-	-	-	547,5	0,0	0,0	-	-	-
19 FZ DO ALONZO	H	IVAI	I	-	-	-	-	-	-	157,6	0,0	0,0	-	-	-
20 FZ DO CHAPECO	H	URUGUAI	I	-	-	1997	2002	-	-	1397,2	0,0	371,1	-	-	-
21 FUNDÃO	H	IGUAÇU	I	-	-	1998	2002	-	-	177,5	0,0	47,1	-	-	0

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989: A3H3)

PERCEPCAO DO ENGANO DE ESCOLHA DA PROJECAO DE MERCADO EM 1990

U S I N A				A3H1	A3H2	A3H3	ORÇAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS			MUDANÇAS DE CURSO			ARREPENDIMENTOS					
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO		DATA	CONSTR.	1ºMAB.	DOS			10 ⁶ US\$			A3H1-A3H3	A3H2-A3H3	A3H1-A3H1	A3H2-A3H2
				CONSTR.	INICIO	CONSTR.			1ºMAB.	DATA	A3H1	A3H2	A3H3					
22 ITAPETANGA	H	URUGUAI	I	-	1997	2003	-	-	1414,3	0,0	341,5	0,0	-	-	-	-	-	
23 IATUVA	H	IVAI	I	-	-	-	-	-	162,5	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	
24 PAI GUERE	H	URUGUAI	I	1997	1993	1997	-	-	327,6	95,7	140,1	0,0	-	-	-	0	-3	
25 SAO JOAO IVAI	H	IVAI	I	-	-	-	-	-	113,3	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-1	
26 SAO ROGUE	H	URUGUAI	I	-	1997	2002	-	-	519,3	0,0	137,9	0,0	-	-	-	-	0	
27 TEL. BORBA	H	TIBAGI	I	-	1997	2002	-	-	138,3	0,0	36,7	0,0	-	-	-	-	0	
28 XANDERE	H	URUGUAI	I	-	-	-	-	-	49,7	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	
Regiao Sudeste/C.Oeste																		
Programa Termoeletrico																		
1 ANGRA II	T	RJ	C	-	1995	1995	-	1995	1097,0	620,1	620,1	620,1	0	0	0	0	0	
2 IGARAPÉ II	T	MG	PB	1991	1994	1994	1993	1996	246,4	153,2	126,6	126,6	-2	-2	1	1	1	
3 PAULINEA I	T	SP	PB	1991	1994	1994	1993	1996	689,9	429,0	354,6	354,6	-2	-2	1	1	1	
4 PAULINEA II	T	SP	PB	1991	1994	1994	1993	1996	689,9	429,0	354,6	354,6	-2	-2	1	1	1	
5 S. JOSE CARLOS	T	SP	PB	1991	1994	1994	1993	1996	689,9	429,0	354,6	354,6	-2	-2	1	1	1	
6 ANGRA III	T	RJ	PB	-	1997	1997	-	1997	1287,9	601,7	601,7	601,7	0	0	0	0	0	
7 NUCLEAR IV	T	SE	U	1992	2002	2002	1992	2002	1287,9	373,6	411,0	373,6	0	0	0	0	0	
8 GAS/SE	T	SE	I	1992	1994	1994	-	-	225,0	139,9	139,9	0,0	-	-	-	-	0	
9 NUCLEAR V	T	SE	I	-	1993	2003	-	-	1287,9	0,0	339,7	0,0	-	-	-	-	0	
10 RASF-SE/1	T	SE	I	1991	1994	1994	-	-	689,9	429,0	429,0	0,0	-	-	-	-	0	
11 RASF-SE/2	T	SE	I	1991	1994	1994	-	-	689,9	429,0	429,0	0,0	-	-	-	-	0	
Regiao Sudeste/C.Oeste																		
Programa Hidroeletrico																		
1 CORUMBA I	H	PARANAIBA	PB	1989	1993	1993	1989	1993	575,5	360,4	360,4	360,4	0	0	0	0	0	
2 NOVA PONTE	H	PARANAIBA	C	1988	1993	1993	1988	1993	692,1	433,4	433,4	433,4	0	0	0	0	0	
3 SERRA DA MESA	H	TOCANTINS-SE	C	1989	1994	1994	1989	1994	1287,1	732,8	732,8	732,8	0	0	0	0	0	
4 SANTA BRANCA	H	PARAIBA	PB	1991	1994	1994	1991	1996	34,9	19,9	16,4	16,4	-2	-2	1	1	1	
5 IGARAPAVA	H	GRANDE	PB	1991	1994	1994	1991	1997	206,9	117,8	88,5	88,5	-3	-3	1	1	1	
6 MANO	H	PARAGUAI	PB	1991	1995	1995	1991	1993	237,5	122,9	101,6	101,6	-2	-2	1	2	2	
7 MIRANDA	H	PARANAIBA	PB	1991	1996	1996	1991	1997	392,6	184,7	167,9	167,9	-1	-1	1	2	2	
8 SIMPLICIO	H	PARAIBA	V	1991	1994	1994	1991	1997	239,7	136,4	102,5	102,5	-3	-3	1	1	1	
9 BARRA PEIXE	H	ARAGUAIA	V	1993	1999	1999	1991	1992	288,0	181,8	123,2	123,2	-1	-1	1	1	1	
10 CANA BRANCA	H	TOCANTINS-SE	V	1991	1996	1996	1991	1993	512,6	241,2	199,3	199,3	-2	-2	0	0	0	
11 SERRA DO FAÇAO	H	PARANAIBA	V	1991	1995	1995	1991	1994	147,7	147,7	111,0	111,0	-3	-3	0	0	0	
12 ANTA	H	PARAIBA	V	1995	1999	1999	1991	1995	35,4	12,5	12,5	12,5	0	0	2	2	2	
13 BOCAINA	H	PARANAIBA	V	1991	1996	1996	1991	1994	237,6	111,8	84,0	84,0	-3	-3	0	0	0	

CRONOGRAMA DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS ADOPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989: A3H3)

PERCEPÇÃO DO ENGANO DE ESCOLHA DA PROJEÇÃO DE MERCADO EM 1990

U S I N A			A3H1	A3H2	A3H3	ORÇAMENTO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS			MUDANÇAS DE CURSO			ARREPENDIMENTOS
			INÍCIO			DATA			10 ⁶ US\$			(ANOS)
			CONSTR.	INÍCIO	CONSTR.	1989	1990	1991	A3H1	A3H2	A3H3	A3H1-A3H2-A3H3
												A3H1-A3H2-A3H3
NOME	TIPO	BACIA	ESTÁGIO	INÍCIO	CONSTR.	1989	1990	1991	A3H1	A3H2	A3H3	A3H1-A3H2-A3H3
14 CAPIM BRANCO	H	PARANAIBA	V	1991	1996	1996	1996	1996	567,8	267,2	267,2	-3
15 FORROSO	H	S.FRAC.-MG	V	1996	2000	1991	1995	1995	334,8	107,6	173,3	116,4
16 ITACARA	H	PARAIBA	V	1994	1998	1991	1995	1995	387,6	115,6	159,2	108,7
17 QUEIRODO	H	S.FRAC.-MG	V	1995	2000	1993	1998	1994	49,6	60,0	54,6	-1
18 ROSAL	H	PARAIBA	V	1995	1999	1993	1997	1995	24,5	29,6	24,5	-2
19 SAPUCAIA	H	PARAIBA	V	1995	1999	1991	1995	1995	388,8	109,1	159,8	109,1
20 FOZ BETERRA	H	TOCANTINS-SE	I	1996	2000	1995	1999	1996	437,8	140,7	154,8	140,7
21 PICADA	H	PARAIBA	V	1991	1995	1993	1997	1996	155,5	85,7	70,8	53,2
22 CORUBA II	H	PARANAIBA	V	1997	2002	1994	1999	1996	383,3	101,8	135,5	112,0
23 FRANCA AMARAL	H	PARAIBA	I	1998	2001	1986	1999	1998	381,1	11,1	13,5	11,1
24 FUNIL	H	GRANDE	I	1996	2001	1993	1998	1996	145,6	45,5	56,6	42,5
25 PIRAJU	H	PARANAPANEMA	I	1997	2001	1993	1997	1997	167,1	48,8	71,5	48,8
26 QUARTEL	H	S.FRAC.-MG	V	1997	2001	1995	1999	1997	187,4	54,8	66,3	54,8
27 SOBRAGI	H	PARAIBA	V	1996	2000	1994	1998	1997	132,9	42,7	51,7	38,8
28 TRAPE	H	JEUQUINH	V	1997	2002	1994	1999	1997	784,8	208,4	277,4	288,4
29 PEIXE	H	TOCANTINS-SE	I	1996	2001	1993	1998	1997	1631,4	476,6	634,4	433,3
30 AIRORES	H	DOCE	V	-	1997	2002	-	-	489,0	0,0	188,6	0,0
31 ALMENARA	H	JEUQUINH	I	-	-	-	-	-	153,2	0,0	0,0	0,0
32 BANANEIRAS II	H	S.FRAC.-MG	I	-	1998	2002	-	-	492,0	0,0	130,7	0,0
33 BAU	H	DOCE	I	-	2000	2003	-	-	104,9	0,0	25,3	0,0
34 C.MAGALHES	H	ARAGUAIA	I	-	1999	2003	-	-	378,9	0,0	96,3	0,0
35 DESCALVARDO	H	RIBEIRA	I	-	1998	2002	-	-	288,7	0,0	71,6	0,0
36 MIRADOR	H	TOCANTINS-SE	I	-	1998	2002	-	-	161,0	0,0	42,8	0,0
37 MUNDO NOVO	H	PARANAIBA	I	-	1999	2003	-	-	135,2	0,0	32,7	0,0
38 MURTA	H	JEUQUINH	I	-	-	-	-	-	155,9	0,0	0,0	0,0
39 PAULISTAS	H	PARANAIBA	I	-	1998	2002	-	-	140,8	0,0	37,4	0,0
40 PILAR	H	DOCE	I	-	1998	2003	-	-	148,0	0,0	33,8	0,0
41 PONTE	H	S.FRAC.-MG	I	-	1994	1997	-	-	92,3	0,0	39,5	0,0
42 P. ESTRELA	H	DOCE	I	-	-	-	-	-	133,4	0,0	0,0	0,0
43 SAO MIGUEL	H	GRANDE	I	-	2000	2004	-	-	114,2	0,0	25,1	0,0
44 TERRA BRANCA	H	JEUQUINH	I	-	-	-	-	-	92,0	0,0	0,0	0,0
45 TURMALINA	H	JEUQUINH	I	-	2000	2004	-	-	213,5	0,0	46,9	0,0
Região Norte/Nordeste												
Programa Termoeletrico												
1 MATARIFE	T	BA	I	1990	1993	1990	1993	1993	689,9	471,9	471,9	0
2 RASE NE/2	T	BA	I	1991	1994	-	-	-	689,9	429,0	429,0	0
3 T-GAS/NE 1	T	NE	I	1991	1993	-	-	-	100,0	68,4	68,4	0

U S I N A			A3H1	A3H2	A3H3	ORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS 10 ⁶ US\$		MUDANÇAS DE CURSO (ANOS)		ARREPENDIMENTOS (ANOS)	
HOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	INICIO CONSTR.	INICIO CONSTR.	DATA 1989	DATA 1991	A3H1	A3H2	A3H3	A3H1-A3H2-A3H3
4 T-GAS/NE 2	T	NE	I	1991	1993	1991	1993	68,4	68,4	0,0	-
5 T-GAS/NE 3	T	NE	I	1991	1993	1991	1993	68,4	68,4	0,0	-
6 T-GAS/NE 4	T	NE	I	1991	1993	1991	1993	68,4	68,4	0,0	-
Região Norte/Nordeste											
Programa Hidroelétrico											
1 XINGÓ	H	S.FRANC-NE	C	1989	1994	1989	1994	2838,4	1616,0	1616,0	0
2 P.CAVALO	H	PARAGURU	PB	1991	1995	1991	1995	61,3	61,3	58,7	-2
3 TUCURUI II	H	TOCANTINS-M	V	1991	1997	1991	1997	1198,7	589,3	589,3	0
4 ARACA	H	PARNAIBA	I	1994	1998	1993	1998	226,6	88,1	88,1	0
5 ITAPEBI	H	JESUITINH	I	1994	1998	1993	1998	694,9	270,2	270,2	0
6 SACOS	H	S.FRANC-NE	I	1999	2003	1994	1999	213,5	83,0	75,5	4
7 BELEM	H	S.FRANC-NE	V	1998	2003	1995	2000	986,5	317,0	317,0	-
8 BELO MONTE	H	XINGU	V	1994	2001	1994	2001	7442,0	2174,2	2174,2	0
9 PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO	V	-	1996	2002	2001	1747,3	464,1	518,5	-
10 SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	1996	2002	1994	2000	1676,5	445,3	538,8	1
11 SANTA ISABEL	H	ARAGUAIA	I	-	-	-	-	2044,9	0,0	0,0	-

INVESTIMENTOS TOTAL(10**6US\$) 63939,02 28048,77 24833,64 18685,49

CUSTO DO DEFICIT(10**6US\$) 4145,59 4692,33 3593,14

CUSTO DA GERACAO TERMICA(10**6US\$) 7007,97 7619,24 4844,99

CUSTOS TOTAIS(10**6US\$) 31282,33 37145,21 27043,62

CRONOGRAMAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A3H3)

PERCEPÇÃO DOS ENGANOS EM 1992

U S I N A			A3H1	A3H2	A3H3	LOCALIZAÇÃO/VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS			MUDANÇAS DE CURSO			ARREPENDIMENTOS		
			INÍCIO		DATA		DOS			10 ⁶ US\$			(ANOS)	
NONE			INÍCIO	DATA	INÍCIO	DATA	INÍCIO	INÍCIO	INÍCIO	A3H1	A3H2	A3H3	A3H1-A3H3	A3H2-A3H3
TIPO	BACIA	ESTAGIO	CONSTR.	INÍCIO	CONSTR.	INÍCIO	CONSTR.	1989	1994	1994	1994	1994	A3H1-A3H3	A3H2-A3H3
1	CANDIOTÁ III-1	T RS	1989	1994	1989	1994	1989	1994	486,5	252,8	252,8	252,8	0	0
2	CARVAO - 1/50MW	T SC	1995	1998	1993	1996	1993	1996	98,5	41,8	58,6	58,6	2	2
3	CANDIOTÁ III-2	T RS	1994	1999	1992	1997	1992	1997	586,2	226,4	273,9	273,9	2	0
4	CARVAO - 2/50MW	T SC	1999	1999	1994	1997	1994	1997	98,5	38,0	46,0	46,0	2	2
5	CARVAO - 3/50MW	T SC	1996	1999	1994	1997	1994	1997	98,5	38,0	46,0	46,0	2	2
6	CANDIOTÁ III-3	T RS	1995	2000	1993	1998	1993	1998	586,2	205,8	249,0	249,0	2	2
7	CARVAO - 1/125MW	T SC	1995	2000	1993	1998	1993	1998	232,6	81,7	98,8	98,8	2	2
8	CARVAO - 4/50MW	T SC	1997	2000	1995	1998	1995	1998	98,5	34,6	41,8	41,8	2	2
9	CARVAO - 2/125MW	T SC	1997	2001	1996	2000	1996	1999	232,6	74,2	81,7	81,7	2	1
10	CANDIOTÁ III-4	T RS	-	-	1996	2000	-	-	586,2	0,0	205,8	0,0	-	-
11	J.LACERDA V	T SC	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	0,0	-	-
12	CANDIOTÁ III-5	T RS	-	-	1997	2001	-	-	487,5	0,0	155,6	0,0	-	-
13	CANDIOTÁ III-6	T RS	-	-	1998	2002	-	-	487,5	0,0	141,4	0,0	-	-
Região Sul														
Programa Hidroelétrico														
18	VISTA IVAI	H IVAI	-	-	-	-	-	-	115,3	0,0	0,0	0,0	-	-
2	SEGREDO	H IGUAÇU	1991	1994	1991	1994	1991	1994	1019,5	580,4	580,4	580,4	0	2
3	CAMPOS NOVOS	H URUGUAI	1993	1997	1993	1997	1993	1997	588,7	251,8	251,8	251,8	0	3
4	D.FRANCISCA	H JACUI	1992	1997	1992	1997	1992	1997	188,4	80,6	80,6	80,6	0	3
5	ITA	H URUGUAI	1992	1997	1992	1997	1992	1997	1281,1	548,0	548,0	548,0	0	3
6	CESOLAO	H TIHAGI	1996	2000	1993	1997	1994	1998	186,6	60,0	79,8	72,6	2	-1
7	STO.CAXIAS	H IGUAÇU	1993	1998	1993	1998	1993	1998	857,2	333,3	333,3	333,3	0	2
8	GARABI - 50%	H URUGUAI	1993	1999	1993	1999	1993	1999	852,4	301,3	301,3	301,3	0	1
9	MACHADOINHO	H URUGUAI	1994	1999	1993	1999	1994	1999	1185,1	390,7	429,7	390,7	0	1
10	BARRA GRANDE	H URUGUAI	1995	2001	1993	1999	1994	2000	766,4	206,4	249,7	227,0	1	0
11	FZ DO CHOPIM	H IGUAÇU	1997	2001	1993	1997	1996	2000	69,0	17,5	25,7	19,3	1	-3
12	JATAZINHO	H TIHAGI	1993	1996	1993	1996	1993	1996	195,4	92,0	92,0	62,8	-4	-2
13	MAIA	H TIHAGI	1997	2001	1993	1997	1996	2000	473,0	138,2	202,3	152,0	1	-1
14	SÃO JERONIMO	H TIHAGI	1996	2001	1993	1998	1995	2000	371,6	108,6	144,5	119,4	1	-2
15	GARIBALDI	H URUGUAI	1994	1998	1993	1997	1998	2002	391,0	152,0	167,2	103,8	-4	-2
16	ILHA GRANDE	H PARANA	1996	2003	1994	2001	1995	2002	2067,5	499,2	604,0	549,1	1	2
17	MARJOLINHO	H URUGUAI	1993	1996	1993	1996	1999	2002	88,9	41,8	41,8	23,6	-6	-3
18	CAPANEMA	H IGUAÇU	-	-	-	-	-	-	547,5	0,0	0,0	0,0	-	-
19	FZ DO ALONZO	H IVAI	-	-	-	-	-	-	157,6	0,0	0,0	0,0	-	-
20	FZ DO CHAPECO	H URUGUAI	-	-	1997	2002	-	-	1397,2	0,0	371,1	0,0	-	0
21	FUNDAO	H IGUAÇU	-	-	1998	2002	-	-	177,5	0,0	47,1	0,0	-	0
22	ITAPIRANGA	H URUGUAI	-	-	1997	2003	-	-	1414,3	0,0	341,5	0,0	-	-

CRONOGRAMAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A3H3)

PERCEPCAO DOS ENGANOS EM 1992

U S I N A				ORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS				MUDANÇAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
NOME	TIPO	BACIA	ESTAGIO	A3H1		A3H2		A3H3		A3H1-A3H2-A3H3	
				INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	INICIO CONSTR.	DATA INHAQ.	10*6 US\$	(ANOS)
15 FORMOSO	H	S. FRAC.-MG	V	1996	2000	1993	1997	1995	1999	334,8 107,6 143,2 118,4	1 -2 2 -1
16 ITAOCARA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1993	1997	1995	1999	307,6 131,6 131,6 108,7	-2 -2 0 2
17 QUEIMADO	H	S. FRAC.-MG	V	1995	2000	1993	1998	1994	1999	154,3 49,6 60,0 54,6	1 -1 2 0
18 ROSAL	H	PARAIBA	I	1997	2001	1993	1997	1995	1999	69,3 20,2 29,6 24,5	2 -2 2 -2
19 SAPUCAIA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1993	1997	1995	1999	308,8 132,1 132,1 109,1	-2 -2 0 3
20 FOZ BEZEIRA	H	TOCANTINS-SE	I	1996	2000	1994	1998	1996	2000	437,8 140,7 170,2 149,7	0 -2 1 -1
21 PICADA	H	PARAIBA	V	1993	1997	1993	1997	1996	2000	165,5 70,8 70,8 53,2	-3 -3 -2 -1
22 CORUNGA II	H	PARANAIBA	V	1997	2002	1993	1998	1996	2001	383,3 101,8 149,1 112,0	1 -3 2 0
23 FRANCA AMARAL	H	PARAIBA	I	1999	2002	1993	1998	1998	2001	36,1 10,1 17,9 11,1	1 -5 2 -3
24 FUNIL	H	GRANDE	I	1997	2002	1993	1998	1996	2001	145,6 38,7 56,6 42,5	1 -3 2 0
25 PIRAJU	H	PARANAIBA	I	1997	2001	1993	1997	1997	2001	167,1 48,8 71,5 48,8	0 -4 1 -2
26 QUARTEL	H	S. FRAC.-MG	V	1998	2002	1995	1999	1997	2001	187,4 49,8 66,3 54,8	1 -2 2 0
27 SOBRAGI	H	PARAIBA	V	1996	2000	1994	1998	1997	2001	132,9 42,7 51,7 38,8	-1 -3 0 0
28 IRAPE	H	JEQUITINH	V	1997	2002	1993	1998	1997	2002	784,8 268,4 305,2 208,4	0 -4 2 -1
29 PEIXE	H	TOCANTINS-SE	I	1996	2001	1993	1998	1997	2002	1631,4 476,6 634,4 433,3	-1 -4 1 0
30 AIRES	H	DOCE	V	-	-	1997	2002	-	-	409,0 0,0 108,6 0,0	- - - -
31 ALKENARA	H	JEQUITINH	I	-	-	-	-	-	-	153,2 0,0 0,0 0,0	- - - -
32 BANANEIRAS II	H	S. FRAC.-MG	I	1999	2003	1998	2002	-	-	492,0 118,8 130,7 0,0	- - - -
33 BAU	H	DOCE	I	-	-	2000	2003	-	-	104,8 0,0 25,3 0,0	- - - -
34 C. MAGALHES	H	ARAGUAIA	I	1999	2003	1999	2003	-	-	398,9 96,3 96,3 0,0	- - - -
35 DESCALVADO	H	RIBEIRA	I	-	-	1998	2002	-	-	280,7 0,0 74,6 0,0	- - - -
36 MIRADOR	H	TOCANTINS-SE	I	1998	2002	1998	2002	-	-	161,0 42,8 42,8 0,0	- - - -
37 MUNDO NOVO	H	PARANAIBA	I	-	-	1999	2003	-	-	135,2 0,0 32,7 0,0	- - - -
38 MURTA	H	JEQUITINH	I	-	-	-	-	-	-	155,9 0,0 0,0 0,0	- - - -
39 PAULISTAS	H	PARANAIBA	I	-	-	1998	2002	-	-	140,8 0,0 37,4 0,0	- - - -
40 PILAR	H	DOCE	I	-	-	1998	2003	-	-	140,0 0,0 33,8 0,0	- - - -
41 POMPEU	H	S. FRAC.-MG	I	1993	1996	1994	1997	-	-	92,3 43,4 39,5 0,0	- - - -5
42 P. ESTRELA	H	DOCE	I	-	-	-	-	-	-	133,4 0,0 0,0 0,0	- - - -
43 SAO MIGUEL	H	GRANDE	I	-	-	2000	2004	-	-	114,2 0,0 25,1 0,0	- - - -
44 TERRA BRANCA	H	JEQUITINH	I	-	-	-	-	-	-	92,0 0,0 0,0 0,0	- - - -
45 TURMALINA	H	JEQUITINH	I	-	-	2000	2004	-	-	213,5 0,0 46,9 0,0	- - - -
Regioes Norte/Nordeste											
Programa Terroelettrico											
1 MATARIFE	I	BA	I	1990	1993	1990	1993	1990	1993	689,9 471,9 471,9 471,9	0 0 0 0
2 RASF NE/2	I	BA	I	1993	1996	1993	1996	-	-	689,9 354,6 354,6 0,0	- - 2 2
3 T-GAS/NE 1	I	NE	I	1993	1995	1993	1995	-	-	100,0 56,5 56,5 0,0	- - 3 3
4 T-GAS/NE 2	I	NE	I	1993	1995	1993	1995	-	-	100,0 56,5 56,5 0,0	- - 3 3

QUADRO IV.4.2-6

CRONOGRAMAS DAS ALTERNATIVAS ADAPTADAS (Alternativa Iniciada em 1989 : A3H3)

PERCEPÇÃO DOS ENGANOS EM 1992

U S I N A			A3H1		A3H2		A3H3		FORÇAMENTO VALOR PRES. DAS ALTERNATIVAS		MUDANÇAS DE CURSO		ARREPENDIMENTOS	
			INÍCIO	DATA	INÍCIO	DATA	INÍCIO	DATA	DOS	10 ⁶ US\$	(ANOS)	(ANOS)	(ANOS)	(ANOS)
NOME			CONSTR.	1989	CONSTR.	1989	CONSTR.	1989	10 ⁶ US\$	A3H1	A3H2	A3H3	A3H1-A3H2-A3H3	A3H1-A3H2-A3H3
5	T-GAS/NE 3	T NE	I	1993	1995	1993	1995	1993	1995	100,0	56,5	0,0	-	2
6	T-GAS/NE 4	T NE	I	1993	1995	1993	1995	1993	1995	100,0	56,5	0,0	-	3
Região Norte/Nordeste														
Programa Hidroelétrico														
1	YINGO	H	S.FRANC-NE	C	1989	1994	1989	1994	1994	2838,4	1616,0	1616,0	0	0
2	P.CAVALO	H	PARAGUACU	P8	1993	1997	1993	1997	1997	118,5	50,7	50,7	0	4
3	TUCURUI II	H	TOCANTINS-N	V	1991	1997	1991	1997	1997	1190,7	589,3	589,3	0	1
4	ARACA	H	PARNAIBA	I	1994	1998	1994	1998	1998	226,6	88,1	96,9	0	0
5	ITAPEBI	H	JERUITINH	I	1994	1998	1994	1998	1998	694,9	278,2	278,2	0	0
6	SACOS	H	S.FRANC-NE	I	1998	2002	1994	1995	1999	213,5	56,7	83,0	3	1
7	BELEM	H	S.FRANC-NE	V	1998	2003	1995	2000	2000	986,5	238,2	317,0	3	1
8	BELO MONTE	H	XINGU	V	1994	2001	1994	2001	2001	7442,0	2174,2	2174,2	0	0
9	PEDRA BRANCA	H	S.FRANC-CO	V	-	-	1996	1995	2001	1747,3	8,0	464,1	1	0
10	SERRA QUEBRADA	H	TOCANTINS	I	1996	2002	1994	2000	2001	1676,5	445,3	538,8	1	0
11	SANTA ISABEL	H	ARAGUATA	I	-	-	-	-	-	2044,9	0,0	0,0	-	-

INVESTIMENTOS TOTAIS(10**6US\$) 63939,02 19729,27 23789,49 18405,49

CUSTO ESPERADO DO DEFICIT(10**6US\$) 4850,72 6485,79 3593,14

CUSTO ESPERADO DA GERACAO TERMICA(10**6) 6720,01 7536,17 4844,99

CUSTOS TOTAIS(10**6US\$) 31300,00 37731,45 27943,62

QUADRO IV.4.2-7

AVALIACAO DINAMICA DAS CONDICÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO DE ENERGIA

RISCO ANUAL DE DEFICIT DE ENERGIA (%)

PERCEPCAO DOS ENGANOS EM 1990

	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
--	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Alternativa : ** A1H1 **

Norte	-	-	0,5	1,8	3,5	2,7	1,1	1,6	3,8	2,3	1,9	2,0	2,8	1,9	2,4	4,0
Nordeste	0,4	0,7	0,8	2,2	4,1	4,5	1,1	1,6	4,8	3,1	4,1	4,2	3,7	4,3	3,4	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,4	2,7	4,5	4,0	2,7	3,1	3,6	3,2	3,4	4,4	3,0	3,2	3,7
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	3,7	5,1	4,6	3,2	3,9	4,8	4,4	4,3	5,2	3,3	3,6	4,6

Alternativa : ** A1H2 **

Norte	-	-	0,5	1,6	3,8	6,4	3,3	4,3	4,0	2,8	3,1	3,9	3,4	2,4	3,4	4,4
Nordeste	0,4	0,7	0,8	2,1	4,1	6,7	2,8	4,0	4,0	3,6	3,8	5,0	5,0	3,2	3,9	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,3	3,2	5,3	4,9	3,3	3,3	3,2	2,5	3,7	4,3	3,4	2,8	4,1
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	4,2	6,4	5,6	3,7	4,3	3,8	3,3	4,3	4,8	4,0	4,6	5,4

Alternativa : ** A1H3 **

Norte	-	-	0,3	0,5	1,4	3,0	1,5	1,5	1,6	2,2	3,4	4,1	3,1	1,3	2,1	3,0
Nordeste	0,4	0,7	0,7	0,9	2,1	4,5	1,7	1,7	2,3	2,8	4,1	5,3	4,6	2,6	4,7	5,2
Sul	-	0,3	0,3	0,8	1,2	1,9	1,8	1,2	1,6	2,1	3,0	4,2	4,4	4,2	3,6	4,5
Sudeste	-	0,3	0,4	1,1	1,5	2,5	2,2	1,6	2,1	3,5	4,2	5,2	5,3	4,9	4,3	5,4

QUADRO IV.4.2-8

AVALIACAO DINAMICA DAS CONDICÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO DE ENERGIA

RISCO ANUAL DE DEFICIT DE ENERGIA (%)

PERCEPCAO DOS ERROS EM 1992

	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
--	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Alternativa : ** A1H1 **

Norte	-	-	0,5	1,8	3,5	2,7	1,1	1,6	3,8	2,3	1,9	2,0	2,8	1,9	2,4	4,0
Nordeste	0,4	0,7	0,8	2,2	4,1	4,5	1,1	1,6	4,8	3,1	4,1	4,2	3,7	4,3	3,4	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,4	2,7	4,5	4,0	2,7	3,1	3,6	3,2	3,4	4,4	3,0	3,2	3,7
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	3,7	5,1	4,6	3,2	3,9	4,8	4,4	4,3	5,2	3,3	3,6	4,6

Alternativa : ** A1H2 **

Norte	-	-	0,5	1,6	3,9	8,7	3,6	4,2	4,0	2,8	3,2	3,9	3,5	2,4	3,4	4,7
Nordeste	0,4	0,7	0,8	1,9	4,0	8,9	2,9	3,8	4,1	3,8	3,9	5,0	5,0	3,4	4,0	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,2	3,1	7,3	7,0	5,6	5,4	4,8	3,4	4,2	4,7	3,4	3,3	4,5
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	4,3	8,0	8,0	6,8	7,5	6,3	4,0	5,1	5,3	4,1	4,9	5,2

Alternativa : ** A1H3 **

Norte	-	-	0,3	0,6	1,1	0,9	0,6	0,5	0,4	0,8	1,9	2,9	2,7	1,2	1,8	3,4
Nordeste	0,4	0,7	0,7	0,9	1,8	2,1	0,8	0,7	0,7	1,3	2,8	4,3	4,0	2,5	4,1	5,0
Sul	-	0,3	0,3	0,8	1,3	1,6	1,5	1,0	1,0	1,3	1,8	4,1	4,4	4,2	3,5	4,8
Sudeste	-	0,3	0,4	1,1	1,6	2,2	1,8	1,2	1,4	1,5	3,2	4,6	5,3	5,1	4,4	5,2

QUADRO IV.4.2-9

AVALIAÇÃO DINÂMICA DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO DE ENERGIA

RISCO ANUAL DE DEFICIT DE ENERGIA (%)

PERCEPÇÃO DOS ERROS EM 1990

	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
--	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Alternativa : ** A2H1 **

Norte	-	-	0,5	1,7	3,3	2,9	1,0	0,9	1,3	2,7	3,5	3,7	3,4	1,7	2,4	3,9
Nordeste	0,4	0,7	0,9	2,3	4,0	4,5	1,5	1,6	2,0	4,1	4,3	4,8	4,8	4,1	3,3	5,4
Sul	-	0,3	0,4	1,5	2,7	4,1	2,9	1,8	2,4	3,3	3,5	4,1	4,6	3,1	3,4	4,1
Sudeste	-	0,3	0,5	1,9	3,7	4,8	3,3	2,3	2,9	4,2	4,7	5,0	5,3	3,5	3,7	5,0

Alternativa : ** A2H2 **

Norte	-	-	0,5	1,2	3,0	5,2	3,3	2,5	4,6	3,6	3,5	3,2	3,1	2,2	3,3	4,3
Nordeste	0,4	0,7	0,9	1,6	3,5	5,4	3,0	3,2	5,2	4,5	4,3	4,1	4,3	2,9	3,8	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,4	3,3	5,3	4,1	2,6	2,9	3,6	3,7	3,7	4,5	3,2	3,1	4,2
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	4,3	5,4	4,5	3,4	3,6	5,2	4,9	5,0	5,1	3,8	4,7	5,3

Alternativa : ** A2H3 **

Norte	-	-	0,3	0,6	0,9	1,4	0,6	0,6	0,6	0,9	1,5	2,9	3,2	1,9	2,2	2,5
Nordeste	0,4	0,7	0,7	1,0	1,6	2,4	0,8	0,7	0,7	1,2	2,6	4,0	4,5	3,5	4,4	4,6
Sul	-	0,3	0,3	0,8	1,3	2,3	1,2	0,8	0,9	1,2	2,1	3,6	4,5	4,9	3,5	4,4
Sudeste	-	0,3	0,4	1,1	1,6	3,0	1,4	1,0	1,3	1,9	2,8	4,5	5,4	5,3	4,3	5,3

PERCEPCAO DOS ENGANOS EM 1992

	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
Alternativa : ** A2H1 **																
Norte	-	-	0,5	1,5	2,6	1,9	0,9	1,1	0,7	1,2	2,4	3,3	3,1	2,3	2,3	3,6
Nordeste	0,4	0,7	0,9	1,8	3,7	3,6	0,9	1,6	1,3	1,8	3,8	4,6	4,3	4,1	3,0	4,8
Sul	-	0,3	0,4	1,6	2,9	3,4	1,8	1,1	1,4	1,6	2,0	3,0	3,9	3,6	2,8	3,9
Sudeste	-	0,3	0,5	1,9	3,8	4,2	2,3	1,4	1,8	1,8	2,7	3,7	4,7	3,9	3,4	4,7
.....																
Alternativa : ** A2H2 **																
Norte	-	-	0,5	1,2	3,0	5,2	3,3	2,5	4,6	3,6	3,5	3,2	3,1	2,2	3,3	4,3
Nordeste	0,4	0,7	0,9	1,6	3,5	5,4	3,0	3,2	5,2	4,5	4,3	4,1	4,3	2,9	3,8	5,3
Sul	-	0,3	0,4	1,4	3,3	5,3	4,1	2,6	2,9	3,6	3,7	3,7	4,5	3,2	3,1	4,2
Sudeste	-	0,3	0,5	1,8	4,3	5,4	4,5	3,4	3,6	5,2	4,9	5,0	5,1	3,8	4,7	5,3
.....																
Alternativa : ** A2H3 **																
Norte	-	-	0,3	0,7	0,6	0,5	0,2	0,1	0,2	0,4	1,5	2,9	2,1	1,6	2,1	2,3
Nordeste	0,4	0,7	0,7	1,1	1,1	0,9	0,3	0,3	0,3	0,7	2,6	4,1	3,4	2,8	3,5	4,1
Sul	-	0,3	0,3	0,9	1,4	1,6	0,8	0,5	0,4	0,5	0,8	2,0	3,9	3,5	3,1	3,8
Sudeste	-	0,3	0,4	1,1	1,7	2,1	0,9	0,7	0,6	0,6	1,3	2,9	4,7	4,3	4,1	4,7

QUADRO IV.4.2-11

AVALIAÇÃO DINÂMICA DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO DE ENERGIA

RISCO ANUAL DE DEFICIT DE ENERGIA (%)

PERCEPÇÃO DOS ERROS EM 1990

	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
--	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Alternativa : ** A3H1 **

Norte	-	-	0,5	2,2	6,3	3,7	1,0	1,4	3,2	2,2	1,8	1,8	2,5	1,5	2,4	4,0
Nordeste	0,4	0,7	0,8	2,5	7,7	6,3	1,0	1,5	4,3	3,2	2,7	2,4	3,3	3,1	3,4	5,2
Sul	-	0,3	0,4	1,3	3,5	6,7	5,5	4,0	3,1	2,6	2,5	3,1	4,1	2,5	3,7	4,6
Sudeste	-	0,3	0,5	1,6	4,4	7,6	6,3	4,6	3,8	3,9	3,7	3,9	4,4	2,8	4,1	5,4

Alternativa : ** A3H2 **

Norte	-	-	0,5	2,0	4,8	10,9	3,8	4,4	4,4	2,9	3,1	4,0	3,6	2,4	2,8	3,8
Nordeste	0,4	0,7	0,8	2,4	5,1	11,1	3,3	4,0	4,3	3,5	3,7	5,0	5,2	3,2	3,6	4,8
Sul	-	0,3	0,4	1,2	4,0	10,3	9,4	6,4	4,1	3,3	2,8	3,7	4,4	3,1	2,9	3,5
Sudeste	-	0,3	0,5	1,6	5,4	11,6	11,0	7,5	5,3	4,4	3,4	4,6	5,0	3,7	3,6	4,4

Alternativa : ** A3H3 **

Norte	-	-	0,3	0,8	2,0	4,1	2,1	1,7	1,6	4,3	3,0	3,6	3,7	1,2	1,5	2,8
Nordeste	0,4	0,7	0,7	1,2	3,0	5,3	2,1	2,1	2,5	4,9	3,8	4,8	5,3	2,5	4,5	5,4
Sul	-	0,2	0,3	0,8	1,6	4,8	4,5	4,0	3,4	3,7	3,0	3,1	3,9	3,4	2,8	3,7
Sudeste	-	0,3	0,4	1,0	2,1	5,2	4,9	4,7	4,4	4,7	4,0	3,8	4,5	3,9	3,1	4,4

QUADRO IV.4.2-12

AVALIACAO DINAMICA DAS CONDIC0ES DE ATENDIMENTO AO MERCADO DE ENERGIA

RISCO ANUAL DE DEFICIT DE ENERGIA (%)

PERCEPCAO DOS ENGANOS EM 1992

	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
--	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Alternativa : ** A3H1 **

Norte	-	-	0,5	2,2	6,9	7,8	2,4	1,6	3,2	2,3	1,9	1,8	2,5	1,6	2,4	3,7
Nordeste	0,4	0,7	0,7	2,5	7,8	12,0	2,4	1,6	4,4	3,3	2,7	2,6	3,4	3,2	3,3	5,2
Sul	-	0,3	0,4	1,2	3,2	8,2	9,0	7,7	4,9	3,6	3,2	3,8	4,4	2,9	3,7	4,4
Sudeste	-	0,3	0,5	1,6	4,4	8,6	10,4	8,9	6,2	4,7	4,0	4,5	4,7	3,1	4,3	5,4

Alternativa : ** A3H2 **

Norte	-	-	0,4	1,9	7,8	20,8	6,9	5,5	4,7	2,7	3,2	3,9	3,4	2,7	3,5	4,8
Nordeste	0,4	0,7	0,7	2,3	8,1	21,0	6,4	5,2	4,5	3,7	3,8	5,1	5,0	3,6	4,2	5,2
Sul	-	0,3	0,4	1,2	3,2	13,8	15,8	10,5	7,0	5,9	3,6	3,8	5,0	3,5	4,1	4,1
Sudeste	-	0,3	0,5	1,5	5,4	14,1	17,4	12,0	9,2	6,9	4,3	4,5	5,3	4,5	4,5	5,4

Alternativa : ** A3H3 **

Norte	-	-	0,3	0,8	2,0	4,1	2,1	1,7	1,6	4,3	3,0	3,6	3,7	1,2	1,5	2,8
Nordeste	0,4	0,7	0,7	1,2	3,0	5,3	2,1	2,1	2,5	4,9	3,8	4,8	5,3	2,5	4,5	5,4
Sul	-	0,2	0,3	0,8	1,6	4,8	4,5	4,0	3,4	3,7	3,0	3,1	3,9	3,4	2,8	3,7
Sudeste	-	0,3	0,4	1,0	2,1	5,2	4,9	4,7	4,4	4,7	4,0	3,8	4,5	3,9	3,1	4,4

QUADRO IV.4.2-13

CUSTO TOTAL ATUALIZADO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO (10⁶ US\$ EM JAN/89)

RESUMO DA INTERPRETACAO DOS RESULTADOS

Percepcao do engano em 1990				Percepcao do engano em 1992		
ALTERNATIVAS ---->	A1H1	A1H2	A1H3	A1H1	A1H2	A1H3
Custos Totais						
C.INV (1)	19888,90	25198,44	19080,05	19888,90	24683,34	19164,27
C.DEF (2)	3865,22	4062,19	3619,13	3865,22	4966,79	3143,16
C.GT (3)	6093,36	7620,48	4481,12	6093,36	7732,84	5974,83
C.OP (2)+(3)	9958,59	11682,67	8100,25	9958,59	12699,63	9117,98
C.T (1)+(2)+(3)	29847,49	36881,11	27180,3	29847,49	37382,97	28282,25
Custos de Adaptacao						
C.INV US\$	0,00	5309,54	-808,85	0,00	4794,44	-724,63
%	0,000	0,267	-0,041	0,000	0,241	-0,036
C.DEF US\$	0,00	196,96	-246,09	0,00	1101,57	-722,06
%	0,000	0,051	-0,064	0,000	0,285	-0,187
C.GT US\$	0,00	1527,12	-1612,24	0,00	1639,48	-118,53
%	0,000	0,200	-0,265	0,000	0,212	-0,020
C.OP US\$	0,00	1724,08	-1858,34	0,00	2741,04	-840,61
%	0,000	0,173	-0,187	0,000	0,275	-0,092
C.T US\$	0	7033,62	-2667,19	0	7535,48	-1565,24
%	0,000	0,236	-0,089	0,000	0,252	-0,052
Custos de Desotimizacao						
C.INV US\$	0,00	0,00	474,56	0,00	-586,86	558,78
%	0,000	0,000	0,026	0,000	-0,023	0,030
C.DEF US\$	0,00	0,00	25,99	0,00	847,62	-449,98
%	0,000	0,000	0,007	0,000	0,206	-0,125
C.GT US\$	0,00	0,00	-363,87	0,00	97,47	1129,84
%	0,000	0,000	-0,075	0,000	0,013	0,233
C.OP US\$	0,00	0,00	-337,88	0,00	945,09	679,85
%	0,000	0,000	-0,040	0,000	0,080	0,081
C.T US\$	0,00	0,00	136,68	0,00	358,23	1238,63
%	0,000	0,000	0,005	0,000	0,010	0,046

OBS.:

(1) Custo Total de Investimentos; (2) Custo Esperado do Deficit de Energia;

(3) Custo Esperado de Geracao Termica; (2)+(3) Custo Esperado de Operacao;

(1)+(2)+(3) Custo Total da Alternativa.

QUADRO IV.4.2-14

CUSTO TOTAL ATUALIZADO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO (10⁶ US\$ EM JAN/89)

RESUMO DA INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

Percepção do engano em 1990				Percepção do engano em 1992		
ALTERNATIVAS ---->	A2H1	A2H2	A2H3	A2H1	A2H2	A2H3
Custos Totais						
C.INV (1)	19945,09	25270,20	19965,17	20925,62	25270,20	21378,49
C.DEF (2)	3842,06	4119,17	3122,62	2992,33	4119,17	2339,50
C.GT (3)	6167,43	7635,37	4711,84	6557,05	7635,37	5815,24
C.OP (2)+(3)	10009,49	11754,54	7834,46	9549,38	11754,54	8154,73
C.T (1)+(2)+(3)	29954,58	37024,74	27799,63	30475,00	37024,74	29533,22
Custos de Adaptação						
C.INV	US\$ -5325,11	0,00	-5305,03	-4344,58	0,00	-3891,71
	% -0,211	0,000	-0,210	-0,172	0,000	-0,154
C.DEF	US\$ -277,11	0,00	-996,55	-1126,84	0,00	-1779,68
	% -0,067	0,000	-0,242	-0,274	0,000	-0,432
C.GT	US\$ -1467,94	0,00	-2923,53	-1078,31	0,00	-1820,13
	% -0,192	0,000	-0,383	-0,141	0,000	-0,238
C.OP	US\$ -1745,05	0,00	-3920,08	-2205,16	0,00	-3599,81
	% -0,148	0,000	-0,333	-0,188	0,000	-0,306
C.T	US\$ -7070,16	0,00	-9225,11	-6549,74	0,00	-7491,52
	% -0,191	0,000	-0,249	-0,177	0,000	-0,202
Custos de Desotimização						
C.INV	US\$ 56,19	71,76	1359,68	1036,72	0,00	2773,00
	% 0,003	0,003	0,073	0,052	0,000	0,149
C.DEF	US\$ -23,16	56,98	-470,52	-872,90	0,00	-1253,65
	% -0,006	0,014	-0,131	-0,226	0,000	-0,349
C.GT	US\$ 74,06	14,89	-133,15	463,69	0,00	970,25
	% 0,012	0,002	-0,027	0,076	0,000	0,200
C.OP	US\$ 50,90	71,87	-603,67	-409,20	0,00	-283,40
	% 0,005	0,006	-0,072	-0,041	0,000	-0,034
C.T	US\$ 107,09	143,63	756,01	627,52	0,00	2489,60
	% 0,004	0,004	0,028	0,021	0,000	0,092

OBS.:

- (1) Custo Total de Investimentos; (2) Custo Esperado do Deficit de Energia;
 (3) Custo Esperado de Geracao Termica; (2)+(3) Custo Esperado de Operacao;
 (1)+(2)+(3) Custo Total da Alternativa.

QUADRO IV.4.2-15

CUSTO TOTAL ATUALIZADO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO (10% US\$ EM JAN/89)

RESUMO DA INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

Percepção do engano em 1990				Percepção do engano em 1992		
! ALTERNATIVAS ---->	A3H1	A3H2	A3H3	! A3H1	A3H2	A3H3
! Custos Totais						
! C.INV (1)	20048,77	24833,64	18605,49	! 19729,27	23709,49	18605,49
! C.DEF (2)	4145,59	4692,33	3593,14	! 4850,72	6485,79	3593,14
! C.GT (3)	7007,97	7619,24	4844,99	! 6720,01	7536,17	4844,99
! C.OP (2)+(3)	11153,55	12311,57	8438,13	! 11570,73	14021,96	8438,13
! C.T (1)+(2)+(3)	31202,32	37145,21	27043,62	! 31300,00	37731,45	27043,62
! Custos de Adaptação						
! C.INV US\$	1443,28	6228,15	0,00	! 1123,78	3980,22	0,00
! %	0,078	0,335	0,000	! 0,060	0,202	0,000
! C.DEF US\$	552,44	1099,19	0,00	! 1257,58	2892,64	0,00
! %	0,154	0,306	0,000	! 0,350	0,805	0,000
! C.GT US\$	2162,98	2774,25	0,00	! 1875,03	2691,18	0,00
! %	0,446	0,573	0,000	! 0,387	0,555	0,000
! C.OP US\$	2715,42	3873,44	0,00	! 3132,60	5583,83	0,00
! %	0,322	0,459	0,000	! 0,371	0,662	0,000
! C.T US\$	4158,70	10101,59	0,00	! 4256,38	10687,83	0,00
! %	0,154	0,374	0,000	! 0,157	0,395	0,000
! Custos de Desotimização						
! C.INV US\$	159,87	-364,80	0,00	! -159,63	-1560,71	0,00
! %	0,008	-0,014	0,000	! -0,008	-0,062	0,000
! C.DEF US\$	280,36	630,14	0,00	! 985,50	2366,62	0,00
! %	0,073	0,155	0,000	! 0,255	0,575	0,000
! C.GT US\$	914,60	-1,24	0,00	! 626,65	-99,20	0,00
! %	0,150	-0,000	0,000	! 0,103	-0,013	0,000
! C.OP US\$	1194,97	628,90	0,00	! 1612,15	2267,42	0,00
! %	0,120	0,054	0,000	! 0,162	0,193	0,000
! C.T US\$	1354,84	264,10	0,00	! 1452,52	706,71	0,00
! %	0,045	0,007	0,000	! 0,049	0,019	0,000

OBS.:

- (1) Custo Total de Investimentos; (2) Custo Esperado do Deficit de Energia;
 (3) Custo Esperado de Geração Térmica; (2)+(3) Custo Esperado de Operação;
 (1)+(2)+(3) Custo Total da Alternativa.

QUADRO IV.4.3-1

CUSTO TOTAL ATUALIZADO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO (10⁶ US\$ EM JAN/89)

MATRIZ PAYOFF

Percepção dos desvios de mercado em 1990

ALTERNATIVAS INICIADAS EM 1989		CENARIOS DE DEMANDA		
		H1	H2	H3
	ADAPTACOES -->	A1H1	A1H2	A1H3
A1H1	C.INV (1)	19888,90	25198,44	19080,05
	C.DEF (2)	3865,22	4062,19	3619,13
	C.GT (3)	6093,36	7620,48	4481,12
	C.OP (2)+(3)	9958,59	11682,67	8100,25
	C.T (1)+(2)+(3)	29847,49	36881,11	27180,30
	ADAPTACOES -->	A2H1	A2H2	A2H3
A2H2	C.INV (1)	19945,09	25270,20	19965,17
	C.DEF (2)	3842,06	4119,17	3122,62
	C.GT (3)	6167,43	7635,37	4711,84
	C.OP (2)+(3)	10009,49	11754,54	7834,46
	C.T (1)+(2)+(3)	29954,58	37024,74	27799,63
	ADAPTACOES -->	A3H1	A3H2	A3H3
A3H3	C.INV (1)	20048,77	24833,64	18605,49
	C.DEF (2)	4145,59	4692,33	3593,14
	C.GT (3)	7007,97	7619,24	4844,99
	C.OP (2)+(3)	11153,55	12311,57	8438,13
	C.T (1)+(2)+(3)	31202,32	37145,21	27043,62

Obs. :

- C.INV : Custo de investimento atualizado ;
- C.DEF : Custo da energia não suprida valorada pelo custo implícito de déficit de US\$ 330 / MWh;
- C.GT : Custo da geração térmica esperada;
- C.OP : Custo total esperado de operação;
- C.T : Custo total da alternativa.

QUADRO IV.4.3-2

CUSTO TOTAL ATUALIZADO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO (10⁶ US\$ EM JAN/89)

MATRIZ PAYOFF

Percepção dos desvios de mercado em 1992

ALTERNATIVAS DECIDIDAS EM 1989		CENARIOS DE DEMANDA		
		H1	H2	H3
A1H1	ADAPTACOES -->	A1H1	A1H2	A1H3
	C.INV (1)	19888,90	24683,34	19164,27
	C.DEF (2)	3865,22	4966,79	3143,16
	C.GT (3)	6093,36	7732,84	5974,83
	C.OP (2)+(3)	9958,59	12699,63	9117,98
	C.T (1)+(2)+(3)	29847,49	37382,97	28282,25
A2H2	ADAPTACOES -->	A2H1	A2H2	A2H3
	C.INV (1)	20925,62	25270,20	21378,49
	C.DEF (2)	2992,83	4119,17	2339,50
	C.GT (3)	6557,05	7635,37	5815,24
	C.OP (2)+(3)	9549,38	11754,54	8154,73
	C.T (1)+(2)+(3)	30475,00	37024,74	29533,22
A3H3	ADAPTACOES -->	A3H1	A3H2	A3H3
	C.INV (1)	19729,27	23709,49	18605,49
	C.DEF (2)	4850,72	6485,79	3593,14
	C.GT (3)	6720,01	7536,17	4844,99
	C.OP (2)+(3)	11570,73	14021,96	8438,13
	C.T (1)+(2)+(3)	31300,00	37731,45	27043,62

Obs. :

- C.INV : Custo de investimento atualizado ;
- C.DEF : Custo da energia não suprida valorada pelo custo implícito de déficit de US\$ 330 / MWh;
- C.GT : Custo da geração térmica esperada;
- C.OP : Custo total esperado de operação;
- C.T : Custo total da alternativa.

QUADRO IV.4.3.1-1

METODO DE LAPLACE

(Custos em 10**6 US\$ de jan/89)

Matriz de LAPLACE

Percepcao do engano em 1990		
+-----+		
! Valor Esperado dos !		
! Custos Totais !		
+-----+		
! A1H1 !	31302,97	!
!.....!		
! A2H2 !	31592,98	!
!.....!		
! A3H3 !	31797,05	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A1H1

Matriz de LAPLACE

Percepcao do engano em 1992		
+-----+		
! Valor Esperado dos !		
! Custos Totais !		
+-----+		
! A1H1 !	31837,57	!
!.....!		
! A2H2 !	32344,32	!
!.....!		
! A3H3 !	32025,02	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A1H1

QUADRO IV.4.3.2-1

METODO MINIMAX

(Custos em 10**6 US\$ de jan/89)

Matriz MINIMAX

Percepcao do engano em 1990		
+-----+		
! Maior Valor Observado!		
! dos Custos Totais !		
+-----+		
! A1H1 !	36881,00	!
!.....!		
! A2H2 !	37024,74	!
!.....!		
! A3H3 !	37145,21	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A1H1

Matriz MINIMAX

Percepcao do engano em 1992		
+-----+		
! Maior Valor Observado!		
! dos Custos Totais !		
+-----+		
! A1H1 !	37382,97	!
!.....!		
! A2H2 !	37024,74	!
!.....!		
! A3H3 !	37731,45	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A2H2

QUADRO IV.4.3.2-2

METODO MINIMIN

(Custos em 10**6 US\$ de jan/89)

Matriz MINIMIN

Percepcao do engano em 1990		
+-----+		
! Menor Valor Observado!		
! dos Custos Totais !		
+-----+		
! A1H1 !	27180,30	!
!-----!		
! A2H2 !	27799,63	!
!-----!		
! A3H3 !	27043,62	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A3H3

Matriz MINIMIN

Percepcao do engano em 1992		
+-----+		
! Menor Valor Observado!		
! dos Custos Totais !		
+-----+		
! A1H1 !	28282,00	!
!-----!		
! A2H2 !	29533,22	!
!-----!		
! A3H3 !	27043,62	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A3H3

QUADRO IV.4.3.3-1

METODO DE HURWICZ

(Custos em 10**6 US\$ de Jan/89)

Matriz de HURWICZ (x = 1/2)

Percepcao do engano em 1990		
+-----+		
	!Valor Ponderado	!
	!dos Custos Totais	!
+-----+		
! A1H1 !	32030,71	!
!.....!		
! A2H2 !	32412,19	!
!.....!		
! A3H3 !	32094,42	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A1H1

Matriz de HURWICZ (x = 1/2)

Percepcao do engano em 1992		
+-----+		
	!Valor Ponderado	!
	!dos Custos Totais	!
+-----+		
! A1H1 !	32832,62	!
!.....!		
! A2H2 !	32278,98	!
!.....!		
! A3H3 !	32387,54	!
+-----+		

Alternativa Escolhida : A2H2

QUADRO IV.4.3.4-1

METODO DE SAVAGE

(Custos em 10**6 US\$ de jan/89)

Matriz de Arrependimentos

Percepcao do engano em 1990					
	H1	H2	H3		Maximo Arre- pendimento
A1H1	0,0	0,0	136,68	A1H1	136,68
A2H2	107,09	143,64	756,01	A2H2	756,01
A3H3	1354,84	264,10	0,0	A3H3	1354,83

Alternativa Escolhida : A1H1

Matriz de Arrependimentos

Percepcao do engano em 1992					
	H1	H2	H3		Maximo Arre- pendimento
A1H1	0,0	358,23	1238,63	A1H1	1238,64
A2H2	627,52	0,0	2489,60	A2H2	2489,6
A3H3	1452,52	706,71	0,0	A3H3	1452,52

Alternativa Escolhida : A1H1

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

V.I Conclusões

A abordagem da incerteza do mercado de energia elétrica no planejamento da expansão do parque gerador brasileiro, segundo a proposta metodológica deste trabalho, está pautada em três aspectos básicos:

- 1 - a escolha dos cenários alternativos para o crescimento do consumo de energia elétrica;
- 2 - a definição dos critérios para se planejar a adaptação das alternativas de expansão às novas perspectivas de crescimento do mercado;
- 3 - a escolha dos métodos de tomada de decisão.

Os dois primeiros aspectos condicionam, sem dúvida, os resultados de uma aplicação prática da metodologia proposta, como se pode observar no Capítulo IV. Assim, a escolha arbitrária de hipóteses alternativas de crescimento da demanda para o período 1989/2004 levou a concluir que, a projeção preliminar para os estudos de planejamento da expansão da geração do ciclo de 1989 do GCPS (hipótese H1), é a mais indicada. Evidentemente que, os critérios arbitrados de adaptação das alternativas ao longo do horizonte estudado, também condicionam esta escolha, pois, na prática, por exemplo, a sinalização de taxas de

crescimento menores do que os previstos nos estudos iniciais de mercado poderiam justificar a desaceleração do ritmo de construção de obras já iniciadas e a postergação de outras por iniciar, em função, basicamente, das restrições financeiras que afetam o Setor Elétrico, o que requer um grande rigor na priorização dos investimentos. Portanto, os custos de adaptações às projeções de mercado mais baixas podem estar superestimados, já que admitiu-se que as obras com início de construção decidido, nas alternativas de referência, teriam seus cronogramas previstos rigorosamente mantidos. Por outro lado, o custo de adaptações às projeções mais altas podem estar subestimados, já que limitou-se a expansão do parque gerador de emergência, admitindo-se, nestes casos, alternativas cuja qualidade de atendimento, em alguns anos, está aquém do critério de garantia atualmente preconizado pelo Setor Elétrico.

Não obstante, apesar do arbítrio, os cenários alternativos à projeção preliminar para os estudos do GCPS no ano de 1989 (GCPS/88 - hipótese H1), permitem mostrar o impacto da incerteza do mercado no planejamento da expansão, dado o conjunto de decisões que deveriam ser tomadas de imediato.

Com relação à escolha dos métodos de tomada de decisão (terceiro aspecto básico), observa-se que as técnicas disponíveis contém um certo grau de subjetividade, tais como, a equiprobabilidade dos eventos futuros, segundo o método de LAPLACE e o grau de otimismo ou pessimismo do

decisor/planejador, segundo os métodos MINIMAX, MINIMIN e HURWICZ. O critério de SAVAGE, no entanto, usa um conceito bastante paupável, que é o custo da desotimização, ou seja, quanto se paga a mais pelo afastamento da decisão ótima, função de uma previsão errada sobre a hipótese do futuro. A escolha do método mais adequado, apesar da verificação de algumas inconsistências no caso prático, depende essencialmente, do decisor, do processo de decisão e do ambiente de decisão.

Finalmente, pode-se concluir que, a elaboração de um plano de expansão, onde a consideração de mais de uma projeção de mercado é cotejada, permite, não só priorizar as obras que devem ser construídas, mas, também, os estudos preliminares de aproveitamentos que podem ter a sua construção antecipada, ou justificada, em razão das necessidades do mercado consumidor, o que caracteriza o planejamento estratégico da expansão da geração, ou seja, um plano de obras flexível às mudanças de curso necessárias ao longo do horizonte de implementação.

V.2 Recomendações

Dado as dificuldades práticas observadas na aplicação da metodologia proposta neste trabalho, recomenda-se, a título de continuidade e/ou aperfeiçoamento :

- O aprimoramento da metodologia de previsão da demanda de energia elétrica, que, certamente, é um dos melhores

instrumentos para se minimizar o efeito da incerteza do mercado no planejamento da expansão da geração.

- A decisão do início de construção de um aproveitamento de geração de energia elétrica está baseada, fundamentalmente, no tempo estimado para a sua construção. Faz-se necessária, portando, uma precisão bastante grande nos estudos de engenharia que determinam esta variável, principalmente para as obras cuja decisão de construção é imediata.
- A formulação de alternativas de expansão, sem a consideração de restrições financeiras nos primeiros anos de planejamento do horizonte de curto prazo, não parece ser adequada diante do atual quadro de escassez de recursos. Assim, recomenda-se que, na aplicação prática da proposta metodológica apresentada neste trabalho, sejam cotejados critérios que permitam priorizar a alocação de recursos financeiros nas obras em andamento e/ou nas obras cujas decisões de início de construção se fazem prementes. Neste sentido, é imprescindível o conhecimento detalhado dos cronogramas de desembolsos, bem como uma maior confiabilidade nestas informações.
- O ferramental matemático utilizado para o ajuste de alternativas de expansão aos três cenários de demanda considerados neste trabalho, exigiu um esforço computacional bastante grande (cerca de 150 minutos de CPU nos computadores IBM/4381, para cada etapa de ajuste de

uma dada alternativa) e demandou um tempo considerável de resposta, já que a adequação da oferta ao critério de garantia preconizado pelo Setor (risco máximo de 5%) é obtida através do método de "tentativa e erro", pois o índice que mede a qualidade de atendimento (risco de déficit de energia) foi obtido por simulações probabilísticas da operação do parque gerador existente e futuro. Assim, torna-se necessário o desenvolvimento ou o aperfeiçoamento dos modelos matemáticos de tal forma que se possa fazer um ajuste automático da expansão da geração, frente aos diversos cenários de demanda, buscando-se, neste ajuste, a otimalidade das soluções, uma vez respeitados os critérios de garantia de suprimento.

BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PILLAJO, R. e ALMEIDA, E., "Metodologia Para La Planificacion de Expansion e Sistema de Generacion del SNI considerando la Incertidumbre de la Demanda", Instituto Ecuatoriano de Eletrificacion (INECEL) - 1987.
- [2] SKOKNIC, C., "Tratamiento de la Incertidumbre en los Sistemas Electricos Chilenos", ENDESA - CHILE - 1987.
- [3] HYDRO-QUÉBEC, "Etude du Plan D'Expansion", Rapport du groupe n° 12 des études a long terme-programme - Québec - 1978.
- [4] FABYCKY, W.J. e THUESEN, G.J., "Economic Decision Analysis".
- [5] FLEISCHER, G.A., "Teoria da Aplicação do Capital: Um Estudo das Decisões de Investimento", Editora Edgard Blucher Ltda. - São Paulo - 1973.
- [6] ALQUÉRES, J.L., "Um Exercício de Análise Prospectiva", ELETROBRÁS/Departamento de Estudos de Mercado - Nota Técnica n° 8 - 1978.

- [7] MERA, J.A.S., "La Planificación de Inversiones del Sector Eléctrico Ecuatoriano En Condiciones Evolutivos de los Parametros Inciertos", Instituto Ecuatoriano de Electrificación - (INECEL)- 1987.
- [8] MME e ELETROBRÁS, "Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 - PLANO 2010", MME/ELETROBRÁS - 1987.
- [9] DAHER, M.J., "Informações do Sistema Interligado N/NE para o Plano de Operação de 1989", ELETROBRÁS/DEGE/DVPG - 1988.
- [10] ELETROBRÁS/DPE, "Boletim de Planejamento", DPE - Diretoria de Planejamento e Engenharia - 1986.
- [11] MONTENEGRO, J.L.A., "Engenharia Econômica", TELEBRÁS - Brasília - 1982.
- [12] GONÇALVES, P.P., "Análise de Competitividade de Usinas Elétricas", 2ª Seminário de Engenharia de Custos - Clube de Engenharia - Rio de Janeiro - 1979.
- [13] TRINKENREICH, J. e DUARTE, L.C.G., "Análise de Longo Prazo com DESELP", Informação Técnica nº 054/87 - DPE/ELETROBRÁS - 1987.

- [14] CESP, "Programa Termoelétrico da CESP - Aspectos de Planejamento e Viabilidade Técnica", CESP - EE/EEG/EEM/EET-01/80 - SP/1988.
- [15] VENTURA F., A., "Disponibilidade de Energia Elétrica nos Sistemas Interligados no Período 1989/95 - Disponibilidade para Atendimento aos Projetos de Irrigação", ELETROBRÁS/DEGE - 1988.
- [16] FUNCEP, "O Setor de Energia Elétrica no Brasil", Revista do Serviço Público - 1986.
- [17] OLIVEIRA, A. e ARAÚJO, J.L.R.H., "Critérios e Metodologias de Prospeção da Oferta e Demanda de Energia", COPPE/UFRJ - 1981.
- [18] BNDES, "Cenários Para a Economia Brasileira até o ano 2000", BNDES/Departamento de Planejamento - 1986.
- [19] GCPS/CTFE/GTPG-SE/SUL, "Programa Decenal de Geração - 1989/98 e Análise de Inclusão de Novas Usinas", GCPS/CTEE/GTPG-SE/SUL - 1988.
- [20] GCPS/CTEE/GTPG-N/NE, "Programa Decenal de Geração do Sistema Interligado Norte/Nordeste - 1989/98 - Relatório Final", GCPS/CTEE/GTPG-N/NE - 1988.

- [21] GCPS/CTEM, "Mercado de Energia Elétrica - 1987/2000 - Previsão Provável - Região Norte mais Maranhão", Relatório Final do CTEM - 1988.
- [22] GCPS/CTEM, "Mercado de Energia Elétrica 1987/2000 - Previsão Provável - Região Nordeste menos Maranhão", Relatório Final do CTEM - 1988.
- [23] GCPS/CTEM, "Mercado de Energia Elétrica 1987/2000 - Previsão Provável - Região Sul mais Enersul", Relatório Final do CTEM - 1988.
- [24] GCPS/CTEM, "Mercado de Energia Elétrica 1987/2000 - Previsão Provável - Região Sudeste mais Centro-Oeste menos Enersul", Relatório Final do CTEM - 1988.
- [25] ELETROBRÁS, "Política e Planejamento do Setor de Energia Elétrica no Brasil", ELETROBRÁS/DPE - 1982.
- [26] COGE/GCPS, "Modelo de Avaliação Econômico-Financeira de Projetos do Setor de Energia Elétrica", COGE/GCPS - 1987.
- [27] CARVALHO, J., "Previsão da Demanda de Energia : chave do moderno planejamento" , Jornal Do Brasil - Rio de Janeiro 9/11/80.

[28] DEGE/DVEG, "Relatorio de Acompanhamento de Obras de Geração - DPE/ELETROBRÁS - dezembro de 1988.

[29] SAMUELSON, L. , "Programación Lineal y Análisis Económica - Editora Alianza - México 1978.

[30] FERGSON, C. E, "Microeconomia", Capítulo 11 - Teoria dos Jogos - Editora Forense Universitária - Rio de Janeiro 1985