

**"UM MODELO INTEGRADO DE PREVISÃO DO MERCADO DE
ENERGIA ELÉTRICA A LONGO PRAZO"**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO
SCPG-PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR SERGIO NILO GOMES
FARIA

Tese de: MESTRADO

E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 09/07/1993

Título da Tese: "UM MODELO INTEGRADO DE PREVISÃO DO MERCADO DE
ENERGIA ELÉTRICA A LONGO PRAZO"

Autor: Sergio Nilo Gomes [Faria n.º 206

Orientador: Prof.Dr. Sergio Valdir [Bajay

Aprovado por:

Prof.Dr. SERGIO VALDIR BAJAY

Presidente

Prof.Dr. ANDRÉ TOSI FURTADO

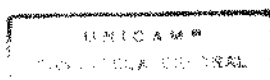
Prof.Dr. JOÃO LIZARDO R. HERMES DE ARAÚJO

Prof.Dr.

Prof.Dr.

Campinas, 9 de julho de 1993

Obs: Mestrado: 3 professores
Doutorado: 5 professores



AGRADECIMENTOS

A Sérgio Valdir Bajay que, além da dedicada orientação, foi eficaz nas cobranças e no estímulo. Aprendi e ganhei um amigo.

A minha companheira Vera e aos meus filhos, Francisco, Eduardo e Fernando, que, antes de me cobrarem pelos sacrifícios de renúncia ao lazer nos fins de semana, acompanharam e vibraram a cada etapa concluída. A eles dedico este trabalho.

A meus pais que me superestimam e cujos sacrifícios são a origem de tudo.

Foram importantes as sugestões de muitos companheiros da ELETROBRÁS: Solange Fernandes Pinheiro, Ruderico Ferraz Pimentel, Lúcia Maria Navegantes Bicalho, Guilherme Furst, Nelson Leon e Jorge Trinkenreich. Não me faltou o apoio do chefe do Departamento de Estudos Econômicos e de Mercado - DFE, Carlos Alberto de Carvalho Afonso.

Também foram fundamentais as contribuições de Sylvia Maria Gomes Faria, que deu uma forma ordenada à análise retrospectiva da economia, no capítulo 4; de Saulo Bispo dos Reis que nos ajudou na descrição do modelo translog, no capítulo 2; de João Lizardo de Araújo que, mesmo antes de participar da banca de examinadores, fez sugestões; e de Djalma Alves Agra que me auxiliou em algumas avaliações econométricas.

Permanecerão vivas as imagens do convívio agradável com os companheiros do NIPE/UNICAMP, na etapa final de edição deste trabalho: Arnaldo César S. Walter, André Luiz Ferreira, Márcio Antonio P. Athayde e Márcia de Jesus Rogério.

Finalmente, não podia deixar de reportar o incentivo de todos os parentes próximos e de amigos como José Armínio e Maria José Ferreira.

RESUMO

Apresenta-se, aqui, uma proposta de modelo de previsão de mercado de energia elétrica que, do ponto de vista metodológico, se apoia nas formulações clássicas de base econométrica - avaliando os efeitos renda e preço. Para alguns segmentos da classe industrial, são também utilizadas técnicas de decomposição da demanda, na medida em que a contribuição desses setores ao mercado de energia elétrica depende do nível de atividade da economia.

A proposta da dissertação difere das metodologias usuais, na medida em que os resultados das previsões de mercado de energia, compatíveis com hipóteses macroeconômicas e de políticas tarifárias bem definidas, têm os seus impactos imediatamente avaliados, tanto na expansão do sistema elétrico como um todo, quanto na situação econômico-financeira do setor.

A motivação maior surgiu da necessidade de se dispor de um novo instrumento metodológico, abrangente e ágil o suficiente, para, em função das principais incertezas presentes nas diversas etapas do planejamento, realizar amplas análises de cenários alternativos associados a diferentes contextos econômicos e diretrizes políticas.

ABSTRACT

The study presented here is a proposal for a forecasting model of the electricity market which, in methodological terms, is based on classic econometric formulations - evaluation of income and price elasticities. The electricity demand for some industrial sectors is dealt with in a disaggregated way, in order to capture its dependence on the economic activity of these sectors.

The proposal of this thesis differs from the usual methodology as far as evaluating the impacts of the energy demand forecast, conformed to well defined macroeconomics and tariff policy assumptions, on the expansion of the power system as a whole, and, particularly, on the financial situation of the power sector.

The motivation for the study was the need for a new methodological tool, broad, but streamlined enough to allow widespread assessments of alternative development scenarios associated to different economic and politic contexts, taking into account the main uncertainties present in the several planning stages.

SUMÁRIO

Capítulo 1: INTRODUÇÃO	1
Capítulo 2: METODOLOGIA DE PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA	7
2.1 Métodos de projeção de demanda energética	7
2.2 Modelos econométricos e mistos:	
econométrico/uso final	8
2.2.1 Modelos que não levam em conta a substituição de energéticos	10
2.2.2 Modelos que consideram os energéticos concorrentes ou complementares	16
2.3 Modelos Técnico-Econômicos	25
2.4 Alguns aspectos relevantes no desenvolvimento de modelos para estudos prospectivos	27
2.5 Planejamento com incertezas: uso de cenários alternativos	31
Capítulo 3: PROJEÇÕES MACROECONÔMICAS	35
3.1 Objetivos e antecedentes	35
3.2 Sistemática de elaboração de cenários macroeconômicos no setor elétrico	36
3.3 Modelagem das restrições ao crescimento da economia	37
3.3.1 Formulação do modelo	41
3.3.2 equações de consistência do modelo	45
Capítulo 4: UM MODELO INTEGRADO ECONOMIA-ENERGIA ELÉTRICA	48
4.1 Evolução recente da economia brasileira e da demanda de energia	48

4.2 Proposta de um modelo integrado de planejamento do setor	57
4.2.1 Módulo macroeconômico	62
4.2.2 Módulo de projeção do mercado de energia elétrica	63
4.2.3 Módulo de expansão	68
4.2.4 Módulo financeiro	71
Capítulo 5: CENÁRIOS E SIMULAÇÕES	76
Capítulo 6: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	87
Referências Bibliográficas	91
Anexo I: Módulo Macroeconômico	95
Anexo II: Módulo de Previsão de Mercado	101
Anexo III: Módulo de Expansão	111
Anexo IV: Módulo Financeiro	115

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

O fato das decisões do setor energético, e mais particularmente do setor elétrico, terem alcance de longo prazo e a consciência de que a evolução de variáveis importantes utilizadas nos seus estudos de expansão incorporam grandes incertezas, tem suscitado, a nível internacional, mudanças metodológicas significativas nas técnicas e "na arte" de planejá-los.

A metodologia clássica vem sendo substituída por outras que envolvem a análise de cenários, que não se limitam a construir trajetórias alternativas de crescimento, mas, além disso, analisam as implicações de cada uma e definem um plano que incorpora decisões suficientemente flexíveis para se adaptarem às contingências futuras, sem comprometerem de forma significativa o objetivo de expandir o sistema a custo mínimo.

A partir das previsões macroeconômicas, susceptíveis a mudanças na conjuntura interna e externa e dependentes de decisões políticas imprevisíveis, à medida que se evolui, cumprindo as diversas etapas no processo de planejamento, novas incertezas vão sendo incorporadas.

Assim, além das incertezas associadas à trajetória da economia no futuro, as previsões de mercado de energia elétrica estão sujeitas à política tarifária, à concorrência de outras fontes, ao sucesso de programas de conservação, à entrada de novas tecnologias, à perda de competitividade de setores industriais, etc.

Por outro lado, os programas de expansão derivados dos estudos de previsão de mercado podem sofrer grandes mudanças, quantitativas e qualitativas, por força de alterações no arcabouço institucional, pela disponibilidade de novas tecnologias com custos mais competitivos, por variações nos preços dos insumos, por restrições de natureza ambiental ou por falta de fundos para investimento. Neste último caso, é imprevisível o

comportamento de algumas variáveis que interferem nos mecanismos de financiamento do setor, incluindo a geração interna de recursos, a formação de poupança na economia, o acesso a capital extra-setorial, a taxa de juros, etc.

A metodologia clássica de planejamento, com a consideração de uma única trajetória de referência, pode apresentar resultados satisfatórios somente em um ambiente estruturalmente estável. A presença de incertezas, de diversas naturezas, conforme discutido acima, requer um instrumento metodológico integrado com um planejamento flexível e um processo de decisão ágil, capaz de fornecer diagnósticos para diferentes contextos e distintas diretrizes políticas.

O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo, integrando as diversas tarefas associadas ao planejamento do setor elétrico, capaz de analisar planos alternativos de expansão, mantendo uma compatibilidade entre as hipóteses macroeconômicas, as previsões de mercado de energia elétrica, as estratégias de ampliação da oferta e os mecanismos de financiamento.

Procurou-se desenvolver um instrumento metodológico que, embora incorpore uma série de simplificações, não comprometa a representação da realidade. Adequado a um processo integrado de decisão, possui uma lógica de fácil compreensão, permitindo o envolvimento das diversas equipes técnicas com os agentes responsáveis pela execução dos planos e implementação das ações recomendados.

Na descrição dos módulos que compõem o modelo, utilizaram-se fluxogramas onde foram adotadas as representações indicadas na figura 1.

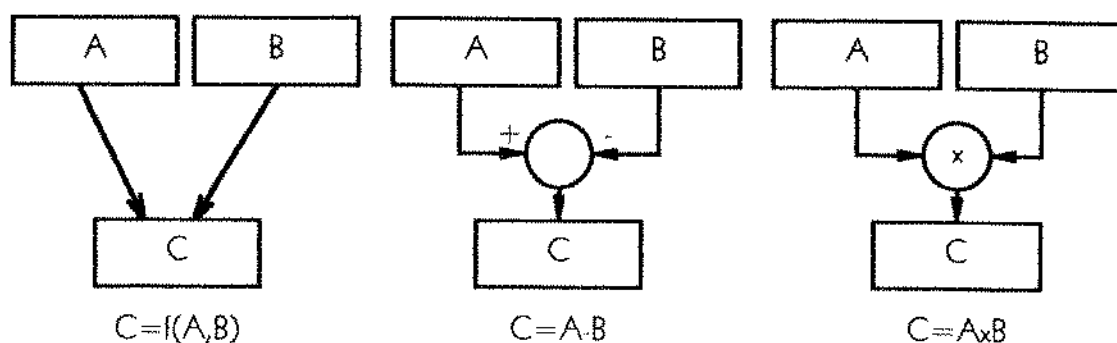


FIGURA 1
Relações indicadas através de fluxogramas

A figura 2 apresenta a estrutura geral do modelo, composto de quatro módulos: macroeconômico, previsão de mercado, expansão e financeiro.

O primeiro módulo, macroeconômico, determina a trajetória de longo prazo da economia e nele fica bem determinada a parcela do produto alocada para formação bruta de capital fixo (FBKF) e sua composição em termos de investimento dos setores público, privado e externo.

A partir das expectativas de crescimento do produto e sua composição, e da política tarifária, determina-se, no módulo de previsão de mercado, a trajetória esperada do consumo de energia elétrica, distribuído pelos setores industrial, residencial, serviços e agropecuário.

As previsões de mercado são introduzidas no módulo de expansão que se utiliza de informações sobre as múltiplas alternativas de ampliação da oferta de energia elétrica, definindo um programa de obras que leva em conta os custos, os prazos de maturação e os recursos necessários à implantação dos diferentes projetos. Extrai-se deste módulo o total de recursos anualmente alocados ao setor elétrico, que podem ser confrontados com a FBKF da economia e sua parcela de investimento do setor público, de forma a avaliarmos a coerência das hipóteses adotadas.

O módulo financeiro calcula a geração interna de recursos, a partir da política tarifária, da trajetória do consumo de energia, das expectativas em

termos de custos operacionais e da situação patrimonial do setor no início do horizonte de simulação. Conhecidas as demandas por investimento, extraídas do módulo de expansão, ficam também determinadas as necessidades de recursos de terceiros; distribuídas em capital de risco e de empréstimo.

Definidas as hipóteses adotadas para captação e amortização desses recursos extra-setoriais e, para evolução das taxas de juros, o módulo financeiro, ao final, permite acompanhar a trajetória da situação patrimonial do setor. A elevação do nível de endividamento pode indicar a necessidade de ampliar-se a produtividade dos fatores de produção, principalmente dos bens de capital, de se promover aumentos reais de tarifas ou a perspectiva de deficits, estes últimos não explicitamente aqui considerados.

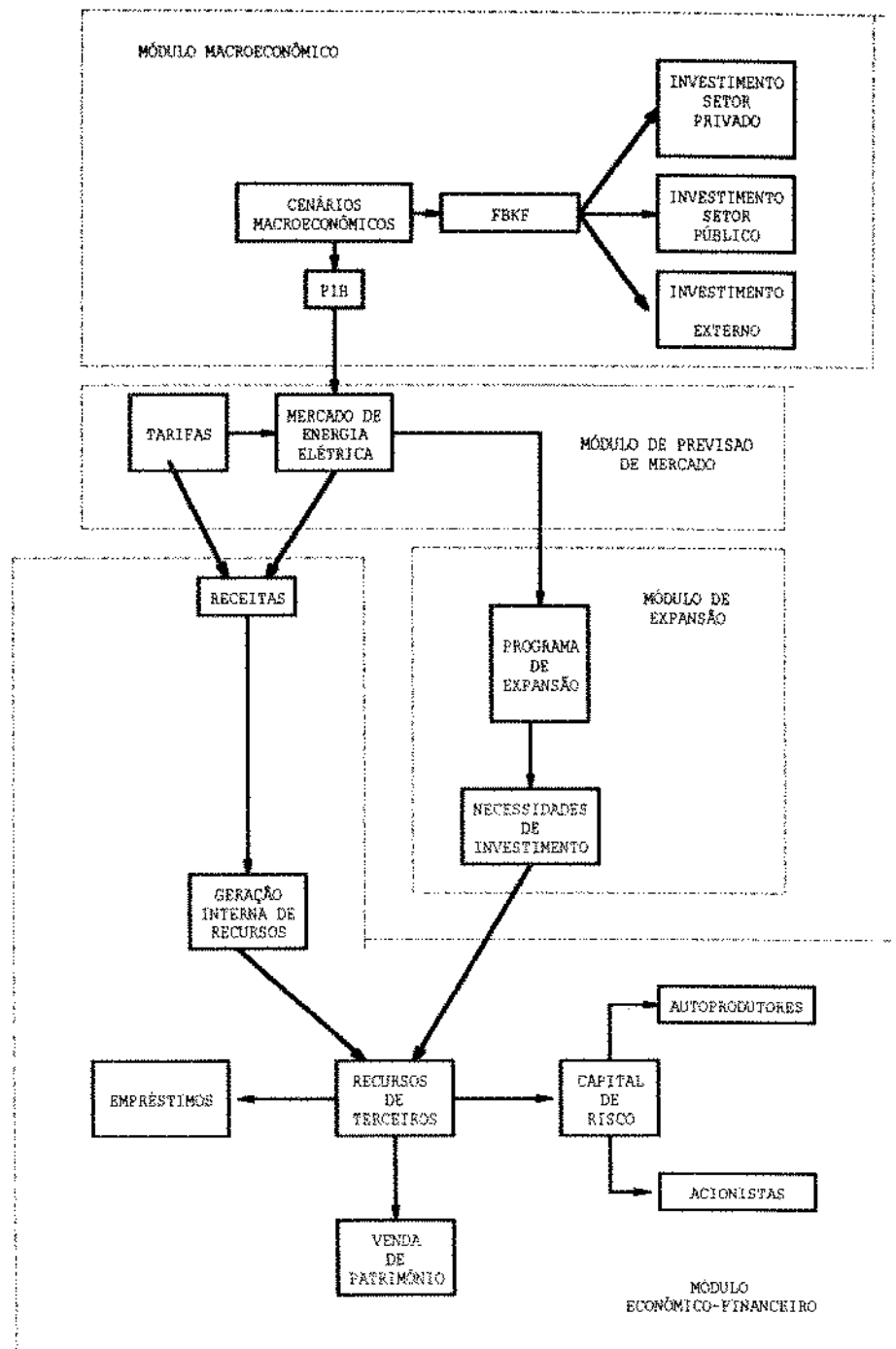


FIGURA 2
Fluxograma geral do modelo: módulos básicos

Além desta introdução, a dissertação contempla mais cinco capítulos. O capítulo 2 descreve e qualifica algumas metodologias de projeção da demanda de energia, incluindo modelos econométricos e técnico-econômicos. São também feitas algumas considerações sobre o planejamento com incertezas e a aplicação das técnicas de cenário.

O capítulo 3 descreve os objetivos e a sistemática de elaboração de cenários macroeconômicos, fundamentais para a concepção de hipóteses de trajetórias alternativas para o mercado de energia elétrica. São descritas as características básicas de formulações que identificam as principais restrições ao crescimento econômico, enfocando primordialmente aqueles que já foram ou vem sendo aplicados pelas empresas do setor elétrico. O modelo que contempla as restrições de poupança total, externa e do setor público [Carneiro & Werneck, 1990] orientou as simulações efetuadas no capítulo 5.

O objetivo principal do trabalho foi desenvolvido no capítulo 4. Trata-se de um modelo integrado economia-energia elétrica onde, através de formulações simplificadas, é possível se avaliar diversas hipóteses de cenário, incluindo as etapas de projeções macroeconômicas, de previsão do mercado de energia elétrica, de expansão da oferta e de avaliação econômico-financeira das alternativas. Entende-se que este instrumento é apropriado para realizar as primeiras análises na tarefa de planejamento, podendo selecionar um elenco menor de alternativas para serem estudadas com maiores detalhes nas etapas posteriores.

No capítulo 5 são apresentados alguns resultados de simulações de alternativas de cenário, organizados para explorar as interrelações entre as diversas etapas acima mencionadas. Além de se obter um diagnóstico geral é possível se identificar a compatibilidade entre as premissas adotadas e os principais resultados.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões finais e recomendações da dissertação.

Capítulo 2

METODOLOGIA DE PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA

2.1 Métodos de projeção da demanda energética

Até o primeiro choque dos preços de petróleo, em 1973, a maior atenção do ponto de vista metodológico, para apoio às decisões do setor energético, estava concentrada nas áreas de planejamento da expansão e operação dos sistemas, dentro de uma ótica empresarial de minimização de custo, sujeita à restrição de atender uma demanda projetada através de relações simples com as variáveis tempo ou nível de atividade econômica.

Após este choque, a consciência da vulnerabilidade das nações desenvolvidas à dependência do petróleo alterou radicalmente a forma pela qual eram tratadas as questões energéticas. Até então, o pressuposto básico era que as fontes de energia estariam disponíveis, a baixo custo, ainda por um longo período, subestimando o fato de que as condições de suprimento estão muito mais associadas ao fluxo do que ao estoque¹. [Slesser, 1978]

As mudanças compreenderam diversos tipos de ação na área institucional, com os governos se tornando mais intervencionistas na execução das políticas energéticas, com ênfase na redução da dependência externa e na conservação de energia. Além de promover mudanças na estrutura dos balanços energéticos, de modo a melhor se explicitarem as perdas e as transformações que se processavam desde as fontes primárias até o uso final, a disponibilidade de melhores informações históricas engendrou o desenvolvimento de modelos de oferta global, tornando possível identificar oportunidades de implantarem-se medidas de racionalização, substituição, além do desenvolvimento de novas tecnologias

¹reservas

de obtenção de energia.

Também, pelo lado da demanda, as metodologias de previsão passaram a ter um tratamento mais cuidadoso. Foram identificados novos fatores determinantes de sua evolução, tendo sido também introduzidas técnicas de simulação capazes de estimar, a longo prazo, a demanda de energia de um sistema sócio-econômico, desagregado em subsistemas homogêneos para tornar mais flexíveis as avaliações.

O segundo choque dos preços do petróleo, em 1979, ampliou mais ainda a falta de confiabilidade nos resultados de modelos que projetavam o futuro exclusivamente com base nas observações do passado e valorizou as técnicas de cenários que utilizam modelos de formulação simples, sendo porém capazes de produzir respostas adequadas à tomada de decisões no processo de planejamento.

A queda dos preços do petróleo, a partir de 1985, reforçou a tendência do uso de técnicas de cenários e ampliou a contestação sobre a validade de um planejamento determinístico.

No setor elétrico brasileiro, o adiamento da crise para a década de 80, atrasou não só a introdução da metodologia de cenários para a determinação do mercado nos estudos de planejamento, mas também o processo de tomada de decisões levando em conta as incertezas, assunto que é discutido na seção 2.4.

2.2 Modelos econométricos e mistos: econométrico/uso final

Os métodos econométricos, bastante difundidos, podem produzir excelentes resultados quando as variáveis explanatórias são bem selecionadas e não ocorrem choques exógenos provocando descontinuidades. Eles constituem um ferramental importante na "arte" de elaborar previsões.

Uma primeira categoria de modelos econométricos trabalha com

séries temporais da grandeza a ser projetada. Eles são, em geral, utilizados quando não se tem idéia sobre o conjunto de variáveis independentes que pode explicar o comportamento desta grandeza ao longo do tempo.

Estes modelos utilizam unicamente o comportamento atual e passado da grandeza, para inferir sobre os seus valores no futuro. Com uma estrutura limitada, se adequam, apenas, a tratar de fenômenos naturais ou para fazer inferências de curto prazo sobre variáveis sobre as quais se dispõe de poucas informações.

Nos estudos de previsão de demanda, no setor elétrico, o uso de séries temporais está restrito à determinação de curvas de carga, para decisões de curto prazo, tais como a definição dos níveis de operação - despacho de carga- das usinas geradoras.

Um segundo conjunto de modelos econométricos, de particular interesse para o setor elétrico, envolve regressões uniequacionais e é utilizado quando a variável em estudo é explicada por uma única função - linear ou não- de um número limitado de variáveis explanatórias. Nos estudos de previsão de demanda de energia, estes modelos tem grande aplicação. Eles são discutidos, de uma forma mais detalhada, mais adiante neste capítulo.

Finalmente, os modelos de regressão multiequacionais são utilizados quando há interdependência entre as variáveis, formando um conjunto de equações de regressão que, depois de construídas, são resolvidas simultaneamente.

Uma das críticas aos métodos econométricos é que eles freqüentemente utilizam hipóteses simplificadoras, tal como a teoria econômica quando admite mercados livres, concorrência perfeita, inexistência de externalidades e previsibilidade, que não se verificam no mundo real. Daí, tornam-se necessários ajustes nas relações, até que se consiga uma melhor aproximação para os fenômenos analisados.

De uma forma geral, qualquer que seja a metodologia utilizada, a tarefa mais difícil é identificar as variáveis explanatórias mais adequadas a constituir uma base de dados confiáveis e estabelecer as relações apropriadas às análises e previsões.

Diversos trabalhos recentes se utilizaram de modelos de regressão para identificar não só as variáveis determinantes da dinâmica das principais classes de consumo de energia elétrica do Brasil, mas principalmente a maneira como elas interferem na sua trajetória .[Araújo, 1990] [BIRD, 1990] [Pinheiro, 1991]

2.2.1 Modelos que não levam em conta a substituição de energéticos

Utilizando uma formulação geral, tal como indicado na equação (1), é possível se expressar o consumo de energia elétrica de um determinado ano como função de uma variável inercial, representada pelo mercado realizado no ano anterior, E_{-1} ; da política de preços para o energético considerado, T ; e de um parâmetro que meça o desempenho da economia Y . Tal abordagem não capta a substituição do energético por outros, quando de mudanças nos preços relativos.

O consumo verificado no ano anterior E_{-1} , aqui chamado componente inercial, introduz o caráter dinâmico às análises, permitindo que se avalie as reações da demanda a curto e longo prazos. Ele leva em conta, em parte, a autocorrelação serial do consumo de energia elétrica.[Araújo, 1990] [Andersen, 1990]

A formulação geral do modelo dinâmico que descreve a trajetória do consumo de energia elétrica segue a seguinte equação:

$$E = \alpha . Y^{\beta} . T^{\gamma} . E_{-1}^{\delta} \quad (2.1)$$

onde E representa o consumo de energia elétrica; Y , a variável de renda; T a tarifa; e E_{-1} o consumo de energia elétrica no ano anterior.

Aplicando uma transformação logaritmo-neperiano chega-se à

expressão (2.2), utilizada para se ajustar uma regressão linear e calcular os parâmetros do modelo dinâmico :

$$\ln E = \ln \alpha + \beta \cdot \ln Y + \gamma \cdot \ln T + \delta \cdot \ln E_{-1} \quad (2.2)$$

Conforme explicitado abaixo, os coeficientes da equação (2.2), também expoentes em (2.1), são elasticidades renda e preço, de curto prazo, do consumo de energia elétrica, ou seja, indicam como o mercado responde às mudanças no nível de atividade econômica e nas tarifas, respectivamente:

$$\frac{\Delta E/E}{\Delta Y/Y} = \beta \rightarrow \text{elasticidade renda de curto prazo} \quad (2.3)$$

$$\frac{\Delta E/E}{\Delta T/T} = \gamma \rightarrow \text{elasticidade preço de curto prazo} \quad (2.4)$$

As elasticidades de longo prazo são dadas por:

$$\frac{\Delta E/E}{\Delta Y/Y} = \frac{\beta}{1 - \delta} \rightarrow \text{elasticidade renda de longo prazo} \quad (2.5)$$

$$\frac{\Delta E/E}{\Delta T/T} = \frac{\gamma}{1 - \delta} \rightarrow \text{elasticidade preço de longo prazo} \quad (2.6)$$

Utilizando um histórico de 20 anos do mercado de energia elétrica do Brasil, a partir de 1970, foram efetuadas diversas simulações, determinando os parâmetros das funções de regressão para quatro classes de consumo: industrial, residencial, serviços e rural. Conforme indicado na tabela 2.1, para cada uma delas foram selecionadas, nas "Contas Nacionais" do IBGE, uma ou mais variáveis explanatórias de renda. No caso da classe do setor

terciário², que engloba as atividades de governo, as séries históricas de tarifas foram trabalhadas para adequá-las à agregação considerada. Para a classe industrial selecionou-se o caso onde foram segregados os segmentos denominados grandes consumidores, que englobam plantas de grande porte, voltados à produção de bens intermediários, alguns eletrointensivos, que hoje representam cerca de 45% da energia elétrica consumida na indústria brasileira. Na sua quase totalidade, esses setores industriais tiveram, nos últimos anos, sua dinâmica independente da atividade interna, uma vez que se utilizaram do mercado externo para compensar a queda da demanda provocada pela recessão do país. Esses setores consomem muita energia elétrica porém agregam muito pouco ao Produto Interno Bruto e, por isso, distorcem as conclusões extraídas dos modelos econométricos se forem tratados em conjunto com os setores tradicionais.

A qualidade do ajuste estatístico foi avaliada através coeficiente de determinação, R^2 , que mede o grau de explicação da equação de regressão, e de $P(t)$, que representa a probabilidade de ser nulo o coeficiente de um certa variável independente na equação considerada.

Os resultados, indicados na tabelas 2.1 e 2.2, foram utilizados nas simulações efetuadas no capítulo 5, segundo a metodologia descrita no capítulo 4.

²serviços

TABELA 2.1 Simulações selecionadas de estudos econométricos
sobre o mercado de energia elétrica

CASO	CLASSE DE CONSUMO	FORMULAÇÃO	VARIÁVEL DE RENDA
1	INDUSTRIAL ³	$E = \alpha \cdot Y^{\beta} \cdot T^{\gamma} \cdot E_{-1}^{\delta}$	PRODUTO INDUSTRIAL
2	RESIDENCIAL	$E_c = \alpha \cdot Y_c^{\beta} \cdot E_{c(-1)}^{\delta}$	RENDA DISPONÍVEL PER-CAPITA
3	SERVIÇOS	$E = \alpha \cdot Y^{\beta} \cdot T^{\gamma} \cdot E_{-1}^{\delta}$	PRODUTO SETOR TERCIÁRIO
4	RURAL	$E = \alpha \cdot Y^{\beta} \cdot E_{-1}^{\delta}$	PRODUTO DO SETOR PRIMÁRIO

TABELA 2.2 Resultado das simulações selecionadas do estudo
econométrico sobre o mercado de energia elétrica no Brasil

CASO	CONSUMO DO ANO ANTERIOR	RENDA		PREÇO		R²
		CURTO	LONGO	CURTO	LONGO	
1	0,63 (0,0%)	0,48 (0,3%)	1,32	-0,24 (0,0%)	-0,65	1,00
2	0,78 (0,0%)	0,13 (1,9%)	0,58	(*)	(*)	0,98
3	0,86 (0,0%)	0,10 (4,5%)	0,73	-0,04 (17,0%)	-0,30	1,00
4	0,95 (0,0%)	0,23 (2,1%)	4,24	(*)	(*)	0,98

O primeiro comentário diz respeito ao efeito de inércia representado pela variável consumo no ano anterior(E_{-1}), que, dados os valores elevados de seu coeficiente, se mostrou como aquela que mais explica a trajetória de curto

³Excluídas as parcelas correspondentes aos denominados grandes consumidores

prazo de todas as classes, além de apresentar uma probabilidade nula de não explicarem o comportamento do consumo de energia elétrica. Embora não estejam aqui apresentados, os casos onde apenas a componente inercial foi usada como variável explicativa produziram valores elevados de R^2 . Uma vez que, no setor secundário, os grandes consumidores de energia elétrica foram tratados em separado, isto evidencia uma certa rigidez na estrutura produtiva dos demais segmentos industriais, principalmente em termos de processo.

Nos segmentos onde a energia elétrica é um bem de consumo, como é o caso do setor residencial, por exemplo, a crise econômica, o alto custo do crédito ao consumidor e os baixos valores das tarifas certamente reduziram o sucateamento de eletrodomésticos e a substituição por outros mais eficientes.

O setor industrial registrou o melhor ajuste ao tipo de modelo proposto com as variáveis inercial, renda e preço. Nos casos onde a variável preço foi incluída na função, o teste t produziu valores aceitáveis e além disso com elasticidades preço e renda, de curto e longo prazo, bastante significativas.

Para a classe residencial, os testes de qualidade do ajuste indicaram que, utilizando-se a formulação geral, o mercado de energia elétrica no período considerado se apresentou pouco sensível à variável preço. Como, desde meados da década de setenta, as tarifas de energia elétrica têm se apresentado em queda e os preços para a classe residencial foram os que, até agora, experimentaram as maiores reduções, são necessárias avaliações mais detalhadas, inclusive discretizando os consumos por classe de renda, para conclusões mais seguras.

A falta de dados relacionando faixa de renda das famílias e consumo de energia elétrica impediu que se fizessem melhores investigações. Entretanto, intuitivamente, é difícil admitir que todo o contingente de consumidores da classe residencial não venha a alterar os seus hábitos de uso da eletricidade na hipótese de um grande aumento de preços. Na realidade, pelo fato da

energia elétrica estar incorporada ao cotidiano da sociedade contemporânea, somente as parcelas correspondente ao suprimento das necessidades básicas devem ser inelásticos a preço, pelo menos num horizonte de mais curto prazo. Logicamente que o sucesso das políticas de conservação e uma retomada da economia podem vir a ampliar a velocidade de renovação dos estoques e o aumento da eficiência dos eletrodomésticos. Por outro lado, a difusão do uso desses equipamentos, pelo aumento e melhor distribuição da renda, pode vir até a aumentar o consumo médio da classe residencial , mesmo nos extratos inferiores.

Alguns estudos, disponíveis na literatura especializada, consideram outras variáveis exploratórias para analisar o comportamento do consumo da classe residencial, como por exemplo, a taxa de urbanização, o número de domicílios, os investimentos em redes de distribuição, etc.

Para o setor de serviços selecionou-se a formulação incluindo a tarifa, embora o teste t de Student tenha indicado uma probabilidade relativamente alta, 17%, de ser nulo o coeficiente desta variável.

A classe rural teve um desempenho equivalente ao do residencial, isto é, bastante inelástica com relação a preço. Note-se que esta classe foi a que apresentou a maior elasticidade renda de longo prazo, extremamente alto, entre todos os segmentos de mercado, o que reflete a intensificação do uso da energia elétrica na expansão recente do setor agropecuário, concentrado nas culturas para a exportação, em unidades produtivas mais modernas e mecanizadas do que as tradicionais.

2.2.2 Modelos com energéticos concorrentes ou complementares

Serão descritas três abordagens para construir modelos de previsão da demanda de energia elétrica que levam em consideração os efeitos das mudanças nos preços relativos de energéticos.

No primeiro caso, conforme explicitado na equação (2.7), tem-se uma extensão da formulação anterior, incluindo na regressão variáveis associadas aos preços dos energéticos concorrentes ou complementares:

$$E = \alpha \cdot Y^{\beta} \cdot T^{\gamma} \cdot P_j^{\theta} \cdot E_{-1}^{\delta} \quad (2.7)$$

Onde P_j é o preço do energético j concorrente ou complementar à energia elétrica. A expressão (2.7) na forma logarítmica pode ser escrita como:

$$\ln E = \ln \alpha + \beta \cdot \ln Y + \gamma \cdot \ln T + \theta \cdot \ln P_j + \delta \cdot \ln E_{-1} \quad (2.8)$$

O parâmetro γ , como na formulação anterior, representa a elasticidade preço direta de curto prazo, enquanto que o parâmetro θ é a medida da elasticidade preço cruzada que capta o efeito substituição da eletricidade por outros energéticos devido a variações nos preços relativos. Assim, esta abordagem fornece um volume maior de informações do que aquela representada pela equação (2.1).

A segunda formulação utiliza a teoria da produção, fazendo uso de um "modelo translog" que além de computar as possibilidades de substituição, fornece as participações de cada fonte na despesa total com energia.

A equação (2.9), abaixo, representativa do modelo translog é uma função de custo dual da estrutura de produção: [Reis, 1983]

$$\ln C = \alpha_0 + \sum_i \alpha_i \cdot \ln P_i + \frac{1}{2} \cdot \alpha_{ij} \sum_i \sum_j \ln P_i \cdot \ln P_j + \beta \cdot \ln Y + \sum_i \gamma_i \cdot \ln Y \cdot \ln P_i + \delta \ln T \quad (2.9)$$

onde:

P_i → preço do energético i ;

Y → nível de produção;

T → variável de tendência;

i, j → fontes de energia concorrentes ou complementares:

(eletricidade[e], óleo[p], gás[g]) e outros[o]).

Estabelecendo-se para a função custo as condições de: homogeneidade linear quanto aos preços, e de simetria, tem-se:

$$\begin{aligned} \sum_i \alpha_i &= 1; \quad \sum_j \alpha_{ij} = 0; \quad \sum_i \beta_i = 0; \\ \alpha_{ij} &= \alpha_{ji} \quad \text{e} \quad i = e, p, g, o \end{aligned} \quad (2.10)$$

As participações de cada fonte no custo total de energia são obtidas aplicando-se o Lema de Shephard [Shephard, 1953] que estabelece:

"Se $C = C(y, p_1, p_2, \dots, p_n)$ é uma função de custo, onde y é a produção física e $p_1, p_2, \dots, p_n$ são os preços dos insumos, no ponto de operação ótima a demanda derivada do insumo "i" é dada por: $x_i = \frac{\partial C}{\partial p_i}$ para $i = 1, 2, \dots, n$ "

A derivada logarítmica do custo em relação ao preço dos insumos é igual a participação desse insumo (S_i) na despesa total:

$$\frac{\partial \ln C}{\partial \ln p_i} = \frac{\partial C}{\partial p_i} \times \frac{p_i}{C} = x_i \times \frac{p_i}{C} = S_i \quad (2.11)$$

Então:

Para o caso da função translog (2.9).

$$S_i = \frac{\partial \ln C}{\partial \ln P_i} = \alpha_i + \sum_j \alpha_{ij} \cdot \ln P_j + \gamma_i \cdot \ln Y \quad (2.12)$$

onde: $i, j = e, p, g, o$

Os parâmetros das quatro equações (2.13) de participação dos gastos com eletricidade [e], óleo [p], gás [g] e outros energéticos [o] nas despesas totais com energia são estimados utilizando séries históricas das variáveis dependentes e independentes acrescidas das perturbações estocásticas, conforme expresso abaixo:

$$\begin{aligned} S_e &= \alpha_e + \alpha_{ee} \cdot \ln P_e + \alpha_{ep} \cdot \ln P_p + \alpha_{eg} \cdot \ln P_g + \alpha_{eo} \cdot \ln P_o + u_e \\ S_p &= \alpha_p + \alpha_{pe} \cdot \ln P_e + \alpha_{pp} \cdot \ln P_p + \alpha_{pg} \cdot \ln P_g + \alpha_{po} \cdot \ln P_o + u_p \\ S_g &= \alpha_g + \alpha_{ge} \cdot \ln P_e + \alpha_{gp} \cdot \ln P_p + \alpha_{gg} \cdot \ln P_g + \alpha_{go} \cdot \ln P_o + u_g \\ S_o &= \alpha_o + \alpha_{oe} \cdot \ln P_e + \alpha_{op} \cdot \ln P_p + \alpha_{og} \cdot \ln P_g + \alpha_{oo} \cdot \ln P_o + u_o \end{aligned} \quad (2.13)$$

Com a condição de que:

$$S_e + S_p + S_g + S_o = 1 \quad (2.14)$$

Na função de custo translog as elasticidades de substituição parciais, σ_{ij} , entre os insumos i e j , são dadas por:

$$\sigma_{ij} = \frac{\alpha_{ij} - S_i}{S_i^2} + 1 \quad i = e, p, g, o \quad (2.15)$$

$$\sigma_{ij} = \frac{\alpha_{ij}}{S_i \cdot S_j} + 1 \quad i, j = e, p, g, o \quad (i \neq j) \quad (2.16)$$

Em consequência, as elasticidades-preço parciais das demandas das fontes de energia consideradas podem ser escritas como:

$$\varepsilon_{ij} = S_j \cdot \sigma_{ij} \quad \text{com } i, j = e, p, g, o \quad (2.17)$$

O modelo além de permitir a elaboração de previsões de consumo das diversas fontes, possibilita a análise da substituição entre energéticos resultante de variações nos preços relativos.

A terceira formulação vem sendo utilizada pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético-NIPE da UNICAMP para projeção da demanda de energia do setor industrial.

Baseado na abordagem das parcelas de mercado, o modelo captura, através de relações econométricas, as principais forças que induzem à substituição entre as diferentes fontes alocadas no atendimento das necessidades de energia útil de um dado segmento industrial.

A figura 2.1 apresenta as interrelações entre as principais variáveis consideradas na definição das parcelas de mercado alocadas às diferentes fontes:

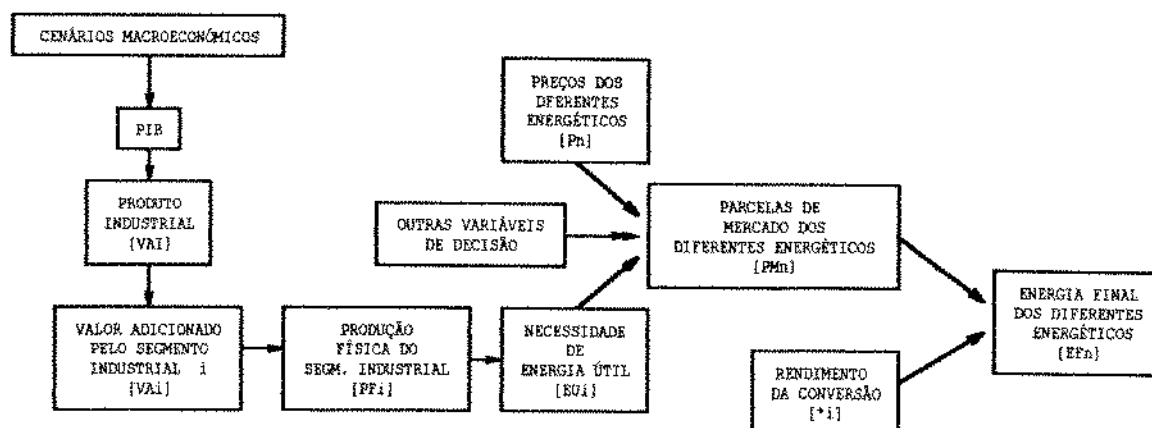


Figura 2.1
Variáveis intervenientes no modelo das parcelas
de mercado, desenvolvido pelo NIPE/UNICAMP

O modelo misto: econométrico/uso final, proposto pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da UNICAMP, é estruturado em módulos. O módulo das Parcelas de Mercado projeta, através de ajustes econométricos, com base em dados históricos, o consumo de energia útil por unidade de valor adicionado de cada segmento industrial (EU_i/VA_i) e a distribuição da energia útil pelas diversas fontes -parcelas de mercado- em função de variáveis explanatórias selecionadas, que representam "forças de mercado", incluindo as relações de preço, conforme descrito a seguir.

A energia útil total por unidade de valor adicionado, demandada por cada segmento industrial i , pode ser decomposta conforme a identidade abaixo:

$$EU_{ijt} = \frac{EU_{ijt}}{VA_{it}} \times \frac{VA_{it}}{VAI_t} \times \frac{VAI_t}{PIB_t} \times PIB_t \quad (2.18)$$

onde:

EU_{ijt} → energia útil total no segmento industrial i , uso final j , no ano t

VA_{it} → valor adicionado pelo segmento industrial i , no ano t

VAI_t → produto industrial no ano t

PIB_t → produto interno bruto no ano t

A energia útil consumida no segmento industrial i , EU_{ijkt} , sob a forma do uso final j , a partir do energético k , pode ser obtida da energia útil total, EU_{ijt} , conforme a equação (2.19):

$$EU_{ijkt} = EU_{ijt} \times PM_{ijkt} \quad (2.19)$$

Onde PM_{ijkt} é a parcela do mercado do energético k no segmento industrial i , uso final j , no ano t .

A demanda de energia final do energético k , EF_{ijkt} , pode ser obtida a partir da energia útil suprida por aquela fonte, EU_{ijkt} , levando em conta o rendimento da conversão:

$$EF_{ijkt} = \frac{EU_{ijkt}}{\eta_{ijkt}} \quad (2.20)$$

Onde η_{ijkt} é o rendimento do processo de conversão do energético k , no uso final j , segmento industrial i , no ano t .

O consumo específico de energia útil por unidade de valor agregado pode ser decomposto conforme a equação (2.21):

$$\frac{EU_{ijt}}{VA_{it}} = \frac{EU_{ijt}}{PF_{it}} \times \frac{PF_{it}}{VA_{it}} \quad (2.21)$$

Onde:

PF_{it} → produção física do segmento industrial i , no ano t .

Embora mudanças no "mix" dos produtos ou trocas de processos produtivos possam afetar os dois fatores, a relação, EU_{ijt}/PF_{it} , mede o grau de eficiência do uso da energia, enquanto que o quociente, PF_{ijt}/VA_{it} , avalia o nível de produção física necessário para a geração de uma determinada renda no segmento industrial i . Medidas de conservação ou mudanças tecnológicas que modifiquem o processo produtivo afetam mais diretamente a primeira relação, enquanto que alterações nos custos dos fatores de produção ou nos preços dos produtos se refletem, de forma mais significativa, na segunda.

Utilizando os parâmetros da equação (2.21), ajustada para valores históricos, para elaborar projeções obtém-se um balizamento para os resultados encontrados pelo módulo das parcelas de mercado.

A formulação das parcelas de mercado admite, tal como o modelo translog, que, se existe a possibilidade de substituição entre energéticos, as empresas minimizam o custo total da energia para cada nível de consumo. Assim, as alterações nos preços relativos das diferentes fontes modificam suas parcelas de mercado em cada uso final de energia, em busca da composição ótima. Entretanto, esse processo é caracterizado por uma certa inércia, sendo limitado por outros fatores tais como conveniência, disponibilidade, segurança e limpeza [BAJAY & WALTER, 1984].

Para se tentar capturar a inércia das alterações nas parcelas de mercado, associadas não só aos custos incorridos na substituição como aos demais fatores vinculados ao comportamento dos diferentes consumidores, adota-se um modelo de ajuste parcial, conforme especificado abaixo, para cada uso final ou equipamento j , nos diferentes segmentos industriais i :

$$PM_{ijkt} - PM_{ijk(t-1)} = \gamma_{ij}(PM_{ijkt}^* - PM_{ijk(t-1)}) + u_t \quad 0 \leq \gamma \leq 1 \quad (2.22)$$

Onde:

PM_{ijkt} → parcela de mercado absorvida pelos principais energéticos (1,2,3) e pelo resíduo (4), $k = 1,2,3,4$; no ano t ;

γ_{ij} → proporção do ajuste ;

u_t → perturbação estocástica .

No modelo, o valor ótimo da parcela de mercado, PM_{ijkt}^* , é função das relações de preço entre os energéticos concorrentes e do valor adicionado pelo segmento industrial i . Esta última variável está sendo utilizada como "proxi" para a resistência dos consumidores a mudanças por conta dos fatores já identificados anteriormente.

Teoricamente, tanto os preços quanto o valor adicionado podem produzir efeitos defasados, no tempo, sobre as parcelas de mercado. Entretanto, na formulação adotada levou-se em conta apenas aqueles associados ao valor adicionado, uma vez que as avaliações efetuadas pela equipe da UNICAMP revelaram que no Brasil não há evidências que os valores defasados de preços tenham influenciado a participação das fontes de energia nos diversos usos finais do setor industrial, nos últimos vinte anos.

Com base nessas hipóteses se constrói a equação de regressão linear e semi-logarítmica, equação (2.23), para exprimir o valor ótimo da parcela de mercado de um energético k , uso final j , no segmento industrial i :

$$PM_{ijk} = a_{ijk} + b_{ijk1} \ln(P_{ijk1t} / P_{ijk1t}) + b_{ijk} \ln(P_{ijk1t} / P_{ijk2t}) + c_{ijk} \ln(VA_{it}^*) \quad (2.23)$$

onde P_{ijk1t} e P_{ijk2t} são os preços dos dois principais energéticos concorrentes no segmento industrial i e uso final j , e VA_{it}^* é a variável que leva em conta,

via um ajuste geométrico decrescente, os possíveis efeitos defasados -até quatro anos, no caso- , do valor adicionado pelo segmento industrial i:

$$VA_{it}^* = (1 - \lambda_i) VA_{it} + (1 - \lambda_i) \lambda_i VA_{i(t-1)} + (1 - \lambda_i) \lambda_i^2 VA_{i(t-2)} + (1 - \lambda_i) \lambda_i^3 VA_{i(t-3)} + (1 - \lambda_i) \lambda_i^4 VA_{i(t-4)} , 0 \leq \lambda_i \leq 1 \quad (2.24)$$

Substituindo-se a equação (2.23) na (2.22), obtém-se a equação (2.25):

$$PM_{ijkt} = \gamma_{ij} \cdot a_{ijk} + \gamma_{ij} \cdot b_{ijk1} \ln(P_{ijkt} / P_{ijk1t}) + \gamma_{ij} \cdot b_{ijk2} \ln(P_{ijkt} / P_{ijk2t}) + \gamma_{ij} \cdot c_{ijk} \ln(VA_{it}^*) + (1 - \gamma_{ij}) PM_{ijk(t-1)} \quad (2.25)$$

De modo a garantir a consistência do modelo, os preços dos energéticos devem estar submetidos a algumas restrições. A primeira é homogeneidade de grau zero, que estabelece que as parcelas de mercado devem permanecer inalteradas se todos os preços variarem na mesma dimensão e magnitude. Esta restrição é respeitada na construção da função parcela de mercado, em se utilizando logaritmos das relações de preço.

A segunda restrição se refere aos efeitos simétricos de alterações de preços. Ela estabelece que a parcela de mercado de um dado energético deve sofrer alterações devidas à mudanças nos preços de um outro, na mesma proporção em que deve se alterar a participação no mercado do segundo energético em resposta a mesma alteração nos preços do primeiro. Esta condição é satisfeita se for imposta a igualdade entre os coeficientes de regressão das variáveis-preço dos dois energéticos, k e m:

$$b_{ijkm} = b_{ijmk} \quad (2.26)$$

A terceira restrição exige que, na ocorrência de mudanças nos valores das demais variáveis explanatórias, mantidos constantes os preços dos energéticos, a soma das alterações nas parcelas de mercado para todos os

energéticos deve ser nula. Esta condição, denominada "de agregação de Cournot", é satisfeita impondo na equação (9) a condição:

$$\sum_k \gamma_{ij} \cdot c_{ijk} = \sum_k \gamma_{ij} \cdot c_{ikl} = 0 \quad (2.27)$$

logo,

$$\sum c_{ijk} = 0 \quad \text{se} \quad \gamma_{ij} \neq 0 \quad (2.28)$$

A soma das parcelas de mercado deve ser igual à unidade em qualquer situação-condição de agregação de Engel- obrigando que se imponha uma restrição sobre os termos de intersecção das quatro equações, de maneira que a soma de suas parcelas de mercado seja igual a um quando os coeficientes de todas as variáveis explanatórias forem levados a zero. [BAJAY, 1981]

$$\sum_k P_{ijk} = 1 \quad (2.29)$$

Uma vez que qualquer mudança na parcela de mercado de um energético, em resposta a alterações nas variáveis explanatórias, deve ser exatamente igual às mudanças nas parcelas dos demais energéticos, em um dado instante de tempo, quando se utilizar um termo de ajuste parcial, seu coeficiente deve ser o mesmo em cada equação.

2.3 Modelos técnico-econômicos

Os modelos técnico-econômicos podem ser divididos em dois grandes grupos: os que se utilizam de métodos de decomposição estrutural da demanda; e aqueles baseados em usos finais. [Araújo, 1988]

Os modelos de decomposição estimam a trajetória da demanda de uma determinada fonte assumindo hipóteses sobre: a evolução da intensidade energética dos diversos setores que dela se utilizam; as

mudanças na estrutura de participação desses setores na economia; e finalmente, a dinâmica da economia como um todo.

A equação (2.18), neste trabalho, representa bem este tipo de modelagem.[Motta & Araújo, 1989]

Os cenários de demanda de energia elétrica são desenvolvidos assumindo-se hipóteses sobre: o ritmo de crescimento da economia; mudanças estruturais na composição do produto; e evolução do nível de intensidade energética dos diversos setores.

Os modelos contábeis, ou de uso final, desenvolvidos nos países industrializados nos anos setenta, são assim denominados porque se utilizam de operações aritméticas simples para chegar à demanda de energia dos setores da economia, desagregados em módulos homogêneos, ao nível de usos finais - cocção, aquecimento, usos cativos da eletricidade, calor, etc.[Chateau & Lapillone, 1977]

Ao invés de se limitarem a uma única previsão, utilizam uma abordagem prospectiva, que permite uma análise de diferentes padrões de demanda futura de energia a longo prazo. Não são instrumentos de projeção -tal como os modelos econométricos- mas sim ferramentas que ajudam a análise da evolução da demanda, com base em hipóteses assumidas para diferentes fatores de natureza política, econômica, social e técnica.

Os modelos contábeis representam a primeira geração dos modelos de uso final. Eles fornecem respostas simples a um conjunto de questões associadas com a evolução da demanda de energia a longo prazo tais como a substituição entre energéticos, conservação de energia, a penetração de novas tecnologias, etc.

Todas as mudanças estruturais de natureza social, econômica e tecnológica são fornecidas exogenamente e caracterizam o cenário. Isto exige que os usuários destes modelos tenham conhecimento de que modo estas variáveis alteram, no longo prazo, a evolução da matriz

energética.[Chateau & Lapillone, 1982]

Os preços não são considerados explicitamente nos modelos contábeis. Assume-se que as suas trajetórias estão refletidas nas hipóteses de cenário, principalmente aquelas relacionadas com conservação e substituição. Esta é uma das fragilidades destes modelos, quando se quer estudar medidas para incentivar a conservação de energia no longo prazo, embora estas dependam de outros fatores tão ou mais importantes que a política de preços. Experiências mais recentes de desenvolvimento de metodologias de projeção de demanda tem procurado superar estas limitações combinando a abordagem dos modelos contábeis com relações econométricas, constituindo os denominados modelos mistos: econométrico/uso final, tal qual o modelo desenvolvido pelo NIPE/UNICAMP, descrito, de uma forma sucinta, na seção anterior.

2.4 Alguns aspectos relevantes no desenvolvimento de modelos para estudos prospectivos

Uma das primeiras questões associadas ao uso de modelos para apoio à tomada de decisões é a escolha entre uma metodologia já consagrada, disponível no mercado, ou o desenvolvimento de uma nova, que demanda prazo e a necessidade de formação de equipes técnicas experientes e multidisciplinares.

A discussão sobre as vantagens de cada uma das duas opções, nos estudos de planejamento do setor energético, tem que levar em conta a dificuldade de se construir um modelo que abranja os aspectos relevantes e se adapte à estrutura de todo e qualquer sistema, e que, além disso, seja suficientemente flexível para trabalhar com quantidade e qualidade de informações diferenciadas.

Fundamentalmente, os sistemas energéticos não são homogêneos e possuem distintas alternativas de expansão. É impossível inferir sobre o seu

futuro tomando as condições atuais como única referência, negligenciando a trajetória do passado e seus principais condicionantes. Por outro lado, a dinâmica recente, por si só, não condiciona o longo prazo. Levá-las em consideração não significa eliminar as incertezas inerentes às previsões.

Modelos de estrutura rígida não conseguem representar realidades muito distintas. Da mesma forma, é difícil montar uma estrutura suficientemente flexível capaz de se adaptar a qualquer sistema energético sem comprometer aspectos relevantes.

A partir desta discussão distingue-se a previsão clássica dos estudos prospectivos. Na primeira a preocupação é simplesmente se projetar o futuro a partir da observação do passado, utilizando-se, para isso, um modelo matemático, às vezes de base estatística, e o conhecimento presente sobre as restrições que podem incidir no futuro; enquanto que prospectiva é a análise qualitativa do futuro, a partir de hipóteses sobre a evolução das principais variáveis de cenário, ou seja, levando em conta as incertezas.

Uma das experiências recentes de desenvolvimento de metodologia para estudos prospectivos vem sendo conduzida pela Organização Latino-Americana de Energia-OLADE. A flexibilidade é obtida na medida em que as relações entre as variáveis são construídas antes do início das simulações, podendo evoluir à medida em que se amplia a base de dados disponíveis.[OLADE, 1992]

A estrutura utilizada pela OLADE nos estudos de previsão da demanda de energia possui dois módulos básicos. O primeiro corresponde ao Sistema de Informações Econômico-Energéticas (SIEE), e o segundo aos modelos de previsão propriamente ditos.

A OLADE adota uma filosofia cuja idéia básica é a valorização da informação, a partir do que são construídos instrumentos que fornecem respostas rápidas às diversas hipóteses de futuros possíveis.

Desta forma, na filosofia prospectiva, o "sistema de informações", que

necessariamente precisa ser construído a priori, e que permanece disponível após o término de um ciclo de estudos, é a peça fundamental do processo e precisa estar permanentemente monitorado e atualizado.

Nas metodologias tradicionais de previsão o fundamental é o modelo, que demanda dados, muitas vezes estimados por falta de estatísticas, que vão estabelecer o ponto de partida da simulação, constituindo o denominado ano-base de referência. A obtenção de dados é uma tarefa que se repete a cada ciclo, na ausência de um sistema de informação organizado. Além disso, a metodologia impõe assumirem-se valores de referência que, embora importantes dentro da filosofia de previsão adotada, muitas vezes são de qualidade duvidosa, podendo mesmo comprometer os resultados.

A difusão da metodologia de planejamento está bastante associada a um mercado dinâmico de Modelos Matemáticos, desenvolvidos nos mais diversos centros de pesquisa espalhados pelo mundo, facilmente obtidos, sem custo, uma vez que há o interesse de sua difusão, que implica em ampliar-se a adesão à filosofia, freqüentemente "com um viés" que prioriza o uso de tecnologias de suprimento ou transporte de energia, apenas disponíveis nos países de origem dos modelos.

Embora não se deva generalizar - e o Brasil se constitui em uma das exceções, na medida em que tradicionalmente desenvolve a sua própria metodologia- a simples doação de um modelo pode induzir uma série de negócios com vendas de serviços e equipamentos, além do que permite o acesso de dados estatísticos que possibilitam a elaboração de estudos prospectivos com interesses comerciais.

A experiência das duas décadas passadas, principalmente nos países subdesenvolvidos, demonstrou que o planejamento, da forma como se desenvolveu nos setores energéticos, refletiu muito mais um desejo, do que a constituição de hipóteses realmente factíveis. Ao final resultaram negócios rentáveis, projetos descontinuados, vasta bibliografia de diferentes

metodologias, planos realizados só em parte, e um enorme passivo exigível das empresas e dos governos.

A realidade atual exige uma reformulação, com um planejamento elaborado em outros termos. A questão não é falta de capital mas sim que ele está sendo acumulado em setores da economia que não coincidem com aqueles onde está a maior demanda, e onde estariam as melhores oportunidades de negócios, caso estivesse vigorando um regime de preços que equilibrasse os valores esperados dos retornos das diferentes alternativas de investimentos na economia.

Uma questão fundamental é que dos estudos clássicos de planejamento resultam planos presos a hipóteses excessivamente rígidas para um futuro marcado pelas incertezas. Todo o esforço de desenvolvimento ou de aplicação de metodologias sofisticadas acabam gerando uma boa parcela de recomendações jamais cumpridas.

Nos estudos prospectivos de demanda imaginam-se cenários procurando antecipar o maior número possível de futuros previsíveis, assumindo-se hipóteses internas e externas sobre a evolução de variáveis políticas, econômicas e energéticas, utilizando-se como referência indicadores obtidos dos registros históricos armazenados na base de dados. Uma das preocupações básicas é construir modelos perfeitamente adaptados às condições de cada país, que dêem respostas rápidas, porém suficientemente confiáveis para uma tomada de decisão.

No caso da OLADE, o problema é dividido em duas etapas. A primeira, já desenvolvida, permite elaborar previsões de demandas globais e setoriais para as principais fontes primárias e secundárias de energia para o conjunto dos 26 países membros da organização.

O objetivo maior é uma análise comparada, identificando oportunidades de intercâmbio e integração na Região. Embora os modelos de previsão adotem uma filosofia comum, com base em indicadores

selecionados, as equações fundamentais são definidas para cada país, e evoluem no tempo na medida das disponibilidades dos indicadores, tornando o processo de modelagem bastante dinâmico.

São calculados seis categorias de indicadores: taxas de crescimento, consumos per-capita, intensidades energéticas, elasticidades-renda, elasticidades-preço, e coeficientes de participação.

A análise criteriosa dos indicadores para cada país permite que se selecionem aqueles que comporão os modelos de previsão, formulando hipóteses sobre sua evolução e sobre o comportamento das demais variáveis de cenário. Atualmente podem ser avaliadas as demandas para dezessete energéticos em quatro setores de atividade.

2.5 Planejamento com incertezas: uso de cenários alternativos

A constatação de que as previsões do mercado de energia elétrica geram, de imediato, decisões que envolvem desembolsos financeiros cujos efeitos só se materializam até mais de uma década depois, vem exigindo grandes mudanças metodológicas no planejamento de expansão do setor.

Na década de 70, os choques de petróleo mostraram a necessidade de elaborarem-se estudos de cenários macroeconômicos e energéticos, complementado as análises e extrapolação de tendências observadas no passado. Mais recentemente, ao final dos anos 80, a constatação de grandes desvios entre os valores realizados e previstos para variáveis de decisão importantes no setor energético, principalmente as previsões de mercado, conduziram ao desenvolvimento de novas metodologias de planejamento onde, ao incorporar as incertezas, o resultado final não é um plano mas sim uma estratégia de ação em que periodicamente se define o próximo passo, contemplando critérios de minimização do máximo arrependimento em substituição a de mínimo custo.

O entendimento desta nova função objetivo fica facilitado com um

exemplo, adotando-se algumas simplificações nas variáveis de decisão do setor elétrico.

Para tanto, admita-se que foram identificadas três hipóteses equiprováveis para a evolução do mercado nos próximos anos, conforme esquematizado na figura 2.1, abaixo:

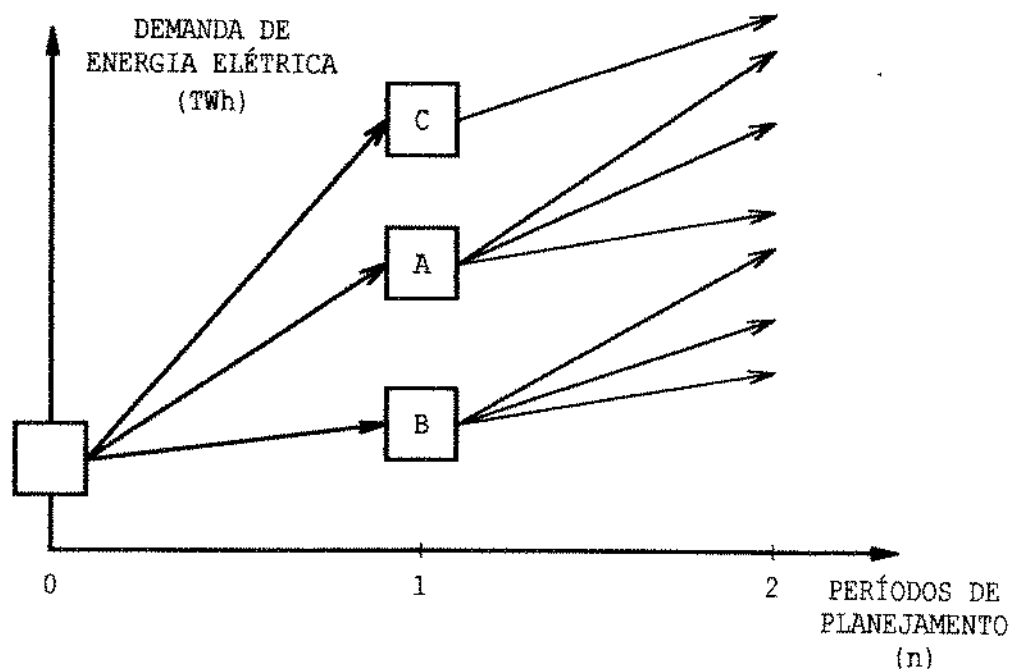


FIGURA 2.1
Hipóteses de evolução do mercado em um planejamento com incertezas

Utilizando o critério de custo mínimo de investimento e operação, chega-se a uma quantidade de programas de obras distintos igual ao número de trajetórias de mercado no horizonte considerado.(tabela 2.1)

No caso da figura 2.1, em se considerando apenas um período de planejamento, se houvesse a certeza que o cenário A se realizaria, se adotaria, conforme indicado no tabela 2.1, o programa de obras P1, porque ele possui o valor atual do custo de investimento, operação e manutenção inferior ao dos programas P2 e P3, que por sua vez, seriam os escolhidos se a evolução do mercado se caracterizassem pelas trajetórias B e C, respectivamente.

TABELA 2.1: Aplicação do critério de mínimo-máximo arrependimento à tomada de decisões na expansão do setor elétrico

	PROGRAMA DE OBRAS	VALOR ATUAL (INV+OPER+MANUT)	ARREPENDIMENTO	MÁXIMO ARREPENDIMENTO	MIN-MÁX ARREPENDIMENTO
	P1	6	0		
CENÁRIO A	P2	9	3		
	P3	11	5	5	
	P1	7	4		
CENÁRIO B	P2	3	0		
	P3	11	8	8	
	P1	12	1		
CENÁRIO C	P2	13	2	2	2
	P3	11	0		

No exemplo, o programa de obras P1 tem um valor atual dos custos de investimentos, operação e manutenção igual a \$6, caso se configure o cenário A e, de \$7 ou \$12, na hipótese de se realizarem os cenários B ou C, respectivamente. Os acréscimos de custo nestas cenários devem estar associados a um aumento de geração térmica ou mesmo de déficits, em função de uma maior solicitação a um sistema que não foi projetado para aquele cenário de mercado.

O mesmo raciocínio pode ser estendido para os outros cenários, conforme indicado na tabela.2.1. De posse destas informações é possível calcular-se o vetor de arrependimentos, constituído dos valores correspondentes aos gastos adicionais quando se adota um programa de obras que não é o ótimo para o cenário que se realiza.

A nível de decisão final, a tabela indica que a melhor solução é

adotar-se o programa P2, porque tem o menor valor associado no vetor de máximo arrependimento.

O exemplo, bastante simplificado, analisa apenas um conjunto de três hipóteses de mercado e um único estágio de decisão. Conforme pode ser visualizado na figura 2.1, a medida em que se amplia o horizonte de análise, cresce o número de ramos na árvore de decisões e o valor da solução ótima não obrigatoriamente corresponde ao custo mínimo atualizado de alguma alternativa. Entretanto, é importante ressaltar que quanto mais longínquo for o horizonte de planejamento, menor é a participação do custo das alternativas na tomada de decisão e, mais ainda, nesta metodologia, o que se busca é a definição de uma estratégia, onde algumas das ações são imediatas e outras poderão ser reformuladas nos próximos ciclos de planejamento sem comprometer o critério de otimização.

Capítulo 3

Projeções Macroeconômicas

3.1 Objetivos e antecedentes

Os modelos integrados economia-energia começaram a ser desenvolvidos na década de 60. Entretanto, foi depois do primeiro choque de petróleo que se ampliou a consciência de que, a curto e médio prazos, a energia e a atividade econômica estavam fortemente interrelacionadas, justificando o esforço de modelagem para representar a forma como interagiam e facilitando, com isso, a definição de políticas que neutralizassem os efeitos da crise. Daí podem resultar estratégias de mudanças na estrutura produtiva, reorientações de hábitos de consumo, redefinições na área de desenvolvimento tecnológico e novas prioridades de investimento no setor energético, visando a conservação, a nível de uso final, e a substituição de derivados de petróleo.[Chateau, B & Lapillone, 1977]

No Brasil, já na década de 80, houve algumas experiências de elaboração de modelos integrados economia-energia. Por exemplo, a monografia "Energia e Economia - Um Modelo Integrado", de Eduardo Modiano, publicada em 1983, de caráter normativo, teve como objetivo definir uma estrutura de alocação de fontes primárias a custo mínimo, levando em conta as perspectivas de crescimento dos setores industrial e agrícola determinadas em um módulo macroeconômico.[Modiano, 1983]

Outras experiências incluem os resultados obtidos pela equipe formada por técnicos do BNDES, ELETROBRÁS e PETROBRÁS, que desenvolveram um modelo contábil de projeções macroeconômicas e energéticas que, posteriormente, serviram de suporte para definição do cenário de referência do "Plano 2010" [MME, 1987], do setor elétrico brasileiro.

Mais recentemente , algumas concessionárias do setor elétrico também elaboraram seus estudos de cenários macroeconômicos, a partir dos quais extraíram previsões de mercado, em alguns casos não se identificando uma perfeita consistência com as premissas econômicas.

3.2 Sistemática de elaboração de cenários macroeconômicos no setor elétrico

Embora seja importante se dispor de instrumentos metodológicos que relacionem as principais variáveis internas e externas que interferem na dinâmica da economia, os estudos de cenários macroeconômicos, que servem de referência para as previsões de mercado, devem englobar um conjunto de tarefas bem mais complexas. Além de um acompanhamento sistemático da conjuntura política e econômica, interna e externa, as premissas macroeconômicas se apoiam na análise crítica de trabalhos publicados na literatura nacional e internacional, na participação ativa em seminários e discussões, globais e setoriais, no intercâmbio de informações intrasetoriais e no contato permanente com entidades da área acadêmica, da classe empresarial dos principais segmentos da economia, e do meio político das mais diferentes correntes de pensamento.

No exercício de simular o comportamento da economia, a partir de hipóteses assumidas para a evolução de variáveis de cenário selecionadas, o setor elétrico vem procurando reproduzir modelos alternativos que interpretem diversas linhas de política econômica e teoria de desenvolvimento, e identificando possíveis trajetórias de crescimento.

A experiência de uma década de inflação e fraco desempenho da economia estimulou as discussões sobre as possibilidades de retomada e a sustentação do crescimento. Com isto, os pesquisadores voltaram-se para modelar as relações entre as variáveis macroeconômicas que se constituíam nas principais restrições a um crescimento estável.

Entretanto, embora haja um certo consenso em termos de diagnóstico, as propostas de desenvolvimento não são comuns, dependendo fortemente das preferências, em termos de política e modelo econômico dos formuladores.

Basicamente, a nível mais geral, se coloca a questão da precedência entre a demanda e o investimento como indutores do crescimento e, em termos particulares, o papel das poupanças pública, privada e externa, a responsabilidade das inversões nos diversos setores da economia, inclusive infra-estrutura, o grau de abertura, a forma de integração no mercado internacional, a organização de blocos econômicos e a tendência em termos de políticas protecionistas explícitas.

As incertezas quanto às diretrizes de política econômica que serão adotadas no país obrigam que o setor elétrico trabalhe com cenários bastante diferenciados, e procure validá-los através de modelos que tratem adequadamente as principais tendências em termos de formulação de estratégias de desenvolvimento.

Conforme já salientado, tais questões são relevantes quando se estudam as trajetórias de longo prazo para a economia, ou seja, ultrapassada a etapa inicial, de ajuste do setor público condição necessária, porém não suficiente, para a retomada de um crescimento sustentado.

3.3 Modelagem das restrições ao crescimento da economia

Uma das formulações que serviu de base aos estudos de cenários para a economia brasileira no horizonte até 2000, realizados pela concessionária do setor elétrico de Minas Gerais - CEMIG, em 1989 [CEMIG, 1989], utilizou um modelo de consistência macroeconômica, que representa analiticamente as restrições de divisas e de poupança, a partir das quais são delimitadas as trajetórias possíveis de crescimento da economia.[Fritsch & Modiano, 1988]

A formulação avalia as perspectivas da economia brasileira levando em conta que, para servir a dívida externa, é necessário gerar divisas, o que pode restringir o crescimento na medida em que as possibilidades de deslocar importações são limitadas pela parcela incompressível que inclui o petróleo.

Por outro lado, se não houver um aumento de poupança interna, capaz de compensar os efeitos da renda transferida ao exterior, a economia pode ter limitado o seu crescimento, após esgotada a capacidade ociosa gerada pela crise.

Configurando-se como uma versão dinâmica do modelo de dois hiatos, o modelo, estruturado conforme os fluxogramas apresentados nas figuras 3.1 a 3.3, permite que se simule a formação das poupanças externa, privada e do governo, a partir de parâmetros da economia brasileira e de hipóteses de evolução de variáveis de cenário nacionais e internacionais.

Do ponto de vista externo, as variáveis de cenário são a taxa de juros no mercado internacional, o preço do petróleo, a taxa de crescimento dos países desenvolvidos e as variações dos preços das exportações e importações brasileiras, excluindo o petróleo.

A nível nacional, constituem o conjunto de variáveis de cenário a carga tributária líquida e a participação dos salários na renda disponível do setor privado.

O hiato de divisas indica até que ponto a dinâmica da economia vai estar limitada pela falta de recursos externos⁴ para financiar seu déficit em transações correntes. A outra restrição está associada à poupança total⁵, que depende da renda disponível pelo setor privado e sua distribuição; da

⁴empréstimos mais investimentos diretos

⁵soma da privada, governo e externa

destinação da parcela da renda apropriada pelo governo⁶; e da entrada líquida de divisas.

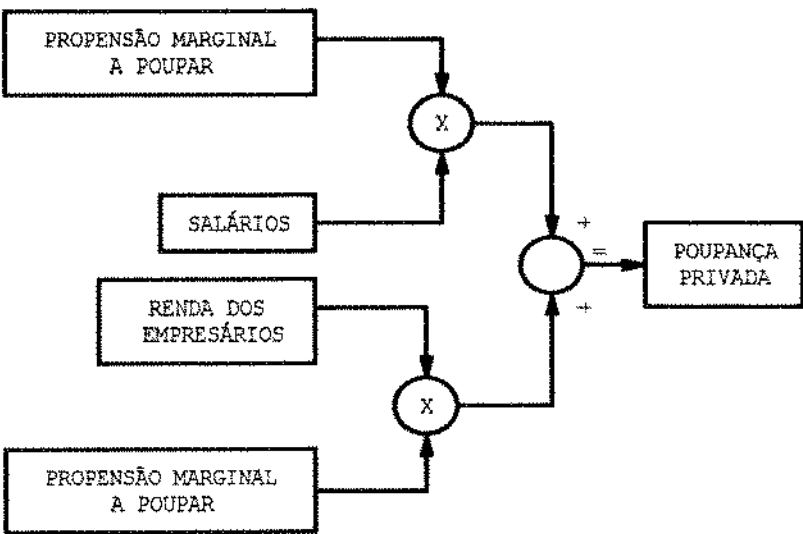


FIGURA 3.1 Formação da poupança privada

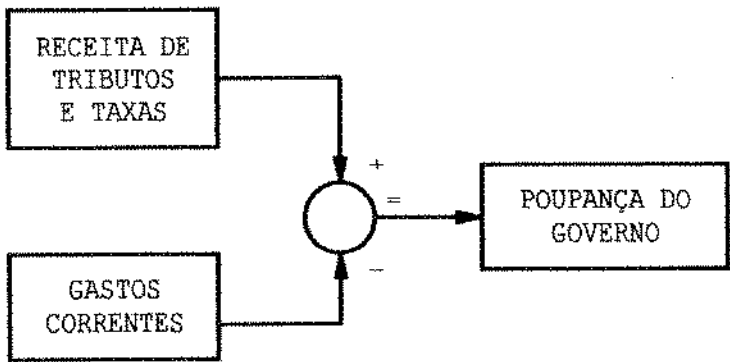


FIGURA 3.2 Formação da poupança do governo

⁶consumo ou investimento

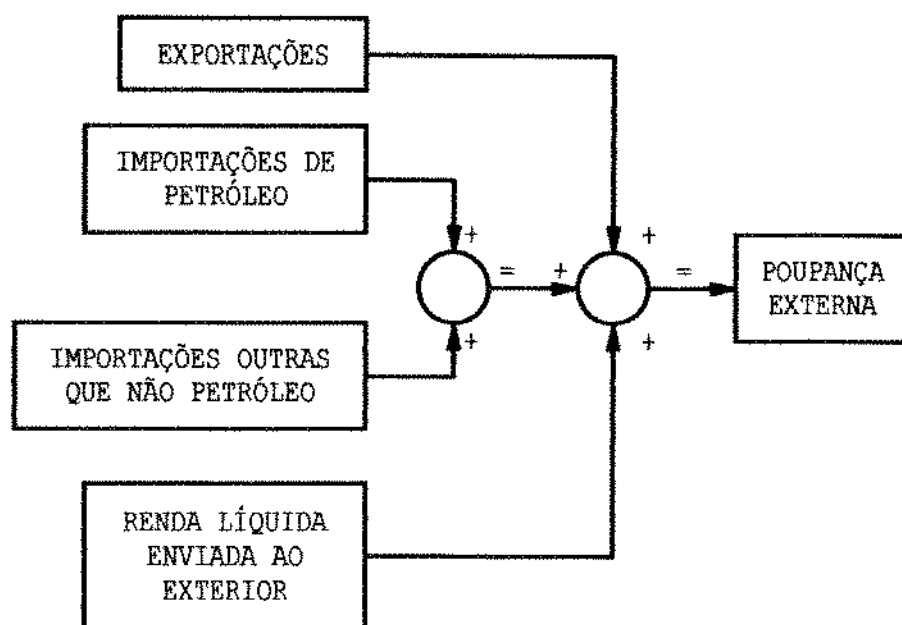


FIGURA 3.3 Formação da poupança externa

Uma formulação alternativa que o Departamento de Mercado da ELETROBRÁS vem procurando explorar, para avaliar a consistência das premissas macroeconômicas adotadas nas previsões de mercado do setor, a médio e longo prazos, está apoiada no trabalho dos professores Dionísio Carneiro e Rogério Werneck, do Departamento de Economia da PUC-Rio [Carneiro & Werneck, 1989].

O pressuposto básico é que um projeto de crescimento para economia brasileira não pode prescindir do investimento público, nem do papel complementar da poupança pública à poupança privada. Historicamente, nas fases mais dinâmicas da economia brasileira, o setor público, além do papel de investidor direto, suplementou a poupança do setor privado, através de suas agências de fomento, na ausência de um mercado de capitais para investimentos de longo prazo.

O modelo, cujas equações estão apresentadas mais adiante neste capítulo, avalia diferentes alternativas de política fiscal e dimensiona o

ajuste do setor público necessário para restabelecer o seu equilíbrio e, assim, criar um ambiente favorável à retomada do crescimento econômico.

São assumidas hipóteses de complementaridade entre os investimentos público e privado e, analisado o papel da poupança externa, se adotada uma política de maior abertura da economia brasileira.

Uma variável importante é o nível de utilização da capacidade instalada na economia, u . Após um longo período de desequilíbrio do setor público e elevadas taxas de inflação, se o governo tentar promover uma retomada, ampliando seus gastos sem uma contrapartida de aumento de receita, os agentes privados vão responder muito mais com aumentos de preços, ampliando suas margens e realimentando a inflação, do que com os investimentos necessários para elevar a oferta. Isto ocorre porque há uma consciência de que o aumento dos gastos do governo será financiado através de mecanismos inflacionários e, sendo assim, no futuro, haverá hiperinflação ou medidas recessivas de ajuste. Por outro lado, se a economia permanece pouco dinâmica, sem perspectivas de uma retomada sustentada, não há porque investir.

3.3.1 Formulação do modelo

O modelo utiliza o conceito de setor público que engloba o governo⁷ e as empresas estatais federais. Estas últimas, no modelo de dois setores referido anteriormente, são tratadas da mesma forma que nas contas nacionais, ou seja, em conjunto com as empresas privadas.

Todas as variáveis do modelo são expressas em valores por unidade do PIB-potencial, Y^* , definido de acordo com a equação (3.1):

$$Y = u \cdot Y^* \quad (3.1)$$

⁷federal, estadual e municipal

onde:

$Y \rightarrow$ PIB, e

$u \rightarrow$ nível de utilização da capacidade produtiva.

A taxa média anual de crescimento, g , do produto potencial, ou seja, aquele resultante da utilização plena da capacidade de produção do país, depende do montante dos investimentos e da relação capital/produto, k . A componente autônoma, g_0 ⁸, esta associada à depreciação.

$$g = g_0 + k \cdot i \quad (3.2)$$

O investimento privado, i_p , é função não só do investimento do setor público, i_{ps} , como também do nível de utilização da capacidade produtiva, u :

$$i_p = i_0 + \alpha \cdot i_{ps} + \beta \cdot u \quad (3.3)$$

onde α é o parâmetro que define até que ponto o investimento privado é induzido, $\alpha > 0$, ou substitui, $\alpha < 0$, o investimento público, e β é o parâmetro que mede a sensibilidade do investimento privado ao nível de utilização da capacidade na economia.

Adicionando-se os investimento privado e do setor público chega-se ao investimento total, i :

$$i = i_p + i_{ps} \quad (3.4)$$

Substituindo-se a equação (3.3) na (3.4) tem-se o investimento total, expresso em termos do investimento do setor público, i_{ps} , e do nível de utilização, u :

$$i = i_0 + (1 + \alpha) \cdot i_{ps} + \beta \cdot u \quad (3.5)$$

A poupança do setor público, s_g , é determinada pelo resultado operacional, de acordo com o fluxograma da figura 3.4, onde fica também definido o conceito de esforço fiscal, z , uma das variáveis adotadas na formulação, que corresponde ao resultado do setor público antes do

⁸negativa

pagamento dos juros da dívida externa, j_s :

$$s_g = z - j_s \quad (3.6)$$

O esforço fiscal, z , é definido pela equação 3.3.7:

$$z = z_0 + z_1 \cdot u \quad (3.7)$$

onde z_0 é a componente autônoma e z_1 é o parâmetro que mede a sensibilidade do esforço fiscal, z , ao nível de atividade, u .

O déficit do setor público, d , é definido como o excesso de investimento, i_s , sobre a poupança, s_g :

$$d \cdot u = i_{ps} - s_g \quad (3.8)$$

A multiplicação de d por u se faz necessário porque o déficit do setor público é definido em relação ao PIB real, enquanto que i_s e s_g estão expressos como uma fração do PIB potencial.

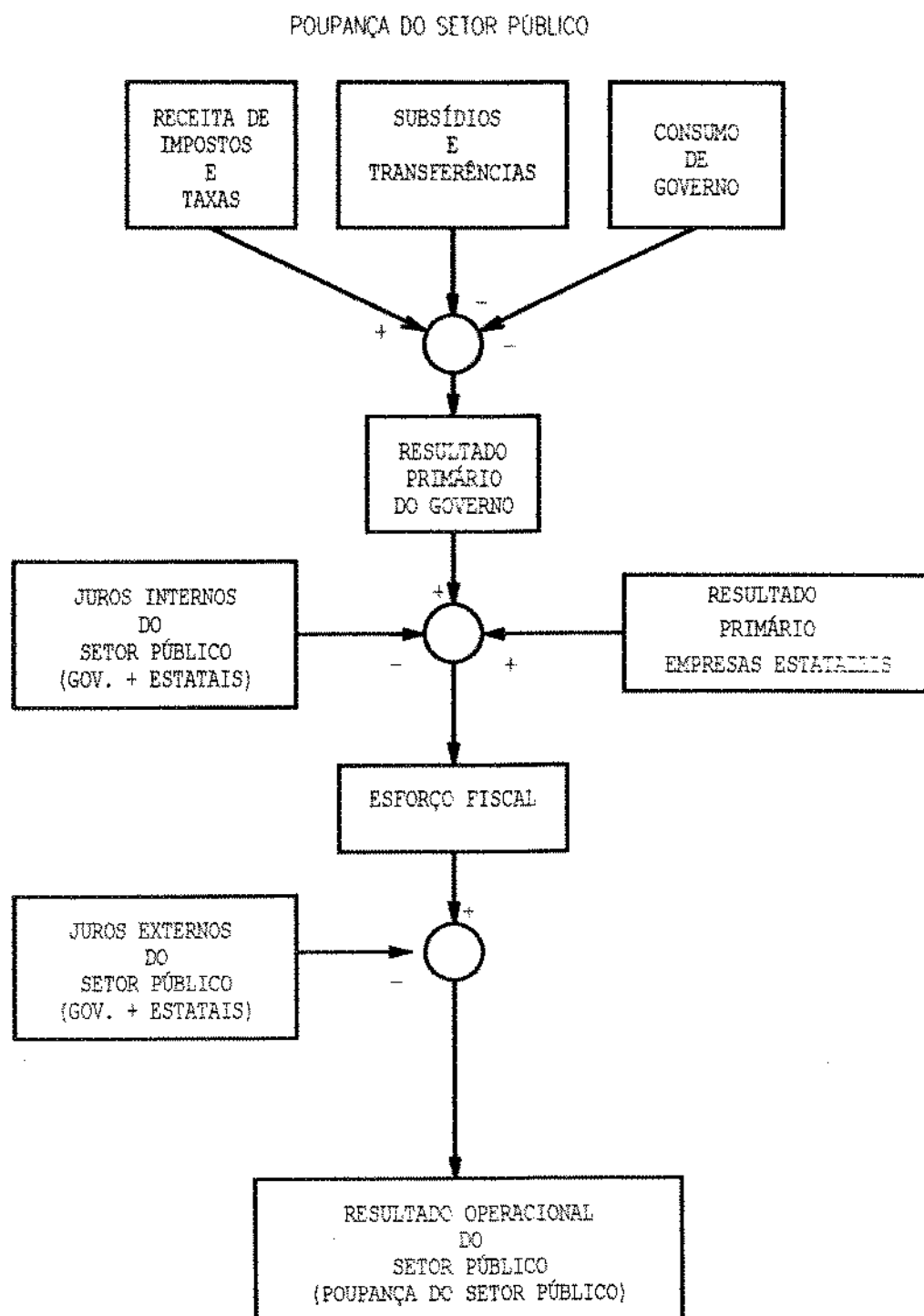


Figura 3.4 Fluxograma geral das contas do setor público

A poupança privada, s_p , possui uma componente autônoma, s_0 , e uma parcela proporcional à renda disponível pelo setor privado. O parâmetro s_1 , mede a sensibilidade da poupança privada à renda não apropriada pelo o setor público:

$$s_p = s_0 + s_1 \cdot (u - z - c_g) \quad (3.9)$$

onde c_g é o consumo do governo.

Na determinação da poupança externa, Φ , contrapartida do déficit em transações correntes, as importações estão desagregadas pelos bens intermediários, M_{bi} , bens de capital, M_{bk} , e outras, m . As primeiras, tal como as exportações, X , dependem do nível de utilização da capacidade instalada. As importações de bens de capital são função do investimento total da economia, i . A parcela j_t corresponde à renda líquida enviada ao exterior assumida igual ao juro da dívida externa:

$$F = M_{bi} + M_{bk} + m + j_t - X \quad (3.10)$$

$$M_{bi} = a_0 + a_1 \cdot u \quad (3.11)$$

$$M_{bk} = \Gamma_0 + \Gamma_1 \cdot i \quad (3.12)$$

$$X = \varepsilon_0 + \varepsilon_1 \cdot u \quad (3.13)$$

onde a_1 é o parâmetro que mede a sensibilidade das importações de bens intermediários ao nível de atividade da economia, Γ_1 é o parâmetro que mede a sensibilidade das importações de bens de capital ao nível de atividade econômica, e ε_1 é o parâmetro que mede a sensibilidade das exportações ao investimento total.

3.3.2 Equações de consistência do modelo:

A primeira equação de consistência determina o investimento público, $i_{ps}=i_g$, financiado pela poupança, s_g , e pelo déficit, d , do setor público.

Da equação (3.8), resulta:

$$i_g = d.u + s_g \quad (3.14)$$

Substituindo a equação (3.6) na equação (3.14) obtém-se:

$$i_g = d.u + z - j_s \quad (3.15)$$

Finalmente, a equação (3.16) resulta da substituição da equação (3.7) na (3.15).

$$i_g = (d. + z_1). u + z_0 - j_s \quad (3.16)$$

A segunda equação de consistência determina o montante de investimento do setor público, $i_{ps}=i_s$, que torna o investimento agregado da equação (3.3) consistente com a poupança agregada, equação (3.17), para diferentes níveis de utilização da capacidade da economia:

$$i = \Phi + s_p + s_g = i_0 + (1 + \alpha). i_s + \beta . u \quad (3.17)$$

Substituindo as equações (3.7) e (3.9) na equação (3.17) e rearranjando resulta:

$$i_s = \frac{(\sigma_1(1 - z_1) + z_1 - \beta). u + (z_0 - j_s + \sigma_0 - \sigma_1(z_0 + c_g) + \Phi - i_0)}{1 + \alpha} \quad (3.18)$$

A terceira equação de consistência determina o nível de investimento público, $i_{ps}=i_g$, consistente com o déficit de transações correntes cobertos pela poupança externa, para diferentes níveis de utilização da capacidade instalada:

Das equações (3.10) e (3.12) tem-se que:

$$M_{bk} = \Phi - M_{bi} - m + j_t + X = \Gamma_0 + \Gamma_1 \cdot i \quad (3.19)$$

Substituindo as equações (3.5) e (3.11) na equação (3.19) e rearranjando os termos, resulta:

$$i_f = \frac{-(a_1 + \Gamma_1 \cdot \beta - \epsilon_1) \cdot u + \Phi - m - j_t - i_0 \cdot \Gamma_1 - a_0 + \epsilon_0 - \Gamma_0}{\Gamma_1 \cdot (1 + \alpha)} \quad (3.20)$$

Substituindo os investimentos do setor público restritos pela sua capacidade de gerar poupança e financiar seu déficit, i_g ; pela poupança total da economia, i_s ; e pelas disponibilidades de poupança externa, i_{f-f} , na equação (3.3), chega-se aos valores do investimento total, que aplicados à equação (3.2), fornecem as taxas de crescimento do produto potencial da economia. A envoltória inferior indica, para cada nível de utilização, o crescimento máximo para as condições simuladas.

Capítulo 4

UM MODELO INTEGRADO ECONOMIA-ENERGIA ELÉTRICA

4.1 Evolução recente da economia brasileira e da demanda de energia

A característica mais marcante dos anos 80 foi a redução do ritmo de crescimento econômico do país. Historicamente, ao longo das três décadas precedentes a economia evoluiu a uma taxa média ligeiramente inferior a 7%, mesmo após 1973, quando iniciou-se uma retração mundial, sob os efeitos do primeiro choque de petróleo.

4.1.1. A crise econômica

Esta crise teve diversos desdobramentos durante a década de 80. Interessa, aqui, ressaltar as várias interpretações que ela recebeu ao longo de todo esse tempo, uma identificação dos entraves ao crescimento da economia.

Uma dessas interpretações dominou a primeira metade da década de 80, e tinha como argumentação de fundo os problemas estruturais inerentes à economia brasileira, e, mais especificamente, o problema energético. Ela se desdobrava no diagnóstico de que, a exemplo do que havia ocorrido na segunda metade da década de 70, a economia brasileira continuaria apresentando déficits em sua balança comercial, ampliados pelo segundo choque do petróleo de 1979. Com a crise financeira internacional agravada, a partir de setembro de 1982, pelo colapso das contas externas mexicanas, este quadro se tornaria insustentável. Para crescer, o País necessitaria ampliar suas importações, tanto de petróleo quanto de outros bens, sendo que esta trajetória estaria restrita pela dificuldade de obtenção de créditos externos.

Posteriormente, estudos mais aprofundados da estrutura do parque

produtivo brasileiro levaram a crer que eram infundadas estas preocupações. Ao contrário do que se supunha, o III PND, que trazia em seu bojo um forte aprofundamento do processo de substituição de importações, tinha-se realizado a contento, proporcionando, com sua maturação, expressivos ganhos de divisas ao Brasil.

A mudança na matriz energética, que consistia basicamente na substituição de derivados de petróleo por álcool e energia elétrica e o aumento de esforço de produção interna, constava também deste plano. No período seguinte (1979/1985), este processo se acentua, postergando o problema da crise energética. Apesar disso, a economia brasileira não apresentava um crescimento de produção compatível com sua tradição histórica.

Por outro lado, a experiência do Plano Cruzado, em 1986, quando houve a tentativa de retomada da economia através de um aumento do consumo interno, provou que o País não poderia sustentar alta taxas de crescimento, basicamente devido à sua incapacidade de manter níveis adequados de poupança, contando tão somente com recursos gerados internamente. O gargalo era a baixa formação de capital da economia como um todo, principalmente em função dos desequilíbrios estruturais do setor público.

Ressalte-se que um dos grandes entraves à formação de poupança no País era o pagamento da dívida externa. Historicamente, o processo de estatização da dívida externa brasileira, e do endividamento do Estado em relação aos agentes privados, atravessou diversas fases. Antes de 1983, e ainda após o primeiro choque do petróleo, as autoridades monetárias induziram os agentes privados e as empresas estatais a tomarem empréstimos diretamente no mercado internacional, e a transformarem os dólares assim obtidos em cruzeiros e no Banco Central, que, em seguida, eram repassados, sob a forma de empréstimo, ao Tesouro. Com isso, o governo

assumiu o risco da variação cambial e da volatilidade das taxas de juros, através da indexação dos títulos do Tesouro.

De início, este mecanismo possibilitava ao Estado financiar seus débitos externos utilizando os empréstimos em moeda estrangeira tomados pelas empresas privadas e estatais, mas obrigava-o a ampliar seu endividamento interno a juros crescentes e prazos cada vez mais curtos. Em 1983, a dívida privada já estava bastante estatizada e os credores estrangeiros tornaram-se explicitamente credores do Estado. Como resultado, a dívida externa ficou expressa, de um lado como uma dívida do País com o exterior, e de outra parte como uma dívida do Estado com os agentes privados domésticos, via emissão de títulos. Esta última poderia ter se tornado administrável, revertendo as expectativas inflacionárias na sociedade brasileira, caso tivessem sido criados superávits fiscais suficientes para cobrir os gastos correntes, julgados excessivos, adquirir as divisas estrangeiras, e garantir uma capacidade mínima de investimento em infraestrutura. Isto não ocorreu devido, entre outros fatores, à falta de consenso político, fruto da disparidade de interesses da sociedade brasileira.

A capacidade de financiamento do governo é uma variável crítica para o desenvolvimento da economia brasileira, visto que países em vias de desenvolvimento necessitam de grandes aportes de investimentos governamentais na formação da infra-estrutura básica. A experiência recente de países latino-americanos com inflação elevada sugere também que a influência do investimento público sobre o privado é uma função decrescente da taxa de inflação. Isto se deve ao fato de uma inflação virulenta vir sempre acompanhada de significativo aumento da volatilidade dos preços relativos, a qual reduz o valor das informações do sistema de preços para as decisões privadas de investimento. A inflação virulenta, por seu turno, também indica que haverá hiperinflação ou aumento de impostos num futuro próximo, sendo que ambas as alternativas devem provocar

significativos efeitos negativos na rentabilidade dos investimentos.

O Estado, quando chamou a si a responsabilidade do serviço da dívida, passou a financiá-la não só através da dívida pública interna, mas invés de introduzir uma taxação explícita sobre os rendimentos primários, como também através do imposto inflacionário e de novas emissões, que tem limites, a partir dos quais a inflação cresce sem a contrapartida do aumento de arrecadação. No caso brasileiro, este limite, segundo os últimos estudos, já foi ultrapassado. Portanto, um reajuste fiscal sério é condição indispensável para o funcionamento da economia.

Diante da premência de desenvolvimento da economia brasileira, o ajuste fiscal pode levar um período demasiadamente longo para surtir os efeitos desejados. Isto pode ser entendido devido ao fato que a deterioração da capacidade de poupança do Estado, nos dias de hoje, é muito elevada. Portanto, tal ajuste deve vir acompanhado de uma série de outras medidas, tais como privatizações de empresas estatais, realidade tarifária para os serviços públicos, corte de subsídios, etc.. Fica claro do exposto acima que, devido aos conflitos políticos existentes, um novo desenho do aparelho produtivo do Estado deve ser apresentado, pois, caso isso não ocorra, as políticas acima preconizadas têm reduzidas as suas chances de serem implementadas.

Fundamentalmente, o equilíbrio do Estado se torna cada vez mais imprescindível, na medida em que se identificam demandas nas áreas de infra-estrutura, não só capazes de reduzir custos de produção interna, mas também atender déficits nas áreas de habitação, educação, saúde, saneamento, que se caracterizam por uma alta relação capital/produto, alguns inclusive de longo prazo de maturação.

É consensual que, para atingir a retomada do crescimento econômico sustentado, é necessário atravessar um período de estabilização, em que é fundamental a interrupção do processo inflacionário. Existem várias teorias

que procuram explicar as causas e os condicionantes da inflação, mas o pensamento dominante é aquele que correlaciona a alta desordenada de preços com um forte desajuste financeiro do setor público.

As formas usuais de cobertura dos gastos do setor público incluem a arrecadação de tributos, taxas e tarifas em geral, os empréstimos tomados ao setor privado e ao setor externo e a inflação.

A fragilidade financeira do setor público no Brasil sustentou, ao longo de toda a década de 80, um ambiente de expectativas inflacionárias, principalmente face à forma predominante adotada para o seu financiamento, via endividamento crescente, e emissão de moeda sem uma contrapartida de crescimento econômico.

A questão da eliminação do déficit público, ou seja, a recuperação do equilíbrio das contas públicas, tornou-se hoje um pre-requisito para a retomada do crescimento econômico sustentado. Somente após uma etapa de estabilização, onde estariam denominadas as pressões inflacionárias, será possível criar-se um clima favorável à recuperação dos investimentos com retomada do crescimento econômico, não só via ampliação da poupança interna e seu redirecionamento para a produção, como também pelo aumento de recursos externos, após uma negociação bem sucedida da dívida e com um alcance de longo prazo.

A questão da recuperação e manutenção dos investimentos torna-se ainda mais crucial quando se observa que a "formação bruta de capital fixo" - FBKF caiu de 23% do PIB em 1980 para cerca de 15% em 1991. O quadro se mostra ainda mais alarmante ao se constatar que os investimentos em máquinas e equipamentos, primordiais na alavancagem do crescimento do produto tiveram sua participação na FBKF drasticamente reduzida ao longo da década de 80.

O desejado aumento na FBKF poderá ocorrer através do incremento da poupança privada, do governo ou externa. Parece razoável admitir que o

crescimento sustentado não poderá embasar-se apenas na poupança privada, em virtude de vários fatores: necessidade de grandes investimentos em infraestrutura básica, atualmente fortemente deteriorada, e que historicamente não se apresentou atrativa ao capital privado; insuficiência de investimentos em setores típicos de atuação do estado, tais como educação, saúde, segurança, saneamento; e a importância de se implantar e manter políticas industrial e tecnológica, através do financiamento ao setor privado, direcionando-o na busca de nichos de competência.

O aumento na poupança pública, necessário à retomada dos investimentos, requer uma ampliação do ajuste fiscal, que, além de eliminar o déficit, produza um superávit suficiente, inclusive, para o financiamento de uma parcela dos investimentos do setor privado. Assumir que a recuperação dos investimentos do país será, em grande parte, proporcionada pela elevação da poupança do setor público, não significa que haverá forçosamente um aumento expressivo dos investimentos diretos do governo, mas sim corresponde à redefinição do papel do Estado, cuja ação deverá se dirigir para a sua função de planejar e garantir a infraestrutura básica, criando condições favoráveis aos investimentos privados.

O mencionado ajuste do setor público não será necessariamente obtido através do aumento das alíquotas fiscais, mas sim decorrente da ampliação da base tributária, do corte no consumo do governo, do aumento de produtividade, de uma política de preços públicos realista e, da redução dos juros das dívidas interna e externa.

No que se refere à integração ao mercado internacional, relacionada à poupança externa, a desregulamentação das atividades econômicas, com a conseqüente redução do protecionismo, permitirá a prática de uma política cambial estável, criando condições ao aumento da participação do Brasil no comércio exterior. Tal desregulamentação também deverá provocar uma reversão no processo de substituição de importações, com o sucateamento

de setores não competitivos da economia, motivado pela exposição à concorrência de produtos estrangeiros. A abrangência deste sucateamento dependerá do nível de desregulamentação adotado. Por outro lado a implementação de uma política industrial e tecnológica restringirá tal desmobilização a setores selecionados no horizonte de curto e médio prazos...

Note-se que a importância de um superávit nas contas do governo também é reforçada pela necessidade do País manter um saldo positivo na balança comercial, devido, principalmente, à necessidade do setor público honrar os seus compromissos com o serviço da dívida externa. O Banco Central, na sua função de depositário das reservas internacionais, capta as divisas estrangeiras provenientes das transações externas, entregando em troca, aos agentes internos envolvidos, moeda nacional. Assim, a ocorrência de elevados saldos sem uma contrapartida fiscal poderá pressionar a base monetária, alimentando a inflação.

Para sustentar altas taxas de crescimento a longo prazo, num cenário interno de integração seletiva, será necessário manter uma política industrial e tecnológica coerentes e articuladas ao longo do tempo, investindo na qualificação da mão-de-obra, e buscando construir vantagens comparativas em setores criteriosamente selecionados.

4.1.2 / A questão energética

Entre 1973 e 1979, a produção interna de petróleo e gás natural praticamente se manteve constante, em torno de 8,5 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, enquanto a demanda interna cresceu 51% no período, ou seja 7,1% ao ano, ampliando a dependência das importações, a qual evoluiu de 76,9% em 1973 para 84,7% em 1979, maior valor registrado até hoje. [MMME, 1991]

No período 1979-1985, a demanda de derivados de petróleo reduz-se em 17,5% ou seja, 3,2% ao ano, voltando a crescer a uma taxa de 3,4% a.a. entre 1985 e 1991, porém com uma participação bem maior da produção

nacional, 56,3%, resultado do esforço de investimento do setor em pesquisa, prospecção e exploração, principalmente na plataforma continental.

A queda dos preços internacionais do petróleo a partir de 1985 reduziu o comprometimento das divisas obtidas do esforço de exportação, fazendo com que os 3,8 bilhões de dólares dispendidos em 1991 representassem apenas 11,5% das vendas externas do país.

Em termos de energia global, seu consumo cresceu no período 1973-1991 a uma taxa de 3,8% ao ano, ligeiramente superior à da evolução do PIB, resultando numa elasticidade - renda próxima da unidade. Entretanto, o desenvolvimento dessas duas variáveis não se deu de forma uniforme. O consumo de energia global se mostrou mais resistente às quedas que a atividade econômica, em função da dinâmica e das mudanças estruturais que se processaram no setor secundário, principalmente na indústria de transformação e no próprio setor energético.

Em relação à energia elétrica, entre 1970 e 1991 o consumo total brasileiro cresceu à uma taxa de 8,6% ao ano, contra 4,8% do PIB, resultando numa elasticidade - renda aparente de 1,8, bastante superior àquela associada à energia global. A explicação para este fato é que, mesmo com a economia em crise, outros fatores, historicamente, têm induzido nas diversas classes de consumidores⁹, um patamar mínimo de crescimento do consumo de energia elétrica¹⁰, tornando a distribuição dos valores da elasticidade - renda mais dispersa que aquela já discutida no caso da energia global, aproximando-se da unidade nos ciclos mais dinâmicos da economia, e tendendo para infinito, portanto, perdendo sentido para análise, nos períodos de estagnação ou recessão. A título de um exemplo recente, em 1989 o PIB apresentou um crescimento próximo de zero, e o consumo de

⁹residencial, industrial, comercial, etc

¹⁰componente inercial

a energia elétrica evoluiu 4,5%, apesar dos aumentos reais das tarifas de energia observados no ano.

Em contrapartida, em 1989 o PIB cresceu 3,6%, e o consumo de energia elétrica 4,8%, apesar de o valor da tarifa médio ter caído de US\$ 56/MWh em 1988 para US\$ 39/MWh em 1989. Esta observação reforça o argumento de não se utilizar a elasticidade para análises pontuais mas sim dentro de um período onde não haja grandes discontinuidades.

Quando a economia evolui num ritmo adequado, o desenvolvimento do setor energético absorve uma parcela significativa dos investimentos do país, em torno de 12% da formação bruta de capital fixo, a julgar pelas estatísticas históricas disponíveis.

Por outro lado, por incorporar uma parcela significativa de investimentos com maturação a longo prazo, o setor energético exige um esforço maior de planejamento, que leve à identificação das trajetórias mais prováveis da demanda dentre os diferentes cenários possíveis de se realizar, formulando políticas flexíveis de modo a não se criarem restrições de oferta ou capacidade ociosa, penalizando o consumidor.

No caso do setor elétrico, o problema é mais grave, não só porque são maiores os investimentos e mais longos os prazos de implantação, mas também pelo fato de não se contar com o mercado externo para eventuais ajustes que restabeleçam o equilíbrio entre a oferta e a demanda. A não padronização da frequência dos sistemas elétricos dos países da América do Sul se constitui no principal obstáculo a uma integração continental, como ocorre na Europa e América do Norte.

No período 1970-1991, a produção nacional de energia primária sofreu grandes mudanças estruturais, respondendo às elevações dos preços do petróleo e derivados e às alterações no perfil da indústria brasileira.

A produção nacional de energia cresceu a uma taxa de 4,0% entre 1973 e 1991, mais do que duplicando em quantidade. Para tanto contribuiu

o crescimento da exploração de petróleo e gás natural, com taxas anuais de 7,8% e 10%, respectivamente, o aumento da produção de energia elétrica de origem hidráulica, 7,6% a.a., da produção de cana, matéria-prima do álcool, 8,4% a.a., e do carvão vapor 6,7%. Em contrapartida, a produção de lenha sofreu uma ligeira queda ao longo do período.

Por outro lado, o consumo de energia global registra a perda de participação dos derivados de petróleo e da lenha e o crescimento significativo da participação de eletricidade, que em 1991 representava 37,5% do consumo global do país, em termos de energia primária requerida para produzi-la¹¹.

4.2 Proposta de um modelo integrado de planejamento do setor

O objetivo do modelo proposto é, num contexto de cenarização, avaliar planos de expansão do setor elétrico a médio e longo prazos, num ambiente de incertezas, preservando a compatibilidade entre as hipóteses macroeconômicas, as previsões de mercado, as estratégias de expansão e o financiamento do setor.

A idéia básica é que, adotando simplificações que não comprometam a representação da realidade, é possível desenvolver um instrumento que permita, de uma forma rápida, analisar hipóteses futuras de políticas e contingências que afetam as solicitações ao setor elétrico e, assim, responder a uma série de indagações que surgem no processo de planejamento.

A motivação maior para o desenvolvimento deste modelo é a constatação de que qualquer decisão, quer seja a nível de planejamento, operação ou de natureza econômico-financeira, se propaga, de forma diferenciada por todo o setor e pela economia. Por outro lado, o setor

¹¹ Conforme procedimento adotado no Balanço Energético Nacional-BEN.

elétrico é bastante susceptível a medidas econômicas, em geral, e a contingências internas e externas ao setor, em particular.

Na modelagem exploraram-se cenários construídos a partir de hipóteses consistentes sobre um conjunto de variáveis, que inclui aquelas sobre as quais o setor pode exercer algum controle, como é o caso da definição da seqüência de obras, combinadas com outras cuja evolução é ditada pela conjuntura ou por ações fora do alcance do setor.

A proposta não tem a pretensão de substituir o ferramental hoje utilizado nas diversas áreas de planejamento do setor. Ao contrário, esse ferramental é imprescindível para refinar os diagnósticos, na medida que, pelo fato de operarem num nível mais desagregado, representa melhor as relações entre as variáveis.

Serão abordados, a seguir, alguns pontos que estão hoje no centro das discussões sobre o papel do setor elétrico e sua organização institucional e que motivaram o desenvolvimento do modelo proposto, de modo a facilitar a sua análise na continuidade deste capítulo.

Como primeiro ponto, serão analisados os reflexos de uma variação real nas tarifas que interfere na receita do setor, mas não na mesma dimensão em que é efetuada, porque o mercado é sensível a preço.

Na medida em que altera as necessidades de expansão do sistema, a política de preços deixa de ser passiva e passa a constar do elenco de alternativas, quando da formulação dos planos do setor.

Por outro lado, os aumentos afetam de forma diferenciada as diversas classes de consumo e, portanto, não só mudam o perfil de solicitações em termos de investimentos em geração, transmissão e distribuição, como também tem impactos bem distintos a nível macroeconômico, daí porque, por exemplo, os preços da energia elétrica podem ser importantes instrumentos de uma política industrial.

Esta questão se torna ainda mais relevante à nível de distribuição

espacial do consumo de energia elétrica, face à recente aprovação da desqualização tarifária, em fase inicial de implantação.

Uma mudança de preços pode se dar via alterações nas alíquotas de tributos. Neste caso, elas afetam muito mais a trajetória do mercado do que a receita do setor. A nível macroeconômico, as necessidades de financiamento do governo se reduzem em detrimento do setor elétrico.

Os aumentos de tarifas estimulam os projetos privados de conservação e cogeração de energia e ampliam as possibilidades de financiamento do setor, não só atraindo capital de risco como também empréstimos.

Um segundo ponto de discussão é a avaliação dos efeitos da adoção de cenários macroeconômicos tendenciosos, ou seja, todos otimistas ou pessimistas, desconsiderando hipóteses de prolongamento da crise ou as possibilidades de retomada a médio e longo prazos, respectivamente.

A simulação de todas as etapas do modelo, chegando até os impactos de natureza econômico-financeira no setor, pode indicar a fragilidade das premissas adotadas.

Quando da adoção de hipóteses otimistas para a demanda de energia elétrica é importante levar-se em consideração que a capacidade de formação bruta de capital fixo está bem determinada no módulo macroeconômico e o setor compartilha esses recursos com o resto da economia. Por outro lado, é impossível, dados os prazos de maturação dos investimentos em tecnologia e as condições de alguns setores de infraestrutura do país, alterar, no curto prazo, de uma forma significativa a relação capital/produto.

Resta, ainda, simular-se a possibilidade de suprir os acréscimos de mercado exclusivamente através de usinas termelétricas¹² avaliando-se os

¹²Com menor custo por unidade de potência.

impactos sobre as contas externas, em função do aumento das importações de combustível.

Se só se vislumbram cenários pessimistas, as ações das equipes de planejamento estarão muito mais voltadas para avaliar as consequências e identificar que combinação de efeitos poderiam conduzir a um prolongamento maior da crise do que elaborar planos de expansão.

É fundamental, nas primeiras etapas dos estudos de planejamento, se trabalhar com modelos de manejo e entendimento fácil, principalmente porque precisam estar envolvidos nesta etapa inicial de análise de cenários representantes de todas as áreas do setor, formulando hipóteses coerentes sobre as variáveis de controle, e selecionando um conjunto menor de alternativas para serem estudadas em detalhe.

O esquema da figura 4.1 apresenta o fluxograma geral do modelo que foi desenvolvido em quatro módulos detalhados nas próximas seções deste capítulo:

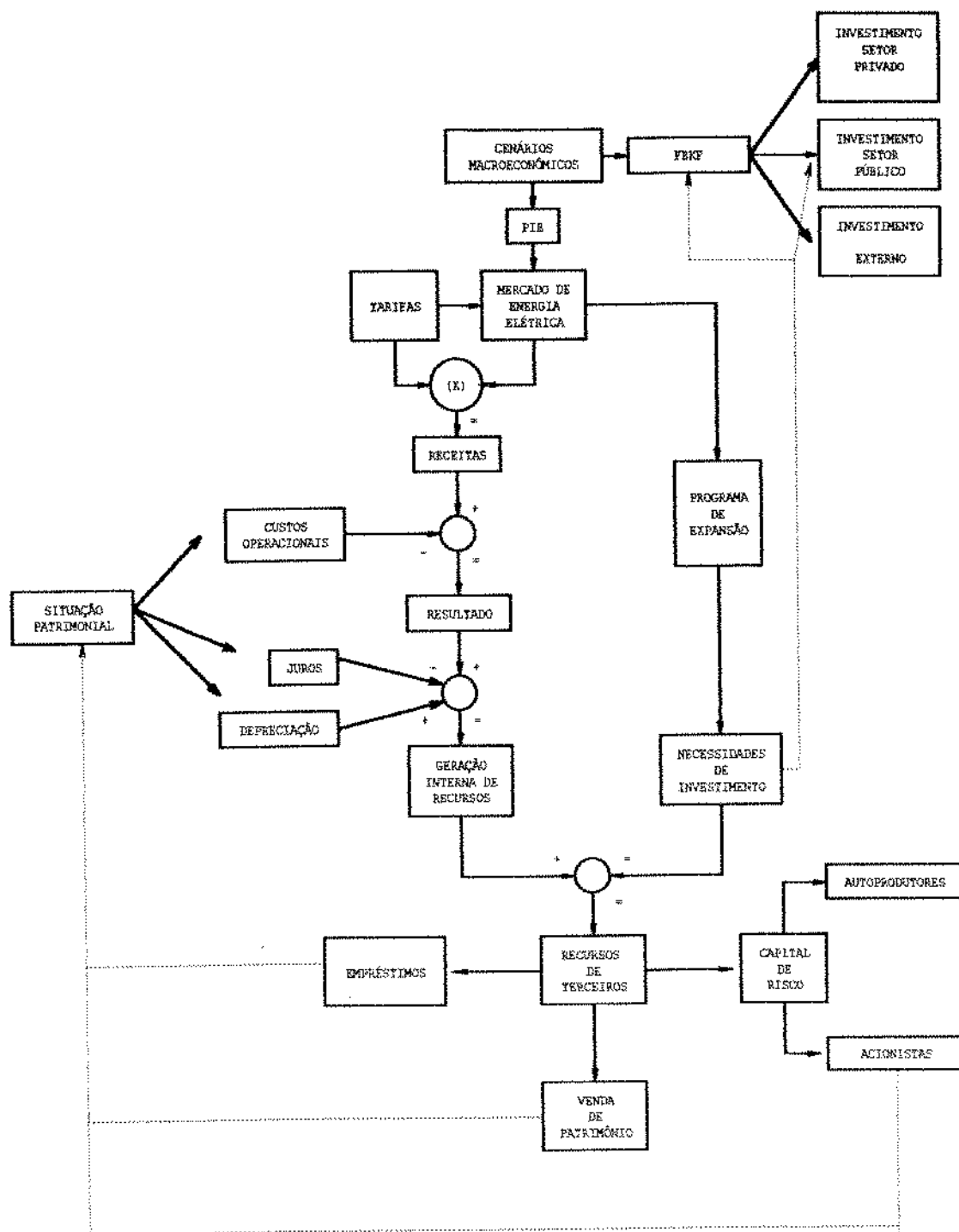


Figura 4.1 Fluxograma geral do modelo integrado economia-energia proposto

4.2.1 Módulo macroeconômico

Para compor o módulo macroeconômico, optou-se pela reprodução do modelo de três setores [Carneiro & Werneck, 1990], descrito no capítulo anterior, onde uma das premissas é que, levando em conta as características estruturais da economia brasileira, é imprescindível para a recuperação econômica restabelecer-se o equilíbrio do setor público, gerando superávits, não só para recompor a capacidade de investimento do governo e das empresas estatais, responsáveis pela infraestrutura básica, como também para complementar a poupança privada, financiando alguns setores estratégicos, através dos quais, inclusive, devem ser executadas as políticas industrial e tecnológica do governo.

A formulação adotada também traduz a dificuldade de recuperar o nível de investimento do setor privado, após uma década de inflação alta e economia em recessão. Se o nível de utilização da capacidade instalada é baixo, o investimento privado é desestimulado para não aumentar a ociosidade. Se, ao contrário, é alto, os agentes privados só investem se o setor público estiver com as suas contas estruturalmente equilibradas, pois caso contrário haverá descontrole da inflação e políticas futuras de ajuste, reduzindo o ritmo da economia.

Todas essas condições indicam que o setor público precisa voltar a ser superavitário. A existência de déficits implica em que estes seriam financiados pelos setores privado e/ou externo, que a experiência recente tem demonstrado tratar-se de hipótese pouco provável, a menos que se faça de forma compulsória como é o caso do imposto inflacionário, principalmente porque a manutenção de altas taxas de remuneração dos títulos públicos é insustentável a longo prazo.

É importante ressaltar que algumas correntes de pensamento econômico, embora coloquem como imprescindível a recuperação do setor público, estabelecem outras prioridades para retomada da economia. Elas

partem da identidade entre poupança e investimento¹³ e admitem que a restrição de oferta só é efetiva quando a economia está operando a sua plena capacidade. Caso isto não esteja ocorrendo, o crescimento pode estar limitado por falta de demanda. Esta restrição, em conjunto com a de poupança e de balanço de pagamentos constituem a base de formulação desses modelos.[Giambiagi, 1988]

Na formulação aqui adotada, as variáveis de cenário são o déficit do setor público e a poupança externa, simulando-se diferentes níveis médios de ocupação da capacidade instalada no período. O modelo tanto pode servir para definir cenários adotando hipóteses sobre política fiscal, externa, industrial e tecnológica, associados a diferentes contextos nacionais e internacionais, quanto se presta para validar inferências, indicando os requisitos principais para suas realizações.

Os valores das componentes autônomas das equações são definidos com base nos dados observados no passado. Para os demais parâmetros podem ser realizados estudos de sensibilidade, ou serem estimados a partir de estudos econométricos. Nas simulações feitas nesta dissertação adotou-se como referência 1988, último ano em que a economia se apresentava estruturalmente melhor ajustada do ponto de vista de taxa de câmbio, tarifas públicas, salários e contas do governo.

4.2.2 Módulo de projeção do mercado de energia elétrica

Os fluxogramas das figuras 4.2 a 4.4 apresentam os procedimentos adotados para se obter as previsões do mercado de energia elétrica, com as classes de consumo agrupadas em quatro blocos: industrial, residencial, agropecuária e serviços.

¹³ex-post.

4.2.2.1 CClasse industrial

AA classe industrial, que absorve cerca de 50% do consumo total de energia elétrica do país, pode ser dividida, para efeito de estudo de previsão, em dois grandes grupos:

(i) Grandes consumidores

RRrepresentando cerca de 45% do consumo industrial, portanto quase 25% do total, este segmento compreende nove setores industriais, incluindo alguns eletrointensivos como alumínio, soda-cloro e algumas ferro-ligas. De uma maneira geral estes setores estão concentrados em unidades produtoras de grande porte, tornando-os passíveis de um acompanhamento individual. [ELETROBRÁS, 1992]

EE interessante ressaltar que esses setores industriais estão posicionados nos primeiros níveis da cadeia produtiva, daí porque agregam pouco ao produto¹⁴.

NNo modelo, o consumo de energia elétrica desses setores está sendo projetado a partir de uma expectativa de produção apresentada no próximo capítulo.

AA crise brasileira obrigou esses setores a buscar alternativas no mercado externo, alguns exportando mais da metade da produção. Isto dificultou a cenarização, porque obriga a se estudar, em detalhes, cada um desses setores, analisando-se o processo produtivo, insumos, características do mercado, principais concorrentes e tecnologias alternativas, de modo a avaliar-se as expectativas de competitividade e crescimento do mercado externo.

UUm outro aspecto a ser considerado é a estratégia que adotarão essas indústrias com a retomada da economia brasileira e o aumento do consumo

¹⁴ atualmente cerca de 5%.

interno. É difícil renunciar a um mercado que foi a válvula de escape durante a crise, principalmente dadas as incertezas sobre as perspectivas a médio e longo prazo da economia brasileira.

(ii) Demais segmentos industriais

Para os demais segmentos industriais, simulados em conjunto, as previsões de mercado são elaboradas a partir da evolução do valor por eles agregado no produto, extraído do módulo macroeconômico, e das expectativas quanto à trajetória dos índices de intensidade energética, cujos valores iniciais são obtidos de estudos econométricos.

A figura (4.2) apresenta o fluxograma básico do módulo de projeção industrial, onde as previsões do mercado de energia elétrica dos segmentos tradicionais são elaboradas utilizando-se as relações econométricas obtidas no capítulo 2:

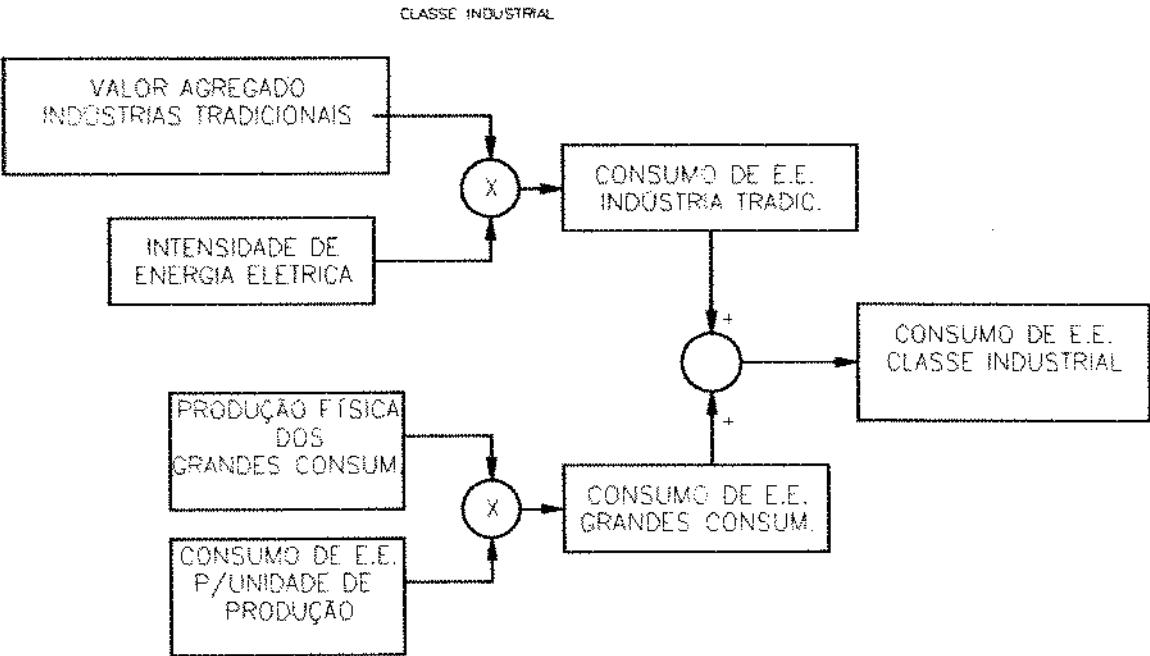


Figura 4.2 Módulo de previsão do mercado de energia elétrica do setor industrial

4.2.2.2 Classe residencial

Para se determinar a evolução do mercado da classe residencial, que representa cerca de $\pm 25\%$ da energia elétrica consumida no país, projetamos o número de consumidores - a partir de estimativas do ritmo de ampliação da taxa de atendimento - e, o consumo por consumidor, determinando-se sua elasticidade em relação à renda per-capita, obtidos dos estudos econométricos cujos resultados estão apresentados no capítulo 2. Ao longo do período é possível ajustarem-se "ad-hoc" os valores das elasticidades, de forma a incorporar os resultados das políticas de conservação.

Quando estiver disponível uma base de dados que permita, para as diversas regiões do país, correlacionar a posse e os hábitos de uso de eletrodomésticos com a renda familiar, além da eficiência e vida útil dos estoques, será possível tornar mais apurada a sistemática de previsão aqui adotada. A figura 4.1.3 apresenta a estrutura atual do módulo de previsão de mercado da classe residencial.

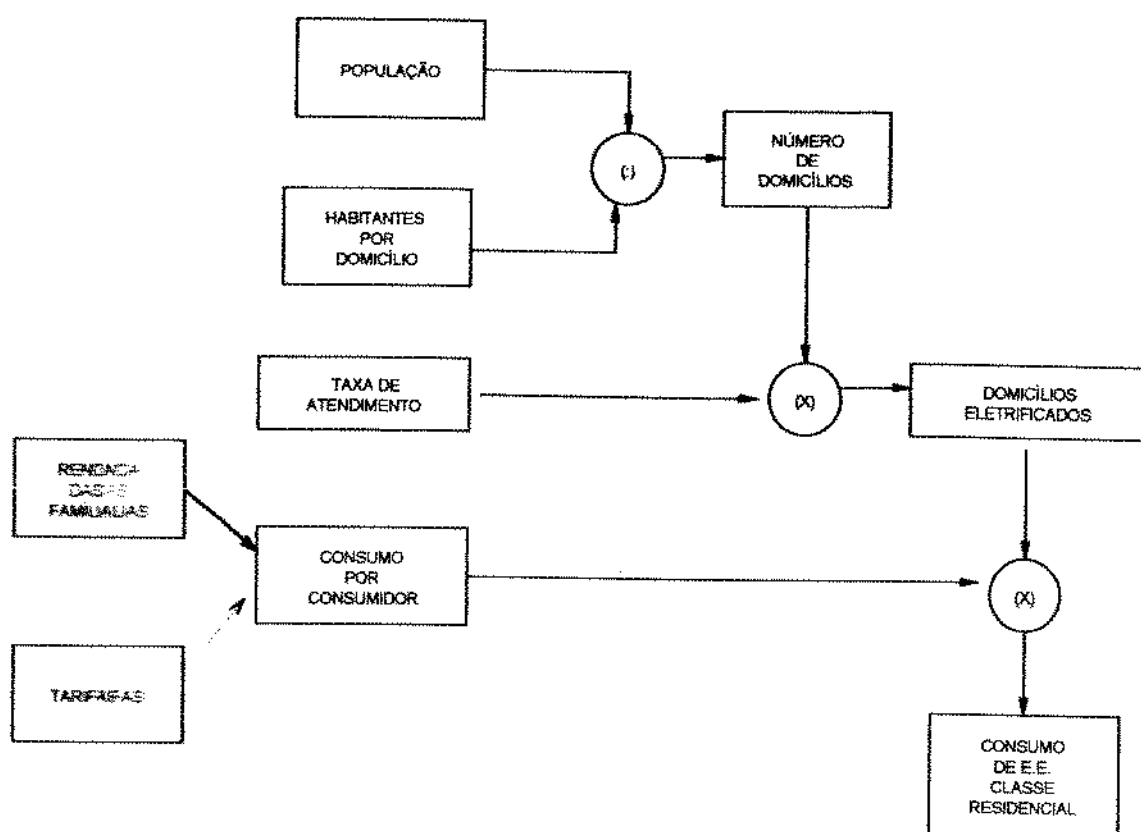


Figura 4.3
Módulo de previsão de mercado da classe residencial

4.2.2.3 Setores agropecuário e de serviços

Para esses dois setores, conforme indicado na figura (4.4), as previsões de mercado são elaboradas utilizando-se os resultados dos estudos econométricos do capítulo 2. No caso do setor agropecuário, a formulação inclui apenas a renda, uma vez que os resultados indicaram que o mercado de energia elétrica deste segmento, nos últimos vinte anos, se apresentou pouco sensível a alterações de preço.

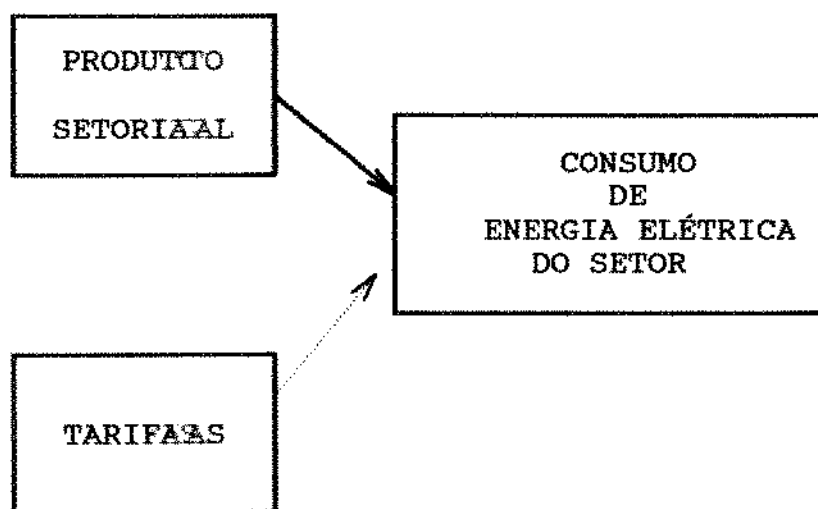


Figura 4.4

Módulos de projeção dos mercados dos setores agropecuário e de serviços

4.2.3 Módulo de expansão

O módulo de expansão ajusta, para cada cenário, um programa de obras de geração, considerando as disponibilidades de energia garantida das usinas hidrelétricas e estabelecendo um regime de operação para as unidades termelétricas disponíveis, através da fixação dos fatores de capacidade ao longo do horizonte.

São computadas as disponibilidades dos projetos em construção a partir do ano de início de operação e descontadas as parcelas de autoprodução e cogeração, cujas taxas de crescimento dependem do ritmo de aumento das tarifas, construindo-se uma função que as faz "explodir" quando as tarifas se igualam ao custo total das melhores alternativas de autogeração do mercado.

O módulo de expansão parte da hipótese de que se a necessidade de uma nova usina se dá no próximo ano, é impossível se programar uma hidrelétrica, a menos das pequenas usinas que se admite não são de interesse das concessionárias, porque seus custos, em função de deseconomias de

escala, são incompatíveis com a estrutura dessas empresas.

Assim, no curto prazo, as expectativas de déficit só podem ser cobertas com usinas termelétricas. Se a expansão é necessária entre o segundo e quinto ano do horizonte, são programadas usinas hidrelétricas de porte médio, que, embora possam ter custos unitários de geração superiores às usinas de grande porte, são absorvidas mais facilmente pelos acréscimos de mercado, portanto menos susceptíveis de se tornarem ociosas por crises conjunturais da economia.

A partir do quinto ano, podem ser programadas usinas de médio ou grande porte, obedecendo à sequência mais econômica.

Os investimentos em transmissão são estimados em função do tipo de unidade geradora utilizado na expansão, admitindo-se que as térmicas são instaladas próximas dos centros de carga e que, no caso das hidrelétricas, as de maior porte tendem a ser mais afastadas e portanto com custo unitário de transmissão mais elevado.

Para distribuição os investimento são função do mercado, ponderados pelo nível tarifário.

A figura 4.5 apresenta o fluxograma simplificado do módulo de expansão.

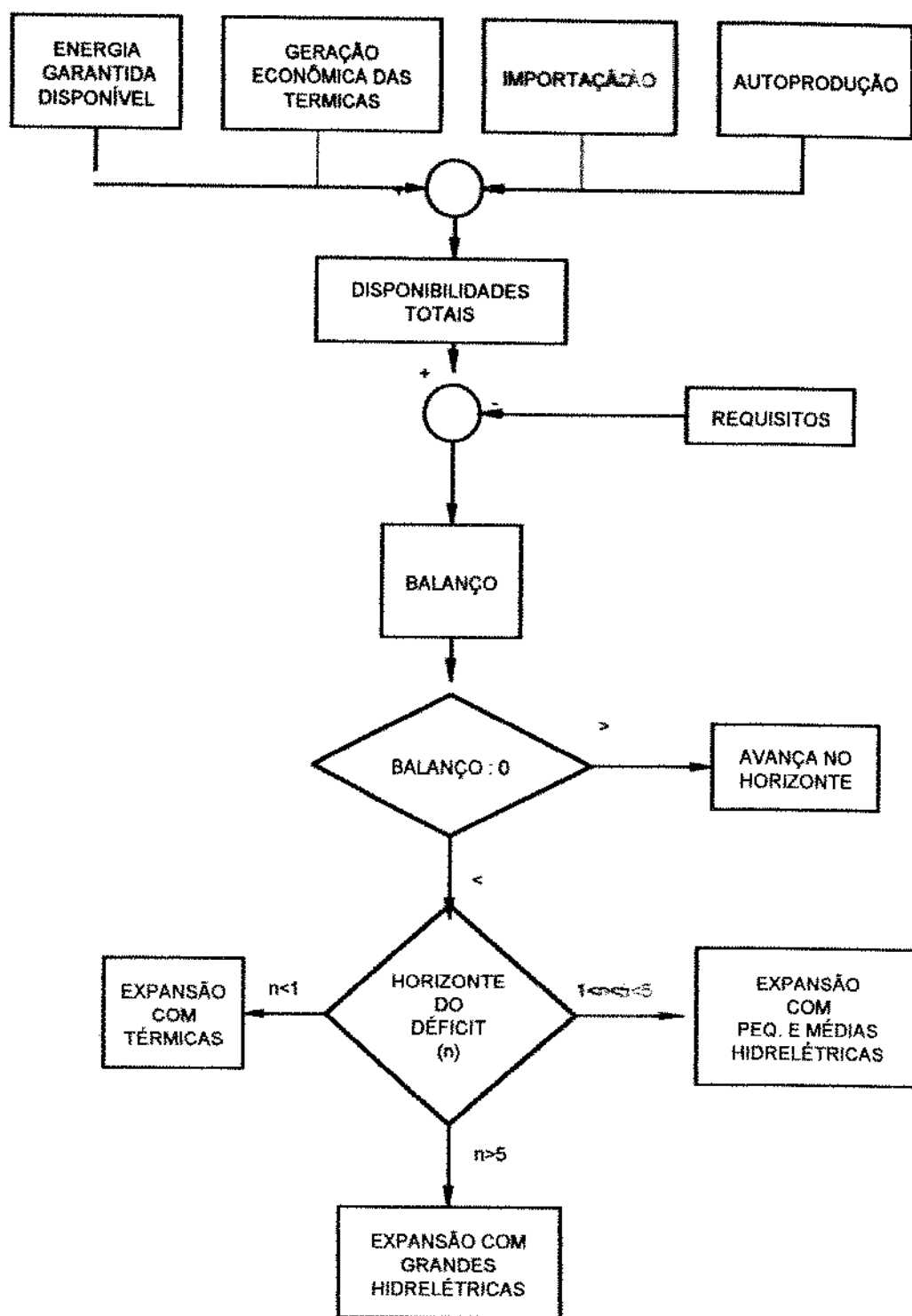


Figura 4.5
Esquema básico do módulo de expansão

4.2.4 Módulo financeiro

O módulo financeiro possibilita uma infinidade de diagnósticos. A nível macroeconômico, é possível se verificar como, em cada cenário alternativo, vai evoluir a participação dos investimentos do setor na formação bruta de capital fixo.

A nível do próprio setor, podem ser aferidas as necessidades em termos de tarifa, avaliada a dependência a capital de terceiros, e testadas diversas contingências externas, incluindo aumentos nas taxas de juros, elevação de preços dos insumos, alterações na carga tributária, etc..

O módulo é dividido em quatro etapas, esquematicamente representadas através de fluxogramas, nas figuras (4.6) a (4.9). Na primeira determina-se o lucro bruto, conceito de natureza econômica, que dá indicações sobre a compatibilidade das receitas com os custos dos fatores, inclusive o capital (depreciação).

Na segunda etapa, determina-se a geração interna de recursos, que após subtraídos os juros e dividendos, define a poupança disponível - etapa 3- para amortização das dívidas e para investimento - etapa 4.

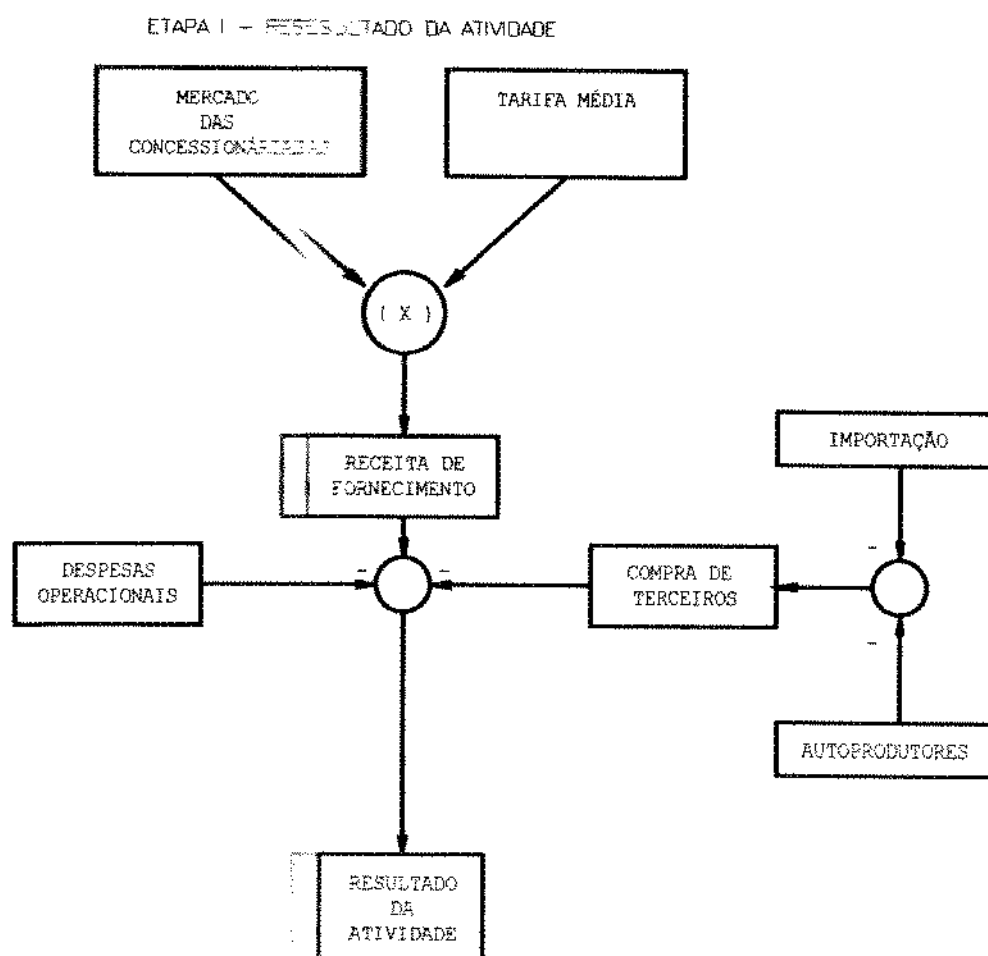


Figura 4.6
Determinação do lucro o bruto ou resultado da atividade

ETAPA II -- GERAÇÃO INTERNA DE RECURSOS

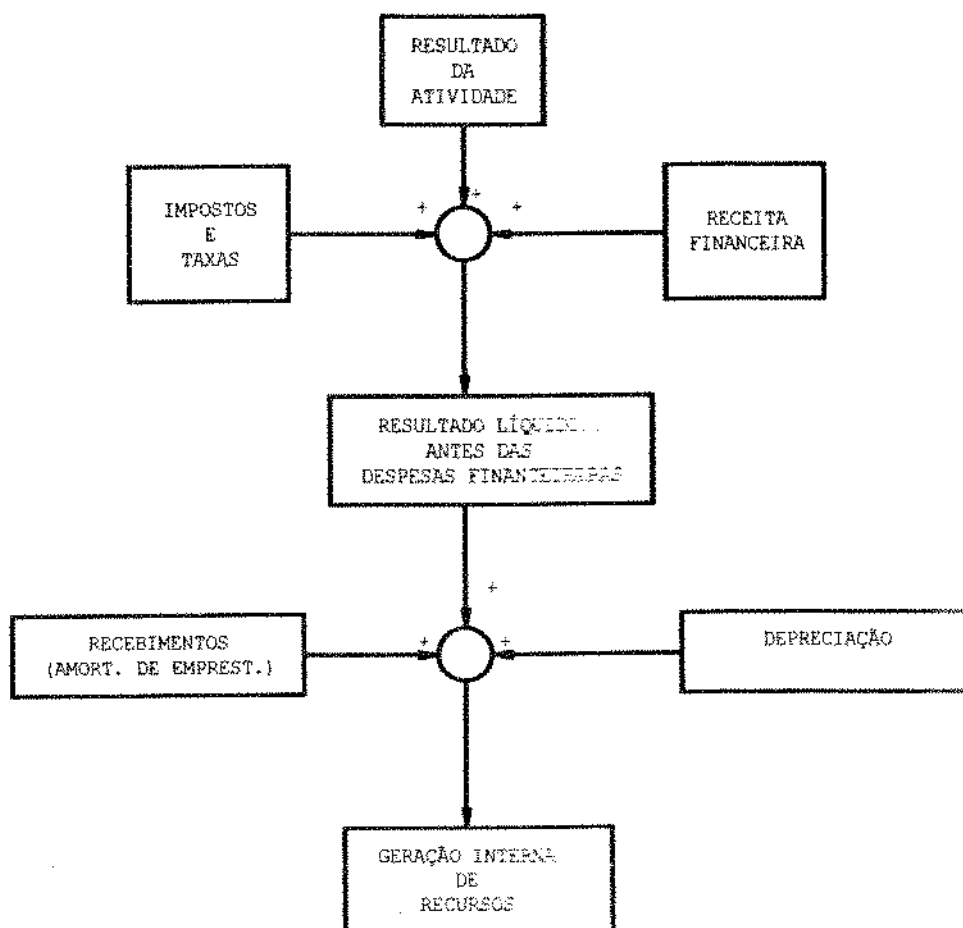


Figura 4.7
Geração interna de recursos

ETAPA III – DESTINAÇÃO DOS RECURSOS INTERNOSS

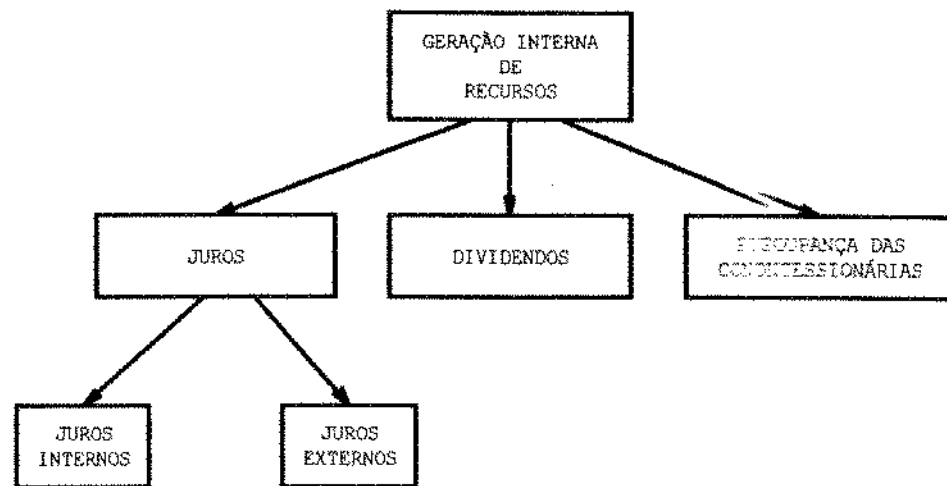


Figura 4.8
Destinação dos recursos gerados internamente

ETAPA IV – FORMAÇÃO DE RECURSOS PARA INVESTIMENTO

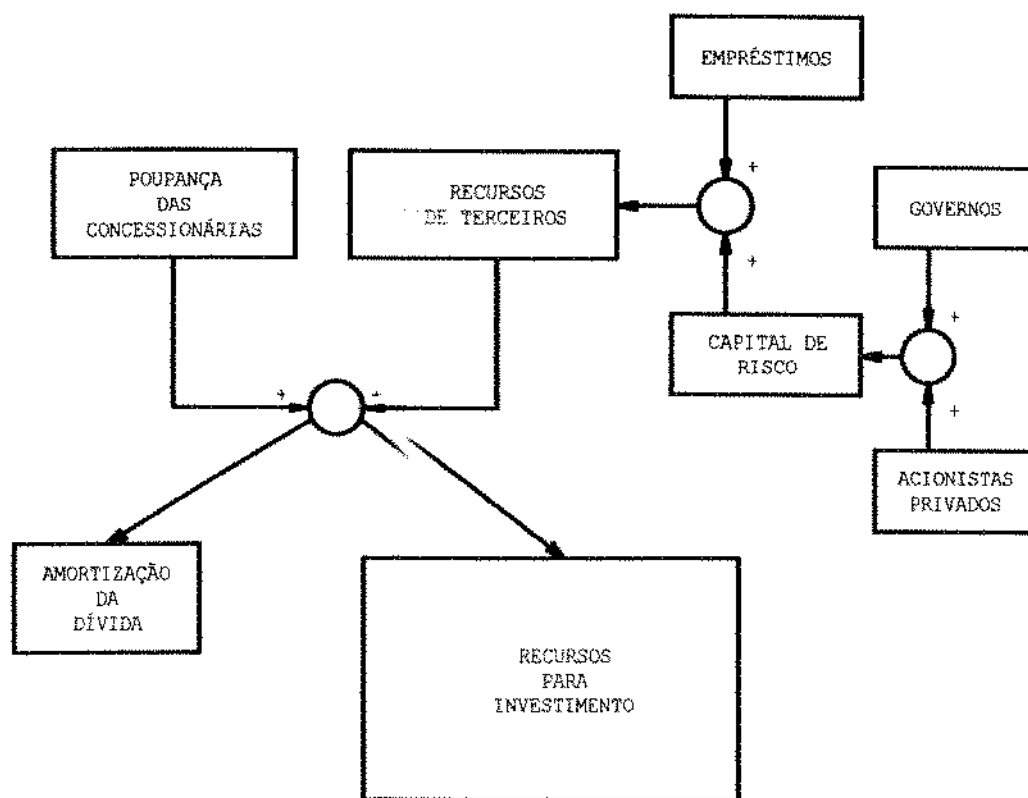


Figura 4.9.9
Formação de recursos para investimento

Capítulo 5

CENÁRIOS E SIMULAÇÕES

O objetivo deste capítulo não é a apresentação de estudos exaustivos sobre cenários para o setor elétrico, mas sim a ilustração através de alguns exemplos práticos, das análises feitas no capítulo 4, mostrando a utilidade do modelo proposto.

Para as finalidades a que se destina, as simplificações inerentes ao modelo o tornam suficientemente flexível para analisar um conjunto maior de hipóteses, sem comprometer a qualidade dos resultados.

Na medida em que não incorpora grandes sofisticções, e é suficientemente flexível em termos das relações entre as suas variáveis, o modelo permite integrar, na análise de cenários, os responsáveis finais pelas decisões e as equipes especializadas, que passam, assim, a participar de todo o processo de planejamento, e não somente das tarefas de sua área de responsabilidade.

Os parâmetros adotados para as equações que relacionam as variáveis de cenário com os resultados foram extraídos de trabalhos listados nas referências e em alguns casos, não muito freqüentes, inferidos, demandando portanto, validações posteriores.[ELETROBRÁS, 1992]

A tabela 5.1 apresenta as variáveis de entrada que caracterizam um dado cenário e os principais resultados que fluem ao longo do processo de simulação.

TABELA 5.1 Dados de entrada, a nível de cenários, e resultados obtidos
nos vários módulos do modelo proposto

MÓDULOS DO MODELO:	DADOS DE ENTRADA A NÍVEL DE CENÁRIOS:	RESULTADOS OBTIDOS:
MÓDULO MACROECONÔMICO	• AJUSTE FISCAL • DÉFICIT DO SETOR PÚBLICO • POUPANÇA EXTERNA	• TAXA DE CRESCIMENTO DO PIB • FBKF • INV. SETOR PRIVADO • INV. SETOR PÚBLICO
MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO	• PIB • TARIFAS • POPULAÇÃO E Nº DE DOMICÍLIOS • COMPORTAMENTO DOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS¹⁵	• MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.
MÓDULO DE OFERTA	• MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA • DISPONIBILIDADES PARA IMPORTAÇÃO • DADOS DE AUTOPRODUÇÃO E COGERAÇÃO	• PLANO DE EXPANSÃO • GASTOS COM OPERAÇÃO • NECESSIDADES DE INVEST.
MÓDULO FINANCEIRO	• TARIFAS • MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA • NECESSIDADES DE INVESTIMENTO. • TAXAS DE JUROS • PARTICIPAÇÃO DO CAPITAL PRIVADO	• RECEITAS E DESPESAS • GERAÇÃO INTERNA DE RECURSOS • NECESSIDADE DE RECURSOS DE TERCEIROS • EVOLUÇÃO DO ENDIVID.

¹⁵PRODUÇÃO FÍSICA, VALOR AGREGADO E CONSUMO DE E. ELÉTRICA POR UNIDADE DE PRODUÇÃO

No módulo macroeconômico, a formulação adotada utiliza basicamente, conforme apresentado no capítulo 4, relações lineares com uma ou mais variáveis. Os parâmetros dessas equações refletem as características estruturais vigentes na economia brasileira, podendo ser simuladas alterações, ressaltando-se, entretanto, as dificuldades de grandes mudanças, pelo menos no curto prazo.

As componentes autônomas indicam as condições de contorno e são obtidas a partir dos dados de um período recente, onde, preferencialmente, a economia não tenha sofrido grandes interferências.

Para os parâmetros das equações, conforme apresentado no anexo A, utilizaram-se alguns dos valores adotados pelos autores responsáveis pela formulação original do modelo[Carneiro & Werneck, 1990 e 1992], além de dados obtidos em outras referências recentes.[Studart, 1992; Sá, 1992].

Dois aspectos importantes devem ser mencionados com referência ao modelo de três hiatos aqui adotado. O primeiro é que ele, na versão utilizada nesta dissertação, não foi desenvolvido para simular, de uma forma discreta, a evolução da economia, uma vez que ele não trabalha com as variáveis de estoque -dívidas interna e externa, reservas internacionais-, necessárias para se estabelecer as condições iniciais de cada intervalo de simulação.

A segunda observação é que as variáveis do modelo não estão relacionadas com a inflação, o que corresponde admitir que as condições de financiamento do déficit, no futuro, serão iguais às do período utilizado como referência.

O modelo tanto pode explorar alternativas de política econômica, quanto avaliar os requisitos para a economia sustentar uma dada trajetória de crescimento, mantidas ou modificadas as condições estruturais vigentes.

A título de exemplo, o esforço fiscal, que corresponde ao resultado das contas do setor público antes do pagamento dos juros externos, conforme a

relação descrita na equação 3.7, possui uma componente autônoma, à qual se adiciona uma parcela proporcional ao nível de atividade da economia. Para simular a ampliação do esforço fiscal, pode-se atuar tanto na componente autônoma, tratando-a como uma variável de cenário, quanto no coeficiente do nível de atividade. No primeiro caso, as mudanças no patamar de arrecadação se dariam via aumentos de impostos ou tarifas públicas; enquanto que no segundo caso resultaria do aumento de base tributária ou do alongamento da dívida interna.

Por último, o modelo é adequado à avaliação do setor elétrico, hoje quase totalmente pertencente aos governos federal e estaduais, porque explicita de forma direta o investimento do setor público e o seu papel na economia.

A distribuição do Produto Interno Bruto pelos três setores da economia foi feita no módulo de previsão de mercado: arbitrou-se para o setor agropecuário um comportamento similar ao da economia, porém limitado a um patamar em torno de 4%, dada a dificuldade de se sustentar taxas mais elevadas no longo prazo, mesmo levando-se em conta o potencial de consumo no caso de uma melhoria na distribuição de renda.

O Produto Industrial foi dividido em duas partes: a primeira englobando os grandes consumidores industriais que, conforme já comentado, consomem muita energia e agregam pouco à renda e; a segunda incorporando os demais segmentos industriais.

O valor agregado dos grandes consumidores foi projetado estimando-se o crescimento da produção física, e a evolução do valor agregado por unidade de produção de cada um, admitindo-se melhoria nos preços e ganhos de produtividade.

A contribuição dos demais segmentos industriais foi determinada através de um ajuste econométrico. Admitiu-se que a taxa de crescimento do valor agregado deste segmento industrial seria ditada pelo ritmo da renda

nacional no passado recente, interpretado pela equação (5.1):

$$\frac{VA_t}{VA_{t-1}} = \alpha \cdot \left(\frac{Y_t}{Y_{t-1}} \right)^{2\beta} \cdot \left(\frac{Y_{t-1}}{Y_{t-2}} \right)^{\gamma} \quad (5.1)$$

Ajustando-a, para uma série histórica de vinte anos, encontrou-se um R^2 igual a 0,98 e os seguintes resultados para os parâmetros da equação:

TABELA 5.2: Parâmetros para o cálculo do Produto Industrial

	α	β	γ
Valor	-0,0146	1,2715	0,1547
Erro Padrão		0,0636	0,0634
t - Student		20	2,4

As previsões de mercado para as quatro classe de consumo-industrial, residencial, serviços e agropecuária-foram elaboradas utilizando-se a formulação geral do modelo dinâmico do tipo: $E = \alpha \cdot Y^{\beta} \cdot T^{\gamma} \cdot E_1^{\delta}$, com os valores dos parâmetros apresentados na tabela 2.1.

No módulo de oferta é necessário dispor-se dos custos e do potencial hidrelétrico disponível. O custo de instalação das usinas partiu de um patamar de US\$ 900/kW para as grandes usinas e US\$ 1400/kW para as pequenas e médias, crescendo linearmente à medida que se amplia o aproveitamento do potencial disponível, à razões de US\$ 0,03/kW e US\$ 0,04/kW, respectivamente. Quanto ao potencial disponível não foi imposta qualquer restrição, admitindo-se que sua parcela competitiva com outras fontes não se esgota no horizonte estudado.

O módulo financeiro precisa ser alimentado com as condições O módulo financeiro precisa ser alimentado com as condições iniciais de algumas variáveis, tais como o estoque da dívida, ativo total, taxas de

depreciação, e outros dados que vão definir as despesas correntes: número de empregados, salários e encargos médios, tarifas de energia elétrica importada e adquirida de autoprodutores, e custo do combustível das usinas termelétricas, cujos valores estão explicitados no anexo IV.

As simulações apresentadas no anexo I , contemplaram três alternativas de cenário. As duas primeiras admitiram um déficit operacional do setor público (d) de 1% do PIB-potencial, uma poupança externa (Φ) também de 1% e, uma relação capital/produto (K) de 3.

A primeira simulação, considera que o governo consegue impor um esforço fiscal (ΔZ) de 6% e assim o crescimento do PIB pode atingir 4,5% a.a (caso I), com plena utilização da capacidade instalada.

Se o esforço fiscal ficar limitado a 2,5% (caso II) o crescimento ficará limitado a 2,5% a.a., com plena utilização da capacidade.

A terceira simulação (caso III) ilustra a intersecção de duas restrições, externa (Itf) e do setor público (Itg), que ocorre para um déficit operacional de 1%, uma poupança externa nula, um esforço fiscal de 3%, e uma relação capital/produto de 3,5. O crescimento do produto, nesta situação atinge no período de simulação, uma taxa média de 1,5% a.a.

No módulo de previsão de mercado, apresentado no anexo II, foram utilizadas duas trajetórias de crescimento da economia com taxas médias anuais de 4,5% (cenário I) e 2,5% (cenário II). Para simular como se propagam as mudanças nas tarifas criou-se o cenário III com taxa média de crescimento da economia idêntica à do cenário I, porém com tarifas de energia elétrica mais elevadas.

Nos três cenários admitiu-se um realinhamento tarifário no ano de 1993, porém, conforme já comentado, com um reajuste maior no cenário III concentrado principalmente no setor residencial, 35%. A partir de 1995 foram estabelecidos aumentos anuais de 1% nos dois primeiros cenários, e 2% no terceiro,.

Os dados de população e número de domicílios, que se contituem em variáveis de cenários, foram obtidos de estimativas recentes do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas- GCPS [CTEM/GCPS,1992], uma vez que o IBGE ainda não dispõe de projeções que levem em conta os resultados do censo de 1991.

No módulo de oferta, anexo III, os valores de importação foram mantidos constantes ao longo de todo o período, enquanto que a autoprodução, em geral, e a cogeração, em particular, crescem a uma taxa que é uma função exponencial da tarifa do setor.

As taxas de juros internas e externas, assumidas iguais a 12% e 8%, respectivamente, ao longo de todo o período, e as expectativas quanto à participação da iniciativa privada, estimada em 5% dos investimentos necessários, constituem variáveis de cenário do módulo financeiro, anexo IV.

A análise do quadro consolidado dos resultados das diversas etapas das simulações com o modelo proposto,, nas tabelas 5.3 a 5.5, permitem que se faça uma avaliação preliminar da dinâmica do mercado, das receitas, do nível de geração interna de recursos, dos investimentos e da dívida, frente à evolução da economia.

Como o objetivo deste capítulo não é realizar uma análise de cenários par o setor elétrico brasileiro, impossível até pelo número limitado de alternativas, mas sim, apresentar o ferramental, discutir sua importância e as vantagens de conduzir os estudos de planejamento integrando o processo decisório aos instrumentos, serão feitas apenas algumas considerações gerais sobre os resultados.

A questão maior é se tomar as decisões de alcance remoto. No ano 2000 as disponibilidades próprias, em apenas três hipóteses consideradas, variam de 236 TWh a 253 TWh. Certamente não se assumirá grandes riscos tomando-se a decisão de se iniciar os projetos que atendam ao limite

inferior, mas a grande questão é se não seria oportuno ampliar esse montante, assumindo que a hipótese mais pessimista não seja a melhor alternativa de referência.

A adoção do critério de mínimo-máximo arrependimento sofre críticas por indicar soluções pessimistas, levando à políticas de custo médio elevado[Araújo, 1988]. Uma alternativa é se admitir que, como não se ignora totalmente o problema e se tem indicações de condicionantes importantes, inclusive das simulações macroeconômicas, é possível se escolher uma hipótese básica, se formular uma política ótima para ela e se avaliar as consequências caso outras trajetórias venham prevalecer. Nesse caso, se não for viável construir um plano de contingência, porque o custo de se flexibilizarem as decisões se apresentar mais elevado, deve-se reformular a política básica .

Assim, é possível avaliar-se qual é o custo de, escolhida, por exemplo, uma alternativa intermediária, se adiar uma parte do programa de obras de grandes usinas pela indicação futura de realização de um cenário mais baixo ou, ao contrário, se ser obrigado a colocar usinas mais caras, porém com menor prazo de construção, para atender os acréscimos associados à efetivação da alternativa mais elevada.

TABELA 5.3 Principais resultados da simulação no cenário I

CENÁRIO MACROECONÔMICO	1991	1995	2000	2005
PIB (BILHÕES DE US\$ DE 1988)	325	388	483	602
POPULAÇÃO (MILHÕES DE HABITANTES)	146	157	170	183
PIB per-capita (US\$)	2200	2500	2800	3300
FBKF(% PIB a preços de 1988)	19%	26%	26%	26%
FBKF(% PIB a preços de 1980)	15%	21%	21%	21%
INV. SETOR PRIV.(% PIB a preços de 1980)	-	14%	14%	14%
INV. SETOR PÚBLICO(% PIB a preços de 1980)	-	7%	7%	7%
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA				
TOTAL (TWh)	223	258	321	402
INDUSTRIAL (TWh)	116	129	157	186
RESIDENCIAL (TWh)	50	60	75	93
OFERTA DE ENERGIA(TWh)				
IMPORTAÇÃO(TWh)	70	70	70	70
AUTOPRODUÇÃO + COGERAÇÃO(TWh)	12	16	28	52
DISPONIBILIDADE PRÓPRIA(HIDRO+TERMO)	204	211	253	319
RESULTADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS				
TARIFA MÉDIA (US\$/MWh)	45	66	70	75
RECEITA (BILHÕES DE US\$)	10	17	23	30
DESPESAS TOTAIS(BILHÕES DE US\$)	10	12	14	17
GER. INT. DE RECURSOS (BILHÕES DE US\$)	4	9	12	17
INVEST. SETOR (BILHÕES US\$)	4	6	11	12
INVEST. SETOR (%FBKF)	6%	6%	8%	8%
INVEST. SETOR (%INV. SETOR PÚBL.)	-	21%	31%	29%
DÍVIDA TOTAL(BILHÕES DE US\$)	18	25	45	71

TABELA 5.4 Principais resultados da simulação no cenário II

CENÁRIO MACROECONÔMICO	1991	1995	2000	2005
PIB	325	359	406	459
POPULAÇÃO (MILHÕES DE HABITANTES)	146	157	170	183
PIB per-capita (US\$)	2200	2300	2400	2500
FBKF(% PIB a preços de 1988)	19%	20%	20%	20%
FBKF(% PIB a preços de 1980)	15	16%	16%	16%
INV. SETOR PRIV.(% PIB a preços de 1980)	-	12%	12%	12%
INV. SETOR PÚBLICO(%PIB a preços de 1980)	-	4%	4%	4%
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA				
TOTAL (TWh)	223	250	290	335
INDUSTRIAL (TWh)	116	124	137	146
RESIDENCIAL (TWh)	50	59	71	85
OFERTA DE ENERGIA(TWh)				
IMPORTAÇÃO(TWh)	70	70	70	70
AUTOPRODUÇÃO + COGERAÇÃO(TWh)	12	16	28	52
DISPONIBILIDADE PRÓPRIA(HIDRO+TERMO)	204	211	236	251
RESULTADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS				
TARIFA MÉDIA (US\$/MWh)	45	66	71	76
RECEITA (BILHÕES DE US\$)	10	17	20	25
DESPESAS TOTAIS(BILHÕES DE US\$)	10	12	13	14
GER. INT. DE RECURSOS (BILHÕES DE US\$)	4	8	11	13
INVEST. SETOR (BILHÕES US\$)	4	4	5	5
INVEST. SETOR (%FBKF)	6%	6%	6%	5%
INVEST. SETOR (%INV. SETOR PÚB.)	-	28%	31%	27%
DÍVIDA TOTAL(BILHÕES DE US\$)	18	22	22	22

TABELA 5.5 Principais resultados da simulação no cenário III

CENÁRIO MACROECONÔMICO	1991	1995	2000	2005
PIB (BILHÕES DE US\$ DE 1988)	325	388	483	602
POPULAÇÃO (MILHÕES DE HABITANTES)	146	157	170	183
PIB per-capita (US\$)	2200	2500	2800	3300
FBKF(% PIB a preços de 1988)	19%	27%	27%	27%
FBKF(% PIB a preços de 1980)	15%	22%	22%	22%
INV. SETOR PRIV.(% PIB a preços de 1980)	-	15%	15%	15%
INV. SETOR PÚBLICO(%PIB a preços de 1980)	-	7%	7%	7%
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA				
TOTAL (TWh)	223	256	315	390
INDUSTRIAL (TWh)	116	128	153	178
RESIDENCIAL (TWh)	50	60	75	93
OFERTA DE ENERGIA(TWh)				
IMPORTAÇÃO(TWh)	70	70	70	70
AUTOPRODUÇÃO + COGERAÇÃO(TWh)	12	16	29	61
DISPONIBILIDADE TOTAL(HIDRO+TERMO)	204	211	247	299
RESULTADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS				
TARIFA MÉDIA (US\$/MWh)	45	69	75	83
RECEITA (BILHÕES DE US\$)	10	17	23	32
DESPESAS TOTAIS(BILHÕES DE US\$)	10	12	14	18
GER. INT. DE RECURSOS (BILHÕES DE US\$)	4	9	12	17
INVEST. SETOR (BILHÕES US\$)	4	5	9	8
INVEST. SETOR (%FBKF)	6%	6%	9%	11%
INVEST. SETOR (%INV. SETOR PÚBL.)	-	19%	27%	19%
DÍVIDA TOTAL(BILHÕES DE US\$)	18	24	35	37

Capítulo 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O objetivo desta dissertação é apresentar, através da elaboração de um modelo simplificado, a necessidade de se trabalhar as diversas etapas de definição da política de expansão do setor elétrico de uma forma integrada, na medida em que as decisões se interferem mutuamente e extrapolam inclusive a fronteira de atuação do setor.

Atualmente, a questão fundamental nas atividades de planejamento é se adotar a melhor política diante das incertezas que pesam sobre o futuro. Admite-se errar os prognósticos, mas é preciso acertar as decisões.

No caso do setor elétrico, diante de tantas trajetórias possíveis para as variáveis que "pesam" no processo decisório, planejar com uma única previsão constitui um risco de difícil avaliação. Uma alternativa é se introduzir a análise de cenários, contemplando-se um número maior de possibilidades para o futuro e se reduzindo o custo da incerteza.

Em anos recentes, inúmeros trabalhos tem apontado erros de previsões na demanda de energia elétrica, comprometendo todo o esforço de se definir um plano de expansão utilizando técnicas eficazes de otimização. A idéia de otimização ainda prevalece, porém adaptada a acertar um alvo que se move muitas vezes da forma a mais imprevisível.

Com a análise de cenários o problema não é tratado de forma segmentada, principalmente porque a tarefa de planejamento não termina com a definição do plano, mas com a sua viabilização, o que implica em se rever continuamente as decisões, adaptando-as às contingências.

Na sistemática tradicional, onde uma única previsão é adotada como referência, as equipes trabalham de uma forma sequencial a partir dos objetivos e restrições que lhe chegam dos responsáveis pelas demais etapas. Ao final, fornecem aos decisores a solução ótima até que um novo ciclo de planejamento estabeleça novos pressupostos.

A análise de cenários não se restringe às equipes técnicas, que neste caso precisam trabalhar integradas, mas dela participam também os responsáveis pela tomada de decisão. Por outro lado, trabalhar com inúmeras alternativas, avaliar ao mesmo tempo todas as etapas do processo e realimentar continuamente as decisões, demandam instrumentos ágeis, flexíveis e de entendimento fácil até o limite de não comprometerem a qualidade do planejamento.

Esta sistemática cria a possibilidade de se engendrar soluções mais criativas, na medida em que os agentes envolvidos possuem experiências e visões distintas e contribuem em todas as atividades de formulação das políticas de expansão do setor.

A proposta de modelo desenvolvida neste trabalho contempla as etapas principais do processo de planejamento do setor elétrico. A menos do módulo de previsões macroeconômicas, só aplicável à economia como um todo, os demais estão adequados, sem necessidade de qualquer adaptação, à análise mais desagregada de cenários para uma região ou estado.

De uma forma geral, todos os módulos podem ser mais elaborados sem comprometer a simplicidade. No caso do módulo macroeconômico, o trabalho deve ter continuidade para incorporar as etapas que vem sendo pesquisadas pelos responsáveis por sua concepção. É possível adaptá-lo para simulações anuais, introduzindo na formulação equações de transição para as variáveis de estoque.

Da mesma forma, é possível se introduzir alterações que possibilitem identificar de forma mais explícita os mecanismos de financiamento dos eventuais déficits do setor público, inclusive a parcela coberta pelo imposto inflacionário, avaliando os reflexos para o resto da economia.

No módulo de previsão de mercado, é fundamental que se continue monitorando a resposta dos diferentes consumidores às tarifas e se introduzam equações que simulem os resultados de políticas explícitas de

conservação de energia, baseadas em ações complementares à prática de tarifas reais.

As dificuldades para se avaliar essas política é que elas estão condicionadas à estabilidade econômica. No caso do setor produtivo, uma inflação elevada inibe as práticas de racionalização de custo, não só por falta de referência mas, principalmente, pela prioridade de se administrar o lado financeiro.

Numa economia estável, reduções de custo de pequena monta podem significar a apropriação de novas parcelas de mercado, deslocando concorrência. Numa economia inflacionária a tarefa de evitar perdas com ativos financeiros e ampliar os ganhos com os passivos é mais proveitosa.

Para o setor industrial é possível não só se discretizar mais os segmentos como também se utilizar técnicas mais apuradas de previsão, inclusive aquelas descritas no capítulo 2, que contemplam oportunidades de substituição entre energéticos.

O módulo de oferta, embora não adote nenhuma técnica de otimização, expande o sistema de forma racional, levando em conta as restrições de prazo de construção e a sequência econômica dos aproveitamentos hidrelétricos.

A sistemática adotada divide a expansão do parque de usinas hidrelétricas em dois segmentos: grandes usinas; e médias e pequenas. Enquanto as últimas tem vocação para complementarem o atendimento a nível local, as grandes hidrelétricas se destinam ao suprimento regional, ou mesmo nacional. Esta característica e o volume de recursos comprometido justifica uma avaliação mais apurada destes grandes empreendimentos, tanto em termos de concepção quanto custos. A responsabilidade não pode ficar concentrada exclusivamente na empresa que detém a concessão, mas pode-se envolver o conjunto das empresas que absorverão sua geração. Por outro lado, um empreendimento de porte elevado pode se viabilizar mais

facilmente se mais de uma empresa compartilhar a concessão.

Finalmente, o módulo financeiro pode ser ampliado e organizado para construir as projeções de balanço patrimonial, num módulo distinto do demonstrativos de resultado e das origens e aplicações de recursos, de modo que forneça informações sobre liquidez, endividamento, remuneração e outras indicações financeiras de interesse.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Andersen, S. et alii Electricity Demand Response Due to Energy Prices Changes; in ENER BULLETIN; Milan; 1990.
- Araújo, J.L.R.H. de Modelos de Energia para Planejamento; Tese Preparada para Concurso de Professor Titular da COPPE/UFRJ-AIE; setembro de 1988; Rio de Janeiro.
- Alcance e Limitações da Modelização de Sistemas Energéticos, Texto Apresentado no Seminário de Prospectiva Energética, OLADE; Quito; junho de 1990.
- Perspectivas do Consumo de Eletricidade no Curto e Médio Prazos (Mimeo); Rio de Janeiro; 1990.
- Bajay, S.V. et alii Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Mudanças Institucionais, Novas Políticas e Novos Instrumentos de Planejamento (mimeo); UNICAMP; Campinas; 1989.
- Bajay, S.V. Long-Term Electricity Demand Forecasting Models: A Review of Methodologies; Electric Power Systems Research; Netherlands-1983.
- Carneiro, D.D. & Werneck, R.L.F. Public Savings, Private Investment and Growth Resumption in Brazil; Departamento de Economia-PUC; Rio de Janeiro; maio de 1990.
- Public Savings and Private Investment: Requirements for Growth Resumption in Brazilian Economy; Rio de Janeiro; junho 1992.
- CEMIG Anais do Seminário sobre Cenários da Economia e do Consumo Final de Energia até 2005 para Minas Gerais - Governo do Estado de Minas Gerais; dezembro de 1989.
- Chateau, B. & Lapillone, B. La Pévision a Long Terme de la Demande D'Energie - Propositions Methodologiques; Paris-França, 1977.

- Chateau, B. & Lapillone, B. Energy Demand: Facts and Trends, A Comparative Analysis of Industrialized Countries; Austria; 1982.
- Accounting and End-Use Models in Engineering-Economic Modeling: Energy Systems; Palo Alto; California; Dezembro de 1989.
- Crousillat, E. O. Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning; World Bank; Washington; 1989.
- CTEM/GCPS Premissas Básicas para Elaboração dos Estudos de Mercado de Energia Elétrica 1992-2003; Rio de Janeiro, 1992.
- ELETROBRÁS-Plano 2015-Projeto 8 A Questão Econômico-Financeira, Situação Atual e Perspectivas; Rio de Janeiro , 1992.
- ELETROBRÁS-Plano 2015-Projeto 2 O Setor de Energia Elétrica e a Economia Brasileira, Inserção e Perspectivas; Rio de Janeiro , 1992.
- ELETROBRÁS-Plano 2015-Projeto 3 Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica; Rio de Janeiro , 1992.
- Fritsch, W.& Modiano, E. A restrição Externa ao Crescimento Econômico Brasileiro: Uma perspectiva de Longo Prazo; Pesquisa e Planejamento Econômico - PEA; vol. 18; Rio de Janeiro; 1988.
- Giambiagi, F Taxa de Poupança, Restrições ao Crescimento e Política Econômica: Uma Abordagem Integrada; IEI/UFRJ; Rio de Janeiro; agosto de 1989.
- Gellings, C.W. Saving Energy with Electricity; Electric Power Research Institute; March 3, 1992.
- Mobasherj, F. et alii Scenario Planning at Southern California Edison; USA; 1989.

- Modiano, E. Energia e Economia: Um Modelo Integrado; Programa Nacional de Pesquisa Econômica; Rio de Janeiro; 1983.
- Motta, R.S. & Araújo, L. Decomposição dos Efeitos Intensidade Energética no Setor Industrial Brasileiro; in Pesquisa e Planejamento Econômico-vol. 19; Rio de Janeiro; 1989.
- MME Balanco Energético Nacional 1992- Ano Base 1991; Brasília; 1992.
- OLADE Análisis Sectorial de la Demanda de Energia; II Taller de Capacitación sobre Planificación Energetica Mediante el Uso de Microcomputadores; Quito; 1992.
- Metodologia OLADE para el Analisis de la Prospectiva; II Taller de Capacitación sobre Planificación Energetica Mediante el Uso de Microcomputadores; Quito; 1992.
- Pinheiro, S.F. Perspectivas da Evolução do Consumo de Eletricidade-Uma Abordagem Econométrica; ELETROBRÁS-Departamento de Mercado; Informação Técnica nº 809; Rio de Janeiro; 1991.
- Ramain, Patrice Réflexions Critiques sur les Bilans Energétiques; Éditions du Centre National de la Recherche Scientifique; Paris; 1977.
- Reis, S.B. dos Produção e Custo: Formas Funcionais e a Estimção Econométrica; Tese de Mestrado; COPPE/UFRJ; 1983.
- Sá, L.C.B. Modelos de Dois Hiatos e Suas Extensões; Tese de Mestrado-Versão Preliminar; PUC-RJ; 1992.
- Shephard, R.W. Cost and Production Functions; Princeton , N.J.; 1953.
- Theory of Cost and Production Functions; Princeton , N.J.; 1972.
- Slessor, M. Energy in the Economy; Hong Kong; 1978.

Studart, G.G. Investimentos Públicos e Privados no Brasil: Análise Empírica da Relação de Curto e Longo Prazos Durante o Período 1972-1989; Mimeo; PUC-RJ; 1992.

Walter, A.C.S. & Bajay, S.V. Impacto de Programas de Conservação na Demanda Energética Industrial de São Paulo. In: Congresso Brasileiro de Energia, 4 - Anais V.3, COPPE, Rio de Janeiro, 1987.

ANEXO I

MÓDULO MACROECONÔMICO

ANEXO I
MÓDULO MACROECONÓMICO

DADOS BÁSICOS: ANO BASE: 1988 TAXA DE CRESCIMENTO VERIFICADA(%)
g = -0,08

NÍVEL DE UTIL CAP INSTAL (u) :	0,86
VARIÁVEIS	p.u. PIB POT % PIB
INVESTIMENTO TOTAL(i):	0,196166 22,81
INVESTIMENTO DO S. PÚBLICO(ig):	0,051858 6,03
ESFORÇO FISCAL (z):	0,040592 4,72
CONSUMO DO GOVERNO(cg):	0,10836 12,6
POUPANÇA PRIVADA(sp):	0,1892 22
EXPORTAÇÕES(X):	0,088494 10,29
IMPORTAÇÕES-BENS DE CAPITAL(Mbk)	0,011008 1,28
IMPORTAÇÕES-BENS INTERMED.(Mbi):	0,02365 2,75
OUTRAS IMPORTAÇÕES(m):	0,017028 1,98
JUROS EXTERNOS DO S. PÚBLICO(js):	0,022618 2,63
JUROS EXTERNOS TOTAIS(i):	0,0258 3
POUPANÇA S. PÚBLICO(sg = z - js):	0,017974 2,09
POUPANÇA EXTERNA(phi):	-0,011008 -1,28
DÉFICIT OPERAC SETOR PUB (d):	3,94
RELAÇÃO PRODUTO/CAPITAL(K):	0,251378934

PARÂMETROS:	alfa = 0,69	$j = i0 + (1 + \alpha) . ig + \beta \alpha . u$
	beta = 0,2	
	z1 = 0,3	$z = z0 + z1 . u$
	sigma1 = 0,3	$sp = \sigma i0 + \sigma i \alpha 1 . (u0 - z - cg)$
	a1 = 0,005	$Mbi = a0 + a1 . u$
	gama1 = 0,15	$Mbk = \gamma a0 + \gamma a \alpha 1 . i$
	epson1 = -0,05	$X = \epsilon pson0 + \epsilon pson1 . u$

COMPONENTES AUTÓNOMAS:

i0 = -0,06347402
z0 = -0,217408
sigma0 = -0,0241144
a0 = 0,01935
gamma0 = -0,0184169
epson1 = 0,131494

INVESTIMENTOS DO SETOR PÚBLICO NO ANO BASE - VERIFICAÇÃO:

u 0,86
Ig (u, d, z0) = 0,051858 (LIMITADO PELA POUPANÇA DO SETOR PÚBLICO)
Is (u, z0, phi) = 0,051858 (LIMITADO PELA POUPANÇA PRIVADA)
If (u, phi) = 0,051858 (LIMITADO PELA POUPANÇA EXTERNA)

TAXAS DE CRESCIMENTO DO PIB NO ANO BASE - VERIFICAÇÃO

Ig → Gg(u) = -0,08%
Is → Gs(u) = -0,08%
If → Gf(u) = -0,08%

SIMULAÇÕES - CASO I

VARIÁVEIS DE CENÁRIO ->

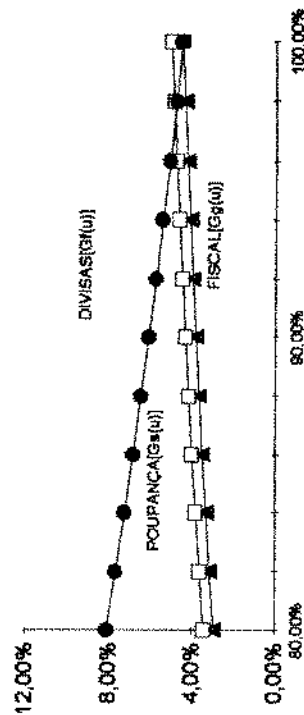
VARIÁVEIS DE CENÁRIO ->	d = 0,01 1/k = 3		phi = 0,01		deltaZ = 0,06		
	u	ig(u)	ls(u)	lf(u)	Gg(u)	Gs(u)	Gf(u)
TAXAS DE CRESCIMENTO DO PIB							
d: DÉFICIT DO SETOR PÚBLICO(%PIB)	80,00%	7,40%	8,06%	14,70%	2,98%	3,45%	8,12%
phi: POUPANÇA EXTERNA(%PIB)	82,00%	7,54%	8,23%	14,10%	3,17%	3,64%	7,68%
u: NÍVEL DE UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DA ECONOMIA	84,00%	7,68%	8,40%	13,51%	3,34%	3,83%	7,26%
deltaZ: AJUSTE FISCAL ESTRUTURAL	86,00%	7,82%	8,57%	12,92%	3,51%	4,00%	6,86%
RESULTADOS: lx(u): investimento do setor público(% PIB-potencial) associado às restrições fiscal(x=g) de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).	88,00%	7,96%	8,73%	12,33%	3,67%	4,17%	6,47%
	90,00%	8,10%	8,90%	11,74%	3,83%	4,33%	6,11%
	92,00%	8,24%	9,07%	11,15%	3,98%	4,49%	5,76%
	94,00%	8,38%	9,24%	10,55%	4,12%	4,63%	5,42%
	96,00%	8,52%	9,41%	9,96%	4,25%	4,77%	5,10%
	98,00%	8,66%	9,57%	9,37%	4,38%	4,91%	4,79%
	100,00%	8,80%	9,74%	8,78%	4,51%	5,04%	4,50%

Gx(u): taxa de crescimento do PIB limitada pelas restrições fiscal (x=g), de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

ltx(u): investimento total associado às restrições fiscal (x=g), de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

u	ltg(u)	lts(u)	ltf(u)
80,0%	23,4%	24,5%	35,7%
82,0%	23,6%	24,8%	34,7%
84,0%	23,8%	25,0%	33,7%
86,0%	24,1%	25,3%	32,7%
88,0%	24,3%	25,6%	31,7%
90,0%	24,5%	25,9%	30,7%
92,0%	24,8%	26,2%	29,7%
94,0%	25,0%	26,5%	28,7%
96,0%	25,2%	26,7%	27,7%
98,0%	25,5%	27,0%	26,7%
100,0%	25,7%	27,3%	25,7%

PIB-TAXA DE CRESCIMENTO



SIMULAÇÕES - CASO II

VARIÁVEIS DE CENÁRIO ->

VARIÁVEIS DE CENÁRIO ->	d = 0,01 1/k = 3		phi = 0,01		deltaZ = 0,025	
	TAXAS DE CRESCIMENTO DO PIB					
d: DÉFICIT DO SETOR PÚBLICO(%PIB) phi: POUPANÇA EXTERNA(%PIB) u:NÍVEL DE UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DA ECONOMIA deltaZ: AJUSTE FISCAL ESTRUTURAL	u	lg(u)	ls(u)	lf(u)	Gg(u)	Gf(u)
RESULTADOS: lx(u): investimento do setor público(% PIB-potencial) associado às restrições fiscal(x=g) de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).	80,00%	4,60%	6,90%	14,70%	1,01%	2,63%
	82,00%	4,67%	7,04%	14,10%	1,20%	2,83%
	84,00%	4,74%	7,18%	13,51%	1,37%	3,01%
	86,00%	4,81%	7,32%	12,92%	1,54%	3,19%
	88,00%	4,88%	7,46%	12,33%	1,70%	3,36%
	90,00%	4,95%	7,60%	11,74%	1,86%	3,52%
	92,00%	5,02%	7,74%	11,15%	2,00%	3,67%
	94,00%	5,09%	7,88%	10,55%	2,15%	3,82%
	96,00%	5,16%	8,01%	9,96%	2,28%	3,96%
	98,00%	5,23%	8,15%	9,37%	2,41%	4,09%
100,00%	5,30%	8,29%	8,78%	2,54%	4,22%	
						4,50%

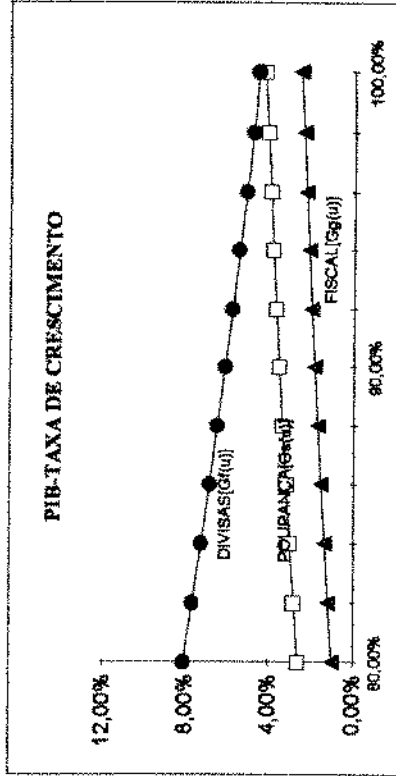
RESULTADOS:

lx(u): investimento do setor público(% PIB-potencial)
 associado às restrições fiscal(x=g)
 de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

Gx(u): taxa de crescimento do PIB limitada pelas restrições fiscal (x=g), de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

ltx(u): investimento total associado às restrições fiscal (x=g), de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

u	ltg(u)	lts(u)	ltf(u)
80,0%	18,6%	22,5%	35,7%
82,0%	18,7%	22,8%	34,7%
84,0%	18,9%	23,0%	33,7%
86,0%	19,0%	23,2%	32,7%
88,0%	19,1%	23,5%	31,7%
90,0%	19,2%	23,7%	30,7%
92,0%	19,3%	23,9%	29,7%
94,0%	19,5%	24,2%	28,7%
96,0%	19,6%	24,4%	27,7%
98,0%	19,7%	24,6%	26,7%
100,0%	19,8%	24,9%	25,7%



SIMULAÇÕES - CASO III

VARIÁVEIS DE CENÁRIO ->

d = 0,01
1/k = 3,5

phi = 0

deltaZ = 0,03

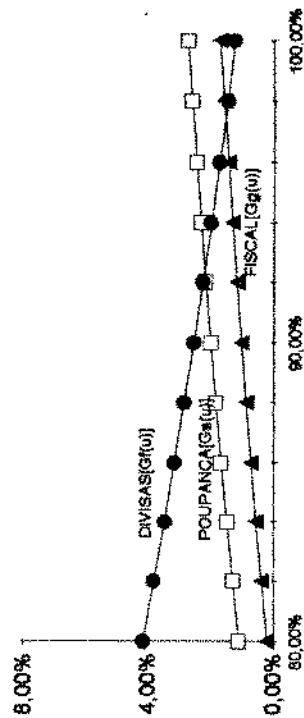
d: DÉFICIT DO SETOR PÚBLICO(%PIB) phi: POUPANÇA EXTERNA(%PIB) u:NÍVEL DE UTILIZAÇÃO DA CAPACI- DADE DA ECONOMIA deltaZ: AJUSTE FISCAL ESTRUTURAL RESULTADOS: lx(u): investimento do setor público(% PIB-potencial) associado às restrições fiscal(x=g) de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).	TAXAS DE CRESCIMENTO DO PIB						
	u	lg(u)	ls(u)	lf(u)	Gg(u)	Gs(u)	Gf(u)
	80,00%	5,00%	6,48%	11,54%	0,21%	1,11%	4,16%
	82,00%	5,08%	6,62%	10,87%	0,39%	1,30%	3,81%
	84,00%	5,16%	6,76%	10,20%	0,57%	1,49%	3,47%
	86,00%	5,24%	6,91%	9,53%	0,73%	1,67%	3,14%
	88,00%	5,32%	7,05%	8,86%	0,89%	1,84%	2,83%
	90,00%	5,40%	7,19%	8,19%	1,04%	2,00%	2,54%
	92,00%	5,48%	7,34%	7,52%	1,18%	2,16%	2,25%
	94,00%	5,56%	7,48%	6,85%	1,32%	2,31%	1,98%
	96,00%	5,64%	7,62%	6,18%	1,45%	2,45%	1,72%
	98,00%	5,72%	7,76%	5,50%	1,58%	2,59%	1,47%
	100,00%	5,80%	7,91%	4,83%	1,70%	2,72%	1,23%

Gx(u): taxa de crescimento do PIB limitada pelas restrições fiscal (x=g), de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

ltx(u): investimento total associado às restrições fiscal (x=g), de poupança total(x=s) e de poupança externa(x=f).

u	lg(u)	lts(u)	ltf(u)
80,0%	19,3%	21,8%	30,4%
82,0%	19,4%	22,0%	29,2%
84,0%	19,6%	22,3%	28,1%
86,0%	19,7%	22,5%	27,0%
88,0%	19,8%	22,8%	25,8%
90,0%	20,0%	23,0%	24,7%
92,0%	20,1%	23,2%	23,6%
94,0%	20,2%	23,5%	22,4%
96,0%	20,4%	23,7%	21,3%
98,0%	20,5%	24,0%	20,2%
100,0%	20,7%	24,2%	19,0%

PIB-TAXA DE CRESCIMENTO



ANEXO II

MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO I**

EVOLUÇÃO DO PRODUTO (bilhões de US\$ - 88)

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)	325	340	355	371	388	405	423	442	462	483	602
PRODUTO AGROPECUÁRIO (PA)	35	36	37	38	39	41	42	43	44	46	53
PRODUTO INDUSTRIAL (PI)	120	121	128	135	143	150	158	166	173	181	216
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS (PS)	170	182	190	198	206	214	223	234	245	256	333

EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO E NÚMERO DE DOMICÍLIOS

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
POPULAÇÃO (milhões de habitantes)	146,2	148,8	151,5	154,2	157,0	159,5	162,1	164,7	167,3	170,0	183,3
DOMICÍLIOS (milhões)	35,8	36,8	37,9	39,0	40,2	41,3	42,4	43,6	44,8	46,0	52,3
HABITANTES/DOMICÍLIO	4,1	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,8	3,8	3,7	3,7	3,5

GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
GRANDES CONSUMIDORES - PRODUÇÃO FÍSICA - milhões de toneladas											
ALUMÍNIO	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
SIDERURGIA	21,0	21,8	22,5	23,3	24,2	25,0	25,9	26,9	27,8	28,8	34,4
FERRO-LIGAS	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,9
CIMENTO	27,0	27,8	28,6	29,4	30,3	31,1	32,0	32,9	33,8	34,7	39,4
PETROQUÍMICA	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,5
PAPEL/CELULOSE	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,4	11,6	12,5
SODA-COLORO	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3

GRANDES CONSUMIDORES - VALOR AGREGADO POR UNIDADE DE PRODUÇÃO (US\$ de 88 / tonelada)

ALUMÍNIO	300	301	301	302	302	303	304	304	305	305	309
SIDERURGIA	100	100	100	101	101	101	101	101	102	102	103
FERRO-LIGAS	250	251	251	252	252	253	253	254	254	255	257
CIMENTO	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21
PETROQUÍMICA	85	85	85	86	86	86	86	86	86	87	87
PAPEL/CELULOSE	250	251	251	252	252	253	253	254	254	255	257
SODA-COLORO	60	60	60	60	60	61	61	61	61	61	62

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
GRANDES CONSUMIDORES - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR UNIDADE DE PRODUÇÃO (MWh/t)											
ALUMÍNIO	15,9	15,8	15,7	15,6	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,0
SIDERURGIA	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,59	0,59	0,59	0,58
FERRO-LIGAS	6,82	6,76	6,71	6,65	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
CIMENTO	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10
PETROQUÍMICA	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,78	1,76	1,74	1,72	1,70	1,60
PAPEL/CELULOSE	0,89	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,84
SODA-COLORO	3,48	3,45	3,43	3,40	3,38	3,34	3,31	3,27	3,24	3,20	3,10

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO I**

GRANDES CONSUMIDORES - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

ALUMÍNIO	19,1	19,3	19,5	19,7	20,0	20,3	20,6	21,0	21,3	21,6	22,6
SIDERURGIA	12,6	13,1	13,5	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	19,9
FERRO-LIGAS	6,8	7,1	7,3	7,6	7,9	8,2	8,6	9,0	9,4	9,8	12,2
CIMENTO	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
PETROQUÍMICA	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,9
PAPEL/CELULOSE	8,9	9,0	9,2	9,3	9,5	9,6	9,8	9,9	10,1	10,2	10,5
SODA-COLORO	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,9
TOTAL - TWh	56,7	58,0	59,3	60,6	62,0	63,5	65,0	66,6	68,2	69,8	77,0

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

GRANDES CONSUMIDORES - VALOR AGREGADO TOTAL - Bilhões de US\$ de 88

ALUMÍNIO	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,46
SIDERURGIA	2,10	2,18	2,26	2,35	2,44	2,53	2,63	2,72	2,83	2,94	3,54
FERRO-LIGAS	0,25	0,26	0,27	0,29	0,30	0,31	0,33	0,34	0,36	0,38	0,48
CIMENTO	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,71	0,81
PETROQUÍMICA	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,22
PAPEL/CELULOSE	2,50	2,55	2,60	2,65	2,71	2,76	2,80	2,86	2,91	2,96	3,22
SODA-COLORO	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
TOTAL	5,95	6,12	6,29	6,48	6,66	6,85	7,04	7,24	7,45	7,66	8,80

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS

VALOR AGREGADO - Bilhões de US\$ de 88	104,0	115,0	121,6	128,6	136,0	143,5	151,0	158,5	165,9	173,3	207,4
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh	58,7	61,6	63,0	64,4	67,1	70,5	74,3	78,5	82,8	87,3	109,1

SETOR INDUSTRIAL - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

TOTAL	115,5	119,6	122,3	125,0	129,1	134,0	139,3	145,0	151,0	157,1	186,1
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

SETOR TERCIÁRIO - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
CONS. / UNID. DE PRODUÇÃO - TWh/MUS\$	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25
CONSUMO TOTAL - TWh	44,9	47,0	49,0	51,0	53,2	55,6	58,3	61,2	64,4	68,0	92,3

SETOR RESIDENCIAL

TAXA DE ATENDIMENTO (%)	77%	77%	78%	78%	79%	79%	80%	80%	81%	82%	86%
NÚMERO DE CONSUMIDORES (Milhões)	27,6	28,5	29,5	30,6	31,7	32,7	33,8	35,0	36,2	37,6	44,8
CONS. UNITÁRIO (KWh/consumidor.ano)	1800	1829	1856	1879	1901	1921	1940	1958	1976	1993	2080
CONSUMO TOTAL	49,6	52,2	54,8	57,5	60,2	62,9	65,7	68,5	71,5	74,8	93,3

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO I**

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
SETOR AGROPECUÁRIO											
CONSUMO TOTAL	13,0	13,4	14,0	14,6	15,3	16,2	17,1	18,2	19,4	20,7	30,5
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh											
TWh	223	232	240	248	258	269	280	293	306	321	402
DEMANDA MÁXIMA (GW)	42,4	44,2	45,7	47,2	47,5	49,5	51,6	53,9	56,4	56,3	68,5
FATOR DE CARGA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,65	0,67
PERDAS - HORÁRIO DE PONTA											
(%)	17%	17%	17%	17%	17%	16%	16%	16%	15%	15%	13%
(MW)	7	8	8	8	8	8	8	9	8	8	9
REQUISITOS DE PONTA (MW)	50	52	53	55	56	57	60	63	65	65	77
TARIFAS (US\$/MWh)											
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
INDÚSTRIAS GRANDES CONSUM. DE E. E.	21	25	28	28	28	28	28	28	29	29	30
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	40	45	52	56	56	56	57	58	58	59	62
SERVIÇO	68	75	86	94	94	95	96	97	98	99	104
RESIDENCIAL	60	65	68	92	97	98	99	100	101	102	107
AGROPECUÁRIO	30	33	44	46	48	49	49	50	50	51	53
TARIFA MEDIA	45	50	61	65	66	67	68	69	69	70	75

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II**

EVOLUÇÃO DO PRODUTO (bilhões de US\$ - 88)

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)	325	333	341	350	359	368	377	386	396	406	459
PRODUTO AGROPECUÁRIO (PA)	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	49
PRODUTO INDUSTRIAL (PI)	120	121	125	129	133	137	140	144	147	150	159
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS (PS)	170	176	180	183	187	191	196	201	207	213	251

EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO E NÚMERO DE DOMICÍLIOS

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
POPULAÇÃO (milhões de habitantes)	146,2	148,8	151,5	154,2	157,0	159,5	162,1	164,7	167,3	170,0	183,3
DOMICÍLIOS (milhões)	35,8	36,8	37,9	39,0	40,2	41,3	42,4	43,6	44,8	46,0	52,3
HABITANTES/DOMICÍLIO	4,1	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,8	3,8	3,7	3,7	3,5

GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
GRANDES CONSUMIDORES - PRODUÇÃO FÍSICA - milhões de toneladas											
ALUMÍNIO	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
SIDERURGIA	21,0	21,4	21,8	22,3	22,7	23,2	23,6	24,1	24,6	25,1	27,7
FERRO-LIGAS	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,4
CIMENTO	27,0	27,8	28,6	29,4	30,3	31,1	32,0	32,9	33,8	34,7	39,4
PETROQUÍMICA	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	2,0
PAPEL/CELULOSE	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,4	11,6	12,5
SODA-COLORO	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3

GRANDES CONSUMIDORES - VALOR AGREGADO POR UNIDADE DE PRODUÇÃO (US\$ de 88 / tonelada)

ALUMÍNIO	300	301	301	302	302	303	304	304	305	305	309
SIDERURGIA	100	100	100	101	101	101	101	101	102	102	103
FERRO-LIGAS	250	251	251	252	252	253	253	254	254	255	257
CIMENTO	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21
PETROQUÍMICA	85	85	85	86	86	86	86	86	86	87	87
PAPEL/CELULOSE	250	251	251	252	252	253	253	254	254	255	257
SODA-COLORO	60	60	60	60	60	61	61	61	61	61	62

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GRANDES CONSUMIDORES - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR UNIDADE DE PRODUÇÃO (MWh/t)

ALUMÍNIO	15,90	15,80	15,70	15,60	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,00
SIDERURGIA	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,59	0,59	0,59	0,58
FERRO-LIGAS	6,82	6,76	6,71	6,65	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
CIMENTO	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10
PETROQUÍMICA	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,78	1,76	1,74	1,72	1,70	1,60
PAPEL/CELULOSE	0,89	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,84
SODA-COLORO	3,48	3,45	3,43	3,40	3,38	3,34	3,31	3,27	3,24	3,20	3,10

MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO :
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II

GRANDES CONSUMIDORES - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

ALUMÍNIO	19,1	19,3	19,5	19,7	20,0	20,3	20,6	21,0	21,3	21,6	22,6
SIDERURGIA	12,6	12,9	13,1	13,4	13,6	13,9	14,1	14,3	14,6	14,8	16,1
FERRO-LIGAS	6,8	6,9	7,0	7,2	7,3	7,5	7,7	7,8	8,0	8,2	9,3
CIMENTO	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
PETROQUÍMICA	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3
PAPEL/CELULOSE	8,9	9,0	9,2	9,3	9,5	9,6	9,8	9,9	10,1	10,2	10,5
SODA-CLORO	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,9
TOTAL - TWh	56,7	57,6	58,5	59,5	60,4	61,4	62,4	63,5	64,5	65,6	69,6

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

GRANDES CONSUMIDORES - VALOR AGREGADO TOTAL - Bilhões de US\$ de 88

ALUMÍNIO	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,46
SIDERURGIA	2,10	2,15	2,19	2,24	2,29	2,34	2,39	2,45	2,50	2,55	2,85
FERRO-LIGAS	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,32	0,36
CIMENTO	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,71	0,81
PETROQUÍMICA	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,18
PAPEL/CELULOSE	2,50	2,55	2,60	2,65	2,71	2,76	2,80	2,86	2,91	2,96	3,22
SODA-CLORO	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08

TOTAL	5,95	6,08	6,21	6,35	6,49	6,62	6,76	6,90	7,05	7,20	7,97
--------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS

VALOR AGREGADO - Bilhões de US\$ de 88	104,0	115,0	118,7	122,5	126,4	130,1	133,5	136,8	139,7	142,4	150,7
--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh	58,7	61,6	62,2	62,4	63,5	64,9	66,5	68,2	69,8	71,3	76,1
-----------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SETOR INDUSTRIAL - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

TOTAL	115,5	119,2	120,8	121,9	123,9	126,3	129,0	131,7	134,3	136,9	145,7
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

SETOR TERCIÁRIO - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
CONS. / UNID. DE PRODUÇÃO - TWh/MUS\$	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25
CONSUMO TOTAL - TWh	44,9	46,8	48,5	50,1	51,8	53,6	55,5	57,5	59,7	61,9	76,1

SETOR RESIDENCIAL

TAXA DE ATENDIMENTO (%)	77%	77%	78%	78%	79%	79%	80%	80%	81%	82%	86%
NÚMERO DE CONSUMIDORES (Milhões)	27,6	28,5	29,5	30,6	31,7	32,7	33,8	35,0	36,2	37,6	44,8
CONS. UNITÁRIO (KWh/consumidor.ano)	1800	1826	1846	1861	1871	1879	1885	1889	1892	1894	1896
CONSUMO TOTAL	49,6	52,1	54,5	56,9	59,3	61,5	63,8	66,1	68,5	71,1	85,0

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II**

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
SETOR AGROPECUÁRIO											
CONSUMO TOTAL	13,0	13,4	13,9	14,5	15,2	15,9	16,8	17,7	18,7	19,9	27,9
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh											
TWh	223	232	238	243	250	257	265	273	281	290	335
DEMANDA MÁXIMA (GW)	42,4	44,1	45,2	46,3	46,1	47,4	48,8	50,3	51,8	50,9	57,0
FATOR DE CARGA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,65	0,67
PERDAS - HORÁRIO DE PONTA											
(%)	17%	17%	17%	17%	17%	16%	16%	16%	15%	15%	13%
(MW)	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7
REQUISITOS DE PONTA (MW)	50	52	53	54	54	55	57	58	60	59	64
TARIFAS (US\$/MWh)											
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
INDÚSTRIAS GRANDES CONSUM. DE E. E.	21	25	28	28	28	28	28	28	29	29	30
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	40	45	52	56	56	56	57	58	58	59	62
SERVIÇO	68	75	86	94	94	95	96	97	98	99	104
RESIDENCIAL	60	65	88	92	97	98	99	100	101	102	107
AGROPECUÁRIO	30	33	44	46	48	49	49	50	50	51	53
TARIFA MEDIA	45	50	61	65	66	67	68	69	70	71	76

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III**

EVOLUÇÃO DO PRODUTO (bilhões de US\$ - 88)

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)	325	340	355	371	388	405	423	442	462	483	602
PRODUTO AGROPECUÁRIO (PA)	35	36	37	38	39	41	42	43	44	46	53
PRODUTO INDUSTRIAL (PI)	120	121	128	135	143	150	158	166	173	181	216
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS (PS)	170	182	190	198	206	214	223	234	245	256	333

EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO E NÚMERO DE DOMICÍLIOS

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
POPULAÇÃO (milhões de habitantes)	146,2	148,8	151,5	154,2	157,0	159,5	162,1	164,7	167,3	170,0	183,3
DOMICÍLIOS (milhões)	35,8	36,8	37,9	39,0	40,2	41,3	42,4	43,6	44,8	46,0	52,3
HABITANTES/DOMICÍLIO	4,1	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,8	3,8	3,7	3,7	3,5

GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
GRANDES CONSUMIDORES - PRODUÇÃO FÍSICA - milhões de toneladas											
ALUMÍNIO	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
SIDERURGIA	21,0	21,8	22,5	23,3	24,2	25,0	25,9	26,9	27,8	28,8	34,4
FERRO-LIGAS	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,9
CIMENTO	27,0	27,8	28,6	29,4	30,3	31,1	32,0	32,9	33,8	34,7	39,4
PETROQUÍMICA	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,5
PAPEL/CELULOSE	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,4	11,6	12,5
SODA-CLORO	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3

GRANDES CONSUMIDORES - VALOR AGREGADO POR UNIDADE DE PRODUÇÃO (US\$ de 88 / tonelada)

ALUMÍNIO	300	301	301	302	302	303	304	304	305	305	309
SIDERURGIA	100	100	100	101	101	101	101	101	102	102	103
FERRO-LIGAS	250	251	251	252	252	253	253	254	254	255	257
CIMENTO	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21
PETROQUÍMICA	85	85	85	86	86	86	86	86	86	87	87
PAPEL/CELULOSE	250	251	251	252	252	253	253	254	254	255	257
SODA-CLORO	60	60	60	60	60	61	61	61	61	61	62

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GRANDES CONSUMIDORES - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR UNIDADE DE PRODUÇÃO (MWh/t)

ALUMÍNIO	15,90	15,80	15,70	15,60	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,00
SIDERURGIA	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,59	0,59	0,59	0,58
FERRO-LIGAS	6,82	6,76	6,71	6,65	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
CIMENTO	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10
PETROQUÍMICA	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,76	1,76	1,74	1,72	1,70	1,60
PAPEL/CELULOSE	0,89	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,84
SODA-CLORO	3,48	3,45	3,43	3,40	3,38	3,34	3,31	3,27	3,24	3,20	3,10

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III**

GRANDES CONSUMIDORES - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

ALUMÍNIO	19,1	19,3	19,5	19,7	20,0	20,3	20,6	21,0	21,3	21,6	22,6
SIDERURGIA	12,6	13,1	13,5	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	19,9
FERRO-LIGAS	6,8	7,1	7,3	7,6	7,9	8,2	8,6	9,0	9,4	9,8	12,2
CIMENTO	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
PETROQUÍMICA	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,9
PAPEL/CELULOSE	8,9	9,0	9,2	9,3	9,5	9,6	9,8	9,9	10,1	10,2	10,5
SODA-CLORO	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,9
TOTAL - TWh	56,7	58,0	59,3	60,6	62,0	63,5	65,0	66,6	68,2	69,8	77,0
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005

GRANDES CONSUMIDORES - VALOR AGREGADO TOTAL - Bilhões de US\$ de 88

ALUMÍNIO	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,46
SIDERURGIA	2,10	2,18	2,26	2,35	2,44	2,53	2,63	2,72	2,83	2,94	3,54
FERRO-LIGAS	0,25	0,26	0,27	0,29	0,30	0,31	0,33	0,34	0,36	0,38	0,48
CIMENTO	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,71	0,81
PETROQUÍMICA	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,22
PAPEL/CELULOSE	2,50	2,55	2,60	2,65	2,71	2,76	2,80	2,86	2,91	2,96	3,22
SODA-CLORO	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
TOTAL	5,95	6,12	6,29	6,48	6,66	6,85	7,04	7,24	7,45	7,66	8,80
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005

DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS

VALOR AGREGADO - Bilhões de US\$ de 88	104,0	115,0	121,6	128,6	136,0	143,5	151,0	158,5	165,9	173,3	207,4
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh	58,7	61,6	62,3	63,3	65,7	68,7	72,1	75,6	79,3	83,1	100,6

SETOR INDUSTRIAL - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

TOTAL	115,5	119,6	121,6	124,0	127,7	132,2	137,1	142,2	147,5	152,9	177,6
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

SETOR TERCIÁRIO - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
CONS. / UNID. DE PRODUÇÃO - TWh/MUS\$	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25
CONSUMO TOTAL - TWh	44,9	47,0	48,9	50,8	52,9	55,2	57,7	60,4	63,4	66,7	88,7

SETOR RESIDENCIAL

TAXA DE ATENDIMENTO (%)	77%	77%	78%	78%	79%	79%	80%	80%	81%	82%	86%
NÚMERO DE CONSUMIDORES (Milhões)	27,6	28,5	29,5	30,6	31,7	32,7	33,8	35,0	36,2	37,6	44,8
CONS. UNITÁRIO (KWh/consumidor.ano)	1800	1829	1856	1879	1901	1921	1940	1958	1976	1993	2080
CONSUMO TOTAL	49,6	52,2	54,8	57,5	60,2	62,9	65,7	68,5	71,5	74,8	93,3

**MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III**

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
SETOR AGROPECUÁRIO											
CONSUMO TOTAL	13,0	13,4	14,0	14,6	15,3	16,2	17,1	18,2	19,4	20,7	30,5
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TWh											
TWh	223	232	239	247	256	266	278	289	302	315	390
DEMANDA MÁXIMA (GW)	42,4	44,2	45,5	47,0	47,2	49,1	51,1	53,3	55,6	55,4	66,5
FATOR DE CARGA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,65	0,67
PERDAS - HORÁRIO DE PONTA											
(%)	17%	17%	17%	17%	17%	16%	16%	16%	15%	15%	13%
(MW)	7	8	8	8	8	8	8	9	8	8	9
REQUISITOS (MW)	50	52	53	55	55	57	59	62	64	64	75
TARIFAS (US\$/MWh)											
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
INDÚSTRIAS GRANDES CONSUM. DE E. E.	21	25	29	29	29	29	30	31	31	32	35
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	40	45	54	58	58	59	61	62	63	64	71
SERVIÇO	68	75	90	98	98	100	102	104	106	108	120
RESIDENCIAL	60	65	91	96	100	101	102	103	104	105	111
AGROPECUÁRIO	30	33	46	48	50	51	51	52	52	53	55
TARIFA MEDIA	45	50	61	66	67	68	69	71	72	73	81

ANEXO III

MÓDULO DE EXPANSÃO

**MÓDULO DE EXPANSÃO - GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO I**

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
VALORES VINCULADOS AO MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO											
TARIFA MÉDIA (US\$/MWh)	45	50	61	65	66	67	68	69	69	70	75
CONSUMO TOTAL (TWh)	223	232	240	248	258	269	280	293	306	321	402
PERDAS (%)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11
REQUISITOS TOTAIS (TWh)	263	264	272	281	292	304	317	331	346	362	453
IMPORTAÇÃO (TWh)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
PRODUTORES INDEPENDENTES (TWh)	12	13	14	15	16	18	20	22	25	28	52
REQUISITOS PARA DEFINIÇÃO DO PROGRAMA DE OBRAS DO SETOR (TWh)											
	171	181	189	197	206	216	227	239	251	264	331
DISPONIBILIDADES ANTES DA EXPANSÃO(TWh)											
TOTAL	204	204	205	205	211	220	226	229	240	253	319
HIDRELÉTRICAS - E. GARANTIDA	192	192	193	193	198	205	210	213	220	233	299
TERMELÉTRICAS - OP. ECONÔMICA	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
PROGRAMA DE OBRAS EM ANDAMENTO - ACRÉSCIMOS NA ENERGIA DISPONÍVEL (TWh)											
TOTAL	0,0	0,5	0,9	5,9	8,4	6,5	3,0	6,6	0,0	0,0	0,0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0,0	0,0	0,0	4,4	6,6	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TERMELÉTRICAS	0,0	0,0	0,4	1,0	1,3	1,6	0,3	3,9	0,0	0,0	0,0
TERMELÉTRICAS EM CONSTRUÇÃO (MW)											
	0	0	0	400	500	600	100	1500	0	0	0
BALANÇO ANTES DO PROG. PROPOSTO (TWh)											
	33	23	17	15	14	10	2	-3	-11	-11	-12
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
PROGRAMA PROPOSTO - NÚMERO DE UNIDADES											
TERMELÉTRICAS - 100MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1 - 300MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2 - 500MW	0	0	0	0	0	0	0	2	6	6	6
BALANÇO FINAL											
PROGRAMA DE EXPANS (TWh)	0,0	0,5	0,9	5,9	8,4	6,5	3,0	11,0	13,1	13,1	13,1
DISPONIBILIDADE TOTAL (TWh)	204	205	205	211	220	226	229	240	253	266	332
BALANÇO (TWh)	33	23	17	15	14	10	2	1	2	2	1
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
POTÊNCIA INSTALADA NA EXPANSÃO (MW)											
TÉRMICAS	0	0	0	400	500	600	100	1500	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	0	0	0	1000	3000	3000	3000
EXPANSÃO - VALORES ACUMULADOS (MW)											
TOTAL	0	0	0	400	900	1500	1600	5100	11100	17100	47100
TERMELÉTRICAS	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	3100
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	0	0	0	1000	4000	7000	22000
HIDRELÉTRICAS - TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	1000	4000	7000	22000
CUSTO UNITÁRIO DAS HIDRELÉTRICAS - US\$/KW											
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	900	900	900	900	900	900	900	826	1004	1082	1472
GERAÇÃO TÉRMICA TOTAL (TWh)											
	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
CÁLCULO DOS INVESTIMENTOS - US\$ MILHÕES											
GERAÇÃO											
PROGRAMA EM ANDAMENTO	2000	2000	2500	2100	1500	1200	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	19	88	202	398	808	1458	2129	2729	3200	3627	4530
TERMELÉTRICAS	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	3100
TRANSMISSÃO											
PROGRAMA EM ANDAMENTO	1000	1000	1000	1000	1000	480	0	0	0	0	0
ASSOCIADOS ÀS HIDREL TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASSOCIADOS ÀS HIDREL TIPO 2	12	58	133	263	533	962	1405	1801	2112	2394	2990
ASSOCIADOS ÀS TERMELÉTRICAS	0	0	0	40	90	150	160	310	310	310	310
SUBTRANSMISSÃO + DISTRIBUIÇÃO											
	724	757	784	812	844	880	919	960	1003	1049	1290
TOTAL - US\$ BILHÕES											
	3,8	3,9	4,6	5,0	5,7	6,6	6,2	8,9	9,7	10,5	12,2

**MÓDULO DE EXPANSÃO - GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II**

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
VALORES VINCULADOS AO MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO											
TARIFA MÉDIA (US\$/MWh)	45	50	61	65	66	67	68	69	70	71	76
CONSUMO TOTAL (TWh)	223	232	238	243	250	257	265	273	281	296	335
PERDAS (%)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11
REQUISITOS TOTAIS (TWh)	253	263	278	276	284	282	300	309	318	327	377
IMPORTAÇÃO (TWh)	70	70	70	70	70	70	70	78	78	70	70
PRODUT. INDEPENDENTES (MWh)	12	13	14	15	16	18	20	22	25	28	52
REQUISITOS PARA DEFINIÇÃO DO PROGRAMA DE OBRAS DO SETOR (TWh)											
	171	180	186	191	197	203	210	216	223	230	254
DISPONIBILIDADES ANTES DA EXPANSÃO(TWh)											
TOTAL	204	204	205	205	211	220	226	229	236	236	251
HIDRELÉTRICAS - E. GARANTIDA	192	192	193	193	198	205	210	213	215	215	231
TERMELÉTRICAS - OP. ECONÔMICA	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
PROGRAMA DE OBRAS EM ANDAMENTO - ACRÉSCIMOS NA ENERGIA DISPONÍVEL (TWh)											
TOTAL	0,0	0,5	0,9	5,9	8,4	6,5	3,0	6,6	0,0	0,0	0,0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0,0	0,0	0,0	4,4	6,6	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TERMELÉTRICAS	0,0	0,0	0,4	1,0	1,3	1,6	0,3	3,9	0,0	0,0	0,0
TERMELÉTRICAS EM CONSTRUÇÃO (MW)											
	0	0	0	400	500	600	100	1500	0	0	0
BALANÇO ANTES DO PROG. PROPOSTO (TWh)											
	33	24	19	20	23	23	19	19	13	6	-3
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
PROGRAMA PROPOSTO - NÚMERO DE UNIDADES											
TERMELÉTRICAS - 100MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1 - 300MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2 - 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
BALANÇO FINAL											
PROGRAMA DE EXPANS. (TWh)	0,0	0,5	0,9	5,9	8,4	6,5	3,0	6,6	0,0	0,0	4,4
DISPONIBILIDADE TOTAL (TWh)	204	205	205	211	220	226	229	236	236	236	256
BALANÇO (TWh)	33	24	19	20	23	23	19	19	13	6	1
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
POTÊNCIA INSTALADA NA EXPANSÃO (MW)											
TÉRMICAS	0	0	0	400	500	600	100	1500	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
EXPANSÃO - VALORES ACUMULADOS (MW)											
TOTAL	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	12100
TERMELÉTRICAS	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	3100
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4500
HIDRELÉTRICAS - TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4500
CUSTO UNITÁRIO DAS HIDRELÉTRICAS - US\$/KW											
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	1017
GERAÇÃO TÉRMICA TOTAL (TWh)											
	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
CÁLCULO DOS INVESTIMENTOS - US\$ MILHÕES											
GERAÇÃO											
PROGRAMA EM ANDAMENTO	2000	2000	2500	2100	1500	1200	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	28	62	119	239	469	651	512
TERMELÉTRICAS	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	3100
TRANSMISSÃO											
PROGRAMA EM ANDAMENTO	1000	1000	1000	1000	1000	480	0	0	0	0	0
ASSOCIADOS ÀS HIDREL. TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASSOCIADOS ÀS HIDREL. TIPO 2	0	0	0	0	19	41	79	158	309	429	338
ASSOCIADOS ÀS TERMELÉTRICAS	0	0	0	40	90	150	160	310	310	310	310
SUBTRANSMISSÃO + DISTRIBUIÇÃO											
	724	755	776	796	818	841	865	890	915	940	1044
TOTAL - US\$ BILHÕES											
	3,7	3,8	4,3	4,3	4,4	4,3	2,8	4,7	5,1	5,4	5,3

MÓDULO DE EXPANSÃO - GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
VALORES VINCULADOS AO MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO											
TARIFA MÉDIA (US\$/MWh)	45	50	61	66	67	68	69	71	72	73	81
CONSUMO TOTAL (TWh)	223	232	239	247	256	266	278	289	302	315	386
PERDAS (%)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11
REQUISITOS TOTAIS (TWh)	253	264	272	280	290	302	314	327	341	354	439
IMPORTAÇÃO (TWh)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
PRODUT. INDEPENDENTES (MWh)	12	13	14	15	16	19	20	23	26	29	61
REQUISITOS PARA DEFINIÇÃO DO PROGRAMA DE OBRAS DO SETOR (TWh)											
	171	181	188	195	204	213	224	234	245	257	306
DISPONIBILIDADES ANTES DA EXPANSÃO (TWh)											
TOTAL	204	204	205	205	211	220	226	229	236	247	299
HIDRELÉTRICAS - E. GARANTIDA	192	192	193	193	198	205	210	213	215	226	279
TERMELÉTRICAS - OP. ECONÔMICA	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
PROGRAMA DE OBRAS EM ANDAMENTO - ACRÉSCIMOS NA ENERGIA DISPONÍVEL (TWh)											
TOTAL	0,0	0,5	0,9	5,9	8,4	6,5	3,0	6,6	0,0	0,0	0,0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0,0	0,0	0,0	4,4	6,6	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TERMELÉTRICAS	0,0	0,0	0,4	1,0	1,3	1,6	0,3	3,9	0,0	0,0	0,0
TERMELÉTRICAS EM CONSTRUÇÃO (MW)											
	0	0	0	400	500	600	100	1500	0	0	0
BALANÇO ANTES DO PROG. PROPOSTO (TWh)											
	33	23	17	16	16	13	5	1	-10	-10	-9
PROGRAMA PROPOSTO - NÚMERO DE UNIDADES											
TERMELÉTRICAS - 100MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1 - 300MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2 - 500MW	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5
BALANÇO FINAL											
PROGRAMA DE EXPANS. (TWh)	0,0	0,5	0,9	5,9	8,4	6,5	3,0	6,6	11,0	11,0	11,0
DISPONIBILIDADE TOTAL (TWh)	204	205	205	211	220	226	229	236	247	258	310
BALANÇO (TWh)	33	23	17	16	16	13	5	1	1	1	2
POTÊNCIA INSTALADA NA EXPANSÃO (MW)											
TÉRMICAS	0	0	0	400	500	600	100	1500	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500
EXPANSÃO - VALORES ACUMULADOS (MW)											
TOTAL	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	8100	13100	37100
TERMELÉTRICAS	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	3100
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	5000	17000
HIDRELÉTRICAS - TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	5000	17000
CUSTO UNITÁRIO DAS HIDRELÉTRICAS - US\$/kW											
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	900	900	900	900	900	900	900	900	965	1030	1342
GERAÇÃO TÉRMICA TOTAL (TWh)											
	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
CÁLCULO DOS INVESTIMENTOS - US\$ MILHÕES											
GERAÇÃO											
PROGRAMA EM ANDAMENTO	2000	2000	2500	2100	1500	1200	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRELÉTRICAS TIPO 2	0	48	124	253	510	1025	1559	2132	2460	2646	1746
TERMELÉTRICAS	0	0	0	400	900	1500	1600	3100	3100	3100	3100
TRANSMISSÃO											
PROGRAMA EM ANDAMENTO	1000	1000	1000	1000	1000	480	0	0	0	0	0
ASSOCIADOS ÀS HIDREL. TIPO 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ASSOCIADOS ÀS HIDREL. TIPO 2	0	32	82	167	337	677	1029	1407	1623	1746	1152
ASSOCIADOS ÀS TERMELÉTRICAS	0	0	0	40	90	150	160	310	310	310	310
SUBTRANSMISSÃO + DISTRIBUIÇÃO											
	724	757	782	807	838	872	908	946	985	1025	1217
TOTAL - US\$ BILHÕES											
	3,7	3,8	4,5	4,8	5,2	5,9	5,3	7,9	8,5	8,8	7,5

ANEXO IV

MÓDULO ECONÔMICO-FINANCEIRO

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO 1

VALORES MONETÁRIOS EXPRESSOS EM US\$ DE 88
PARÂMETROS DE CONJUNTURA:

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
TAXA INTERNA DE JUROS(%)	12%	12%	14%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
TAXA EXTERNA DE JUROS(%)	8%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
VARIÁVEIS MACROECONÔMICAS (VALORES EM BILHÕES DE US\$)											
PRODUTO INTERNO BRUTO	325	340	355	371	388	405	423	442	462	483	602
PRODUTO AGROPECUÁRIO	35	36	37	38	39	41	42	43	44	46	53
PRODUTO INDUSTRIAL	120	121	128	135	143	150	158	166	173	181	216
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS	170	182	190	198	206	214	223	234	245	256	333
TAXAS DE CRESCIMENTO											
PRODUTO INTERNO BRUTO	-	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
PRODUTO AGRÍCOLA	-	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
PRODUTO INDUSTRIAL	-	0,8%	5,6%	5,6%	5,6%	5,4%	5,1%	4,9%	4,6%	4,4%	3,1%
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS	-	7,3%	4,1%	4,0%	4,0%	4,2%	4,4%	4,5%	4,7%	4,9%	5,7%

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA(TWh)

INDÚST. GRANDES CONS. DE E. E.	56,7	58,0	59,3	60,6	62,0	63,5	65,0	66,6	68,2	69,8	77,0
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	58,7	61,6	63,0	64,4	67,1	70,5	74,3	78,5	82,8	87,3	109,1
SERVIÇO	44,9	47,0	49,0	51,0	53,2	55,6	58,3	61,2	64,4	68,0	92,3
RESIDENCIAL	48,6	52,2	54,8	57,5	60,2	62,9	65,7	68,5	71,5	74,8	93,3
AGROPECUÁRIO	13,0	13,4	14,0	14,6	15,3	16,2	17,1	18,2	19,4	20,7	30,5
MERCADO TOTAL	223,0	232,2	240,0	246,1	257,6	268,7	280,4	292,9	306,3	320,6	402,1

TARIFA (US\$/MWh)

INDÚST. GRANDES CONS. DE E. E.	21	25	28	28	28	28	28	28	29	29	30
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	40	45	52	56	56	56	57	58	58	59	62
SERVIÇO	68	75	86	94	94	95	96	97	98	99	104
RESIDENCIAL	60	65	68	62	67	68	69	100	101	102	107
RURAL	30	33	44	46	48	49	49	50	50	51	53
TARIFA MÉDIA	45	50	61	65	66	67	68	69	69	70	75

RECEITA DE FORNECIMENTO:

(BIL US\$)	10,0	11,6	14,5	16,0	17,0	18,0	19,0	20,1	21,2	22,5	30,3
------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

INVEST. DO SETOR (BIL US\$)	3,8	3,9	4,6	5,0	5,7	6,6	6,2	8,9	9,7	10,5	12,2
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------

DESPESA DO SERVIÇO

ATIVO PERMANENTE (BIL US\$)	100,0	101,0	102,7	104,7	107,4	110,9	113,9	119,5	125,7	132,6	170,3
DEPRECIAÇÃO E AMORTIZAÇÃO (%)	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
DEPREC. E AMORT.(BIL US\$)	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8	4,9

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

IMPORTAÇÃO (TWh)	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
TARIFA DE IMPORTAÇÃO (US\$/MWh)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
IMPORTAÇÃO (BIL US\$)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO I

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

PRODUT. INDEPENDENTES (MWh)	12,0	12,6	13,8	14,8	16,3	18,0	20,0	22,2	24,8	27,7	51,8
TARIFA P/ PROD. INDEP. (US\$/MWh)	40	45	52	56	56	56	57	58	58	59	62
COMPRA DE E. E. (BIL. US\$)	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	3,2

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

GERAÇÃO TÉRMICA (TWh)	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
CUSTO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh)	16	16	16	17	18	19	20	18	16	16	0
GASTOS C/ COMB. (BIL. US\$)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GASTOS COM PESSOAL E OUTROS

EMPREGADOS	190000	193929	197208	200520	204455	208740	213299	218075	223034	228263	255968
(SAL. + ENC./EMPREG. (US\$/ANO)	12000	12058	14000	14057	14135	14203	14271	14340	14408	14478	14829
GASTOS C/ PESSOAL (BIL. US\$)	2,3	2,3	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,6

OUTRAS DESP. (BIL. US\$)	1,8	1,9	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	3,0
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL DESP. SERV. (BIL. US\$)	10,1	10,3	11,3	11,6	11,8	12,3	12,7	13,1	13,6	14,2	17,4
-------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

RÉDITO DO SERV. (BIL. US\$)	-0,2	1,2	3,2	4,4	5,1	5,7	6,3	7,0	7,6	8,3	12,8
-----------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

RES. OPERAC. P/TRIB. (BIL. US\$)	0,0	0,0	1,3	2,4	3,0	3,3	3,7	4,1	4,3	4,4	6,0
----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GERAÇÃO INTERNA DE RECURSOS:

GERAC. INT. DE RECURSOS (BIL. US\$)	3,8	5,1	6,9	7,8	8,5	9,0	9,6	10,4	11,2	12,1	17,3
-------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------

IMPOSTOS E TAXAS (BIL. US\$)	0,0	0,0	0,3	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1	1,5
------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

REC. DE ITAIPU (BIL. US\$)	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

OUTRAS REC. (BIL. US\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
-------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DEPREC. + AMORT. (BIL. US\$)	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8	4,9
------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

POUPANÇA DAS CONCESSIONÁRIAS

POUPANÇA DO SETOR (BIL. US\$)	0,6	2,9	3,5	4,8	5,4	5,7	6,0	6,4	6,6	6,9	8,9
-------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

JUROS (BIL. US\$)											
DIV. INTERNA	1,2	0,2	0,5	0,7	0,8	1,0	1,3	1,5	2,0	2,6	5,4
DIV. EXTERNA	2,0	1,3	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
TOTAL	3,2	1,5	2,0	2,0	2,1	2,3	2,6	2,8	3,3	3,9	6,8

DIVIDENDOS (BIL. US\$)											
REF. P/ CÁLC. DOS DIVIDENDOS	-2,3	0,7	1,6	2,2	2,5	2,6	2,8	3,0	3,1	3,2	4,0
DIVIDENDOS	0,0	0,2	0,4	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	1,0
IMPOSTOS+TAXAS+DIVIDENDOS	0,0	0,2	0,7	1,2	1,4	1,5	1,6	1,8	1,8	1,9	2,5

VARIAÇÃO DE CAPITAL DE GIRO (BILHÕES DE US\$)											
AUMENTO DE CAP. DE GIRO	0,0	0,6	1,0	0,5	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6

FORMAÇÃO DE RECURSOS PARA INVESTIMENTO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
AMORTIZAÇÃO DAS DÍVIDAS											
PRAZOS PARA AMORTIZAÇÃO DE DÍVIDAS (ANOS)											
DÍVIDA INTERNA	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
DÍVIDA EXTERNA	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
AMORT. DA DÍV. INTERNA (BIL. US\$)	0,2	0,2	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3	1,7	2,2	4,5
AMORT. DA DÍV. EXTERNA (BIL. US\$)	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL (BIL. US\$)	0,8	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	2,3	2,8	5,2

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO I

RECURSOS PARA INVESTIMENTO

GERADOS INTERNAMENTE(BIL US\$)	-0,3	2,0	2,5	3,6	4,0	4,2	4,2	4,5	4,3	4,0	3,7
RECURSOS DE TERCEIROS(BIL US\$)	4,0	1,9	2,2	1,5	1,7	2,4	2,0	4,4	5,4	6,4	8,5
PARTICIP. DE CAPITAL DE RISCO(%)	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
CAPITAL DE RISCO(BIL DE US\$)	0,20	0,09	0,11	0,07	0,08	0,12	0,10	0,22	0,27	0,32	0,43
CAPITAL DE EMPRÉST. (BIL DE US\$)	3,8	1,8	2,1	1,4	1,6	2,3	1,9	4,2	5,1	6,1	8,1
EMPRÉSTIMOS MERC. EXTERNO(%)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%

ENDIVIDAMENTO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
EVOLUÇÃO DO ENDIV (BIL US\$)	18,2	19,9	22,0	23,4	25,0	27,3	29,2	33,4	38,5	44,6	70,7
DÍVIDA INTERNA ANTERIOR(BIL US\$)	2,0	2,0	3,7	5,7	7,0	8,5	10,8	12,6	16,6	21,6	44,6
DÍVIDA EXTERNA ANTERIOR(BIL US\$)	16,0	16,2	16,2	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,8	17,0	17,9
DÍVIDA INTERNA ATUAL(BIL US\$)	2,0	3,7	5,7	7,0	8,5	10,8	12,6	16,6	21,6	27,4	52,4
DÍVIDA EXTERNA ATUAL(BIL US\$)	16,2	16,2	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,8	17,0	17,2	18,3

INDICADORES

DÍVIDA/ATIVO PERMANENTE:	18,2%	19,7%	21,4%	22,3%	23,3%	24,6%	25,6%	27,9%	30,6%	33,7%	41,5%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
ATIVO	100,0	101,6	104,3	106,9	109,8	113,7	117,0	123,0	129,7	137,0	177,4
CAPITAL CIRC. LÍQUIDO	0	0,6	1,6	2,1	2,5	2,8	3,2	3,5	3,9	4,4	7,1
ATIVO PERMANENTE	100,0	101,0	102,7	104,7	107,4	110,9	113,9	119,5	125,7	132,6	170,3
PASSIVO	100,0	101,6	104,3	106,9	109,8	113,7	117,0	123,0	129,7	137,0	177,4
EXIGÍVEL (DÍVIDA TOTAL)	18,0	19,9	21,9	23,3	24,9	27,2	29,1	33,2	38,3	44,4	70,3
. INTERNA	2,0	3,7	5,7	7,0	8,5	10,8	12,6	16,6	21,6	27,4	52,4
. EXTERNA	16,0	16,2	16,2	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,8	17,0	17,9
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	82,0	81,6	82,4	83,5	84,9	86,5	87,9	89,8	91,4	92,6	107,1

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II

VALORES MONETÁRIOS EXPRESSOS EM US\$ DE 88

PARÂMETROS DE CONJUNTURA:

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
TAXA INTERNA DE JUROS(%)	12%	12%	14%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
TAXA EXTERNA DE JUROS(%)	8%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
VARIÁVEIS MACROECONÔMICAS (VALORES EM BILHÕES DE US\$)											
PRODUTO INTERNO BRUTO	325	333	341	350	359	368	377	386	396	406	459
PRODUTO AGROPECUÁRIO	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	49
PRODUTO INDUSTRIAL	120	121	125	129	133	137	140	144	147	150	159
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS	170	176	180	183	187	191	196	201	207	213	251
TAXAS DE CRESCIMENTO											
PRODUTO INTERNO BRUTO	-	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
PRODUTO AGRÍCOLA	-	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
PRODUTO INDUSTRIAL	-	0,8%	3,1%	3,1%	3,1%	2,9%	2,6%	2,4%	2,2%	1,9%	0,7%
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS	-	3,6%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,4%	2,6%	2,7%	2,9%	3,7%

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA(TWh)											
INDÚST. GRANDES CONS. DE E. E.	58,7	57,6	58,5	59,5	60,4	61,4	62,4	63,5	64,5	65,6	69,6
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	58,7	61,6	62,2	62,4	63,5	64,9	66,5	68,2	69,8	71,3	76,1
SERVIÇO	44,9	46,8	48,5	50,1	51,8	53,6	55,5	57,5	59,7	61,9	76,1
RESIDENCIAL	49,6	52,1	54,5	56,9	59,3	61,5	63,8	66,1	68,5	71,1	85,0
AGROPECUÁRIO	13,0	13,4	13,9	14,5	15,2	15,9	16,8	17,7	18,7	19,9	27,8
MERCADO TOTAL	223,0	231,5	237,7	243,4	250,2	257,4	265,1	273,0	281,2	289,8	334,7

TARIFA (US\$/MWh)

INDÚST. GRANDES CONS. DE E. E.	21	25	28	28	28	28	28	28	29	29	30
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	40	45	52	56	56	56	57	58	58	59	62
SERVIÇO	68	75	86	94	94	96	96	97	98	99	104
RESIDENCIAL	60	65	68	92	97	98	99	100	101	102	107
RURAL	30	33	44	46	48	49	49	50	50	51	53
TARIFA MÉDIA	45	50	61	65	66	67	68	69	70	71	76

RECEITA DE FORNECIMENTO: (BIL US\$)	10,0	11,5	14,4	15,7	16,6	17,3	18,0	18,8	19,6	20,4	25,3
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

INVEST. DO SETOR (BIL US\$)	3,7	3,8	4,3	4,3	4,4	4,3	2,8	4,7	5,1	5,4	5,3
DESPESA DO SERVIÇO											
ATIVO PERMANENTE (BIL US\$)	100,0	100,9	102,2	103,6	104,9	106,2	105,9	107,5	109,5	111,8	122,9
DEPRECIÇÃO E AMORTIZAÇÃO (%)	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
DEPREC. E AMORT. (BIL US\$)	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,6

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

IMPORTAÇÃO (TWh)	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
TARIFA DE IMPORTAÇÃO (US\$/MWh)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
IMPORTAÇÃO (BIL US\$)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

PRODUT. INDEPENDENTES (MWh)	12,0	12,6	13,8	14,9	16,4	18,1	20,0	22,3	24,9	27,9	52,4
TARIFA P/ PROD. INDEP. (US\$/MWh)	40	45	52	56	56	56	57	58	58	59	62
COMPRA DE E. E. (BIL. US\$)	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	3,2

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

GERAÇÃO TÉRMICA (TWh)	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
CUSTO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh)	18	16	16	17	18	19	20	18	16	16	0
GASTOS C/ COMB. (BIL. US\$)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GASTOS COM PESSOAL E OUTROS

EMPREGADOS	190000	193647	196246	198600	201352	204270	207298	210396	213543	216835	233124
(SAL + ENC.)/EMPREG. (US\$/ANO)	12000	11827	14000	13798	13599	13403	13210	13019	12831	12646	11760
GASTOS C/PESSOAL (BIL. US\$)	2,3	2,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7

OUTRAS DESP. (BIL. US\$)	1,8	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL DESP. SERV. (BIL. US\$)	10,1	10,3	11,3	11,4	11,6	11,8	11,9	12,1	12,3	12,6	14,2
-------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

RÉDITO DO SERV. (BIL. US\$):	-0,2	1,3	3,2	4,3	5,0	5,5	6,1	6,7	7,2	7,8	11,1
------------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

RES. OPERAC. P/TRIB. (BIL. US\$)	0,0	0,0	1,2	2,4	3,0	3,5	4,0	4,7	5,2	5,8	9,1
----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GERAÇÃO INTERNA DE RECURSOS:

GERAC. INT. DE RECURSOS (BIL. US\$)	3,8	5,2	6,8	7,7	8,3	8,7	9,1	9,6	10,1	10,6	13,4
-------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------

IMPOSTOS E TAXAS (BIL. US\$):	0,0	0,0	0,3	0,6	0,7	0,9	1,0	1,2	1,3	1,5	2,3
-------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

REC. DE ITAIPU (BIL. US\$):	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

OUTRAS REC. (BIL. US\$):	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DEPREC. + AMORT. (BIL. US\$):	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,6
-------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

POUPANÇA DAS CONCESSIONÁRIAS

POUPANÇA DO SETOR (BIL. US\$):	0,6	2,9	3,5	4,8	5,4	5,7	6,1	6,5	6,9	7,3	9,6
--------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

JUROS (BIL. US\$)

DIV. INTERNA	1,2	0,2	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DIV. EXTERNA	2,0	1,3	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL	3,2	1,5	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DIVIDENDOS (BIL. US\$)

REF. P/ CÁLC. DOS DIVIDENDOS:	-2,3	0,7	1,6	2,2	2,5	2,7	3,0	3,3	3,6	3,9	5,5
-------------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DIVIDENDOS	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,4
------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

IMPOSTOS+TAXAS+DIVIDENDOS	0,0	0,2	0,7	1,1	1,4	1,5	1,8	2,0	2,2	2,4	3,7
---------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

VARIAÇÃO DE CAPITAL DE GIRO (BILHÕES DE US\$)

AUMENTO DE CAP. DE GIRO	0,0	0,6	1,0	0,5	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
-------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

FORMAÇÃO DE RECURSOS PARA INVESTIMENTO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

AMORTIZAÇÃO DAS DÍVIDAS

PRazos PARA AMORTIZAÇÃO DE DÍVIDAS (ANOS)

DÍVIDA INTERNA	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
----------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DÍVIDA EXTERNA	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
----------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

AMORT. DA DÍV. INTERNA (BIL. US\$)	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

AMORT. DA DÍV. EXTERNA (BIL. US\$)	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL (BIL. US\$)	0,8	0,8	1,0	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
-------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO II

RECURSOS PARA INVESTIMENTO

GERADOS INTERNAMENTE(BIL US\$)	-0,3	2,1	2,5	3,6	4,1	4,5	4,8	5,2	5,6	6,1	6,4
RECURSOS DE TERCEIROS(BIL US\$)	4,0	1,7	1,8	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PARTICIP. DE CAPITAL DE RISCO(%)	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
CAPITAL DE RISCO(BIL DE US\$)	0,20	0,08	0,09	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITAL DE EMPRÉST.(BIL DE US\$)	3,8	1,6	1,7	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EMPRÉSTIMOS MERC. EXTERNO(%)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%

ENDIVIDAMENTO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
EVOLUÇÃO DO ENDIV (BIL US\$)	18,2	19,7	21,5	22,2	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
DÍVIDA INTERNA ANTERIOR(BIL US\$)	2,0	2,0	3,5	5,2	5,9	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
DÍVIDA EXTERNA ANTERIOR(BIL US\$)	16,0	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
DÍVIDA INTERNA ATUAL(BIL US\$)	2,0	3,5	5,2	5,9	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
DÍVIDA EXTERNA ATUAL(BIL US\$)	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3

INDICADORES

DÍVIDA/ATIVO PERMANENTE:	18,2%	19,6%	21,0%	21,4%	21,3%	21,1%	21,1%	20,8%	20,4%	20,0%	18,2%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
ATIVO	100,0	101,4	103,8	105,6	107,2	108,7	108,7	110,6	112,9	115,4	128,3
CAPITAL CIRC. LÍQUIDO	0	0,6	1,6	2,0	2,3	2,6	2,8	3,1	3,4	3,7	5,4
ATIVO PERMANENTE	100,0	100,9	102,2	103,6	104,9	106,2	105,9	107,5	109,5	111,8	122,9
PASSIVO	100,0	101,4	103,8	105,6	107,2	108,7	108,7	110,6	112,9	115,4	128,3
EXIGÍVEL (DÍVIDA TOTAL)	18,0	19,7	21,4	22,1	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
INTERNA	2,0	3,5	5,2	5,9	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
EXTERNA	16,0	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	82,0	81,7	82,4	83,5	84,9	86,3	86,3	88,2	90,5	93,0	105,9

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III

VALORES MONETÁRIOS EXPRESSOS EM US\$ DE 98
PARÂMETROS DE CONJUNTURA:

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
TAXA INTERNA DE JUROS(%)	12%	12%	14%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
TAXA EXTERNA DE JUROS(%)	8%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE PREVISÃO DE MERCADO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

VARIÁVEIS MACROECONÔMICAS (VALORES EM BILHÕES DE US\$)

PRODUTO INTERNO BRUTO	325	340	355	371	388	405	423	442	462	483	602
PRODUTO AGROPECUÁRIO	35	36	37	38	39	41	42	43	44	46	53
PRODUTO INDUSTRIAL	120	121	128	135	143	150	158	166	173	181	216
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS	170	182	190	198	206	214	223	234	245	256	333
TAXAS DE CRESCIMENTO											
PRODUTO INTERNO BRUTO	-	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
PRODUTO AGRÍCOLA	-	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
PRODUTO INDUSTRIAL	-	0,9%	5,6%	5,6%	5,6%	5,4%	5,1%	4,9%	4,6%	4,4%	3,1%
PRODUTO DO SETOR SERVIÇOS	-	7,3%	4,1%	4,0%	4,0%	4,2%	4,4%	4,5%	4,7%	4,9%	5,7%

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA(TWh)

INDÚST. GRANDES CONS. DE E. E	58,7	58,0	59,3	60,6	62,0	63,5	65,0	66,6	68,2	69,8	77,0
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	58,7	61,6	62,3	63,3	65,7	68,7	72,1	75,6	79,3	83,1	100,6
SERVIÇO	44,9	47,0	48,9	50,8	52,9	55,2	57,7	60,4	63,4	66,7	88,7
RESIDENCIAL	49,6	52,2	54,8	57,5	60,2	62,9	65,7	68,5	71,5	74,8	93,3
AGROPECUÁRIO	13,0	13,4	14,0	14,6	15,3	16,2	17,1	18,2	19,4	20,7	30,5
MERCADO TOTAL	223,0	232,2	239,3	246,8	256,2	266,5	277,5	289,3	301,8	315,2	390,1

TARIFA (US\$/MWh)

INDÚST. GRANDES CONS. DE E. E	21	25	29	29	29	29	30	31	31	32	35
DEMAIS SEGMENTOS INDUSTRIAIS	40	45	54	58	58	59	61	62	63	64	71
SERVIÇO	68	75	90	98	98	100	102	104	106	108	120
RESIDENCIAL	60	65	91	96	100	101	102	103	104	105	111
RURAL	30	33	46	48	50	51	51	52	52	53	55

TARIFA MÉDIA	45	50	61	66	67	68	69	71	72	73	81
--------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

RECEITA DE FORNECIMENTO:
(BIL US\$)

	10,0	11,6	14,7	16,2	17,1	18,1	19,2	20,4	21,7	23,1	31,7
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

INVEST. DO SETOR (BIL US\$)	3,7	3,8	4,5	4,8	5,2	5,9	5,3	7,9	8,5	8,8	7,5
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DESPESA DO SERVIÇO

ATIVO PERMANENTE (BIL US\$)	100,0	100,9	102,5	104,3	106,4	109,3	111,3	116,0	121,1	126,4	149,1
DEPRECIÇÃO E AMORTIZAÇÃO (%)	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
DEPREC. E AMORT.(BIL US\$)	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,4	3,5	3,7	4,3

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

IMPORTAÇÃO (TWh):	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
TARIFA DE IMPORTAÇÃO (US\$/MWh):	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
IMPORTAÇÃO (BIL US\$)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

PRODUT. INDEPENDENTES (MWh)	12,0	12,6	13,8	14,9	16,5	18,3	20,4	22,8	25,8	29,2	60,9
TARIFA P/ PROD. INDEP. (US\$/MWh)	40	45	54	58	58	59	61	62	63	64	71
COMPRA DE E. E. (BIL US\$)	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,6	1,9	4,3

DADOS VINCULADOS AO MÓDULO DE EXPANSÃO: GERAÇÃO - TRANSMISSÃO - DISTRIBUIÇÃO

GERAÇÃO TÉRMICA(TWh)	12	12	12	12	13	15	16	17	21	21	21
CUSTO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh)	16	16	16	17	18	19	20	18	16	16	0
GASTOS C/ COMB.(BIL US\$)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GASTOS COM PESSOAL E OUTROS

EMPREGADOS	190000	193929	196901	200004	203782	207869	212192	216702	221365	226274	252030
(SAL + ENC.)/EMPREG. (US\$/ANO)	12000	12058	14000	14067	14135	14203	14271	14340	14408	14478	14829
GASTOS C/PESSOAL (BIL US\$)	2,3	2,3	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,7

OUTRAS DESP.(BIL US\$)	1,8	1,9	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	3,0
------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL DESP. SERV.(BIL US\$)	10,1	10,3	11,3	11,6	11,9	12,3	12,7	13,1	13,7	14,2	17,8
-----------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

RÉDITO DO SERV. (BIL US\$):	-0,2	1,2	3,4	4,5	5,2	5,8	6,5	7,3	8,1	8,9	13,9
-----------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

RES. OPERAC. P/TRIB. (BIL US\$)	0,0	0,0	1,4	2,6	3,1	3,6	4,2	4,9	5,3	5,8	10,1
---------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

GERAÇÃO INTERNA DE RECURSOS:

GERAC INT. DE RECURSOS (BIL US\$)	3,8	5,1	7,0	7,9	8,5	9,1	9,7	10,5	11,2	12,1	16,7
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------

IMPOSTOS E TAXAS (BIL US\$):	0,0	0,0	0,3	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,5	2,5
------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

REC DE ITAIPU (BIL US\$):	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
---------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

OUTRAS REC (BIL US\$):	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DEPREC. + AMORT. (BIL US\$):	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,4	3,5	3,7	4,3
------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

POUPANÇA DAS CONCESSIONÁRIAS

POUPANÇA DO SETOR (BIL US\$):	0,6	2,9	3,5	4,9	5,4	5,8	6,2	6,7	7,1	7,5	10,7
-------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

JUROS (BIL US\$)											
------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

DIV INTERNA	1,2	0,2	0,5	0,7	0,8	0,9	1,1	1,1	1,4	1,8	2,4
-------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DIV EXTERNA	2,0	1,3	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
-------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL	3,2	1,5	2,0	2,0	2,1	2,2	2,4	2,4	2,7	3,1	3,7
-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DIVIDENDOS (BIL US\$)											
-----------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

REF. P/ CÁLC. DOS DIVIDENDOS:	-2,3	0,7	1,7	2,3	2,5	2,8	3,1	3,4	3,6	3,9	6,1
-------------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

DIVIDENDOS	0,0	0,2	0,4	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,5
------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

IMPOSTOS+TAXAS+DIVIDENDOS	0,0	0,2	0,8	1,2	1,4	1,6	1,8	2,1	2,2	2,4	4,1
---------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

VARIAÇÃO DE CAPITAL DE GIRO (BILHÕES DE US\$)											
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

AUMENTO DE CAP. DE GIRO	0,0	0,6	1,1	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7
-------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

FORMAÇÃO DE RECURSOS PARA INVESTIMENTO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

AMORTIZAÇÃO DAS DÍVIDAS											
-------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

PRAZOS PARA AMORTIZAÇÃO DE DÍVIDAS (ANOS)											
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

DÍVIDA INTERNA	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
----------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

DÍVIDA EXTERNA	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
----------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

AMORT. DA DÍV. INTERNA (BIL US\$)	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,2	1,5	2,0
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

AMORT. DA DÍV. EXTERNA (BIL US\$)	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TOTAL (BIL US\$)	0,8	0,8	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8	2,1	2,7
------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

MODELO DE SIMULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO
ALTERNATIVA DE CENÁRIO III

RECURSOS PARA INVESTIMENTO

GERADOS INTERNAMENTE(BIL US\$)	-0,3	2,0	2,5	3,7	4,1	4,4	4,6	5,1	5,3	5,4	8,1
RECURSOS DE TERCEIROS(BIL US\$)	4,0	1,8	2,0	1,1	1,0	1,5	0,6	2,8	3,2	3,4	0,0
PARTICIP. DE CAPITAL DE RISCO(%):	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
CAPITAL DE RISCO(BIL DE US\$)	0,20	0,09	0,10	0,06	0,05	0,07	0,03	0,14	0,16	0,17	0,00
CAPITAL DE EMPRÉST.(BIL DE US\$)	3,8	1,7	1,9	1,1	1,0	1,4	0,6	2,6	3,0	3,3	0,0
EMPRÉSTIMOS MERC. EXTERNO(%):	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%

ENDIVIDAMENTO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
EVOLUÇÃO DO ENDIV (BIL US\$)	18,2	19,9	21,8	22,8	23,8	25,2	25,8	28,4	31,5	34,7	36,7
DÍVIDA INTERNA ANTERIOR(BIL US\$)	2,0	2,0	3,6	5,5	6,5	7,4	8,8	9,4	11,9	14,8	19,9
DÍVIDA EXTERNA ANTERIOR(BIL US\$)	16,0	16,2	16,2	16,3	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,7	16,9
DÍVIDA INTERNA ATUAL(BIL US\$)	2,0	3,6	5,5	6,5	7,4	8,8	9,4	11,9	14,8	17,9	19,9
DÍVIDA EXTERNA ATUAL(BIL US\$)	16,2	16,2	16,3	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,7	16,8	16,9

INDICADORES

DÍVIDA/ATIVO PERMANENTE:	18,2%	19,7%	21,2%	21,9%	22,4%	23,1%	23,2%	24,5%	26,0%	27,5%	24,6%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005
ATIVO	100,0	101,5	104,1	106,5	108,9	112,1	114,6	119,7	125,2	131,1	156,8
CAPITAL CIRC. LÍQUIDO	0	0,6	1,6	2,2	2,5	2,9	3,2	3,7	4,1	4,6	7,6
ATIVO PERMANENTE	100,0	100,9	102,5	104,3	106,4	109,3	111,3	116,0	121,1	126,4	149,1
PASSIVO	100,0	101,5	104,1	106,5	108,9	112,1	114,6	119,7	125,2	131,1	156,8
EXIGÍVEL (DÍVIDA TOTAL)	18,0	19,9	21,7	22,8	23,8	25,2	25,8	28,3	31,4	34,6	36,7
INTERNA	2,0	3,6	5,5	6,5	7,4	8,8	9,4	11,9	14,8	17,9	19,9
EXTERNA	16,0	16,2	16,2	16,3	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,7	16,9
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	82,0	81,6	82,5	83,7	85,2	86,9	88,8	91,4	93,9	96,5	120,0