



UM MODELO PARA ESTIMAR O CUSTO ECONÔMICO DO DÉFICIT DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO ANÁLISE INSUMO-PRODUTO

Paulo Sérgio Vasconcelos

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Rio de Janeiro
Setembro de 2014

UM MODELO PARA ESTIMAR O CUSTO ECONÔMICO DO DÉFICIT DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO ANÁLISE INSUMO-PRODUTO

Paulo Sérgio Vasconcelos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Prof. Carmen Lúcia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.

Prof. Maria Elvira Piñeiro Maceira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2014

Vasconcelos, Paulo Sérgio

Um Modelo para Estimar o Custo Econômico do Déficit de Energia Elétrica no Brasil Utilizando Análise Insumo-Produto / Paulo Sérgio Vasconcelos – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XIV, 91 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Tese (doutorado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 70-79

1. Custo Marginal do Déficit. 2. Matriz Insumo-Produto. 3. Sistema Hidrotérmico Brasileiro. 4. Racionamento de Energia Elétrica. I. Carpio, Lucio Guido Tapia. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III.

Dedico esta tese
à minha esposa, Diva;
à nossa filha, Priscila;
aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

A Diva Laura Alves Vasconcelos minha esposa, agradeço pelo amor, carinho, apoio, pela motivação de sempre e por incentivar e compreender os momentos de dedicação durante todo o curso de doutorado.

Ao Professor Lucio Guido Tapia Carpio pela excelente orientação, incentivo, colaboração e presteza no auxílio às atividades e discussões positivas e construtivas durante o curso de doutorado e na elaboração desta tese.

Ao Professor Luiz Fernando Legey pelos bons ensinamentos e incentivo ao longo de todo curso de doutorado.

As Professoras Carmen Lúcia Tancredo Borges, Laura Silvia Bahiense da Silva Leite e Maria Elvira Piñeiro Maceira pelas participações na Banca de Defesa da Tese.

Aos Professores José Roberto Ribas, Regis da Rocha Motta e Rosemarie Broker Bone pelo apoio e incentivo.

Aos Professores José Geraldo Pereira Barbosa, Jorge Augusto de Sá Brito e Freitas, Isabel de Sá Affonso da Costa e Paulo Roberto da Costa Vieira, pelo incentivo à pesquisa.

Ao Professor Márcio de Souza S. Almeida e Mauro Kahn de Aragão, pelo incentivo ao desenvolvimento acadêmico.

Aos funcionários da secretária do PPE/COPPE/UFRJ; Sandra Bernardo dos Reis, Paulo Roberto Pires Feijó e Fernando Moreno, pelo suporte nas diversas etapas do curso de doutorado.

Aos professores, pesquisadores, colaboradores, funcionários e discentes do Programa de Planejamento Energético – PPE, pelo proveitoso convívio nestes anos.

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

UM MODELO PARA ESTIMAR O CUSTO ECONÔMICO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO ANÁLISE INSUMO-PRODUTO

Paulo Sérgio Vasconcelos

Setembro/2014

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

A presente tese propõe uma metodologia para avaliar o custo marginal do déficit de energia elétrica com base na Análise Insumo Produto. É modelada uma curva de déficit que não é limitada a quatro patamares, como é a curva de déficit atualmente usada no sistema elétrico brasileiro. O estudo de caso foi desenvolvido com a simulação de racionamentos percentuais unitários no fornecimento de energia elétrica, aplicados a cada um dos doze setores produtivos da matriz insumo-produto brasileira de 2012. Devido a não divulgação da matriz insumo-produto oficial de 2012 pelo IBGE, foi utilizada uma estimativa desenvolvida com o uso do modelo RAS. É analisado o racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001/2002 e é apresentado um paralelo entre o cenário da época do racionamento e o cenário de 2013/2014. Apesar de, em ambos os casos, ter havido deplecionamento dos reservatórios das hidrelétricas das regiões sudeste e centro-oeste, na situação atual foi possível contar com maior geração das termelétricas e com melhor infraestrutura da rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional. Concluímos que a metodologia proposta nesta tese pode ser aplicada para modelar periodicamente a curva de déficit, substituindo a curva de déficit atual definida com apenas quatro patamares.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

A MODEL FOR ESTIMATION OF THE DEFICIT ECONOMIC COST OF ELECTRIC ENERGY IN BRAZIL USING INPUT-OUTPUT ANALISYS

Paulo Sérgio Vasconcelos

September/2014

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

This thesis proposes a methodology based on the input-output analysis for evaluating the marginal cost of electric energy deficit, a curve without any deficit levels restriction. The model currently used in Brazil has a limited deficit curve to four levels. The case study was developed simulating specific restrictions in the supply of electric energy applied to productive sectors of the 2012 input-output matrix. Due to non-disclosure of official 2012 input-output matrix by IBGE, an estimative was developed by using the RAS method. The rationing of electric energy occurred in Brazil in 2001/2002 period is revisited. A comparison of 2001/2002 and 2013/2014 electric energy scenarios is presented. Although, in both scenarios, the Southeast and Center-West hydroelectric plant reservoirs were empty, in the current situation it was possible to count on greater generation of thermal power plants and with better network infrastructure of the national interconnected system. The conclusion, based on the obtained results, is that the methodology proposed in this thesis could assist in defining strategic actions for electric energy policies in Brazil.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo da tese	4
1.2 Justificativa da Tese.....	5
1.3 Estrutura da Tese	6
2. O SETOR ELÉTRICO.....	8
2.1 Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).....	9
2.1.1 Sistema Interligado Nacional.....	11
2.1.2 O planejamento da operação do sistema hidrotérmico	14
2.1.3 A otimização energética do SIN e os modelos energéticos	14
2.2 O risco de déficit de energia elétrica no Brasil	18
3. CUSTO ECONÔMICO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA	22
3.1 Estado da arte.....	23
3.2 Relatórios da ELETROBRAS sobre o Custo Social do Déficit	28
3.3 Resolução e Notas Técnicas sobre o custo marginal do déficit.....	34
4. RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	37
4.1 O racionamento de energia elétrica no Brasil.....	37
4.1.1 O racionamento de 1987 no Nordeste.....	38
4.1.2 O racionamento nacional de 2001-2002	39
4.1.3 A situação dos reservatórios em 2013/2014 no Brasil.....	41
4.2 O racionamento de 2000-2001 na Califórnia.....	44
5. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA NESTA TESE.....	46

5.1 Fundamentos da metodologia proposta	46
5.2 Descrição do modelo proposto para cálculo do Custo Marginal do Déficit	49
6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA - ESTUDO DE CASO PARA O BRASIL	53
6.1 Aplicação da Metodologia com dados de 2012	53
6.2 Análise dos resultados	63
6.3 Comparação dos resultados obtidos na presente tese com a curva oficial de 4 patamares	64
7. CONCLUSÕES	68
REFERÊNCIAS.....	70
APÊNDICE.....	80
1. O método RAS.....	80
2. Estimativa da Matriz Insumo-Produto 2012.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Energia armazenada nos reservatórios regionais.	40
Figura 2. Gráficos comparativos da energia armazenada.....	43
Figura 3. CMgD Brasil (R\$) 2012 com variação do déficit entre 2% e 30%.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Valor do CMgD praticado em alguns países.	25
Tabela 2. Déficit em patamares.	25
Tabela 3. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica para 2012 em Reais.	26
Tabela 4. Déficit por setor.	32
Tabela 5. Custo do déficit em patamares.	32
Tabela 6. Matriz insumo-produto com 4 setores produtivos	47
Tabela 7. Coeficientes técnicos multiplicados pela redução percentual.	48
Tabela 8. Matriz insumo-produto estimada para 2012.	54
Tabela 9. Tarifa média (R\$/MWh) por setor produtivo para 2012.	55
Tabela 10. Matriz de Coeficientes Técnicos.	56
Tabela 11. Matriz de Coeficientes de Interdependência.	56
Tabela 12. Coeficientes técnicos reduzidos (10%) do PIB.	57
Tabela 13. Vetor de Redutores (considerando 10%).	57
Tabela 14. Matriz de coeficientes Técnicos Reduzidos (considerando 10%).	58
Tabela 15. Produção Reduzida: Matriz insumo-produto 12 Setores de 2012 (10%).	59
Tabela 16. Oferta de eletricidade em MWh aos setores produtivos antes da redução	60
Tabela 17. Oferta de eletricidade em MWh aos setores produtivos após redução	60
Tabela 18. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica (R\$)	60
Tabela 19. CMgD Setorial e Total Brasil 2012 (R\$).	62
Tabela 20. CMgD Brasil para 4 patamares (em R\$)	65
Tabela 21. Comparação do CMgD 2012 (em R\$): Oficial x Médio Calculado.	66

LISTA DE TABELAS DO APÊNDICE

Tabela A1. Resultados trimestrais de 2012	85
Tabela A2. Matriz insumo-produto 2009	86
Tabela A3. Matriz insumo-produto estimada para 2012	91

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CESP	Companhia de Eletricidade de São Paulo
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHESF	Companhia de Eletricidade do Rio São Francisco
CIDE	Custo Implícito do Déficit de Energia
CME	Custo Marginal de Expansão
CMgD	Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade da Bahia
	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e
CPAMP	Programas Computacionais do Setor Elétrico
CS	Contabilidade Social
CVAR	Valor condicionado a um dado Risco
CVU	Custo Variável Unitário
ELETOBRAS	Empresa Elétrica Brasileira S/A
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S/A

GTSCD	Grupo de Trabalho do Custo Social do Déficit
GWh	Gigawatt hora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna
KWh	Quilowatt hora
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MIP	Matriz Insumo-Produto ou Modelo Insumo-Produto
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Megawatt hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PDG	Plano Decenal de Geração de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação de Diferença
PMO	Programa Mensal de Operação
RAS	Método para atualização de matrizes insumo-produto
SAR	Superfície de Aversão a Risco
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNC	Sistema de Contas Nacionais
SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
TCU	Tribunal de Contas da União
TWh	Terawatt hora
UEE	Usina Eólica
UHE	Usina Hidrelétrica
UNE	Usina Nuclear
UTE	Usina Termelétrica
VAB	Valor Adicionado Bruto
VAPB	Valor Adicionado a Preços Básicos

1. INTRODUÇÃO

Localizadas nas cinco regiões geográficas do Brasil, as bacias hidrográficas têm diferentes regimes de chuvas, topologia variada e estão sujeitas a diferentes condições macro climáticas. Além do fornecimento da água para geração das hidrelétricas, as bacias hidrográficas atendem também às demandas de água para uso social, agropecuário e industrial.

O aumento de exigências da sociedade contemporânea para preservar o meio ambiente, aliado aos diferentes usos da água, traz novos e crescentes desafios para a indústria da eletricidade. MARENGO, NOBRE *et al* (2008) demonstram que o impacto das mudanças climáticas sobre os recursos hídricos poderão exacerbar e acentuar problemas de escassez hídrica. Como consequência, as mudanças climáticas têm seu impacto na redução do volume de água que alimentam os reservatórios das usinas hidrelétricas. Ao mesmo tempo a demanda de energia elétrica vem crescendo, tanto pelos diversos setores produtivos, como pelas famílias.

Devido à diversidade climática e social, é necessário otimizar a produção de energia elétrica, realizando intercâmbios de energia entre as regiões cujos reservatórios hídricos das hidrelétricas se encontrem mais cheios para as regiões onde os reservatórios estejam com níveis de água mais baixos. O Operador Nacional do Sistema Elétrico gerencia esses intercâmbios no Sistema Interligado Nacional, que é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, abrangendo as cinco regiões geográficas brasileiras.

As usinas termelétricas são utilizadas como geradoras complementares às usinas hidrelétricas. Um extenso sistema de transmissão conecta as usinas dos diferentes subsistemas aos centros consumidores. O Sistema Interligado Nacional do Brasil tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial (SPERLING, 2012; ONS, 2013). A extensão do SIN já ultrapassa os 110 mil quilômetros de linhas de transmissão (EPE, 2013).

A grande maioria dos países, inclusive o Brasil, tem no desenvolvimento econômico e no crescimento populacional a dependência crescente e constante de uso da energia elétrica, o que leva, necessariamente, à construção de novas usinas geradoras de energia elétrica.

Busca-se, assim, o uso de fontes de energia elétrica alternativas não poluidoras, com novas fontes de geração elétrica sendo incorporadas à matriz energética, tais como a energia eólica e a energia solar fotovoltaica, ainda produzindo em escala reduzida no Brasil - porém crescente. A integração de novas fontes de geração elétrica com a geração hidrelétrica e a geração termelétrica traz grandes benefícios, mas introduz novos desafios no processo de gerenciamento de um sistema interligado de energia elétrica.

Restrições tecnológicas ainda não superadas impedem o armazenamento¹ em grande quantidade da energia elétrica gerada em cada período. Por isso é necessário gerar, transmitir, distribuir e consumir energia elétrica no período em que foi gerada, equilibrando a oferta e a demanda de energia elétrica a custo compatível. O custo da falta de energia elétrica ao consumidor que pode levar a um racionamento é chamado de custo do déficit de energia elétrica. Este custo precisa ser considerado no mecanismo de planejamento da expansão e da operação do sistema, o que influencia na formação do preço a ser praticado no mercado de curto prazo de eletricidade. O custo marginal do déficit de energia elétrica é o custo por unidade do déficit.

Denominamos déficit de energia elétrica à ocorrência de descontinuidade, bem como a existência de restrições que impactam negativamente no fornecimento de energia elétrica ao atendimento à demanda, durante um período médio ou longo. Geralmente é previsível e possível avisar antecipadamente ao consumidor - o déficit de energia elétrica é originado por fatores tais como a falta de investimento no setor elétrico em tempo hábil, e/ou a ocorrência de baixas afluências hídricas nos reservatórios das hidrelétricas em períodos longos. O déficit de energia elétrica é objeto de estudo da presente tese.

Existe outro tipo de déficit, não incluído no escopo desta tese, que é o déficit de potência (interrupção no fornecimento de energia elétrica que ocorre durante períodos curtos). O déficit de potência não é previsível - ou seja, pode acontecer a qualquer

¹ Os reservatórios armazenam água e não energia elétrica.

momento - e em geral sem possibilidade de aviso prévio ao consumidor. Pode ser originado pela falha de equipamentos, quer seja na geração, transmissão ou distribuição da energia.

No Brasil, a apuração do custo do déficit de energia elétrica tornou-se um grande desafio. Na segunda metade da década de 1980 a ELETROBRAS (1986) recebeu a missão do governo federal de definir uma forma de cálculo do custo marginal do déficit de energia elétrica a ser utilizado como dado de entrada pelos modelos de planejamento e da formação do preço de energia elétrica. A ELETROBRAS (1986, 1988) apresentou, como resultado desse trabalho, uma curva de custo marginal do déficit de energia elétrica em quatro patamares, fazendo uso de matrizes insumo-produto. Para corrigir a defasagem de tempo, o Departamento de Estudos Energéticos – DPE das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRAS e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, por intermédio do projeto CEDEF – Custo Explícito do Déficit, em 1997, atualizaram a curva de custos de déficit para valores de 1996, considerando, para isso, a variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB (ANEEL, 2003b). Essa curva continua sendo utilizada, com seu valor recebendo atualizações monetárias anuais.

Como veremos nos próximos capítulos, diversos trabalhos no Brasil e no exterior estudam o custo do déficit de potência ou interrupção, mas a literatura referente ao custo do déficit de energia elétrica ainda é escassa.

A ocorrência de racionamento de energia elétrica tem forte impacto negativo sobre a economia do país, reduzindo a produção, aumentando os custos das indústrias e, conseqüentemente, gerando alterações no Produto Interno Bruto (PIB). A correlação entre consumo de energia elétrica e o PIB, que implica em uma correspondência entre déficit de energia elétrica e os resultados econômicos, levou-nos a buscar uma nova forma de medir as conseqüências de um déficit de energia elétrica sobre o PIB.

Para isso, precisamos calcular o comportamento do valor do custo marginal do déficit como a conseqüência do não atendimento à demanda (déficit) de energia elétrica dos setores produtivos da economia. Definimos estes déficits como percentuais unitários de possíveis racionamentos, que são utilizados como entrada do modelo proposto nesta tese para medir o impacto sobre o PIB e assim definir o custo marginal do déficit de energia elétrica para cada um dos setores produtivos da economia.

No estudo de caso, com a demonstração do modelo proposto, o déficit é definido como percentuais de racionamento de energia elétrica aos setores produtivos, variando em base unitária uniforme crescente até 30%. Entretanto, como é um dado de entrada, nada impede que diferentes percentuais possam ser aplicados de forma específica para cada um dos setores da economia, dependendo do impacto do racionamento de cada setor no PIB. O modelo proposto utiliza informações de duas fontes externas referentes ao mesmo período examinado: a Matriz Insumo-Produto fornecida pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e as tarifas de energia elétrica, fornecidas pela Empresa de Planejamento Energético (EPE).

1.1 Objetivo da tese

A presente tese tem o objetivo de apresentar uma nova metodologia para estimar o custo marginal do déficit de energia elétrica no Brasil, utilizando dados de matriz insumo-produto e definindo uma curva de déficit que não é restrita a quatro patamares, como acontece com a curva usada atualmente pelos modelos de planejamento do setor elétrico.

O estudo do custo marginal do déficit da energia elétrica pode ser feito através da análise dos impactos econômicos causados pelo racionamento de energia elétrica, considerando duas abordagens:

- (i) Sem levar em consideração os diferentes setores da economia, com diversas formas de cálculo, como o uso de regressão econométrica, séries temporais, entre outras;
- (ii) De forma mais abrangente e detalhada, através do uso de matriz insumo-produto que considera o déficit por setores produtivos bem como o déficit agregado para toda a economia do país, como é utilizada nesta tese.

Os objetivos específicos desta tese são os seguintes:

- 1) Estudo da metodologia atualmente adotada para o cálculo do custo do déficit de energia elétrica;
- 2) Apresentação do modelo proposto nesta tese;
- 3) Levantamento e análise econômica da matriz insumo-produto brasileira, considerando uso da energia elétrica como um insumo para os diferentes setores;
- 4) Estudo de caso com o modelo proposto nesta tese.

1.2 Justificativa da Tese

O déficit de energia elétrica deve ser considerado para a regulação eficiente do uso da reserva hídrica, mantendo os níveis dos reservatórios das hidrelétricas balanceados para utilização futura. O comportamento do custo do déficit é inversamente proporcional ao nível dos reservatórios; ou seja, o custo do déficit aumenta à medida que os reservatórios são deplecionados ou quando há futura tendência de baixa afluência hídrica. O custo do déficit também aumenta quando as obras indicadas no planejamento da expansão estão atrasadas. Se o custo do déficit é superestimado, água será poupada desnecessariamente com base em receio de um possível racionamento futuro, o que resulta em maior uso de geração térmica no presente, com o aumento no preço da eletricidade. Por outro lado, no caso do déficit ser subestimado, ocorre um excessivo uso da água armazenada no curto prazo. Caso não ocorram as chuvas previstas para o futuro planejado, será necessário acionar as geradoras termelétricas para atender à demanda futura, o que aumentará o preço da eletricidade no curto prazo e provavelmente levará a uma falta de energia elétrica no futuro e a um possível racionamento (CARPIO, 2014).

Em um sistema hidrotérmico, o custo total esperado de operação a ser minimizado é composto pelo custo operacional de geradoras termelétricas mais o custo do déficit (custo marginal do déficit x déficit)².

² A partir de setembro de 2013, medidas de aversão ao risco foram introduzidas.

O cálculo oficial dos custos marginais do déficit de energia elétrica no Brasil apresenta deficiências e equívocos em sua formulação original. Ditos custos atualmente são definidos pela atualização monetária anual, calculada pelo índice geral de preços (IGP-DI) da Fundação Getúlio Vargas, dos valores apurados nos relatórios dos grupos de trabalho da ELETROBRAS, cuja proposta é heurística, desenvolvidos na década de 1980, e ajustados para 1997 (ANEEL, 2003b). Além do custo marginal do déficit ter sido definido com uma curva de apenas quatro patamares, o que provoca inconsistências e distorções em sua aplicação, pois o aumento de apenas um ponto percentual no limite entre duas faixas ocasiona a mudança de patamar, gerando um aumento significativo no valor do custo marginal do déficit de energia elétrica. Os próprios relatórios da década de 1980, gerados pelos grupos de trabalho, não são claros e transparentes sobre a correta apuração dos valores apresentados. Ainda mais, recomendam que futuros estudos e melhorias sejam realizados, além de sugerir precauções no uso do valor, por eles estimado, para o custo do déficit de energia elétrica.

Assim, avaliar as metodologias existentes e propor uma nova metodologia para análise do custo marginal do déficit da energia elétrica, considerando dados da matriz insumo-produto, torna-se importante para mensurar o impacto esperado de possível racionamento futuro de energia elétrica na economia do país. A metodologia proposta nesta tese, conforme detalhado no capítulo 5, através da matriz insumo-produto, apresenta forma de apuração do custo do déficit de energia elétrica utilizando o conceito análogo de dualidade em programação linear (GOLDBARG & LUNA, 2005). Isto posto, podemos assegurar a relevância da presente pesquisa no planejamento da operação e expansão de sistemas hidrotérmicos, bem como no cálculo dos preços a serem praticados pelo mercado de curto prazo de energia elétrica (PLD) ou preço *spot*.

1.3 Estrutura da Tese

O capítulo 1 iniciou a tese com uma introdução, apresentação dos objetivos da pesquisa e da justificativa da tese.

O capítulo 2 trata do Setor Elétrico, do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), do Sistema Interligado Nacional (SIN), do planejamento da operação do sistema hidrotérmico, da otimização energética do SIN e dos modelos energéticos.

O capítulo 3 trata do custo marginal do déficit de energia elétrica (CMgD), apresenta o “estado da arte” e destaca a metodologia de cálculo em uso no Brasil. São mencionados os dois relatórios da Eletrobrás concluídos nos anos de 1986 e 1988. Também constam deste capítulo as resoluções e notas técnicas sobre o CMgD.

O capítulo 4 trata do racionamento ocorrido no Brasil nos anos de 2001 e 2002, com suas causas, implicações e consequências. O racionamento de 1987 que aconteceu na região nordeste é apresentado com informações registradas a partir da atuação de uma concessionária localizada no estado da Bahia. O cenário elétrico atual no Brasil é comparado com o cenário do racionamento de 2001/2002. Também do capítulo 4 consta o racionamento ocorrido na Califórnia em 2000/2001.

No capítulo 5 é apresentada a proposta elaborada nesta tese, descrevendo a metodologia para modelar a curva do custo marginal de déficit de energia elétrica, com seus fundamentos e descrição detalhada do modelo proposto.

No capítulo 6 é apresentado um estudo de caso com os resultados obtidos, aplicando a metodologia que é proposta no capítulo 5.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões da tese e sugestões para futuras pesquisas.

2. O SETOR ELÉTRICO

Conforme PINTO JR., ALMEIDA, *et al* (2007, pp. 129-133), o Setor Elétrico tem como uma de suas principais características a não estocabilidade do produto eletricidade em grandes volumes³, utilizando tecnologia economicamente viável e a necessidade de atender a demanda de maneira instantânea, criando uma interdependência sistêmica entre a geração e a utilização de energia elétrica. Os processos de geração e consumo de energia elétrica ocorrem de forma simultânea, apesar de não ocorrerem no mesmo espaço físico. A integração espacial entre esses processos é feita mediante os sistemas de transmissão e distribuição (PINTO JR., ALMEIDA *et al*, 2007 pp. 131-133).

A operação em tempo real da rede elétrica visa manter o equilíbrio entre a frequência, a tensão e a estabilidade do sistema de forma que, apesar da ocorrência de congestionamentos da rede e de perdas físicas, o fornecimento e a demanda mantenham-se equilibrados permanentemente em todos os pontos da rede (CHAVES, 2010).

Em países como o Brasil, que tem como base a geração hidrelétrica, fatores que fogem ao controle humano dificultam o planejamento de energia elétrica (D'ARAÚJO, 2009). Entre esses fatores encontram-se a variação da incidência de chuvas, mudanças no clima – como aumento da temperatura e, conseqüentemente, aumento do consumo de eletricidade, e ocorrências de fenômenos naturais que afetem os ciclos hidrológicos (SALATI *et al*, 2007; TUNDISI, 2008; MARENGO, NOBRE *et al*, 2008; VEIGA, 2012).

Novos reservatórios de acumulação e regularização plurianual de água fluvial têm atualmente suas construções limitadas por questões sociais, ambientais, geográficas e econômicas. Em períodos de “estiagem”, devido a que o consumo de energia elétrica não é reduzido, o estoque de água para a geração de eletricidade sofre reduções mais rapidamente. Uma forma de preservar o estoque das reservas hídricas e simultaneamente atender à demanda de energia elétrica é aumentar a participação das usinas termelétricas na geração durante os períodos “secos”.

Segundo a EPE (2013), o sistema hidrotérmico brasileiro gerou 552,5 TWh no ano de 2012, cuja forte predominância da geração hidrelétrica foi responsável por

³ As usinas hidrelétricas estocam água em seus reservatórios. A partir do momento da geração de energia elétrica, esta não pode ser armazenada em grande escala.

aproximadamente 77% do total da energia elétrica gerada. Os 23% complementares da geração total em 2012 foram obtidos pela geração de usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis, nucleares e renováveis (geradoras eólicas e outras). Devido a baixa incidência de chuvas em recentes períodos úmidos, os reservatórios das hidrelétricas de diferentes regiões, principalmente Sudeste/Centro-Oeste, não receberam a devida reposição hídrica. O acionamento por tempo mais longo das termelétricas aumentou a participação destas na geração de energia elétrica. Entretanto, mesmo com capacidade reduzida em períodos secos, a geração hidrelétrica continua sendo a principal fonte de energia elétrica no Brasil.

A predominância da geração através de hidrelétricas no sistema hidrotérmico brasileiro, com os reservatórios de acumulação plurianual e a alta volatilidade das afluências hídricas são fatores que indicam a relevância de uma adequada quantificação do custo da falta de energia elétrica para a sociedade, de forma a regular o uso periódico da água dos reservatórios.

2.1 Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB)

Na maioria dos países industrializados, os setores elétricos foram reestruturados na década de 90 (ROSA, TOLMASQUIM *et al*, 1998). No Brasil ocorreram duas reformas no setor elétrico.

O principal objetivo da primeira reforma (LEI 8631, 1993) foi promover maior participação do capital privado nos investimentos setoriais e introduzir a competição na geração e na comercialização da energia elétrica, que resultou na separação entre o produto (eletricidade) e os serviços de transmissão, distribuição e comercialização. Ficou então caracterizada a existência de um mercado livre no qual o preço da energia elétrica seria determinado pela interação entre a oferta e a demanda (OLIVEIRA, 2008). Segundo GOLDENBERG e PRADO (2003), os objetivos pretendidos pela primeira reforma do setor elétrico brasileiro eram:

- (i) a desverticalização, para separar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;

- (ii) a privatização, para transferir ao setor privado a responsabilidade pelos investimentos, além de prover recursos para o erário público;
- (iii) a competição na geração e comercialização, para estimular aumento de eficiência e redução de preços; e
- (iv) livre acesso às redes de transmissão e distribuição, para permitir competição efetiva na produção e comercialização da energia elétrica.

Entretanto, essa reestruturação não teve sucesso na atração de investimentos privados para a necessária expansão do sistema. A falta de investimento, o crescimento da demanda e o deplecionamento dos reservatórios comprometeram a confiabilidade do sistema e levaram ao racionamento de energia elétrica entre os anos 2001 e 2002 (TOLMASQUIM, OLIVEIRA *et al*, 2002), como veremos no capítulo 4.

Foi então que aconteceu a segunda reforma do setor elétrico brasileiro, quando o marco regulatório do SEB passou por processo de revisão a partir de meados da década de 90 e teve suas bases consolidadas no ano de 2004, pelas leis números 10.847 e 10.848, ambas de 15 de março de 2004, e pelo decreto número 5.163, de 30 de julho de 2004, onde estão estabelecidas as regras que definem o funcionamento do setor elétrico nas atividades típicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (LEI 10847, 2004; LEI 10848, 2004; DECRETO 5163, 2004). Em termos institucionais, a partir das leis e decreto acima citados, o novo modelo definiu a criação da Empresa de Planejamento Energético (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico; do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para dar continuidade às atividades relativas à comercialização de energia elétrica no SIN, que ficava a cargo do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do poder concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema (ONS). Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o

Ambiente de Contratação Regulada (ACR)⁴, do qual participam agentes de geração, de distribuição de energia, fornecedores e comercializadores de energia elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL)⁵, do qual participam agentes de geração (concessionários públicos, produtores independentes, autoprodutores), comercializadores de energia elétrica, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

Assim, o MME, como poder concedente, além de suas responsabilidades típicas de Estado, como a definição da matriz energética nacional, passou a assegurar o equilíbrio entre a oferta e a demanda no curto, médio e longo prazos. O que significa ser responsável pelo planejamento e a gestão da outorga dos empreendimentos de expansão da oferta, bem como a tomada de ações regulamentadas, para a gestão da continuidade do suprimento de energia elétrica. É importante ressaltar que os principais objetivos da segunda reforma do setor elétrico brasileiro foram: (i) promover a modicidade tarifária; (ii) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; (iii) assegurar a estabilidade do marco regulatório; e (iv) promover a inserção social (OLIVEIRA, 2008).

2.1.1 Sistema Interligado Nacional

Atualmente, restrições já citadas têm limitado a possibilidade de construção de reservatórios de acumulação/regularização plurianual de água, capazes de atender, por cerca de cinco anos, o mercado durante os períodos secos, com o uso da água acumulada durante os períodos chuvosos. Para superar essas limitações, a opção pela construção de novas termelétricas, do uso de fontes alternativas como parques de geração eólica, hidrelétricas com pequenos reservatórios e principalmente, de “usinas a fio d’água” tem sido a alternativa para a solução de geração de energia elétrica no país (BARBOSA, COSTA *et al*, 2013, pp. 4).

Com a adoção de “usina a fio d’água”, tornou-se economicamente interessante construir mais de uma usina em um mesmo rio, em um verdadeiro “efeito cascata”, que

⁴ No ACR os geradores competem pela energia demandada pelo conjunto de distribuidoras e as suas ofertas são realizadas por meio de leilões, obedecendo ao critério de menor tarifa.

⁵ No ACL os preços são livremente negociados entre os consumidores livres e os negociadores de energia elétrica.

possibilita melhor aproveitamento energético do curso do rio. Segundo EPE/PDE (2013, p. 90), grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’ água”, ou seja, toda vazão afluyente desses empreendimentos deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico (EPE/PDE, 2013).

Como a geração elétrica brasileira tem sua base nas hidrelétricas, devido ao seu menor custo de geração, nos períodos em que os reservatórios estão com nível baixo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) programa um aumento da geração das usinas termelétricas. Nos períodos em que os reservatórios estão com seus níveis normais, a energia termelétrica é usada como complemento à geração hidrelétrica para atendimento à demanda (bem como para estabilizar a rede de transmissão).

A predominância das hidrelétricas na matriz energética brasileira, com os reservatórios de acumulação plurianual é um dos principais fatores que indicam a relevância de uma adequada formulação para o custo da falta de energia elétrica para a sociedade (custo do déficit). A eventual falta ou escassez de energia elétrica afeta sobremaneira o atendimento ao mercado consumidor e onera os preços finais da energia elétrica. Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico do SIN no início de 2013, enquanto as regiões Nordeste, Sul e Norte possuem, respectivamente, 18%, 7% e 5% da capacidade de armazenamento máxima do Brasil (EPE/PDE, 2013, p. 89).

O ONS, através da operação do SIN, considera os resultados da diversidade climática em seus quatro subsistemas, localizados nas cinco diferentes regiões geográficas do país e respectivas bacias hidrográficas, onde estão instaladas as hidrelétricas, para otimizar a produção de energia elétrica. Exporta energia elétrica dos subsistemas cujos

reservatórios estejam em níveis mais altos, para os subsistemas onde os reservatórios estejam em níveis mais baixos.

Além de permitir as conexões entre geração e carga, o SIN possibilita as transferências de energia elétrica entre as diversas bacias hidrográficas, as quais apresentam diversidades ou complementaridades hidrológicas, permitindo o aproveitamento ótimo da capacidade hidrelétrica existente. Assim, os troncos de interconexão regional funcionam como se fossem “usinas virtuais”, provendo uma significativa flexibilidade operacional (FORTUNATO, ALENCAR *et al*, 1990).

Ao transferir energia elétrica entre subsistemas e ao exportar a Energia Natural Afluente⁶ superior aos requisitos do subsistema de origem, o SIN reduz a probabilidade de déficits de energia elétrica e a necessidade de complementação com a geração termelétrica no subsistema de destino. Até mesmo evita vertimentos de excedentes turbináveis⁷ de usinas que chegaram a sua capacidade máxima (ONS, 2013).

Dois características importantes estão presentes no SIN: complementaridade hidrológica e forte sazonalidade da geração, possibilitando decisões de operação inter-relacionadas no tempo e no espaço. Usar no presente os estoques de água dos diversos reservatórios, frente às incertezas das condições hidrometeorológicas e do consumo, afeta a operação futura, envolvendo a garantia de atendimento e os custos ao consumidor final. Da mesma forma, decisões sobre a operação no presente dependem da projeção de configuração futura (usinas geradoras, linhas de transmissão e mercado a ser atendido). Essas características, aliadas aos longos tempos de maturação exigidos pela expansão da geração e da transmissão, fazem com que a operação em tempo real seja precedida de estudos de planejamento e programação para garantir o menor custo, a confiabilidade do sistema dentro dos padrões de qualidade e a quantidade de energia requerida pelo mercado consumidor (LOUREIRO, 2009).

⁶ ENA, que é a transformação das vazões naturais afluentes de cada usina em energia elétrica.

⁷ Ventimentos que acontecem quando há capacidade excedente de geração na usina, porém não há carga para consumir esses excedentes energéticos no subsistema de origem.

2.1.2 O planejamento da operação do sistema hidrotérmico

A definição da política ótima de geração de um sistema elétrico visa o atendimento aos requisitos de carga, a cada intervalo de tempo, ao mínimo custo, mantendo a confiabilidade da operação elétrica.

Nos sistemas hidrotérmicos, principalmente naqueles com predominância hídrica, como o Sistema Interligado de nível Nacional, as incertezas associadas às afluições hídricas futuras, aliadas às incertezas sobre a demanda (carga) e custo do combustível, dão ao problema uma característica estocástica.

Assim, o planejamento da operação do SIN requer que sejam levadas em consideração: as localizações das usinas geradoras, o comportamento sazonal das vazões afluentes, o mercado a ser atendido, a rede de transmissão existente, e os custos operacionais, de combustível das diferentes usinas térmicas.

2.1.3 A otimização energética do SIN e os modelos energéticos

A operação do SIN tem o objetivo de atender à carga com qualidade e ao menor custo possível, considerando as restrições técnico-operativas (ONS, 2013). O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2013). Os reservatórios das hidrelétricas, além de servirem para a produção de energia elétrica também consideram restrições ambientais, sem deixar de lado o uso múltiplo da água como irrigação, navegação, pesca, turismo, controle de cheias (YÜKSEL, 2010; SPERLING, 2012).

Para isto, foi estabelecida uma metodologia para o cálculo de um parâmetro denominado “Valor da Água”, que representa o valor da água estocada nos reservatórios que compõe os subsistemas do SIN, para atender a um incremento de carga. O valor da água leva em consideração a decisão de gerar energia elétrica no presente ou no futuro, de forma a evitar o não atendimento do mercado de energia elétrica. O processo de definição do recurso de menor custo (otimização energética), conjuga o custo variável das usinas

térmicas, basicamente composto pelo custo do combustível, com o valor da água de cada subsistema.

Desta forma, há necessidade de se buscar a otimização do uso dos recursos disponíveis, representados pelos estoques existentes nos reservatórios das usinas hidrelétricas, pelos recursos de geração térmica e importação de energia de outros subsistemas, considerando-se o custo presente e o custo futuro do atendimento à carga.

A gestão do SIN exige a adoção de um custo para o déficit de energia. Isso é feito porque o déficit é um evento possível. A decisão a ser tomada busca a minimização dos custos, por isso é preciso considerar o déficit e seu respectivo custo como evento compatível com as demais restrições e premissas consideradas.

O ONS em sua atividade de operar o SIN determina, para cada período, o acionamento (despacho) e as gerações de cada usina (hidrelétrica e termelétrica), coordenando todo o sistema. As decisões do presente dependem da projeção de um futuro (5 anos), onde deve estar previsto o crescimento da demanda, a entrada de novas usinas, a saída programada total ou parcial de usinas para manutenção, a saída forçada por indisponibilidade, uma taxa de desconto a ser aplicada nos custos futuros e principalmente uma função custo do déficit para valorar eventuais não suprimentos de energia elétrica. O parâmetro mais importante obtido nesse processo de planejamento é o Custo Marginal de Operação⁸ (CMO), portanto o custo marginal do déficit tem papel preponderante na formação desse parâmetro.

Entre os grandes sistemas elétricos do mundo, a capacidade de armazenar água dos reservatórios brasileiros é recorde. O planejamento da operação desse sistema envolve uma visão de 5 anos futuros. Isso implica em fazer projeções de demanda e de oferta, pois, nesse horizonte, o sistema é dinâmico. A cada decisão de despacho, o ONS já está olhando os próximos 5 anos à frente, considerando as entradas de algumas usinas e também o crescimento da demanda.

Além dessas projeções, a gestão envolve uma modelagem das afluições, para prever o que poderá ocorrer alguns meses à frente. Mais ainda, é preciso ter uma taxa de desconto dos custos incorridos no futuro, pois um evento previsto para dois anos à frente não deve ter o mesmo custo que um evento no ano corrente (valor presente).

⁸ CMO é o custo de oportunidade da geração hidrelétrica.

O cálculo, sempre atualizado anualmente, do custo marginal do déficit, gera importante dado para os sistemas e programas computacionais utilizados no planejamento de operação do SIN, podendo otimizar os custos de geração e dar transparência às tarifas cobradas pelo consumo da energia elétrica.

Com a única finalidade de evidenciar a influência do custo marginal do déficit na formulação do modelo de programação linear para a operação do sistema hidrotérmico, a seguir é mostrada a formulação simplificada, na forma determinística desse modelo⁹:

Código	Descrição
CT →	Custo da usina térmica
CMgD →	Custo marginal do déficit
Def →	Déficit de energia
DL →	Demanda líquida
EA →	Energia armazenada
EAM →	Energia armazenada máxima
EAm →	Energia armazenada mínima
EHG →	Energia hidráulica gerada
EHGM →	Energia hidráulica gerada máxima
EHGm →	Energia hidráulica gerada mínima
ETA →	Energia total afluyente
EV →	Energia vertida
EEv →	Energia evaporada
GT →	Geração da usina térmica
GTM →	Geração térmica máxima
GTm →	Geração térmica mínima
IE →	Intercâmbio de energia
IEM →	Intercâmbio de energia máxima
NUH →	Número de usinas hidrelétricas

⁹ O modelo computacional na forma estocástica considera diferentes cenários hidrográficos e, portanto, é formulado como um modelo de programação dinâmica estocástica, incluindo na função objetivo um coeficiente de aversão ao risco de afluições hídricas (CVaR).

NUT	→	Número de usinas termelétricas
T	→	Horizonte de planejamento
t	→	Índice de estágios do horizonte de planejamento, sendo t=1,...,T
r	→	Índice de subsistemas receptadores no intercâmbio, sendo r=1,...,4
s	→	Índice de subsistemas, sendo s=1,...,4
i	→	Índice de usinas hidrelétricas, sendo i=1,...,NUH
j	→	Índice de usinas termelétricas, sendo j=1,...,NUT

$$Min Z = \sum_{t=1}^T [\sum_{j=1}^{NUT} (CT_j \cdot GT_{t,j}) + (CMgD_t \cdot Def_t)] \quad (2.1)$$

Sujeito a:

Equações de balanço hídrico

$$EA_{s,t+1} + EHG_{s,t} + EV_{s,t} = EA_{s,t} + ETA_{s,t} - EEv_{s,t} \quad \text{para } s=1,2,3,4 \quad (2.2)$$

Equações de atendimento à demanda

$$\sum_{s=1}^4 EHG_{s,t} + \sum_{j=1}^{NUT} GT_{t,j} + Def_t = DL_t \quad (2.3)$$

Limites de armazenamento

$$EAm_{s,t} \leq EA_{s,t} \leq EAM_{s,t} \quad \text{para } s=1,2,3,4 \quad (2.4)$$

Limites de geração hidráulica

$$EHGm_{s,t} \leq EHG_{s,t} \leq EHGM_{s,t} \quad \text{para } s=1,2,3,4 \quad (2.5)$$

Limites na geração térmica

$$GTm_{t,j} \leq GT_{t,j} \leq GTM_{t,j} \quad (2.6)$$

Limites na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas

$$IE_{t,s,r} \leq IEM_{t,s,r} \quad \text{para } s \text{ e } r = 1,2,3,4 \quad (2.7)$$

Além do programa NEWAVE (modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes interligados), que permite o tratamento e resolução deste problema de grande porte (MACEIRA, DUARTE *et al*, 2008), foram desenvolvidos também pelo CEPEL outros programas computacionais utilizados no planejamento da operação do SIN.

A cadeia de modelos tem horizonte temporal de análise que varia de 5 anos até 1 semana e é utilizada para a definição das estratégias da operação hidrotérmica.

Para a determinação do despacho hidrotérmico ótimo a médio e longo prazo, sujeito a afluições estocásticas, é utilizado o programa NEWAVE. O programa DECOMP (determinação da coordenação da operação a curto prazo) é usado para determinar as metas mensais de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento de curto prazo e considera os valores da água armazenada nos subsistemas, conforme calculado pelo NEWAVE (DINIZ, SANTOS *et al*, 2011). O programa DESSEM/PAT (otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos em patamares cronológicos e com representação detalhada da rede elétrica), um modelo otimizado com as mesmas concepções básicas de algoritmo do DECOMP, representa em conjunto (em um horizonte de até 15 dias), o despacho de cada usina geradora e a disponibilidade diária da rede de transmissão e distribuição (DINIZ e MACEIRA, 2008).

2.2 O risco de déficit de energia elétrica no Brasil

A probabilidade de ocorrer déficit de energia elétrica, devido a situações hidrológicas críticas, pode ser calculada principalmente com base na capacidade de armazenamento do sistema e nas tendências hidrológicas. Como parte do planejamento da expansão da oferta de energia, a EPE desenvolve o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). O PDE (EPE/PDE, 2013) tem periodicidade anual e horizonte de análise de dez anos, onde devem ser apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e da

transmissão, definindo os novos empreendimentos e sua alocação temporal, para atender à demanda futura de energia do mercado,

segundo critérios de garantia de suprimento pré-estabelecidos. Na versão 2013-2022 do PDE, consta que a capacidade instalada no SIN deverá evoluir dos cerca de 118.000 MW em dezembro de 2012 para 183.000 MW em dezembro de 2022, com a priorização das fontes renováveis, ou seja, hidráulica, eólica, solar e biomassa (EPE/PDE, 2013).

Conforme estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, o critério de garantia de suprimento adotado para o planejamento da expansão é que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica – risco de déficit - no SIN não exceda a 5% considerando as séries de energias afluentes simuladas.

Adota-se ainda, como critério para a elaboração das alternativas de expansão da geração, a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de expansão (CME), para cada ano do período estudado, com o objetivo de atender o interesse público e garantir a modicidade tarifária. O critério de expansão econômica, (igualdade entre CMO e CME), estabelece que a capacidade do sistema deva ser expandida quando o custo marginal de operação for maior ou igual ao custo marginal de expansão, respeitando-se o critério de garantia de suprimento já citado.

Assim, o planejamento da expansão considera, em função de uma avaliação econômica, obras para atendimento à demanda prevista com base em um risco de insuficiência de oferta ou risco de déficit de energia elétrica, aceito como critério de garantia.

Existem relações acentuadas entre risco de déficit, CMO e CME, que afetam tanto a expansão como a operação energética do SIN. O risco de déficit apresenta também uma relação direta com a evolução da carga de energia elétrica. O modelo setorial utilizado no Brasil exige contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo e para isto prevê a realização periódica de leilões de energia. Entretanto, como a expansão da oferta de geração para o atendimento ao mercado baseia-se nos critérios de garantia de suprimento e expansão econômica, há um risco de déficit intrínseco associado a esta expansão.

As características do SIN, com forte predominância de geração hidráulica, proporcionam ao risco de déficit alguns aspectos conjunturais, que são também avaliados

no planejamento da operação energética do sistema. Neste caso, o regime de chuvas desempenha um papel essencial na disponibilidade de água nos reservatórios e, como consequência, na oferta final de energia elétrica. O acompanhamento do nível de armazenamento e da tendência recente das vazões que chegam aos reservatórios, notadamente no período úmido, que possui grande incerteza quantitativa, são fatores importantes para uma correta análise dos riscos de déficit associados à operação do SIN.

O risco de déficit é uma métrica utilizada nos estudos de avaliação das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica. Na prática, o risco de déficit em cada período do horizonte de estudo é o resultado de uma simulação onde se mede a frequência relativa das séries sintéticas de energias afluentes com algum déficit de energia, logo é calculada a razão entre o número de séries com algum déficit sobre o total de séries simuladas, conforme mostrado na equação:

$$\text{Risco de Déficit}(\%) = \frac{\text{número de séries com algum déficit}}{\text{total de séries simuladas}} \times 100 \quad (2.8)$$

O risco de déficit de energia elétrica é calculado por meio de simulações probabilísticas com os modelos de otimização. Estes modelos indicam a ocorrência de déficits não somente quando o nível de armazenamento dos reservatórios estão baixos, mas também em situações em que os custos marginais de operação são superiores ao valor esperado do custo futuro do déficit.

Segundo MME-CPAMP (2013), no final de maio de 2013, foram iniciados os testes de uma nova versão do Programa NEWAVE, pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP). Nessa nova versão foram adicionadas duas metodologias de aversão a risco, denominadas “Superfície de Aversão a Risco – SAR” e “Valor Condicionado a um dado Risco – CVaR”. Foi alterado o programa DECOMP, para permitir que o mesmo passasse a ler a nova Função de Custo Futuro do NEWAVE, obtida com a utilização destes mecanismos de aversão ao risco. Também foram implementados os mecanismos de aversão a risco SAR e CVaR no DECOMP. Com as novas versões dos Programas NEWAVE e DECOMP, a CPAMP testou a validação das metodologias. A partir dos resultados obtidos, o mecanismo de aversão a risco que apresentou o melhor compromisso entre o aumento da segurança e o impacto no custo do sistema foi o CVaR. A Comissão optou pelo uso do CVaR e recomendou sua

implantação nos programas computacionais, a partir de setembro de 2013 (MME-CPAMP, 2013).

O mecanismo de aversão ao risco denominado Valor Condicionado a um dado Risco, (CVaR), no contexto da programação dinâmica dual estocástica, visa dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação, da seguinte forma, segundo MME-CPAMP (2013):

- (i) a função objetivo, além de minimizar o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso $(1 - \lambda)$, considera também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ ;
- (ii) o conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro α , relacionado ao nível de proteção e que indica o percentual do total dos cenários daquele período que será considerado com custo adicional na função objetivo.

A expressão (2.9) mostra a função objetivo do problema com os termos referentes ao CVaR, considerando o caso simples de um problema de dois estágios, onde $c_t x_t$ corresponde ao custo de geração térmica + custo de déficit no estágio t.

$$\min_{x_1} \left[c_1 x_1 + (1 - \lambda) E \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] + \lambda CVaR_{\alpha} \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] \right] \quad (2.9)$$

Sendo:

$1 - \lambda$	Peso para o valor esperado
λ	Peso para o CvaR
α	Nível de proteção

A determinação dos valores dos parâmetros λ e α estão associadas ao maior ou menor grau de aversão a risco que se deseja adotar. A política de operação se torna tanto mais avessa ao risco quanto mais o valor de λ se aproximar de 1, e quanto mais o percentual α se aproximar de zero.

3. CUSTO ECONÔMICO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo trata do custo marginal do déficit de energia elétrica (CMgD). Apresenta o “estado da arte” e destaca a metodologia de cálculo em uso no Brasil. São mencionados os dois relatórios da Eletrobrás concluídos nos anos de 1986 e 1988. Também constam deste capítulo as resoluções, notas técnicas e homologações pelas autoridades brasileiras para definir o custo marginal do déficit.

O déficit de energia elétrica, que traz como consequência um racionamento, tem em geral uma duração de média a longa e é de natureza estrutural. O déficit de energia elétrica apresenta impactos econômicos e sociais mais amplos que as interrupções e é, em geral, previsível. Decorre normalmente de uma deficiência estrutural de disponibilidade de energia, podendo ter como causas:

- (i) insuficiência de energia armazenada nos reservatórios devido à ocorrência de situações hidrológicas críticas,
- (ii) atraso de obras importantes para o sistema, ou
- (iii) insuficiência de investimentos na expansão em relação ao crescimento real da demanda.

O custo marginal do déficit é um parâmetro importante para o cálculo do custo marginal de operação (CMO), obtido usando o modelo de despacho de geração centralizada, o NEWAVE. O CMO, por sua vez, reflete a variação do preço de energia elétrica do período correspondente. É definido como o custo de geração de 1 MWh adicional de energia. Quando essa unidade de geração não pode ser atendida então existe um déficit de atendimento a demanda e, neste caso, o CMO é denominado custo marginal do déficit de energia elétrica.

3.1 Estado da arte

GALETOVIC e MUÑOZ (2009) apresentam um paralelo entre a estimativa de custos marginais de déficit e o comportamento da demanda de energia elétrica, com impactos diretos sobre o preço definido em contratos de comercialização de eletricidade. Estes autores tiveram como base de sua pesquisa as estimativas de déficit de energia elétrica no sistema interligado do Chile durante o período de cinco anos, a partir de 2006. Usaram um modelo de programação dinâmica estocástica que incorporou incertezas hidrológicas e estimativas mensais de probabilidade de déficit e seus respectivos custos marginais de déficit. Compararam dois cenários, um que o consumo ignora as alterações de preço causadas por alterações da demanda, e outro que considera que o consumo responde gradativamente às alterações de preço da energia elétrica. Concluíram que o fato de ignorar o efeito da mudança de preço devido a aumento da demanda por energia pode gerar erros na estimativa das probabilidades de déficit de energia elétrica, seus custos marginais e custos operacionais.

YÜKSEL (2010) apresenta dez razões para considerar a importância do uso da geração hidrelétrica como energia renovável de baixo custo, e sua contribuição para o desenvolvimento de um país. Afirma que a determinação do custo marginal do déficit de energia elétrica tem uma grande importância nos resultados econômicos de um país, principalmente nos países que possuem como base sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica.

É escassa a literatura relevante sobre o custo do déficit de energia elétrica em nível mundial. NOOIJ, LIESCHOUT *et al* (2009) estudam o custo social do déficit de energia elétrica regional em períodos de escassez e demonstram que ações eficientes de racionamento reduziram o custo social do déficit na Holanda. Esses autores evidenciaram a diferença entre o custo de racionamento planejado e o custo de racionamento sem planejamento (ao acaso). VIEIRA, OLIVEIRA *et al* (2004) apresentaram estudo para

avaliar planos de expansão em sistemas elétricos de geração hidrotérmica, que considera o custo do déficit e a energia não suprida, associados à disponibilidade energética.

Segundo D'ARAÚJO (2009), um dos raros exemplos de sistema de grande porte e com semelhanças em relação ao brasileiro é o da província de Quebec, no Canadá. A Hydro-Quebec, empresa estatal responsável pelo sistema, também faz uso de uma cadeia de modelos muito semelhante à brasileira, e utiliza uma curva de custo de déficit em três patamares. Para déficits de mais de 12% da carga é associado um valor de custo muito elevado, mas para déficits menores, de até 3% da carga, o valor é menor (aproximadamente 1,5% do valor do patamar mais caro). Isso é possível porque Quebec pode, em princípio, comprar energia dos estados americanos vizinhos. O mais importante neste caso é que a curva em degraus crescentes é uma forma de "função penalidade" que possibilita uma utilização mais eficiente da reserva hídrica, diferente do que pode acontecer caso se utilize uma curva de patamar único.

No caso da Inglaterra e País de Gales (ANEEL, 2003a), o valor correspondente ao Custo do Déficit, *Value of Loss of Load* (VOLL), foi obtido por meio de pesquisa de mercado entre consumidores. A pergunta principal foi sobre qual seria o preço médio por MWh que eles estariam dispostos a pagar para não serem desconectados sem aviso prévio. O resultado foi a definição do VOLL igual a duas libras esterlinas por kWh em 31 de março de 1989, quando o *Pool* de eletricidade da Inglaterra e País de Gales (EPEW) foi implementado. Este valor é atualizado anualmente pelo índice de preços ao consumidor (RPI). Além do Brasil, países como Canadá, Austrália, Argentina, Chile e outros utilizam o cálculo do déficit em patamares com custos definidos geralmente em duas formas: para percentuais de falta de energia que variam de 1,5% a mais de 20% ou então com valores fixos por MWh de déficit, como é o caso da Inglaterra, que define um valor fixo por kWh.

Na Tabela 1, para efeito de ilustração, são apresentadas diferentes formações da curva do custo do déficit de energia elétrica praticadas em alguns países no ano de 2001 (TRINKENREICH, 2001).

Tabela 1. Valor do CMgD praticado em alguns países.

Fonte: Trinkereich (2001)

País	Déficit em %	Custo em US\$/MWh
Argentina	1,5	120
	5,0	170
	10,0	240
	>10,0	1500
Chile	10,0	186
	20,0	225
	>20,0	278
Colombia	1,5	386
	>1,5	700
Venezuela	Único	450
Bolívia	Único	150
Austrália	Único	1000
Espanha	5,0	140
	12,5	400
	20,0	1200
	>20,0	2000
Inglaterra	£ 2,0 por kWh	

No Brasil, a partir do ano de 1988, a curva do déficit de energia é definida na forma discreta através de 4 patamares (ELETROBRAS, 1988), conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2. Déficit em patamares.

Fonte: ELETROBRAS (1988)

PATAMARES	DÉFICIT %
I	0 - 5%
II	5% - 10%
III	10% - 20%
IV	> 20%

A curva do custo do déficit de energia elétrica no Brasil, dividida em quatro patamares, vem sendo utilizada pelo Operador Nacional do Sistema, para o cálculo do custo marginal de operação, “... até que a ANEEL defina nova metodologia ...” (MME-SPE/EPE, 2011).

Para gerar os valores que compõem a curva do déficit de energia, é usado, a partir de 2002, o índice IGP-DI para a atualização monetária anual dos valores que foram

definidos em estudos da ELETROBRAS (1986, 1988) e atualizados em 1998 (ANEEL, 2003b). Já para efeito de planejamento da expansão, a Empresa de Planejamento Energético utiliza patamar único, calculado a partir da curva atualizada de 4 patamares. (ANEEL, 2010; MME-SPE/EPE, 2011).

Os valores aprovados em dezembro de 2011, com validade prevista para o ano de 2012 (ANEEL, 2011), são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica para 2012 em Reais.

Fonte: Elaboração própria com dados de ANEEL (2011)

PATAMARES	DÉFICIT (%)	CUSTO (R\$ / MWh)
I	0 - 5	1206,38
II	5 - 10	2602,56
III	10 - 20	5439,12
IV	> 20	6180,26

A prática de poucos patamares para definir cortes percentuais da ocorrência de possível déficit de energia provoca inconsistências, pois ao adotar diferentes custos para as faixas definidas (patamares), o aumento de apenas um ponto percentual no limite entre duas faixas ocasiona a mudança de patamar, o que provoca um salto abrupto no valor do custo marginal do déficit.

O Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL, 2000) desenvolveu e propôs metodologia para o cálculo do custo do déficit de energia elétrica, obtido através da Equação (3.1):

$$C = \frac{dy}{dw} = \varepsilon(y, w) \cdot \frac{Y_{ref}}{W_{ref}} \quad (3.1)$$

Onde:

C = custo do déficit de energia elétrica

y = Produto Interno Bruto (PIB)

w = Consumo Total de Energia Elétrica (CTEE)

$\varepsilon(y, w)$ = elasticidade entre PIB e CTEE

Y_{ref} = PIB no ano de referência

W_{ref} = CTEE no ano de referência

Na aplicação dessa metodologia foram utilizadas séries de PIB e CTEE do período de 1990 a 1998. O ano de 1998 foi considerado ano de referência do estudo, portanto, os valores das duas séries foram atualizados a valores correntes de 1998 (CEPEL, 2000). Como resultado deste estudo foi obtido o custo marginal de déficit em um único patamar. MELO, DAMÁZIO *et al* (2002) apresentam a proposta do CEPEL e o trabalho realizado a partir de 1997 para atualizar os valores dos quatro patamares da curva de déficit e que serviu para a atualização dos valores dos patamares do custo do déficit de energia elétrica.

Outras tentativas para aprimorar o cálculo do custo marginal do déficit de energia elétrica foram feitas, mas nenhuma delas substituiu a curva de quatro patamares proposta pela ELETROBRAS (ANEEL, 2003a).

Iniciativas acadêmicas, principalmente em dissertações de mestrado no âmbito brasileiro foram levadas a cabo, sem utilizar matrizes insumo-produto em seu desenvolvimento. NASCENTES (2003), QUEIROZ (2007) e LOUREIRO (2009) são algumas dessas dissertações.

SOUZA e SOARES (2007), em estudo sobre a tendência de consumo de energia elétrica durante o período de racionamento ocorrido no Brasil no período 2001-2002, obtiveram resultados que demonstram uma queda estrutural nas séries de consumo de energia.

CARPIO (2014) estudou a relação de cointegração entre as séries temporais do PIB e do consumo de eletricidade no Brasil para estimar uma curva de custo marginal do déficit, utilizou profundidades de déficits percentuais incrementais de 1% até 40%. Os autores acima citados não consideraram como base dos seus estudos a matriz insumo-produto.

Encontramos diversas referências sobre o déficit de potência, ou custo de interrupções de energia elétrica na literatura internacional, como NOOIJ, BIJVOET *et al* (2003, 2007), que comentam sobre três formas de apuração do custo de interrupções, ou seja:

- (i) investimento em equipamento gerador pelos consumidores;
- (ii) valor perdido da produção relacionado à interrupção de energia elétrica e
- (iii) através de entrevistas diretas com consumidores.

Eles estudaram as consequências de interrupções no fornecimento de energia elétrica em quarenta diferentes regiões da Holanda. CHEN e VELLA (1994) estudaram o caso de

escassez ou interrupção na oferta de eletricidade, ocorrido em Taiwan no ano de 1989. SAGAR, PRASAD *et al* (2010) estudaram impactos diretos, indiretos, econômicos e sociais, devido ao déficit de potência de energia elétrica. SANGHVI (1982) investigou o custo econômico de interrupções no fornecimento de energia elétrica. PASHA, GHAUS *et al* (1989) estudaram o custo econômico de interrupções no fornecimento de energia elétrica no setor industrial do Paquistão. ANDERSEN e DALGAARD (2013) estimaram o efeito total causado pela interrupção no fornecimento de energia elétrica sobre o desenvolvimento econômico da África. LAWTON, SULLIVAN *et al* (2003) pesquisaram o custo de interrupções do fornecimento de energia elétrica em diversos locais dos Estados Unidos da América. FERRARIO, BAHIENSE *et al* (2012) apresentaram uma estimativa do custo de interrupção desenvolvendo uma pesquisa direta, que teve como base entrevistas com 600 consumidores de energia elétrica do setor residencial na cidade do Rio de Janeiro. Dentre outros estudos a respeito do déficit de potência, encontramos ainda WOO e TRAIN (1988), HSU, CHANG *et al* (1994), KARIUKI e ALLAN (1996), SULLIVAN, VARDELL *et al* (1996), ADOGHE, AWOSOPE *et al* (2013) e REICHL, SCHMIDTHALER *et al* (2013). Como o déficit de potência ou interrupção não faz parte do escopo desta tese, optamos por não desenvolver comentários a respeito dos seis artigos acima citados.

3.2 Relatórios da ELETROBRAS sobre o Custo Social do Déficit

Nesta seção descrevemos a metodologia de cálculo do custo marginal do déficit de energia elétrica adotada no Brasil, que foi definida pela ELETROBRAS em dois relatórios desenvolvidos por grupos de trabalho e concluídos em 1986 e 1988, respectivamente.

Mantemos uma posição neutra na presente descrição e não assumimos nenhuma responsabilidade sobre o resultado e às formas adotadas nos trabalhos da ELETROBRAS para concluir os relatórios de 1986 e 1988.

Por decisão governamental, a ELETROBRAS instituiu um grupo de estudo que propôs em 1986 uma metodologia de cálculo do custo social do déficit de energia. Posteriormente, utilizando os resultados obtidos no relatório de 1986, um segundo grupo foi criado para dar continuidade e aprimoramento às propostas do primeiro grupo, este

segundo grupo concluiu seu trabalho em 1988. Nesta seção tecemos um breve comentário sobre os relatórios gerados pelos dois grupos de estudos.

O primeiro relatório (ELETROBRAS, 1986) foi preparado pelo Grupo de Trabalho Custo Social do Déficit cujo objetivo foi:

“... determinar, a partir de metodologias existentes, um custo do déficit a nível nacional, o custo do déficit para as regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste e, em paralelo, estabelecer contatos com órgãos representativos dos consumidores para, em mesas redondas, avaliar, em conjunto, o que a falta de energia representa para cada segmento consumidor (ELETROBRAS, 1986).”

O grupo desenvolveu os custos dos déficits nos níveis nacional e regionais, e descartou o uso de pesquisas diretas. O relatório indica que o método utilizado para o estudo teve como base a matriz insumo-produto (MIP) brasileira. Na época do estudo, 1986, não estava disponível a MIP atualizada, o que fez que as duas matrizes mais recentes, então disponíveis, referentes aos anos de 1970 e 1975, fossem utilizadas com o apoio de séries de dados das contas nacionais e do consumo de energia elétrica para estimar a matriz para o ano de 1980, sendo esta a matriz que serviu de base para o estudo do grupo.

O resultado obtido no estudo (ELETROBRAS, 1986) foi o custo médio do déficit para o Brasil ao valor aproximado de 0,75 US\$/KWh. Esse valor, de acordo com recomendação do grupo, deveria ser considerado uma referência, “... algo como um limite superior para o custo da falta de energia...”. O custo do déficit foi definido pelo grupo de estudos como sendo igual à perda média de produção.

Foi recomendado pelo primeiro grupo que fosse criado um segundo grupo de trabalho para aprofundar o estudo com o objetivo de aprimorar aspectos conceituais e metodológicos utilizados. O segundo grupo criado foi denominado Comissão do Custo Social de Déficit, e recebeu o objetivo de:

“refinar os estudos do primeiro grupo e desenvolver metodologias alternativas para o cálculo do custo de déficit de energia, não só nos aspectos sócio econômicos, mas também naqueles concernentes a tempos de duração e previsibilidade” (ELETROBRAS, 1988).

A principal meta definida foi “a mensuração da importância da energia elétrica na economia brasileira, bem como a conceituação e avaliação dos impactos negativos advindos do seu não fornecimento em suas mais variadas formas”. O relatório abrangeu o estudo da profundidade do déficit e sua influência sobre o planejamento energético.

O grupo de trabalho de 1988 considerou que o déficit de energia seria entendido como uma incapacidade de atendimento da demanda prevista, pelo deplecionamento do sistema de reservatórios além do limite tolerável, considerando a demanda inalterada. A partir desse conceito adotado, uma hipótese considerada foi que a ocorrência de déficits de energia acima de 20% do mercado afetaria as atividades econômicas ao ponto de atingir todos os setores, tendo sido esse conjunto de eventos valorado pela média de 750 US\$/MWh. Segundo ELETROBRAS (1988), este valor médio pode ser calculado pela ponderação dos custos setoriais, onde o peso é obtido pela multiplicação do percentual de mercado e a participação no PIB, sendo que o setor residencial tem tratamento específico para a ponderação. O relatório de 1988 enfatiza que o valor médio (US\$ 750/MWh) de custo do déficit esteja relacionado a cortes planejados de energia em uma ou mais das três situações: condições hidrológicas críticas em nível além das suportáveis pelo sistema hídrico; atrasos de investimentos, ocasionando descompasso entre demanda e oferta; crescimento da demanda além do previsto. Representa também uma perda de PIB, considerando as hipóteses estruturais constantes do Modelo Insumo-Produto, ou seja: vale como média para o país; vale para quantidades que causem perda de produção ou redução da atividade produtiva; não considera estratégias de administração da demanda.

Devido às características de predominância hidráulica do parque gerador brasileiro e à ocorrência aleatória de aflúências, é notória a existência de riscos no atendimento à demanda. Também a expansão do sistema, através de construção de novas unidades geradoras ou através de novos troncos de transmissão, passa pelo mesmo dilema, ou seja, a definição do nível de risco a partir do qual o sistema interligado deva ser expandido.

Segundo ELETROBRAS (1988), devem ser consideradas duas alternativas: (i) arbitrar o nível de risco e calcular o custo de déficit implícito assumido no processo de planejamento; ou (ii) avaliar explicitamente o custo do déficit e obter o correspondente risco de déficit dentro do processo de planejamento.

Entretanto, qualquer que seja a alternativa assumida, permanece a pergunta sobre qual a influência da profundidade do déficit no processo de decisão. Não pode ser considerado razoável, na primeira alternativa, assumir como eventos equivalentes déficits de profundidade radicalmente diferentes, como de mesmo modo, na segunda alternativa, assumir a valoração de US\$ 0,75/KWh para déficits da ordem de alguns KWh, em um mercado de algumas dezenas de TWh.

O tratamento distinto entre déficits considerados “pequenos ou grandes”, no nível de planejamento, é traduzido pela associação de custos específicos para esses fenômenos. Devem-se associar os custos marginais de déficits crescentes com a profundidade, pois, quanto maior o déficit, maior o impacto sobre o setor produtivo.

Segundo ELETROBRAS (1988), poder-se-ia construir uma curva sob essa hipótese, com a intenção de avaliar a sensibilidade dos critérios e do próprio sistema ao parâmetro considerado. Considera-se também que seria ideal dispor de informações sobre o estabelecimento de cotas setoriais diferenciadas. Alguns setores poderiam suportar cortes mais profundos do que outros, corrigindo assim o conceito de função de produção linear assumido implicitamente pelo modelo insumo-produto. O grupo de 1988 decidiu arbitrar que cada setor suportaria uma cota máxima igual a 30% de redução de sua carga.

Baseado nessa hipótese, o relatório de 1988 trouxe a Tabela 4, que indica, cumulativamente, os setores atingidos por racionamentos de 30% e o percentual de mercado total racionado. A coluna de custos representa a média ponderada dos custos marginais setoriais até a linha indicada.

Outro ponto salientado pelo segundo relatório (ELETROBRAS, 1988) foi a caracterização do evento déficit de energia no nível de planejamento. Seja através de simulações ou modelos analíticos, o déficit é entendido como uma incapacidade de atendimento da demanda prevista, pelo deplecionamento do sistema de reservatórios além do limite tolerável. Não foi feita nenhuma suposição referente a gestões sobre a demanda gerada que, para efeitos de avaliação do déficit, permanece inalterada.

Segundo esse conceito, foi considerado (ELETROBRAS, 1988) como hipótese de trabalho que déficits de energia acima de 20% do mercado afetariam de tal forma as atividades econômicas, que todos os setores seriam atingidos e, como tal, valorou-se esse conjunto de eventos pela média de US\$ 750/MWh.

Tabela 4. Déficit por setor.
Fonte: ELETROBRAS (1988)

Relatório Eletrobrás 1988			
Racionamento de energia elétrica por Setor (US\$ de 1980)			
Setor	RACIONAMENTO (%)	PATAMAR DE CUSTO (US\$ / MWh)	
1	AGRICULTURA	0,84	137,00
22	RESIDENCIAL	7,23	161,00
19	CONSTRUÇÃO CIVIL	7,35	163,00
6	MATERIAL TRANSPORTE	8,04	180,00
15	EDITORIAL E GRÁFICA	8,10	182,00
16	IND. DIVERSAS DE TRANSFORMAÇÃO	8,40	194,00
5	MECÂNICA E MATERIAL ELÉTRICO	8,70	205,00
12	PERFUMARIA, FARMAC, MAT. PLÁSTICO	9,09	219,00
11	QUÍMICA	11,40	292,00
17	ENERGIA ELÉTRICA	12,00	308,00
21	DIVERSOS SERVIÇOS	12,03	309,00
14	PROD. ALIMENTÍCIOS, BEBIDAS E FUMO	13,77	356,00
9	BORRACHA	13,92	360,00
13	TEXTIL E VESTUÁRIO	15,00	384,00
20	SERV. TRANSPORT, COMUNIC. E ARMAZ.	20,76	497,00
7	MADEIRA E MOBILIÁRIO	21,00	500,00
10	COUROS E PELES	21,06	501,00
4	METALURGIA	26,37	623,00
8	PAPEL E CELULOSE	27,15	647,00
3	MINERAIS NÃO METÁLICOS	28,17	679,00
2	EXTRATIVA MINERAL	29,13	710,00
18	SERV. IND. UTILIDADE PÚBLICA	30,00	750,00

A curva com as informações apresentadas na Tabela 4 foi organizada em quatro patamares, tendo sido a coluna de custos calculada com o custo médio do intervalo imediatamente superior ao patamar indicado, gerando a Tabela 5.

Tabela 5. Custo do déficit em patamares.
Fonte: ELETROBRAS (1988)

PATAMARES	DÉFICIT (%)	CUSTO (US\$ / MWh)
I	0 - 5	161,00
II	5 - 10	292,00
III	10 - 20	497,00
IV	> 20	750,00

Na interpretação da Tabela 5 a comissão considerou que o déficit, nessa situação hipotética é fundamental na avaliação do sistema proposto, não podendo ser desmembrado. Ou seja, no caso de verificar-se por simulação a ocorrência de déficit acima de 20%, todo o mercado deveria ser valorado a US\$ 750/MWh, devido à concepção vigente sobre o mercado futuro embutida no método aplicado.

Nas páginas 65-66, o relatório de 1988 apresentou 10 conclusões e recomendações, reproduzidas a seguir:

- (i) O custo do racionamento estimado em 0,75 US\$ por KWh, adotado preliminarmente com base nos estudos do GT Custo de Déficit, deve ser utilizado com precauções principalmente no que diz respeito à profundidade (dimensão) do déficit;
- (ii) Para fins de teste foram obtidos valores em patamares, como função do mercado total, conforme Tabela 6. Tais valores, uma vez utilizados como parâmetros do planejamento da geração, não representam inconsistências significativas em relação ao critério de confiabilidade adotado atualmente;
- (iii) A adoção de uma curva de custo de racionamento em patamares no planejamento de geração corresponde a admitir no futuro uma política de racionamento preventivo, e indica uma influência sobre o critério de confiabilidade. Outros estudos se fazem necessários de modo a esclarecer a questão;
- (iv) Apesar do caráter preliminar dos resultados apresentados é possível concluir que: permanecendo as condições de desequilíbrio entre oferta e demanda que se prevê para a próxima década, a política correta a adotar é a de racionamentos preventivos. Dependendo da dimensão do déficit este racionamento pode ocorrer com antecedência de mais de 12 meses;
- (v) A comissão constatou com base nos testes realizados, que a adoção de uma política de racionamento preventivo no período 93-95 pode evitar déficits profundos, minimizando os prejuízos para a economia. A não adoção desta política pode elevar o custo do racionamento de 200 US\$/MWh para aproximadamente 800 US\$/MWh;
- (vi) A comissão considera urgente a necessidade de uma pesquisa direta junto ao consumidor no sentido de obter subsídios para a determinação do custo de interrupção e de outros parâmetros para melhor caracterizar o custo de racionamento;
- (vii) A comissão considera que o tratamento determinístico dado ao mercado futuro nos estudos de planejamento deve ser revisto por ter grande influência na caracterização dos déficits futuros;

- (viii) A comissão recomenda a implementação da metodologia exposta no apêndice C deste relatório no sentido de estabelecer uma ligação mais consistente entre cenários econômicos, mercado futuro, custo do déficit e estudos de confiabilidade;
- (ix) A comissão considera que a avaliação do custo de interrupção com base no critério de disposição a pagar, mostra-se com algumas inconsistências dada a necessidade de um aprofundamento dos estudos para a estimativa de elasticidade preço da demanda de energia elétrica.
- (x) A utilização de uma função de custo do déficit em patamares pode modificar substancialmente a relação entre os custos e benefícios de diferentes fontes de energia em relação ao uso de um único custo para o déficit, o que por sua vez pode levar à escolha de alternativas diferentes no planejamento da expansão da geração.

3.3 Resolução e Notas Técnicas sobre o custo marginal do déficit

A resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia, GCE nº. 109, de 24 de janeiro de 2002 (CGCE, 2002), estabelece em seu art. 6º que, até 31 de dezembro de 2002, ou até que a ANEEL defina nova metodologia, a curva de custo marginal do déficit de energia elétrica seja aquela função em quatro patamares adotada, desde 1997, nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério das Minas e Energia, valoradas em Reais/MWh (MME-SPE/EPE, 2011).

Segundo ANEEL (2003b), para atualizar os valores estimados do ano de 1980 pelos grupos de trabalho da ELETROBRAS, levando-os para valores de 1997, o Departamento de Estudos Energéticos (DPE) da ELETROBRAS e o CEPEL, por intermédio do projeto CEDEF – Custo Explícito do Déficit, em 1998, consideraram a variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB. De tal função atualizada, que vem sendo adotada no Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão desde 1997, resultou a curva de custo do déficit em dólares americanos que foram convertidos pela atualização cambial de US\$ 1,00 = R\$ 2,5 originando a tabela de custo de déficit homologada pela Resolução GCE nº 109, para o ano de 2002.

Através do uso de resoluções e notas técnicas, a partir de 2002 os valores do custo marginal do déficit por patamares vêm sendo atualizados monetariamente, em base anual, e os resultados obtidos dessas atualizações continuam sendo utilizados atualmente no Brasil.

A nota técnica número 118/2003, de 05 de novembro de 2003 (ANEEL, 2003b) regulamenta a curva do custo do déficit de energia elétrica, o preço máximo e o preço mínimo de mercado de curto prazo por meio da atualização monetária considerando a variação do IGP-DI de novembro de 2001 a novembro de 2003, com aplicação a partir de janeiro de 2004.

Subsequentemente, a curva do custo do déficit deveria ser atualizada periodicamente pela variação anual do IGP-DI, com aplicação a partir dos meses de janeiro de cada ano, até que fosse definida uma nova metodologia para seu cálculo.

A resolução número 597 de 18 de dezembro de 2007 (ANEEL, 2007) homologa novos valores da curva do custo do déficit de energia elétrica e os limites mínimo e máximo do preço de liquidação de diferenças conforme valores definidos na própria resolução, com validade para o ano de 2008. Os valores da curva do custo de déficit de energia elétrica para o ano de 2011 foi homologada pela Resolução no. 1099 (ANEEL, 2010), para o ano de 2012 foi homologada pela Resolução 1247 (ANEEL, 2011) e para o ano de 2013 foi homologada pela Resolução 1396 (ANEEL, 2012).

O processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro utiliza simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica.

Busca-se localizar e mensurar necessidades elétricas e energéticas futuras, bem como ajustar cronogramas de entrada de empreendimentos de geração. E ajustes são realizados seguindo critérios que visam, principalmente, a segurança do suprimento e a minimização de custos de investimento e operação do SIN.

O programa computacional NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL tem sido tradicionalmente utilizado no planejamento da operação do sistema elétrico, realizado pelo ONS, considerando quatro patamares para a função custo de déficit e um horizonte de estudo de cinco anos.

As simulações para o Planejamento da Expansão do Sistema, realizadas pela EPE, contemplam um horizonte maior (10 anos) com a representação da função custo de déficit sendo feita em um único patamar.

O CMO é um dos principais parâmetros de saída do programa NEWAVE. Ambos os processos de planejamento da operação e da expansão fazem uso deste parâmetro em suas análises e ajustes. Desta forma, considerando que a função objetivo do modelo prevê a minimização de custos globais de operação, adotou-se o CMO como balizador da equivalência entre a função de custo de déficit em quatro patamares e em patamar único. Esta equivalência é obtida ao estimar um único patamar de custo de déficit que tenha equivalência aos quatro patamares de custo de déficit utilizados pelo ONS no Programa Mensal de Operação, PMO.

É neste contexto que a nota técnica 006/2012 da EPE (2012) está inserida. Ela registra os estudos para a definição do valor para um patamar único de custo de déficit, considerando a Curva do Custo do Déficit de Energia Elétrica homologada pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1.099, de 14 de dezembro de 2010, que atualizou os valores dos quatro patamares de custo de déficit. Informa também que o valor do patamar único de custo de déficit será utilizado nos estudos de planejamento energético de 2012 (EPE, 2012).

4. RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O presente capítulo trata do racionamento de energia elétrica e engloba ocorrências no Brasil e na Califórnia, Estados Unidos, em 2000 e 2001. O principal foco é o racionamento ocorrido no Brasil entre os anos de 2001 e 2002. Também faz parte deste capítulo o racionamento de 1987 que aconteceu na região nordeste brasileira e é apresentado com informações registradas a partir da atuação de uma concessionária localizada no estado da Bahia. Consta do capítulo a situação atual pela qual passa o Brasil devido à falta das chuvas esperadas no período recente.

4.1 O racionamento de energia elétrica no Brasil

A ocorrência de racionamento no fornecimento de energia elétrica é consequência de um desequilíbrio entre oferta e demanda com implicações as mais diversas sobre a economia e a população atingida.

O ato de racionar o fornecimento não deve ser encarado como uma interrupção, mas como uma decisão preventiva, no sentido de minorar os efeitos do desequilíbrio entre oferta e demanda originado por alguma das causas acima.

“A característica preocupante de um sistema hidrotérmico como o brasileiro é que, quanto mais se adia decisões sobre o gerenciamento da carga, maiores são os riscos de grandes déficits. Estes são extremamente danosos para a economia, por atingirem todos os setores indiscriminadamente e por levar o sistema a uma recuperação lenta e difícil” (ELETROBRAS, 1988).

Nas duas últimas décadas do século passado, a taxa de expansão da capacidade instalada do sistema passou de 4,8% a. a. para 3,3% a. a., enquanto a taxa de aumento da demanda, embora também decrescente, manteve-se em patamar superior, passando de 5,9% a. a. para 4,1% a. a. Como não houve racionamento de energia, em nível nacional, ao longo dessas duas décadas, o sistema conviveu com uma situação de esgotamento da capacidade excedente.

4.1.1 O racionamento de 1987 no Nordeste

Antes da crise de oferta de energia elétrica de 2001, houve um racionamento em 1987, ocorrido na região nordeste, o qual foi estudado por BASTOS (1992). Naquela época já havia a ligação entre os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica das bacias do Rio São Francisco com a bacia do Rio Tocantins. Com essa ligação, parte das regiões norte e nordeste do Brasil recebiam energia elétrica gerada em Paulo Afonso, no Rio São Francisco, e Tucuruí, localizada no Rio Tocantins. Entretanto, uma combinação de três fatores afetou negativamente a oferta de energia elétrica: (i) atrasos na construção da hidrelétrica de Itaparica e na segunda linha de transmissão Tucuruí-Presidente Dutra; (ii) período seco prolongado, que reduziu o volume de água no Rio São Francisco no ano de 1986; e (iii) o crescimento econômico regional, devido principalmente pelo sucesso momentâneo do Plano Cruzado, aumentando o consumo local.

BASTOS (1992) considera o impacto regional tendo como base a área de distribuição de energia elétrica a cargo da Coelba, empresa situada no estado da Bahia. O racionamento atingiu o patamar de 15% de redução na oferta de energia elétrica aos clientes da companhia e teve a duração de 11 meses, iniciados em dezembro de 1986. Foi instituído o regime de quota individual por consumidor. A quota foi calculada com base no consumo médio de 1986 multiplicado por um coeficiente de redução. A quota mensal resultante foi administrada por cada consumidor e não poderia ser excedida. Foram estabelecidas penalidades para o uso excessivo de energia elétrica, que iam do aumento do valor cobrado pelo consumo excedente, até o desligamento temporário do fornecimento.

A execução do plano de racionamento não foi considerada um sucesso, devido à dificuldade de comunicação com o conseqüente não entendimento da população em relação às técnicas e práticas de conservação de energia elétrica.

Além disso, os sistemas de medição e faturamento da Coelba não funcionaram efetivamente. Clientes que estavam abaixo de sua quota foram indevidamente penalizados e outros que a excederam não receberam a devida punição. O nível de insatisfação e de reclamação aumentou exponencialmente.

Durante a aplicação do racionamento a situação tornou-se crítica, conforme relata BASTOS (1992). A perda financeira da Coelba no período chegou a 2,09% da renda prevista. O prejuízo intangível citado foi sobre a imagem da companhia, a perda de oportunidade de expansão através de novos projetos e o aumento da apropriação indébita de energia por clientes que faziam ligações diretas.

Com o aumento do volume de água no Rio São Francisco, no final de 1987 e a retomada de investimentos nas linhas de transmissão regionais, o racionamento foi encerrado.

A experiência foi considerada importante para a definição de políticas e procedimentos adotados durante o racionamento de 2001-2002 no Brasil, embora não tenham sido suficientes para ampliar e executar preventivamente os investimentos necessários que certamente evitariam a crise.

4.1.2 O racionamento nacional de 2001-2002

Segundo GOLDENBERG e PRADO (2003), mesmo com a percepção no setor elétrico de que uma crise de falta de energia elétrica tinha grande probabilidade de ocorrer já a partir de 1997, o governo não conseguiu implantar um ambiente regulatório adequado e nem um mercado livre confiável de energia no MAE. Pelo contrário, paralisou as atividades de coordenação da ELETROBRAS. Além de surgir uma multiplicação de regras e legislações incompletas, insuficientes e conflitantes, deixou de existir um interlocutor único e experiente no governo.

Em 2001, o país enfrentou uma grave crise de abastecimento do setor elétrico brasileiro, resultado do descompasso entre as taxas de crescimento do consumo e da expansão da capacidade, combinado a um período de baixo índice de energia afluyente no sistema (PIRES, GIAMBIAGI *et al*, 2002).

Segundo BARDELIN (2004), os atrasos nas obras de geração e transmissão de energia elétrica no período de 1998 a 2001 representaram cerca de 22.000 GWh de redução na oferta prevista de energia, o que equivaleria a 15% da capacidade de armazenamento dos reservatórios das regiões sudeste/centro-oeste e nordeste juntas.

Em 1999, o plano decenal de expansão já previa alto risco de racionamento, apesar de o risco maior se concentrar no ano de 2000, mas como as chuvas nesse período foram mais favoráveis do que em 2001 e a expansão prevista acabou não ocorrendo, o racionamento aconteceu em 2001 (BARDELIN, 2004).

As regiões Norte e Sul do país possuíam nessa época um excedente de geração que poderia ter sido transferido para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste que passavam por escassez, caso o sistema de transmissão tivesse capacidade para tal transferência de energia. A Figura 1 apresenta os gráficos da energia armazenada em percentual da capacidade dos reservatórios por região do país (sul, sudeste/centro-oeste, norte e nordeste) mensalmente, para os anos de 2000, 2001 e 2002. Podemos observar o alto percentual armazenado na região sul nos meses de 2001, ao passo que os reservatórios das demais regiões, principalmente sudeste/centro-oeste e nordeste, apresentam baixo volume mensal armazenado.

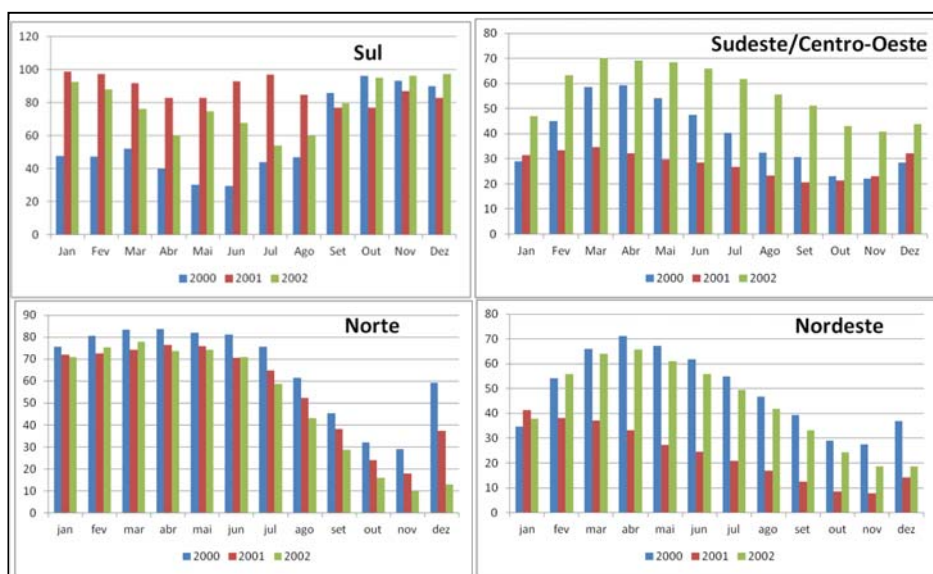


Figura 1. Energia armazenada nos reservatórios regionais. Energia armazenada em percentual da capacidade dos reservatórios por região do país, referente aos anos 2000, 2001, 2002. Fonte: ONS (2014)

O racionamento atingiu as regiões geográficas Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, perdurando até fevereiro de 2002.

O Tribunal de Contas da União (TCU, 2009) publicou um relatório sobre os efeitos da crise energética brasileira nos anos de 2001 e 2002. O documento concluiu que o custo do racionamento foi de R\$ 45,2 bilhões, superando os R\$ 32,2 bilhões calculados em outubro de 2003. Do montante, 60% foi pago diretamente pelos consumidores de energia elétrica, enquanto o restante foi assumido pelo Tesouro Nacional.

Segundo análise do TCU (2009), o valor construiria hoje seis usinas do porte de Jirau, hidrelétrica de 3.450 MW do Rio Madeira. Após os números, o ministro Walton Alencar Rodrigues, relator do processo, expôs o prejuízo que a falta de energia elétrica trouxe para o Brasil: "A população brasileira sofreu com o racionamento de energia. A atividade econômica teve uma redução e a taxa de crescimento da economia caiu de 4,3% em 2000 para 1,3% em 2001". Do relatório do TCU constam também comentários e recomendações referentes à preparação da ANEEL para evitar novos racionamentos de energia elétrica.

Para D'ARAÚJO (2009), é importante ressaltar que o racionamento de 2001, evento que causou prejuízo para milhões de brasileiros, abriu uma enorme oportunidade para mudanças que resgatassem o caráter público do setor.

A partir de 2003 foi implantado o atual modelo para o setor elétrico, regulamentando a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração, tal como foi relatado na seção 2.1.

4.1.3 A situação dos reservatórios em 2013/2014 no Brasil

Devido às baixas precipitações pluviométricas ocorridas no período que abrangeu o ano de 2013 e os primeiros meses de 2014, principalmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, os reservatórios das hidrelétricas dessas regiões receberam baixas afluências. Foi necessário aumentar a geração das usinas termelétricas e a transferência de energia elétrica de outras regiões, para suprir a demanda de energia elétrica principalmente do sudeste e do centro-oeste. Em fevereiro de 2014, o nível de armazenamento dos reservatórios das regiões sudeste e centro-oeste caiu para 34,61%, nível próximo ao de fevereiro de 2001, quando atingiu 33,45% (ONS, 2014).

Em 2001 a região sul podia gerar energia, mas o SIN não tinha capacidade suficiente para transferir toda a energia necessária para as demais regiões brasileiras. Nos anos recentes, o SIN teve sua rede de transmissão de energia elétrica ampliada, principalmente na ligação entre as bacias regionais.

Entretanto continua pendente a ligação das novas usinas eólicas já construídas e prontas para gerar. Relatório da auditoria conduzida pelo TCU (2014), divulgado em junho/2014 aponta falhas no planejamento dos sistemas de transmissão de parques eólicos na Bahia e no Rio Grande do Norte, que causaram um prejuízo de R\$929,5 milhões para os consumidores de energia elétrica entre junho de 2012 e dezembro de 2013. Dito relatório apresenta comentários sobre o descasamento ocorrido entre a geração e a transmissão de energia elétrica em 48 usinas eólicas que foram construídas e entregues, sem a devida ligação ao SIN, principalmente pela falta de licenças ambientais para instalação das linhas de transmissão. Os parques eólicos somam potencia de 1.262 MW, com aproximadamente 570 MW médios que poderiam estar sendo injetados no SIN. Pela regra do edital, os geradores recebem as receitas dos empreendimentos mesmo sem entregar um só KWh, após as usinas terem sido consideradas aptas para operar.

As construções de novas hidrelétricas sofrem atrasos em seus cronogramas, com impactos na entrega final. A solução encontrada pelo ONS foi aumentar o uso da energia das usinas termelétricas que passaram a operar em sua máxima capacidade em 2013 e o primeiro semestre de 2014. Com essa ação, mesmo com impacto no custo de geração de energia elétrica, não foi adotado racionamento de energia elétrica pelo governo. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE, 2014) informou que “o sistema elétrico apresenta-se estruturalmente equilibrado”.

O custo de combustível para as usinas termelétricas gera impacto direto no valor da energia elétrica negociado no mercado livre, com incidência imediata. Na primeira semana de fevereiro de 2014 o valor do PLD atingiu o limite máximo de R\$822,00/MWh para todos os patamares de carga e submercados (CCEE, 2014). O mesmo aconteceu em março/2014. O PLD na quarta semana de maio também atingiu o limite máximo em três submercados (CCEE, 2014).

Na Figura 2 apresentamos gráficos (ONS, 2014) com o comportamento dos reservatórios das hidrelétricas nas quatro regiões ligadas pelo SIN (sul, sudeste/centro-

oeste, norte e nordeste). Para efeito comparativo, os anos de 2000, 2001 e 2002 têm suas curvas representando o cenário referente ao racionamento de 2001; os anos de 2012, 2013 e 2014 (primeiro semestre), também com suas curvas de armazenamento apresentadas, representam o cenário atual. Diferentemente da explicação do cenário ocorrido durante o racionamento de 2001/2002 (Figura 1), fazemos a comparação mensal nos três anos de cada período, para entender melhor a importância do aumento da capacidade do SIN feita após 2002, que, aliada à construção de termelétricas, cuja geração não consta dos gráficos, levou o ONS a recomendar ao governo federal a decisão de não adotar racionamento em 2014.

As termelétricas existentes em 2001 contribuíram com 10,2% da energia elétrica gerada. O SIN tinha a extensão de 70.033 km em 2002, interligando as bacias regionais aos centros consumidores. Em 2012 as termelétricas geraram 22,2% da energia elétrica no Brasil e a extensão do SIN subiu para aproximadamente 110.000 km (EPE, 2013).

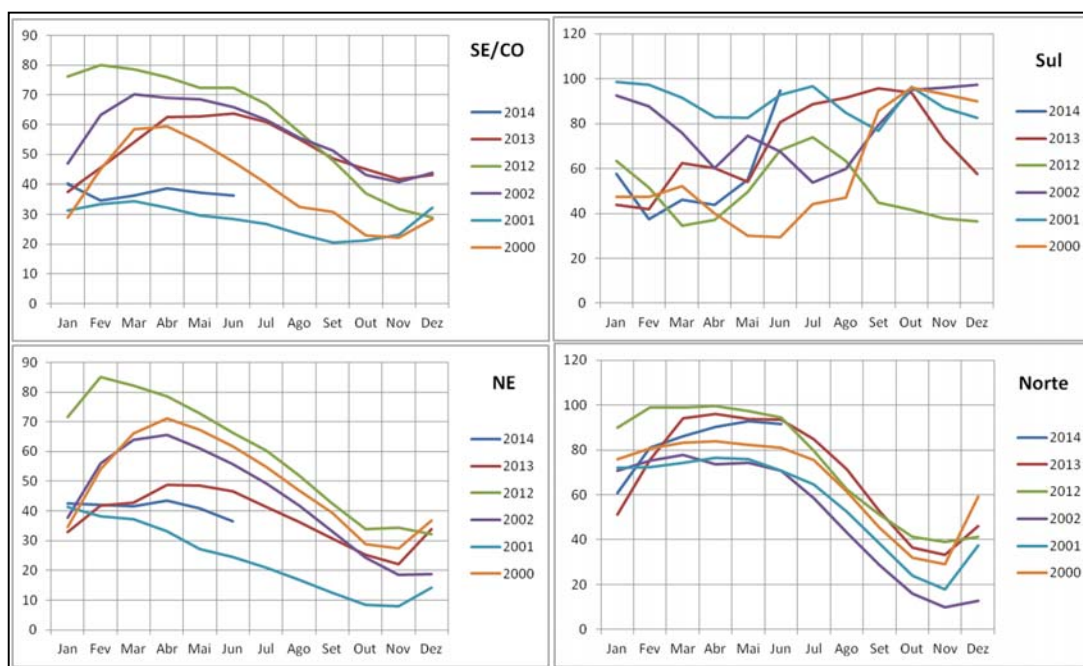


Figura 2. Gráficos comparativos da energia armazenada (%) nos reservatórios das usinas das quatro regiões para os períodos 2000/2001/2002 e 2012/2013/2014. Fonte: Elaboração própria, com dados do ONS (2014).

4.2 O racionamento de 2000-2001 na Califórnia

Conforme descrito por LEE (2004), nos anos 2000-2001, na Califórnia, Estados Unidos da América, houve racionamento de energia elétrica devido ao não atendimento da demanda causada pelo aumento do consumo de eletricidade na estação de verão. Nesta época aconteceram condições climáticas desfavoráveis e fora da média histórica (temperatura mais alta e precipitação pluviométrica mais baixa). Por outro lado, a legislação estadual dificultou os investimentos em tempo hábil e houve aumento do preço do gás utilizado como combustível para as usinas termelétricas. A combinação de dois fatores, aumento da demanda e redução da oferta, foi crucial. O aumento da demanda gerou escassez e, em conjunto com aumento no preço do gás, também levou ao aumento adicional do preço da eletricidade fornecida por produtores independentes no mercado de curto prazo (*spot*). O mercado da Califórnia tinha forte dependência da energia elétrica fornecida por produtores independentes (LEE, 2004).

O mercado de energia elétrica da Califórnia demonstrava sinais de normalidade nos anos 1998 e 1999. O preço da eletricidade estava estabilizado a preço baixo, o verão de 1998 teve afluência hídrica dentro da normalidade e o verão de 1999 apresentou temperaturas mais baixas que a média histórica. Em 2000 a situação climática sofreu alterações, com o verão apresentando temperaturas acima da média esperada. O primeiro sinal de crise na oferta de energia elétrica aconteceu na região nordeste da Califórnia. As altas temperaturas que começaram a acontecer ainda no início de maio, causaram aumento da demanda e conseqüentemente aumento recorde no preço da eletricidade. Além disso, a demanda aumentada não foi atendida pela capacidade de geração e transmissão existente no estado, e foi iniciado racionamento de energia elétrica na área da baía de São Francisco, tendo atingido outras áreas posteriormente. Mesmo após o verão, o preço da energia elétrica continuou alto, sem nenhuma indicação de possível redução. O aumento do preço da energia elétrica criou dificuldade para empresas de distribuição, que tiveram problemas de caixa para honrar pagamentos aos fornecedores. Com isso, as geradoras passaram a exigir pagamento adiantado às distribuidoras. O mesmo procedimento foi seguido pelas

fornecedoras de gás para as termelétricas. O efeito “bola de neve” englobando geração, distribuição e consumo criou um cenário de dificuldades de crédito e pagamento aumentando a crise no setor elétrico da Califórnia. Por decisão governamental a geração foi obrigada a fornecer energia elétrica à distribuição apesar da inadimplência. Em maio de 2001 o governo iniciou a aplicação de tarifa diferenciada, penalizando indústria e famílias, de alto consumo de energia elétrica.

A recessão econômica ocorrida nos Estados Unidos, no início da década de 1990, impactou negativamente o investimento no setor elétrico. Na mesma época a regulamentação do mercado de energia elétrica passou por reformas profundas. A legislação ambiental também ficou mais exigente. Tantas incertezas em conjunto dificultaram novos investimentos na geração e transmissão de energia elétrica, principalmente na Califórnia e estados vizinhos. A Califórnia é um estado líder na regulamentação ambiental, por isso recebe menores investimentos no setor elétrico do que outros estados americanos. A capacidade de produção de energia elétrica na Califórnia foi reduzida em cerca de 2% na década de 1990, em oposição ao ocorrido nos Estados Unidos como um todo, que teve aumento de 7% no mesmo período. Em 2000 o preço do gás natural fornecido às usinas termelétricas da Califórnia aumentou da média de US\$3,0/m³ praticada em fevereiro, para US\$19,9/m³ no mês de dezembro (LEE, 2004). Por outro lado, o congelamento de tarifas para o varejo definido pelo governo produziu problemas financeiros sérios para as empresas de distribuição de energia elétrica, de tal forma que essas empresas não honraram pagamentos às geradoras independentes pelas compras feitas no mercado *spot*. Essa ocorrência tornou pior a situação do mercado elétrico da Califórnia. O custo total da eletricidade em 2000 foi quatro vezes maior que o custo de 1999. O preço de energia elétrica para a indústria chegou a níveis de tal magnitude que prejudicou o resultado da economia. Algumas indústrias encerraram suas atividades, pois não conseguiram honrar seus compromissos financeiros devido ao aumento dos custos. A grande dependência das indústrias na energia elétrica negociada no mercado *spot* ampliou a crise de eletricidade de 2000-2001. Com o envolvimento do governo na indústria de energia elétrica, a crise da Califórnia resultou em aumento da regulação e ampliou a participação governamental no mercado.

5. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA NESTA TESE

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta nesta tese para estimar o Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica.

5.1 Fundamentos da metodologia proposta

O Modelo Insumo-Produto (MIP), cuja primeira publicação ocorreu em 1936, no trabalho de Wassily Leontief, denominado “análise insumo-produto”, é uma adaptação da teoria neoclássica do equilíbrio geral para o estudo empírico da interdependência quantitativa entre setores econômicos que compõem uma nação. Foi originariamente desenvolvido para analisar as relações entre os diversos setores de produção e de consumo de uma economia nacional (LEONTIEF, 1966).

Em 1936, Leontief publicou os primeiros resultados para a economia americana, referentes ao ano 1919; em 1941 publicou a primeira edição da “Structure of the American Economy 1919-1939” e a segunda edição foi publicada em 1951. Em 1973 Leontief foi laureado com o Prêmio Nobel em Economia pelo desenvolvimento do Modelo Insumo-Produto e suas aplicações a questões relevantes. O modelo de Leontief tem como referência uma matriz com os fluxos entre diferentes atividades econômicas. A base de dados necessária deve descrever as relações dessas atividades entre si, com a demanda final, sua conta de renda e as importações (LEONTIEF, 1966).

A metodologia proposta nesta tese tem como base a análise de multiplicadores na matriz insumo-produto, também denominada “análise de impacto”. Consideramos a fórmula modificada por O’CONNOR e HENRY (1975) do método de cálculo proposto por GEARY e PRATISCHKE (1968), que é mostrado a seguir.

Para apresentar a metodologia, utilizamos a matriz insumo-produto de uma economia simplificada, formada por quatro setores produtivos (A_1 , A_2 , A_3 , A_4), que é apresentada na Tabela 6, com os multiplicadores de redução aplicados.

Tabela 6. Matriz insumo-produto com 4 setores produtivos e aplicação das reduções percentuais.

Fonte: Elaboração própria

Setores	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	Demanda Final (C)	Produção Total (X)
A ₁	R ₁ X ₁₁	R ₁ X ₁₂	R ₁ X ₁₃	R ₁ X ₁₄	R ₁ C ₁	R ₁ X ₁
A ₂	R ₂ X ₂₁	R ₂ X ₂₂	R ₂ X ₂₃	R ₂ X ₂₄	R ₂ C ₂	R ₂ X ₂
A ₃	R ₃ X ₃₁	R ₃ X ₃₂	R ₃ X ₃₃	R ₃ X ₃₄	R ₃ C ₃	R ₃ X ₃
A ₄	R ₄ X ₄₁	R ₄ X ₄₂	R ₄ X ₄₃	R ₄ X ₄₄	R ₄ C ₄	R ₄ X ₄
Insumos Primários	q ₁ B ₁	q ₂ B ₂	q ₃ B ₃	q ₄ B ₄		
Produção Total	R ₁ X ₁	R ₂ X ₂	R ₃ X ₃	R ₄ X ₄		

Onde para i e j variando de 1 a 4:

x_{ij} → fluxo entre os setores produtivos i e j

X_j → Produção total do setor j (input total=output total)

C_i → Demanda final do setor i

B_j → Insumos primários do setor j

R_i → efeito multiplicador (de redução) para o setor produtivo i

q_j → efeito multiplicador (de redução) para os insumos primários do setor j.

Os Insumos Primários são formados pela soma do PIB setorial com as importações de cada setor produtivo.

Inicialmente calculamos os coeficientes técnicos para os setores produtivos e os coeficientes para os insumos primários, a partir da matriz insumo-produto da Tabela 7:

$$a_{ij} = x_{ij} / X_j \quad e \quad b_j = B_j / X_j \quad (5.1)$$

Onde: a_{ij} → são os coeficientes técnicos dos setores produtivos e

b_j → são os coeficientes técnicos dos insumos primários

Assim derivamos a Tabela 7, onde os coeficientes técnicos são multiplicados pela redução percentual.

Tabela 7. Coeficientes técnicos multiplicados pela redução percentual.

Fonte: Elaboração própria.

Setores	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
A ₁	R ₁ a ₁₁	R ₁ a ₁₂	R ₁ a ₁₃	R ₁ a ₁₄
A ₂	R ₂ a ₂₁	R ₂ a ₂₂	R ₂ a ₂₃	R ₂ a ₂₄
A ₃	R ₃ a ₃₁	R ₃ a ₃₂	R ₃ a ₃₃	R ₃ a ₃₄
A ₄	R ₄ a ₄₁	R ₄ a ₄₂	R ₄ a ₄₃	R ₄ a ₄₄
Insumos Primários	q ₁ b ₁	q ₂ b ₂	q ₃ b ₃	q ₄ b ₄
Produção Total	R ₁	R ₂	R ₃	R ₄

Somamos as colunas da Tabela 7 para obter o seguinte sistema de equações:

$$\begin{aligned}
 R_1 a_{11} + R_2 a_{21} + R_3 a_{31} + R_4 a_{41} + q_1 b_1 &= R_1 \\
 R_1 a_{12} + R_2 a_{22} + R_3 a_{32} + R_4 a_{42} + q_2 b_2 &= R_2 \\
 R_1 a_{13} + R_2 a_{23} + R_3 a_{33} + R_4 a_{43} + q_3 b_3 &= R_3 \\
 R_1 a_{14} + R_2 a_{24} + R_3 a_{34} + R_4 a_{44} + q_4 b_4 &= R_4
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Do Sistema de equações (5.2) obtemos:

$$\begin{aligned}
 R_1(1 - a_{11}) - R_2 a_{21} - R_3 a_{31} - R_4 a_{41} &= q_1 b_1 \\
 -R_1 a_{12} + R_2(1 - a_{22}) - R_3 a_{32} - R_4 a_{42} &= q_2 b_2 \\
 -R_1 a_{13} - R_2 a_{23} + R_3(1 - a_{33}) - R_4 a_{43} &= q_3 b_3 \\
 -R_1 a_{14} - R_2 a_{24} - R_3 a_{34} + R_4(1 - a_{44}) &= q_4 b_4
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

O Sistema de equações (5.3) pode ser representado na forma matricial como:

$$R = \left((I - A)^{-1} \right)^T \cdot qb \tag{5.4}$$

Onde:

$R \rightarrow$ vetor coluna correspondente à redução da produção setorial;

$qb \rightarrow$ vetor coluna dos coeficientes técnicos dos insumos primários reduzidos

$A \rightarrow$ matriz de coeficientes técnicos dos setores produtivos;

$\left((I - A)^{-1} \right)^T \rightarrow$ transposta da matriz de coeficientes de interdependência.

A Equação (5.4) representa as reduções nos setores produtivos em função das reduções nos insumos primários. Desejamos determinar o efeito de reduções da oferta de eletricidade aos setores produtivos sobre os insumos primários setoriais (PIB + Importações).

No modelo proposto nesta tese, são calculados os efeitos de variações uniformes na redução de oferta de eletricidade sobre os PIB dos setores produtivos. A redução percentual da oferta de energia elétrica é um dos parâmetros do modelo proposto para o cálculo do Custo Marginal do Déficit.

5.2 Descrição do modelo proposto para cálculo do Custo Marginal do Déficit

O modelo proposto para o cálculo do Custo Marginal do déficit de energia elétrica utiliza como dados básicos de entrada:

- a. A matriz insumo-produto de uma economia, sendo eletricidade um dos setores produtivos;
- b. As tarifas médias de energia elétrica por setor produtivo, praticadas no ano da matriz insumo-produto.

De posse dos dados de entrada, indicados acima, procedemos aos seguintes passos:

Passo 1. Inicialmente calcular a matriz de coeficientes técnicos dos setores produtivos e dos insumos primários (PIB + importações) conforme as identidades de (5.1) para depois calcular a matriz transposta de coeficientes de interdependência da matriz insumo-produto, aplicando a Equação 5.5:

$$\left((I - A)^{-1} \right)^T \quad (5.5)$$

Passo 2. Definir o percentual R_e de redução da oferta de energia elétrica aos setores (e é o setor de energia elétrica). O modelo assume variações unitárias do percentual de redução de um até trinta, ou seja, $R_e = (1, \dots, 30)$. A premissa do modelo é que a redução estimada e aplicada sobre a oferta de energia elétrica aos insumos primários $q = (1, \dots, 30)$ tem relação direta e específica para a redução do PIB e que não afeta as importações, porque a fabricação dos insumos importados não usa eletricidade do país importador.

O limite superior de redução percentual de 30% na eletricidade ofertada a cada setor produtivo, conforme utilizado na descrição do modelo, foi definido considerando que a probabilidade de ocorrer redução desta magnitude ou ainda maior é próxima de zero, devido a que o impacto negativo sobre a economia será tão grande que causará sérios problemas para o país.

Os próximos passos 3 a 8 são executados para cada variação da redução da oferta de energia elétrica:

Passo 3. Calcular a variação do coeficiente técnico do PIB para cada setor da economia, aplicando:

$$P_R = b - (qb) \quad \text{para } q = (1, 2, \dots, 30) \quad (5.6)$$

sendo:

$b \rightarrow$ vetor coluna dos coeficientes técnicos dos insumos primários reduzidos

$P_R \rightarrow$ vetor coluna do coeficiente técnico reduzido do PIB

Passo 4. Calcular a variação para os setores produtivos R_R a partir da Equação (5.4):

$$R_R = \left((I - A)^{-1} \right)^T \cdot P_R \quad (5.7)$$

Passo 5. Calcular a matriz de coeficientes técnicos reduzidos dos setores produtivos e as correspondentes reduções no PIB, aplicando:

$$A_R = R_D \cdot A \quad (5.8)$$

sendo:

$A_R \rightarrow$ matriz de coeficientes técnicos reduzidos;

$A \rightarrow$ matriz de coeficientes técnicos antes da redução;

$R_D \rightarrow$ matriz diagonal formada pelo vetor R_R , redução dos setores produtivos, calculado no passo 4.

Passo 6. Montar a matriz insumo-produto Reduzida com a aplicação das correspondentes reduções (do passo 5) dos setores produtivos e do PIB;

Passo 7. Calcular a energia elétrica ofertada a cada um dos setores produtivos em MWh, antes e após a redução de energia elétrica, utilizando as tarifas médias praticadas no período:

$$\begin{aligned} EE_N &= EE_\alpha / tar \\ EE_P &= EE_\beta / tar \end{aligned} \quad (5.9)$$

Sendo:

EE_N → energia elétrica ofertada aos setores produtivos em MWh, antes da redução;

EE_P → energia elétrica ofertada aos setores produtivos em MWh, após a redução;

EE_α → valor monetário da energia elétrica ofertada aos setores produtivos antes da redução;

EE_β → valor monetário da energia elétrica ofertada aos setores produtivos após a redução;

tar → valor em Reais da Tarifa Média de Energia Elétrica praticada no Período.

Passo 8. Para cada setor produtivo i , calcular o Custo Marginal do Déficit (CMgD)

$$CMgD_i = \left(\frac{PIB_{Ni}}{EE_{Ni}} \right) - \left(\frac{PIB_{Pi}}{EE_{Pi}} \right) \quad (5.10)$$

Sendo:

PIB_{Ni} → PIB do setor i antes da redução da oferta de energia elétrica;

PIB_{Pi} → PIB do setor i após a redução da oferta de energia elétrica.

Com a Equação (5.10) obtemos para cada setor produtivo, a variação do PIB marginal calculado em dois momentos distintos, ou seja, antes e após a aplicação da redução da oferta de energia elétrica aos setores.

Na metodologia proposta, a oferta de energia elétrica aos setores produtivos sofre redução linear. Por isso, inicialmente foram calculados os impactos sobre os PIBs de cada setor com as devidas alterações percentuais, obtendo o CMgD de cada setor e depois foi obtida a soma dos CMgD setoriais para obter o CMgD Brasil.

6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA - ESTUDO DE CASO PARA O BRASIL

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso aplicando o modelo introduzido no capítulo 6. Neste estudo de caso serão usados os dados reais da economia brasileira, para estimar o Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica. Foram utilizados dados fornecidos pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

O estudo de caso tem como entrada dados referentes ao ano de 2012. Como a matriz insumo-produto referente ao ano de 2012 não foi divulgada pelo IBGE, será utilizada inicialmente, a matriz insumo-produto de 2009 (IBGE, 2011), em conjunto com dados referentes ao Valor Adicionado a Preços Básicos e Demanda Final para cada um dos doze setores produtivos de 2012 (IBGE, 2013). Estes dados serviram como base para estimar os fluxos entre os setores produtivos, compondo a matriz insumo-produto de 2012. No Apêndice apresentamos os passos seguidos para a estimativa da MIP de 2012, utilizando dados obtidos no IBGE e aplicando o método RAS (STONE, BATES et al, 1963; O'CONNOR e HENRY, 1975).

6.1 Aplicação da Metodologia com dados de 2012

Conforme demonstrado na seção 5.1, os dados de entrada para o modelo são a matriz insumo-produto para o ano em estudo e as tarifas médias de energia elétrica, praticadas no mesmo período da matriz. Após ter sido efetuado o cálculo pelo método RAS, conforme apresentado no Apêndice, obtivemos a estimativa da MIP para 2012, apresentada na Tabela 8.

Tabela 8. Matriz insumo-produto estimada para 2012.
Fonte: Elaboração própria

Código do produto Nível 12	Descrição do produto Nível 12	Estimativa do Consumo intermediário das atividades (valores correntes em 1 000 000 R\$) - 2012 <i>ESTIMADA PELO METODO RAS</i>														Demanda final Estimada	
		A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12	SUBTOTAL	Demanda final	Demanda Total	
A01	Agropecuária	37595	0	207135	0	0	0	0	0	0	0	6307	1222	252259	122571	374831	
A02	Indústria extrativa mineral	2499	30766	111251	10527	8452	0	0	0	0	0	94	79	163668	303250	466918	
A03	Indústria de transformação	99500	80209	775866	22990	166944	51960	119413	22376	16518	4878	213467	70236	1644356	953621	2597977	
A04	Só Eletricidade	1725	9998	27422	53341	729	10717	3283	2463	2258	394	16040	11566	139935	149352	289288	
A05	Construção	0	5865	1894	22	7611	342	40	1066	1959	8056	4524	23708	55088	371951	427039	
A06	Comércio	0	0	5427	0	92	13025	0	0	0	0	21	0	18565	653171	671736	
A07	Transporte, armazenagem e correio	3593	38283	42726	4103	2074	31279	32260	5016	3283	538	13476	6267	182898	255303	438201	
A08	Serviços de informação	805	10980	16023	3018	881	9271	4565	41665	24235	1009	63409	53601	229464	65012	294476	
A09	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	2407	10317	58583	3242	4616	18832	12980	8654	57689	2992	12270	53948	246529	205677	452206	
A10	Atividades imobiliárias e aluguel	149	29165	7865	820	1218	17008	3262	6399	2245	1484	13050	15180	97844	275903	373747	
A11	Outros serviços	86	31387	30854	13283	8537	38744	25528	22631	24470	6826	51165	39642	293153	815330	1108483	
A12	Administração, saúde e educação públicas	0	1029	21860	610	0	4644	1608	5151	9194	0	15776	43325	103197	847161	950358	
SubTotal	v	148700	247845	1308918	111856	201388	195522	202960	115103	141370	26088	409341	317868	3426956	5018303	8445259	
Importações		10976	55876	411523	5211	607	2776	10007	12867	9961	37636	58326	0	615766			
PIB		215155	163197	877536	172220	225044	473438	225235	166506	300876	310024	640816	632490	4402537			
TOTAL	M	374831	466918	2597977	289288	427039	671736	438201	294476	452206	373747	1108483	950358	8445259			

Aplicamos a metodologia proposta na seção 5.2 para calcular o custo marginal do déficit, utilizando como dados de entrada a MIP 2012 estimada (Tabela 8) e as tarifas médias de energia elétrica (Tabela 9), praticadas no ano de 2012 dos 12 setores produtivos, obtidas da ANEEL (2013).

Tabela 9. Tarifa média (R\$/MWh) por setor produtivo para 2012.
Fonte: elaboração própria, a partir de dados da ANEEL(2013)

Setor		Tarifa
A1	Agropecuária	157,49
A2	Indústria extrativa mineral	257,63
A3	Indústria de transformação	257,63
A4	Eletricidade	257,63
A5	Construção	257,63
A6	Comércio	307,52
A7	Transporte, armazenagem e correio	307,52
A8	Serviços de Informação	307,52
A9	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	307,52
A10	Atividades imobiliárias e aluguel	307,52
A11	Outros serviços (inclusive gás encanado, vapor e água quente, água e esgoto, serviços de limpeza urbana, separados do setor A4)	307,52
A12	Administração, saúde e educação públicas	329,72
	Média Brasil	292,91

Seguindo os passos do método proposto na seção 5.2 e usando os dados acima, podemos calcular o custo marginal do déficit:

Passo 1. Foram calculadas as matrizes de coeficientes técnicos (Tabela 10) e de coeficientes de interdependência (Tabela 11).

Tabela 10. Matriz de Coeficientes Técnicos.

Fonte: Elaboração própria.

Setores	COEFICIENTES						TÉCNICOS					
	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
A01	0,10030	0,00000	0,07973	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00569	0,00129
A02	0,00667	0,06589	0,04282	0,03639	0,01979	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00008	0,00008
A03	0,26545	0,17178	0,29864	0,07947	0,39093	0,07735	0,27251	0,07599	0,03653	0,01305	0,19258	0,07390
A04	0,00460	0,02141	0,01056	0,18439	0,00171	0,01595	0,00749	0,00836	0,00499	0,00105	0,01447	0,01217
A05	0,00000	0,01256	0,00073	0,00008	0,01782	0,00051	0,00009	0,00362	0,00433	0,02155	0,00408	0,02495
A06	0,00000	0,00000	0,00209	0,00000	0,00022	0,01939	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00002	0,00000
A07	0,00958	0,08199	0,01645	0,01418	0,00486	0,04656	0,07362	0,01703	0,00726	0,00144	0,01216	0,00659
A08	0,00215	0,02352	0,00617	0,01043	0,00206	0,01380	0,01042	0,14149	0,05359	0,00270	0,05720	0,05640
A09	0,00642	0,02210	0,02255	0,01121	0,01081	0,02803	0,02962	0,02939	0,12757	0,00800	0,01107	0,05677
A10	0,00040	0,06246	0,00303	0,00283	0,00285	0,02532	0,00744	0,02173	0,00496	0,00397	0,01177	0,01597
A11	0,00023	0,06722	0,01188	0,04592	0,01999	0,05768	0,05826	0,07685	0,05411	0,01826	0,04616	0,04171
A12	0,00000	0,00220	0,00841	0,00211	0,00000	0,00691	0,00367	0,01749	0,02033	0,00000	0,01423	0,04559
Importação	0,02928	0,11967	0,15840	0,01801	0,00142	0,00413	0,02284	0,04369	0,02203	0,10070	0,05262	0,00000
PIB	0,57401	0,34952	0,33778	0,59533	0,52699	0,70480	0,51400	0,56543	0,66535	0,82950	0,57810	0,66553
Total	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 11. Matriz de Coeficientes de Interdependência.

Fonte: Elaboração própria.

Setores	Coeficientes de Interdependência											
	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
A01	1,15246	0,02995	0,46148	0,01405	0,00115	0,00098	0,02362	0,01014	0,02308	0,00456	0,01277	0,00513
A02	0,03354	1,08962	0,37129	0,03735	0,01684	0,00080	0,10673	0,04466	0,04582	0,07296	0,09815	0,00955
A03	0,13577	0,07210	1,52951	0,02419	0,00312	0,00326	0,03679	0,02026	0,04629	0,01097	0,03299	0,01572
A04	0,01797	0,05724	0,19759	1,23232	0,00187	0,00042	0,02933	0,02524	0,02584	0,00957	0,07166	0,00679
A05	0,05587	0,05131	0,62764	0,01331	1,02002	0,00156	0,02298	0,01411	0,03310	0,00936	0,03847	0,00732
A06	0,01600	0,00917	0,17499	0,02518	0,00233	1,02015	0,05772	0,02750	0,04288	0,02944	0,07503	0,01177
A07	0,04303	0,02310	0,47954	0,01936	0,00201	0,00102	1,09292	0,02726	0,05352	0,01318	0,08138	0,01139
A08	0,01738	0,00959	0,18817	0,01775	0,00657	0,00040	0,02837	1,17896	0,04953	0,02910	0,10527	0,02606
A09	0,01020	0,00568	0,10917	0,01147	0,00680	0,00024	0,01453	0,08045	1,15562	0,00973	0,07682	0,02830
A10	0,00387	0,00253	0,04213	0,00255	0,02231	0,00010	0,00323	0,00591	0,01137	1,00483	0,02190	0,00107
A11	0,03682	0,01703	0,33906	0,02551	0,00623	0,00074	0,02419	0,07786	0,02839	0,01718	1,06584	0,02111
A12	0,01736	0,00964	0,17447	0,02098	0,02838	0,00038	0,01507	0,08042	0,07827	0,02119	0,06280	1,05351

Passo 2. Foi definido o redutor R_e da oferta de energia elétrica aos setores produtivos com a variação percentual de 2% a 30%. A fim de ilustrar foi utilizado apenas o redutor com 10%, ou seja, $R_e = 0,10$. Os outros redutores são calculados de forma análoga.

No passo 8, como consolidação das 29 execuções do algoritmo, é apresentada a Tabela 20 que contém os resultados obtidos com as variações percentuais de redução da oferta de energia elétrica aos setores produtivos de 2% até 30%.

Passo 3. Foi calculado o coeficiente técnico reduzido do PIB para cada setor da economia, aplicando a Equação (5.6). A Tabela 12 apresenta o resultado obtido, sendo:

Tabela 12. Coeficientes técnicos reduzidos (10%) do PIB.

Fonte: Elaboração própria.

Setores	Coeficientes Técnicos	
	PIB Reduzido	PIB reduzido + Importação
A01	0,51023	0,53951
A02	0,31068	0,43035
A03	0,30025	0,45865
A04	0,52918	0,54719
A05	0,46843	0,46985
A06	0,62649	0,63062
A07	0,45689	0,47972
A08	0,50261	0,54630
A09	0,59142	0,61345
A10	0,73733	0,83803
A11	0,51387	0,56649
A12	0,59158	0,59158

Passo 4. De posse dos coeficientes do PIB Reduzido + Importações para os setores produtivos, obtidos no Passo 3 foi calculado o vetor de redução R_R para cada setor produtivo utilizando a Equação (5.7). Na Tabela 13 são apresentados os redutores calculados do vetor R_R (considerando $R_c=0,10$ na oferta de energia elétrica) para os setores produtivos A01 até A12.

Tabela 13. Vetor de Redutores (considerando 10%).

Fonte: Elaboração própria.

Setores	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
Redutor	0,90	0,91	0,92	0,90	0,90	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89

Passo 5. São calculados os coeficientes reduzidos dos setores produtivos e as correspondentes reduções no PIB. O resultado deste cálculo e da aplicação do redutor sobre os coeficientes técnicos, para obter a matriz dos coeficientes técnicos reduzidos a 10% é apresentado na Tabela 14.

Tabela 14. Matriz de coeficientes Técnicos Reduzidos (considerando 10%).

Fonte: Elaboração própria.

Setores	Coeficientes Técnicos Reduzidos											
	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
A01	0,09030	0,00000	0,07178	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00512	0,00116
A02	0,00608	0,06011	0,03906	0,03320	0,01806	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00008	0,00008
A03	0,24337	0,15750	0,27380	0,07286	0,35842	0,07092	0,24984	0,06967	0,03349	0,01197	0,17656	0,06776
A04	0,00413	0,01920	0,00947	0,16535	0,00153	0,01431	0,00672	0,00750	0,00448	0,00095	0,01298	0,01091
A05	0,00000	0,01131	0,00066	0,00007	0,01605	0,00046	0,00008	0,00326	0,00390	0,01941	0,00368	0,02247
A06	0,00000	0,00000	0,00187	0,00000	0,00019	0,01734	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00002	0,00000
A07	0,00864	0,07389	0,01482	0,01278	0,00438	0,04196	0,06634	0,01535	0,00654	0,00130	0,01096	0,00594
A08	0,00193	0,02117	0,00555	0,00939	0,00186	0,01243	0,00938	0,12739	0,04825	0,00243	0,05150	0,05078
A09	0,00575	0,01980	0,02020	0,01004	0,00968	0,02512	0,02654	0,02633	0,11429	0,00717	0,00992	0,05086
A10	0,00036	0,05630	0,00273	0,00255	0,00257	0,02282	0,00671	0,01959	0,00447	0,00358	0,01061	0,01440
A11	0,00021	0,06065	0,01072	0,04143	0,01804	0,05204	0,05256	0,06934	0,04882	0,01648	0,04165	0,03764
A12	0,00000	0,00197	0,00753	0,00189	0,00000	0,00618	0,00328	0,01564	0,01818	0,00000	0,01273	0,04077
Importação	0,02928	0,11967	0,15840	0,01801	0,00142	0,00413	0,02284	0,04369	0,02203	0,10070	0,05262	0,00000
PIB reduzido	0,51023	0,31068	0,30025	0,52918	0,46843	0,62649	0,45689	0,50261	0,59142	0,73733	0,51387	0,59158
Total Prod.	0,53951	0,43035	0,45865	0,54719	0,46985	0,63062	0,47972	0,54630	0,61345	0,83803	0,56649	0,59158

Passo 6. A seguir foi feita a preparação dos quadrantes 1 e 3 da matriz insumo-produto reduzida. Essa preparação é feita com o uso da matriz insumo-produto de 2012, ou seja, antes da redução da oferta de eletricidade aos setores produtivos (Tabela 8). Desta tabela utilizamos os Totais Produzidos por setor para calcular a produção reduzida para cada setor. Multiplicamos cada total produzido setorial (Tabela 8) pelos coeficientes técnicos reduzidos do respectivo setor, da Tabela 14, para obter a produção reduzida e compor a matriz insumo-produto reduzida, cujo resultado é apresentado na Tabela 15.

**Tabela 15. Produção Reduzida: Matriz insumo-produto 12 Setores de 2012 (10%).
Fonte: elaboração própria.**

Código do produto Nível 12	Descrição do produto Nível 12	Consumo intermediário das atividades (valores correntes em 1 000 000 R\$) - 2012 Estimado - REDUZIDO												(u) SUBTOTAL
		A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12	
A01	Agropecuária	33846	0	186479	0	0	0	0	0	0	0	5678	1100	227104
A02	Indústria extrativa mineral	2279	28067	101490	9603	7711	0	0	0	0	0	86	72	149307
A03	Indústria de transformação	91224	73538	711336	21078	153059	47638	109481	20515	15144	4473	195713	64395	1507593
A04	Só Eletricidade	1547	8966	24591	47834	654	9611	2944	2209	2025	353	14384	10372	125488
A05	Construção	0	5282	1706	20	6855	308	36	960	1765	7255	4075	21352	49614
A06	Comércio	0	0	4853	0	82	11646	0	0	0	0	19	0	16601
A07	Transporte, armazenagem e correio	3238	34500	38504	3698	1869	28188	29072	4520	2958	485	12144	5648	164824
A08	Serviços de informação	725	9887	14427	2718	793	8348	4110	37514	21820	909	57092	48261	206603
A09	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	2157	9243	52483	2904	4136	16871	11628	7753	51683	2680	10992	48331	220862
A10	Atividades imobiliárias e aluguel	134	26287	7089	739	1098	15329	2940	5768	2023	1338	11762	13682	88188
A11	Outros serviços	77	28320	27838	11985	7702	34958	23034	20420	22079	6159	46165	35768	264505
A12	Administração, saúde e educação pública	0	921	19550	546	0	4153	1438	4607	8223	0	14109	38747	92293
	SubTotal (v)	135228	225009	1190345	101124	183959	177051	184683	104265	127719	23652	372218	287729	3112981
	Importações	10976	55876	411523	5211	607	2776	10007	12867	9961	37636	58326	0	615766
	PIB (VAB+IMPOSTOS) (e)	191249	145064	780032	153085	200039	420834	200209	148006	267445	275577	569614	562213	3913366
	TOTAL (M)	326477	370073	1970377	254209	383997	597885	384892	252271	395164	299228	941832	849943	

Passo 7. Calculamos a energia elétrica ofertada a cada um dos setores produtivos, em MWh, antes e após a redução de energia elétrica.

Para calcular a energia elétrica ofertada antes da redução imposta, utilizamos os dados da linha referente à oferta de eletricidade aos setores, da matriz insumo-produto (Tabela 8) e as tarifas setoriais de eletricidade da Tabela 9. Aplicamos Equações (5.9) e o resultado obtido é apresentado na Tabela 16.

Tabela 16. Oferta de eletricidade em MWh aos setores produtivos antes da redução considerada de 10%. Fonte: Elaboração própria.

Antes da Redução %	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
Eletricidade em MWh	10951277	38807838	106438125	207044638	2829966	34850861	10674899	8008536	7342241	1281353	52159256	35078089

Operação similar é feita para o momento posterior, ou seja, dados com a redução imposta. Sendo que, para calcular a energia elétrica ofertada após a redução imposta, utilizamos os dados da matriz insumo-produto da Tabela 15 e as tarifas setoriais de eletricidade da Tabela 9. Isso é feito com a aplicação das Equações (5.9). O resultado obtido é apresentado na Tabela 17.

Tabela 17. Oferta de eletricidade em MWh aos setores produtivos após redução considerada de 10%. Fonte: Elaboração própria.

Após Redução %	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
Eletricidade em MWh	9820611	34801120	95448913	185668301	2537786	31252682	9572768	7181694	6584191	1149060	46774070	31456449

Passo 8. Foi calculado o Custo Marginal do Déficit de Energia elétrica para cada setor produtivo, aplicando a Equação (5.10). O resultado é apresentado na Tabela 18.

Tabela 18. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica (R\$) por cada setor produtivo, em reais (após redução considerada de 10%). Fonte: Elaboração própria.

Redução de 10%	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12
CMgD calculado	172,33	36,89	72,32	7,30	697,54	119,16	185,08	182,37	359,45	2122,31	107,77	158,16

Para obter o Custo Marginal do Déficit de energia elétrica (CMgD) no nível Brasil, somamos os CMgD dos 12 setores. Repetindo os passos 2 a 8, com variações unitárias de

redução de 2% até 30% da oferta de energia elétrica aos setores, obtivemos o resultado apresentado na Tabela 19.

Tabela 19. CMgD Setorial e Total Brasil 2012 (R\$)
por percentual de redução na geração de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.

% Redução	CMgD Setorial												CMgD Brasil
	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12	
2,0	37,25	7,97	15,63	1,58	150,76	25,75	40,00	39,42	77,69	458,68	23,29	34,18	912,19
3,0	52,87	11,32	22,19	2,24	213,99	36,56	56,78	55,95	110,27	651,08	33,06	48,52	1294,81
4,0	68,83	14,73	28,88	2,91	278,59	47,59	73,92	72,84	143,56	847,63	43,04	63,17	1685,70
5,0	85,14	18,22	35,73	3,60	344,60	58,87	91,43	90,10	177,58	1048,47	53,24	78,14	2085,12
6,0	101,81	21,79	42,72	4,31	412,07	70,39	109,33	107,74	212,35	1253,75	63,66	93,43	2493,37
7,0	118,85	25,44	49,87	5,03	481,05	82,18	127,64	125,77	247,89	1463,62	74,32	109,07	2910,73
8,0	136,27	29,17	57,19	5,77	551,58	94,23	146,35	144,21	284,24	1678,22	85,22	125,07	3337,52
9,0	154,10	32,98	64,67	6,52	623,73	106,55	165,49	163,07	321,42	1897,73	96,36	141,43	3774,05
10,0	172,33	36,89	72,32	7,30	697,54	119,16	185,08	182,37	359,45	2122,31	107,77	158,16	4220,67
11,0	191,00	40,88	80,15	8,09	773,08	132,06	205,12	202,12	398,38	2352,14	119,44	175,29	4677,74
12,0	210,10	44,97	88,17	8,90	850,40	145,27	225,64	222,34	438,22	2587,40	131,38	192,82	5145,61
13,0	229,66	49,16	96,38	9,72	929,57	158,80	246,64	243,04	479,02	2828,30	143,62	210,77	5624,68
14,0	249,70	53,45	104,78	10,57	1010,67	172,65	268,16	264,24	520,81	3075,03	156,14	229,16	6115,36
15,0	270,22	57,84	113,40	11,44	1093,75	186,85	290,20	285,96	563,63	3327,81	168,98	248,00	6618,07
16,0	291,26	62,34	122,22	12,33	1178,89	201,39	312,80	308,22	607,50	3586,86	182,13	267,30	7133,26
17,0	312,82	66,96	131,27	13,24	1266,18	216,30	335,95	331,04	652,48	3852,43	195,62	287,10	7661,40
18,0	334,93	71,69	140,55	14,18	1355,68	231,59	359,70	354,45	698,60	4124,76	209,45	307,39	8202,99
19,0	357,62	76,55	150,07	15,14	1447,50	247,28	384,06	378,45	745,92	4404,11	223,63	328,21	8758,54
20,0	380,89	81,53	159,84	16,13	1541,71	263,37	409,06	403,08	794,47	4690,76	238,19	349,57	9328,61
21,0	404,79	86,64	169,87	17,14	1638,42	279,89	434,72	428,37	844,30	4985,00	253,13	371,50	9913,76
22,0	429,32	91,89	180,16	18,18	1737,72	296,85	461,07	454,33	895,47	5287,13	268,47	394,01	10514,61
23,0	454,52	97,29	190,74	19,24	1839,72	314,28	488,13	481,00	948,04	5597,47	284,23	417,14	11131,80
24,0	480,42	102,83	201,60	20,34	1944,53	332,18	515,94	508,40	1002,05	5916,37	300,42	440,91	11766,00
25,0	507,03	108,53	212,77	21,47	2052,27	350,59	544,53	536,57	1057,57	6244,18	317,07	465,34	12417,92
26,0	534,41	114,39	224,26	22,63	2163,07	369,52	573,93	565,54	1114,66	6581,29	334,18	490,46	13088,33
27,0	562,57	120,41	236,08	23,82	2277,05	388,99	604,17	595,34	1173,40	6928,08	351,79	516,30	13778,01
28,0	591,55	126,62	248,24	25,05	2394,36	409,03	635,29	626,01	1233,85	7285,00	369,92	542,90	14487,81
29,0	621,39	133,01	260,76	26,31	2515,14	429,66	667,34	657,59	1296,09	7652,47	388,58	570,29	15218,62
30,0	652,12	139,58	273,66	27,61	2639,54	450,91	700,35	690,11	1360,20	8031,00	407,80	598,50	15971,39

6.2 Análise dos resultados

Para a análise dos resultados obtidos, consideramos os dados apresentados na Tabela 19. Comparamos os valores dos Custos Marginais do Déficit (CMgD), calculados a partir da redução percentual de oferta de energia elétrica para cada setor produtivo e apresentados nas linhas e colunas desta tabela. Podemos observar que os valores obtidos para o CMgD nas colunas dos setores A05 (Construção) e A10 (Atividades Imobiliárias e Aluguéis), para todos os percentuais de redução (linhas), destacam-se em relação aos valores calculados para os demais setores.

Para explicar a variação entre os CMgD calculados, utilizamos a Tabela 15, que apresenta a Matriz Insumo-Produto com 12 setores de 2012, referente a produção reduzida devido ao corte de 10% na oferta de energia elétrica. Comparamos o valor do PIB setorial e o valor da energia elétrica ofertada. Podemos verificar que a oferta de energia elétrica ao setor A05 (R\$654 milhões) é pequena em comparação com a energia elétrica ofertada a outro setor: por exemplo, o setor A02 (Indústria Extrativa Mineral), que é de R\$8.966 milhões. A diferença entre os dois valores indica que o setor A02 consome mais energia elétrica que o setor A06. Vamos agora comparar os valores do PIB para esses mesmos setores. Verificamos que o setor A05 (R\$200.039 milhões) tem valor maior que o setor A02 (R\$145.064 milhões). Estes valores indicam que o setor A05 contribui mais para o PIB Brasileiro que o setor A02. Tomando cada um dos setores e efetuando uma simples divisão entre o PIB e a energia elétrica ofertada, entendemos que o setor A05 é menos dependente de energia elétrica que o setor A02 e, conseqüentemente, o CMgD é maior no setor A05 que no setor A02. Comportamento similar acontece com o setor A10 em comparação com qualquer outro setor produtivo. O mesmo teste também pode ser feito utilizando a Tabela 8 – Matriz Insumo-Produto para 2012, cujos resultados seguem a mesma lógica. Observando os resultados obtidos, podemos notar que esta análise da variação dos valores correspondentes ao PIB dos setores A05 e A10, em comparação com os demais setores, esclarece as variações dos valores do CMgD, no estudo de caso da presente tese, validando o resultado apresentado na Tabela 19.

Também podemos observar na mesma Tabela 19 que, com a aplicação de reduções percentuais crescentes na produção de energia elétrica ofertada aos setores produtivos da economia, são obtidos valores para o Custo Marginal do Déficit, também crescentes, que podem projetar diferentes implicações sobre a economia do país. Como ilustração do comportamento do CMgD, resultante da aplicação de reduções percentuais na oferta de energia elétrica aos setores produtivos, apresentamos na Figura 3 um gráfico feito com os dados extraídos da coluna “CMgD Brasil” da Tabela 19. A curva plotada tem no eixo vertical, os valores em reais e no eixo horizontal, os percentuais de redução de oferta de energia elétrica (déficit).

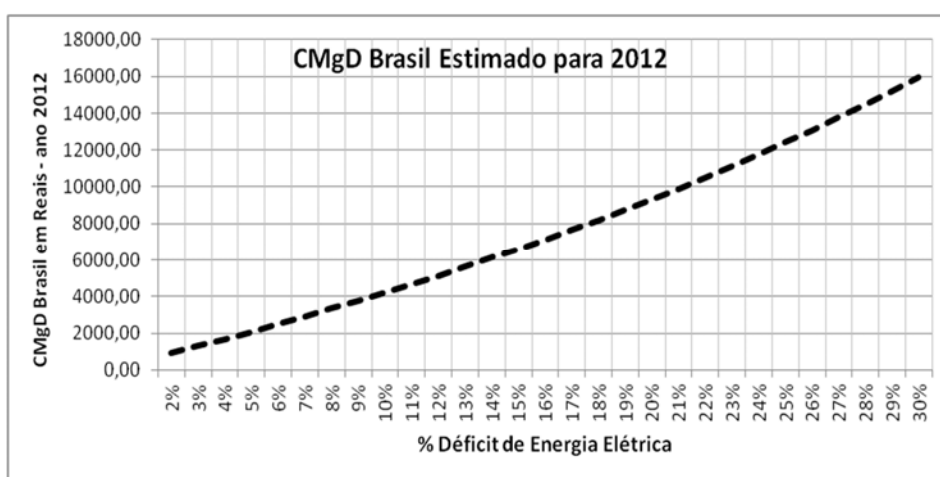


Figura 3. CMgD Brasil (R\$) 2012 com variação do déficit entre 2% e 30% na oferta de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.

6.3 Comparação dos resultados obtidos na presente tese com a curva oficial de 4 patamares

Apresentamos na presente tese, um modelo flexível, cujos custos marginais do déficit de energia elétrica podem ser utilizados individualmente, bem como agrupados a até 30 patamares. Assim, uma das contribuições do modelo da presente tese é não limitar a curva do custo marginal do déficit em apenas quatro patamares, como é feito atualmente pela apuração oficial do CMgD.

Entretanto, com a finalidade específica de comparar os resultados obtidos no estudo de caso da seção 6.1 com os valores do CMgD oficial em quatro patamares, apresentamos a seguir os resultados obtidos em exercício de agrupamento dos valores do custo do déficit no formato oficial. A curva do CMgD Brasil apresentada na Tabela 19 – coluna “CMgD Brasil” forneceu os dados de entrada. De posse dos referidos dados, agrupamos os percentuais de redução na oferta de energia elétrica aos setores produtivos, nos quatro patamares da curva oficial. Dentro de cada patamar calculamos as respectivas médias dos custos marginais de déficit Brasil em reais, compondo a coluna Valor médio por patamar. Apresentamos na Tabela 20 os resultados obtidos.

Tabela 20. CMgD Brasil para 4 patamares (em R\$)

Fonte: Elaboração própria.

% Redução de E.E.	CMgD Brasil em Reais	Valor médio por patamar
2,0	912,19	1494,45
3,0	1294,81	
4,0	1685,70	
5,0	2085,12	
6,0	2493,37	3347,27
7,0	2910,73	
8,0	3337,52	
9,0	3774,05	
10,0	4220,67	
11,0	4677,74	6926,63
12,0	5145,61	
13,0	5624,68	
14,0	6115,36	
15,0	6618,07	
16,0	7133,26	
17,0	7661,40	
18,0	8202,99	
19,0	8758,54	
20,0	9328,61	
21,0	9913,76	12828,82
22,0	10514,61	
23,0	11131,80	
24,0	11766,00	
25,0	12417,92	
26,0	13088,33	
27,0	13778,01	
28,0	14487,81	
29,0	15218,62	
30,0	15971,39	

A seguir, para comparar os resultados obtidos na Tabela 20 com os valores oficiais do CMgD para o ano de 2012 (ANEEL, 2011), foi preparada a Tabela 21. O valor oficial (ANEEL, 2011) é apresentado na coluna “CMgD Oficial” da Tabela 21. A coluna “CMgD Médio Calculado” em Reais, apresentada na Tabela 21, tem os valores situados dentro dos intervalos de cada patamar oficial, e foram obtidos da Tabela 20. Eles correspondem às médias dos valores do CMgD, dentro de cada patamar oficial.

Tabela 21. Comparação do CMgD 2012 (em R\$): Oficial x Médio Calculado
na presente tese. Fonte: elaboração própria

Patamares % déficit	CMgD 2012 Oficial (R\$)	CMgD 2012 Calculado (R\$)	Incremento % do CMgD Calculado sobre o CMgD Oficial
0 a 5	1206,38	1494,45	23,88
5 a 10	2602,56	3347,27	28,61
10 a 20	5439,12	6926,63	27,35
> 20	6180,26	12828,82	107,58

Comparamos os dados das colunas “CMgD Oficial” e “CMgD Calculado” da Tabela 21, apresentados nos quatro patamares. Podemos observar que os valores calculados com a aplicação da metodologia proposta na presente tese são sempre superiores aos valores oficiais, divulgados pela ANEEL (2011). Isto significa que o CMgD calculado na presente tese penaliza em maior grau que o CMgD oficial em todos os quatro patamares, em períodos de racionamento de energia elétrica. Na coluna “Incremento % do CMgD Calculado sobre o CMgD Oficial” podemos observar o aumento percentual em cada um dos quatro patamares. Em cada um dos três primeiros patamares da Tabela 21, o aumento do valor do CMgD calculado na presente tese em comparação com o CMgD oficial, não atinge 30%. No quarto patamar, referente ao déficit de energia elétrica superior a 20%, o valor do CMgD médio calculado atinge 107,58%, ou seja, é superior ao dobro do CMgD oficial. Isto significa que o modelo proposto nesta tese penaliza muito mais que o modelo oficial em período de racionamento extremo. Outro ponto interessante de se observar é que a diferença percentual no segundo patamar é pouco superior à diferença percentual no terceiro patamar (28,61% > 27,35%) entre os dois modelos. Em ambos os modelos, o valor do CMgD é crescente do patamar inferior para o patamar superior. Mas, calculando as variações entre os patamares imediatamente superiores, ou seja, 1 e 2, 2 e 3, e 3 e 4, podemos observar que no modelo oficial, o aumento entre os patamares 3 e 4 é de apenas

13,63%, ao passo que no modelo proposto na presente tese, o aumento entre estes mesmos patamares é de 85,21%.

Conforme apresentado na seção 1.2 – Justificativa da Tese, quando o déficit é subestimado ocorre uso excessivo da água armazenada no curto prazo. Esse uso pode ser prejudicial se não acontecer precipitação pluviométrica esperada no futuro planejado, provocando a necessidade de despacho maior das usinas termelétricas. Com valores mais elevados de CMgD, o despacho de usinas termelétricas pode ser melhor balanceado no presente, economizando água para uso futuro pelas hidrelétricas. Portanto, mesmo agregando os resultados obtidos pela metodologia proposta na presente tese para o cálculo do Custo Marginal do Déficit com os atuais quatro patamares da curva oficial, é notório o benefício apresentado sobre os valores oficiais praticados no Brasil para o custo marginal do déficit de energia elétrica.

7. CONCLUSÕES

O presente estudo apresentou uma metodologia para estimar o Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica no Brasil, utilizando como técnica a análise insumo-produto. No capítulo 6 foi aplicada a metodologia proposta no capítulo 5 com os dados da economia brasileira referente ao ano de 2012, incluindo as tarifas médias de eletricidade praticadas no mesmo ano e aplicando reduções percentuais sobre a produção de energia elétrica ofertada aos setores produtivos da economia. Também no capítulo 6 foi apresentada uma análise dos resultados obtidos com a aplicação do estudo de caso e a comparação desses resultados com a curva oficial do custo marginal do déficit de 2012.

A matriz insumo-produto para o ano de 2012 foi estimada a partir de dados da MIP de 2009, (tabela com 12 setores produtivos), e os valores parciais para o ano de 2012 divulgados pelo IBGE. O resultado obtido no capítulo 6 apresenta valores do custo marginal do déficit de energia elétrica para cada setor produtivo e para o total Brasil, com déficit na oferta de energia elétrica aos setores produtivos que variam em percentuais unitários crescentes, até atingir 30%.

A metodologia proposta pode auxiliar na definição de ações estratégicas em políticas de racionamento no setor de energia elétrica, considerando as implicações setoriais, sem perder de vista o possível impacto sobre a economia global do país.

Como os custos marginais de déficit são parâmetros exógenos da cadeia de modelos atualmente usados para planejar a operação e expansão no Brasil, a atual curva de quatro patamares poderia ser substituída por uma curva de custos marginais de déficit com maior número de patamares, - no presente trabalho foram utilizados patamares (percentuais de redução na oferta de energia elétrica), até 30%, com variação unitária entre eles.

Ditos valores poderiam ser atualizados de acordo com a atualização periódica da matriz insumo-produto brasileira, obtendo custos marginais de operação mais realistas e que levem em consideração as mudanças estruturais da economia brasileira.

Acreditamos que, a partir do uso da metodologia proposta nesta tese para a avaliação do custo marginal do déficit de energia elétrica no Brasil, o planejamento energético pode ser aprimorado, com suas respectivas decisões considerando toda a

complexidade do Sistema Interligado Brasileiro. O que inclui o controle dos níveis dos reservatórios, a necessidade do acionamento de geradores térmicos complementares e a melhor utilização das extensas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A comparação dos resultados obtidos, que foram agrupados em quatro patamares, com os valores oficiais para o CMgD no Brasil apresentada na seção 6.2 demonstrou a importância do uso da metodologia proposta, que penaliza em maior grau o consumo de energia elétrica em períodos de racionamento que o modelo oficial.

A dificuldade detectada durante o desenvolvimento e no estudo de caso da metodologia proposta nesta tese aponta para a falta de informações e dados em tempo hábil; demora na divulgação da matriz insumo-produto, de base anual, ou seja, a descontinuidade e atraso da divulgação da MIP Brasileira, como parte do Sistema de Contas Nacional.

Como sugestões para futuros trabalhos, destacamos:

1. Desenvolver estudo para definir percentuais diferenciados de redução de energia elétrica fornecida a cada um dos setores produtivos. Dita definição deve seguir padrões a serem estabelecidos, tais como participação do setor no PIB nacional, dependência do uso de eletricidade no processo produtivo de cada setor, entre outros. Construir o CMgD Brasil considerando a profundidade dos CMgD dos setores produtivos. Aplicar o modelo proposto nesta tese utilizando os percentuais definidos e analisar resultados a serem obtidos.

2. Construir o Custo Social do Déficit considerando o impacto do racionamento nos consumos das famílias e do governo.

3. Aplicar o modelo proposto nesta tese utilizando a matriz insumo-produto com 110 setores. Com o resultado a ser obtido, propor políticas e programas detalhados de cortes de energia elétrica a serem praticados durante períodos de racionamento.

REFERÊNCIAS

ADOGHE, A. U., AWOSOPE, C. O. A., EKEH, J. C. 2013. “Asset Maintenance Planning in Electric Power Distribution Network using Statistical Analysis of Outage Data”.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems. v. 47, pp. 424-435.

ANDERSEN, T. B., DALGAARD, C. 2013. “Power Outages and Economic Growth in Africa”. *Energy Economics*. v.38, pp. 19-23.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2003a. *Nota Técnica nº 41/2003-*

SEM/SRG/SRC/ ANEEL. Disponível em

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2003/ap046/NT_041_SEM_ANEEL_custo_deficit_PMAE_max1.pdf > Acesso em dezembro/2013.

Brasil.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2003b. *Nota Técnica nº 118/2003-*

SEM/ANEEL. Disponível em

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2003/ap046/Nota_tecnica_118_2003.pdf > Acesso em dezembro/2013. Brasil.

ANEEL. Agencia Nacional de Energia Elétrica. 2007. *Resolução homologatória número 597 de 18 de dezembro de 2007*. Disponível em

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007597.pdf> > Acesso em dezembro/2013. Publicada no D. O. U. de 21/12/2007, Seção 1, Volume 144, Número 245, pp. 155. Brasil.

ANEEL. Agencia Nacional de Energia Elétrica. 2010. *Resolução Retificadora no. 1099 de 14 de dezembro de 2010*. Disponível em < <http://aneel.gov.br/cedoc/reh20101099.pdf> >

Consulta em dezembro/2013. Brasil.

ANEEL. Agencia Nacional de Energia Elétrica. 2011. *Resolução Retificadora no. 1247 de 13 de dezembro de 2011 e anexo*. Disponível em

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20111247.pdf> > Acesso em dezembro/2013. Brasil.

ANEEL. Agencia Nacional de Energia Elétrica. 2012. *Resolução Retificadora no. 1396 de 11 de dezembro de 2012*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20121396.pdf> > Acesso em dezembro/2013. Publicada no D. O. U. de 27/12/2012, Seção 1, Número 249, pp. 230. Brasil.

ANEEL. Agencia Nacional de Energia Elétrica. 2013. *Tarifas médias por classe de consumo*. 2013. Disponível em <http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampClasseConsumos.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1 > Acesso em Outubro/2013

BARBOSA, C. P. M., COSTA, A. T. C., HERZOG, A. A. S. *et al.* 2013. *A expansão das usinas a fio d'água e o declínio da capacidade de regulação do Sistema Elétrico Brasileiro*. Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo – Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos. FIRJAN, Rio de Janeiro. Agosto/2013

BARDELIN, C. E. A. 2004. *Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica*. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica. USP. São Paulo.

BASTOS, A. C. F. 1992. “The Electric Power Rationing Program Through the Energy Quota System: A Utility’s Experience”. *Transactions on Power System*, vol.7, no. 3, pp. 1274-1278.

CARPIO, L. G. T. 2014. “Cointegration Relationships to Estimate the marginal Cost of Deficit in Planning a Hydrothermal System: the Case of Brazil”. *International Journal of Energy Economics and Policy*. v. 4, no. 2, pp. 117-124.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2014. *PLD: Histórico de Preço Semanal*. Disponível em < http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/historico_preco_semanal > Acesso em junho/2014

CEPEL. Centro de Pesquisa em Energia Elétrica. 2000. *Parâmetro custo do déficit de energia elétrica: metodologia de cálculo*. DDP/PEF CEPEL. Relatório do Projeto. Rio de Janeiro.

- CGCE. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. 2002. *Resolução nº 109 de 24 de Janeiro de 2002*. Presidência da República-Casa Civil. Brasília.
- CHAVES, C. P. 2010. *Inserção dos consumidores livres no setor elétrico brasileiro: desafios e oportunidades*. Dissertação de mestrado. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- CHEN, C., VELLA, A. 1994. “Estimating the economic costs of electricity shortages using input-output analysis: the case of Taiwan”. *Applied Economics*. v. 26, pp. 1061-1069.
- CMSE. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. 2014. *Nota informativa de 03 de setembro de 2014*.
<http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque_foto/destaque_512.html >. Acesso em set/2014.
- DECRETO 5163. 2004. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências*. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM > Acesso em dez/2013.
- DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P. 2008. “A four-dimensional model ho hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects”. DESSEM. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, pp. 1298-1308.
- DINIZ, A. L., SANTOS, T. N., SABOIA, A. L. *et al.* 2011. “Modelagem linear por partes dinâmica da função de produção hidrotérmica Extensão para funções multivariadas e aplicação de programação dinâmica dual”. DECOMP. In: *Anais do XXI SNPTEE. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Florianópolis.
- D’ARAÚJO, R. P. 2009. *O setor elétrico brasileiro – uma aventura mercantil*. Brasília. Confea.
- ELETRONBRAS. 1986. Grupo de Trabalho Custo Social do Déficit. *Relatório da primeira etapa: resultados e notas metodológicas*. GCPS/CTEM/RF.001/86. Rio de Janeiro.

- ELETOBRAS. 1988. Comissão Para Estudo do Custo do Déficit. *Relatório Final*. GCPS/SEC/CDEF/001/88. Rio de Janeiro.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. 2012. *Atualização do Valor para Patamar Único de Déficit 2011*. Nota Técnica EPE-DEE-RE-006/2012-r0 de 17 de janeiro de 2012. Disponível em <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_16/NT_CustodeDeficit_2012.pdf > Acesso em dezembro/2013. Rio de Janeiro, RJ. Brasil.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. 2013. Balanço Energético Nacional – BEN. *Relatório 2013, ano base 2012*. Disponível em < <https://ben.epe.gov.br/> > Acesso em agosto/2014. EPE. Rio de Janeiro, RJ. Brasil.
- EPE/PDE. Empresa de Planejamento Energético. 2013. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2013-2022*. < http://www.epe.gov.br/PDEE/20140124_1.pdf > . Acesso em dezembro/2013. EPE. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- FERRARIO, J., BAHIENSE, L., LEGEY, L. E. L. 2012. “Estimativa do custo do déficit de eletricidade: a visão dos consumidores residenciais”. In: *Anais do XIV CBE – Congresso Brasileiro de Energia*, v. 2, pp. 659-675, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro.
- FORTUNATO, L. A. M., ALENCAR, T., DE ALBUQUERQUE, J. C. R. *et al.* 1990. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói, EDUFF/Eletróbrás, Brasil.
- GALETOVIC, A., MUÑOZ, C. 2009. “Estimating deficit probabilities with price-responsive demand in contract-based electricity markets”. *Energy Policy*, v. 37, pp. 560-569.
- GEARY, R. C., PRATSCHKE, J. L. 1968. “Some Aspects of Price Inflation in Ireland”. *Economic and Social Research Institute Journal*. v. 40. pp. 23-27. January. Dublin.
- GOLDBARG, M. C., LUNA, H. P. L. 2005. *Otimização combinatorial e programação linear: modelos e algoritmos*. 2 ed. – 5ª reimpressão. Rio de Janeiro. Elsevier.

GOLDENBERG, J., PRADO, T, S. P. 2003. “Reforma e crise do setor elétrico no período FHC”. *Tempo Social*. pp. 219-235, Novembro.

HSU, G. J. Y., CHANG, P., CHEN, T. 1994 . “Various Methods for Estimating Power Outage Costs: Some Implications and Results in Taiwan”. *Energy Policy*, v. 22. pp. 69-74.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2011. *Tabelas das Contas Nacionais número 34 – Matriz Insumo Produto Brasil 2005-2009*. Notas Técnicas. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/2009/defaulttabzip.shtml>> Acesso em dezembro/2011. Rio de Janeiro. Brasil.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2013. *Tabelas completas - Resultados Trimestrais de 2012*. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/pib/defaultcnt.shtml>> Acesso em julho/2013. Rio de Janeiro, RJ.

KARIUKI, K. K., ALLAN, R. N. 1966. “Assessment of Customer Outage Costs Due to Electric Service Interruptions: Residential Sector”. *IEEE Proc. – Generation Transmission Distribution*. v.143, pp. 163-170.

LAWTON, L., SULLIVAN, M., VAN LIERE, K. *et al.* 2003. “A framework and review of customer outage costs: integration and analysis of electric utility outage cost surveys”. Lawrence Berkeley National Laboratory. Prepared for Imre Gyuk, Energy Storage Program Office of Electric Transmission and Distribution. U.S. Department of Energy. LNBL-54365, University of California, USA.

LEE, W. 2004. “US lessons for energy industry restructuring: based on natural gas and California electricity incidences”. *Energy Policy*. v. 32. pp. 237-259.

LEI 8631. 1993. *Lei nº8631, de 04 de março de 1993: Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências*. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8631.htm> Acesso em dez/2013.

LEI 10847. 2004. *Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004: autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências*. Disponível em

< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm > Acesso em dez/2013.

LEI 10848. 2004. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004: dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.* Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm > Acesso em dez/2013.

LEONTIEF, W. 1966. *Input-Output Economics*. New York. Oxford University Press.

LOUREIRO, P. G. C. 2009. *Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de Uma Nova Metodologia*. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MACEIRA, M. E. P., DUARTE, D. D. J., PENNA, L. A. M. *et al.* 2008. “Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil – Description of the NEWAVE program”. In: *16th Power Systems Computation Conference, PSCC*. Glasgow, Scotland. July, 2008

MARENGO, J. A., NOBRE, C.A., TOMASELLA, J., *at al.* 2008. “Hydro-climatic and ecological behaviour of the trough of Amazonia in 2005”. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Biological Sciences*, v. 21. pp.1-6.

MELO, A. C. G., DAMÁZIO, J. M., OLIVEIRA, B. *et al.* 2002. “An approach to estimate the electrical energy deficit cost parameter in the operation and expansion planning of hydrothermal systems”. In: *Anais do Congresso CIGRÉ- Session 2002*. Paris.

MME-SPE/EPE. Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético / Empresa de Pesquisa Energética. 2011. *Atualização do Valor para Patamar Único de Custo de Déficit - EPE-DEE-RE-021 /2011-r0*. Disponível em < http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_16/NT_CustodeDeficit_2011.pdf > Acesso em julho/2013. Brasília.

MME-CPAMP. Ministério de Minas e Energia. 2013. *Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço.*

Relatório Técnico. Disponível em

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/relatorio_cpa mp_sobre_a_cnpe_03__19.07.2013.pdf > Acesso em setembro/2014. Brasília.

NASCENTES, J. C. M. 2003. *Influência do Custo do Déficit de Energia nos Preços Spot de Energia Elétrica no Brasil.* Dissertação de Mestrado, Unicamp, Campinas, Brasil.

NOOIJ, M., BIJVOET, C., KOOPMANS, C. 2003. “The Demand for Supply Security”. *Research Symposium of European Electricity Markets*, The Hague, Netherlands.

NOOIJ, M., BIJVOET, C., KOOPMANS, C. 2007. “The value of supply security. The costs of power interruptions: economic input for damage reduction and investment in networks”. *Energy Economics*. v. 29. pp. 277-295.

NOOIJ, M., LIESCHOUT, R., KOOPMANS, C. 2009. “Optimal blackouts: empirical results on reducing cost of electrical outages through efficient regional rationing”. *Energy Economics*. v. 31. pp. 342-347. Elsevier.

OLIVEIRA, B. N. 2008. *Modelo de comercialização de energia pela opção de disponibilidade na geração termelétrica.* Dissertação de mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2013. *O Setor Elétrico.* Disponível em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx> Acesso em dez/2013.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2014. *Situação dos Reservatórios por Região.* Disponível em <<http://www.ons.org.br>> Acesso em abril/2014.

O’CONNOR, R., HENRY, E. W. 1975. *Input-Output Analysis and their Applications.* New York. Hafner Press.

PASHA, H. A., GHANUS, A., MALIK, S. 1989. “The Economic Cost of Power Outages in the Industrial Sector of Pakistan”. *Energy Economics*. v. 11, issue 4. pp. 301-318. October.

PINTO JR., H. Q., ALMEIDA, E. F., BOMTEMPO, J. V. *et al.* 2007. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro, Elsevier.

PIRES, J., GIAMBIAGI, F., SALES, A. 2002. *As perspectivas do setor elétrico após o racionamento*, BNDES, Texto para discussão – nº 97.

QUEIROZ, A. R. 2007. *Simulação de Custos Marginais em Mercado de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, Brasil.

REICHL, J., SCHMIDTHALER, M., SENEIDER, F. 2013. “Power Outage Cost Evaluation: Reasoning, Methods and an Application”. *Journal of Scientific Research & Reports*. v. 2. pp. 249-276.

ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M. T., PIRES, J. C. L. 1998. *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica*. 1ª ed., Rio de Janeiro. Relume Dumará.

SALATI, E., SALATI, E., CAMPANHOL, T. *et al.* 2007. *Tendências nas variações climáticas para o Brasil no século XX e balanços hídricos para cenários climáticos para o século XXI*. Relatório 4, Ministério do Meio Ambiente. Brasília.

SAGAR, E. V., PRASAD, P. V. N., YELLAGOUD, S. K. 2010. “Cost-worth assessment of automated radial distribution system based on reliability”. *International Journal of Engineering Science and Technology*. v. 2 (11). pp. 6149-6156.

SANGHVI, A. P. 1982. “Economic Costs of Electricity Supply Interruptions”. *Energy Economics*. July. v. 4, issue 3, pp. 180-198.

SOUZA, L. R., SOARES, L. J. 2007. “Electricity Rationing and Public Response”. *Energy Economics*. v. 29. pp. 296-311.

SPERLING, E. 2012. “Hydropower in Brazil: overview of positive and negative environmental aspects”. *Energy Procedia*. v. 18. pp. 110-118.

STONE, R., BATES, J., BACHARACH, M. 1963. *Input-Output Relationship 1954-1966*. London. Chapman and Hall.

SULLIVAN, M. J., VARDELL, T., *et al.* 1996. “Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability”. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 11. pp. 989-995.

TCU. Tribunal de Contas da União. 2009. TC006.734/2003-9. Relatório de Auditoria. *Verificação do custo do apagão energético 2001*. Acórdão 1543/2009 TCU Plenário. Processo 006.734/2003-9. Disponível em <<https://contas.tcu.gov.br/juris/Web/Juris/ConsultarTextual2/Processos.faces>> Acesso em março/2014. Brasília.

TCU. Tribunal de Contas da União. 2014. *Parques Eólicos e Linhas de Transmissão de Energia*. AC-1616-22/14-P. Processo nº 017.421/2013-6. *Relatório de Auditoria*. Consulta textual pelo número do processo. Disponível em <<http://www.tcu.gov.br>> Acesso em setembro/2014. Brasília.

TOLMASQUIM, M. T., OLIVEIRA, R. G., CAMPOS, A. F. 2002. *As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro Estratégias e Performance*. Rio de Janeiro, Brasil. Edições CENERGIA.

TRINKENREICH, J. 2001. “Conceitos e experiência internacional no cálculo e uso do custo de déficit”. In: *Seminário sobre O Custo do Déficit de Energia*. Ministério de Minas e Energia, Brasília, Outubro.

TUNDISI, J. G. 2008. “Recursos hídricos no futuro: problemas e soluções”. *Estudos Avançados*, ISSN 0103-4014, v. 22 nº 63, São Paulo.

VEIGA, L. B. E. 2012. “Adaptação dos recursos hídricos em face as mudanças climáticas: estratégias internacionais”. In: *Anais do XIV CBE – Congresso Brasileiro de Energia*, v. 2, pp. 515-532, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro.

VIEIRA, X. F., OLIVEIRA, A., MELLO, J.C.O., *et al.* 2004. “How to consider reliability aspects in the energy management of the Brazilian hydro-dominated system”. *IEEE-PES Power Systems Conference and Exposition*.

WOO, C. K., TRAIN, K. 1988. “The Cost of Electric Power Interruptions to Commercial Firms”. *Energy Journal*. v. 9. pp. 161-172.

YÜKSEL, I. 2010. “Hydropower for Sustainable Water and Energy Development”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 14, pp. 462-469.

APÊNDICE

1. O método RAS

Apresentamos a seguir, uma breve introdução ao método RAS, que foi utilizado na presente tese, para estimar a matriz insumo-produto do Brasil, para o ano de 2012.

O método RAS foi criado para estimar a matriz insumo-produto (MIP) de 1960 da economia americana, a partir da matriz I-O de 1954 (STONE, BATES *et al*, 1963; O'CONNOR e HENRY, 1975). Este método utiliza como entrada a MIP do ano base (A^b) e os seguintes valores do ano objetivo, ou seja, o ano para o qual se deseja estimar a MIP (A^f):

- (i) as somas das linhas e colunas dos setores produtivos; e
- (ii) os valores das demandas finais e dos insumos primários.

Calculamos os coeficientes técnicos da MIP do ano base e os submetemos a dois fatores:

- (i) fator de substituição (r), que indica a proporção em que o produto de um setor substitui ou é substituído por produtos de outros setores. Este fator tem atuação uniforme sobre as linhas da matriz.
- (ii) fator de produção (s), que indica a proporção em que o produto absorve maior ou menor quantidade de insumos fornecidos por outros setores. Este fator tem atuação uniforme sobre as colunas da matriz.

Como ambos os fatores atuam de maneira uniforme, existe relação de proporcionalidade mútua entre as matrizes do ano base (A^b) e do ano objetivo (A^f).

Assim, temos: $A^f = \hat{r} \cdot A^b \cdot \hat{s}$ onde \hat{r} e \hat{s} são matrizes diagonais.

A relação de correção dos coeficientes de substituição e de produção do ano base (A^b) pode ser expressa como:

$$\begin{pmatrix} r_1 & 0 & 0 \\ 0 & r_2 & 0 \\ 0 & 0 & r_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a^{b_{11}} & a^{b_{12}} & a^{b_{13}} \\ a^{b_{21}} & a^{b_{22}} & a^{b_{23}} \\ a^{b_{31}} & a^{b_{32}} & a^{b_{33}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} s_1 & 0 & 0 \\ 0 & s_2 & 0 \\ 0 & 0 & s_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_1 a^{b_{11} s_1} & r_1 a^{b_{12} s_2} & r_1 a^{b_{13} s_3} \\ r_2 a^{b_{21} s_1} & r_2 a^{b_{22} s_2} & r_2 a^{b_{23} s_3} \\ r_3 a^{b_{31} s_1} & r_3 a^{b_{32} s_2} & r_3 a^{b_{33} s_3} \end{pmatrix}$$

Propriedades do método RAS:

1. Os elementos nulos da matriz do ano base (A^b) permanecem nulos na matriz estimada A^f .
2. O modelo RAS tem solução única.
3. O algoritmo RAS converge sob algumas condições.

2. Estimativa da Matriz Insumo-Produto 2012

Antes de aplicar o modelo proposto utilizando dados referentes a 2012, foi necessário preparar uma estimativa da MIP para este ano, pois o IBGE ainda não divulgou a matriz insumo-produto específica. Para preparar a tabela necessária, procedemos conforme indicado a seguir.

Consideramos como base a matriz insumo-produto, MIP, divulgada pelo IBGE e correspondente ao ano de 2009, publicada como parte do Sistema de Contas Nacionais – SICONA 2005-2009 (IBGE, 2011 - pag. 78).

Também utilizamos dados de uma tabela com os resultados parciais da economia brasileira, com valores correspondentes a cada trimestre do ano 2012 (IBGE, 2013). De posse destes dados, foi preparada uma MIP estimada para o ano de 2012.

O método utilizado para esta estimativa foi o RAS, desenvolvido por STONE, BATES *et al* (1963). O método RAS foi apresentado na seção anterior deste Apêndice. Para a correta aplicação do RAS é necessário ter em mãos, além de uma MIP de período anterior, os valores referentes à produção total dos setores produtivos, a soma das linhas e das colunas dos fluxos intermediários dos setores produtivos e as demandas finais para o ano a ser estimado.

A partir da tabela trimestral de 2012, foram consolidados em base anual os dados referentes ao valor adicionado bruto (VAB) a preço básico, impostos, importações, exportações, o consumo das famílias, o consumo do governo, a formação bruta de capital fixo, a variação de estoques e o PIB a preço de mercado.

Foi então preciso definir o processo a ser aplicado sobre os dados disponíveis, para estimar os dados necessários ao cálculo pelo Método RAS.

Com a derivação da fórmula adotada para cálculo de coeficientes técnicos, estimamos os valores necessários para iniciar a aplicação do RAS utilizando dados da MIP de 2009 em conjunto com dados consolidados dos resultados trimestrais do ano de 2012, enunciados acima.

Os números resultantes para a aplicação do método RAS foram obtidos conforme descrito a seguir. Inicialmente apresentamos as Equações A1 a A5, a matriz insumo-

produto de 2009 e os resultados parciais trimestrais de 2012. Então aplicamos as Equações para estimar os dados que são utilizados pelo método RAS.

Sendo:

m_j^0	→	Importação setorial 2009 – IMPORT2009
m^{2009}	→	Total Importação setorial 2009 – TOTIMPORT2009
m_j^1	→	Importação setorial 2012 – IMPORT2012
m^{2012}	→	Total Importação setorial 2012 – TOTIMPORT2012
e_j^0	→	Valor Adicionado Bruto 2009 – (PIB - impostos) – VAB2009
e_j^1	→	Valor Adicionado Bruto 2012 – (PIB – impostos) – VAB2012
v_j^0	→	Subtotal vertical dos setores 2009 – SUBTOTALv2009
v_j^1	→	Subtotal vertical dos setores 2012 – SUBTOTv2012
u_i^0	→	Subtotal horizontal dos setores 2009 – SUBTOTALu2009
u^{2009}	→	Total consumido pelos setores 2009 – TOTSUBTOTALu2009
u_i^1	→	Subtotal horizontal dos setores 2012 – SUBTOTALu2012
u^{2012}	→	Total consumido pelos setores 2012- TOTSUBTOTALu2012
d_i^1	→	Demanda final dos setores 2012 – DEMAND2012
s_i^1	→	Total horizontal por setor 2012 – TOTALm2012
t_i^0	→	Imposto líquido de subsídio por setor 2009 – IMPOSTO2009
t^{2009}	→	Total imposto líquido 2009 – TOTIMPOSTO2009
t_i^1	→	Imposto líquido de subsídio por setor 2012 – IMPOSTO2012
t^{2012}	→	Total imposto líquido 2012 – TOTIMPOSTO2012
i	→	(1, . . . , 12)
j	→	(1, . . . , 12)

Temos:

Cálculo da importação de 2012 por setor:

$$m_j^1 = \left(\frac{m_j^0}{m^{2009}} \right) \cdot m^{2012} \quad \text{para } j = 1, \dots, 12 \quad (\text{A1})$$

Cálculo do subtotal consumido pelos setores (vertical) por setor:

$$v_j^1 = \left(\frac{v_j^0}{e_j^0} \right) \cdot e_j^1 \quad \text{para } j = 1, \dots, 12 \quad (\text{A2})$$

Cálculo do subtotal consumido pelos setores (horizontal) por setor:

$$u_i^1 = \left(\frac{u_i^0}{u^{2009}} \right) \cdot u^{2012} \quad \text{para } i = 1, \dots, 12 \quad (\text{A3})$$

Cálculo da demanda final por setor:

$$d_i^1 = s_i^1 - u_i^1 \quad \text{para } i = 1, \dots, 12 \quad (\text{A4})$$

Cálculo dos impostos líquidos de subsídios por setor:

$$t_i^1 = \left(\frac{t_i^0}{t^{2009}} \right) \cdot t^{2012} \quad \text{para } i = 1, \dots, 12 \quad (\text{A5})$$

As definições e os respectivos cálculos foram realizados tendo como entrada os resultados trimestrais de 2012 (IBGE, 2013) apresentados na Tabela A1 e a MIP 2009 (IBGE, 2011), apresentada na Tabela A2.

Tabela A1. Resultados trimestrais de 2012

R\$ (1.000.000). Fonte: IBGE (2013)

Setores	2012 - Trimestral - IBGE				Total
	I	II	III	IV	
A01 - Agropecuária	44666	66220	46228	39006	196119
A02 - Extração Mineral	35386	42156	40878	40660	159079
A03 - Transformação	115195	117624	127476	135416	495711
A04 - Eletricidade	28386	28344	27746	30713	115188
A05 - Construção	50592	53213	54452	55159	213416
A06 - Comércio	109653	117020	121420	125345	473438
A07 - Transporte	47469	47692	50639	53541	199341
A08 - Ser. Informação	25362	26942	26591	28575	107470
A09 - Serv. Financeiro	67633	65874	63006	66436	262948
A10 - Imobiliário, Alugue	73242	75640	77319	79304	305505
A11 - Outros Serviços	134077	142516	145698	157758	580050
A12 - Adm, Saude, Educ.	144626	154987	149212	183665	632490
VAPB	876287	938228	930663	995576	3740755
Impostos	157062	163322	167651	173748	661782
PIB	1033349	1101550	1098314	1169324	4402537
Consumo Família	658906	672066	692216	721264	2744452
Consumo Governo	203095	228505	220111	292832	944543
FBCF	193198	196949	204980	203568	798695
Varição Estoque	-4103	18460	-10645	-25941	-22230
Exportação	115029	141429	148074	148310	552843
Importação	132776	155858	156422	170709	615765

Tabela A2. Matriz insumo-produto 2009
R\$ (1.000.000). Fonte: IBGE (2011)

Código do produto Nível 12	Descrição do produto Nível 12	Consumo intermediário das atividades (valores correntes em 1 000 000 R\$) - 2009 (SICONA-IBGE 2005-2009 pag. 78)														Demanda final	CONSUMO TOTAL
		A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12	SUBTOTAL			
A01	Agropecuária	26639	0	166855	0	0	0	0	0	0	0	3575	675	197744	97936	295680	
A02	Indústria extrativa mineral	2063	8816	104421	7207	5678	0	0	0	0	0	62	51	128298	37839	166137	
A03	Indústria de transformação	82153	22985	728268	15741	112153	33821	74834	18304	11355	3184	140993	45206	1288997	902713	2191710	
A04	Só Eletricidade	1595	3209	28830	40906	549	7814	2304	2257	1739	288	11866	8338	109694	102381	212075	
A05	Construção	0	2100	2222	19	6389	278	31	1090	1683	6570	3734	19067	43183	250285	293468	
A06	Comércio	0	0	5432	0	66	9040	0	0	0	0	15	0	14553	480291	494844	
A07	Transporte, armazenagem e correio	3590	13277	48536	3400	1686	24640	24467	4966	2731	425	10772	4882	143372	150806	294178	
A08	Serviços de informação	756	3578	17102	2350	673	6862	3253	38756	18944	749	47623	39229	179875	73931	253806	
A09	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	2168	3225	59983	2421	3383	13371	8873	7722	43260	2130	8840	37876	193252	149024	342276	
A10	Atividades imobiliárias e aluguel	167	11347	10023	762	1111	15030	2775	7107	2095	1315	11702	13265	76699	202113	278812	
A11	Outros serviços	84	10700	34452	10820	6822	30000	19032	22023	20011	5300	40202	30353	229800	548017	777817	
A12	Administração, saúde e educação públicas	0	322	22400	456	0	3300	1100	4600	6900	0	11375	30442	80895	604915	685810	
	SubTotal	119215	79559	1228524	84082	138510	144156	136669	106825	108718	19961	290759	229384	2686362	3600251	6286613	
	Importações	6432	32744	241158	3054	356	1627	5864	7540	5837	22055	34180	0	360847			
	Valor adicionado bruto	157232	51065	465264	86587	146783	349061	134232	99741	202216	233757	412015	456426	2794379			
	PIB (VAB+IMPOSTOS)	170033	53834	722028	124939	154602	349061	151645	139441	227721	236796	452878	456426	3239404			
	Remunerações	52568	18158	246465	21446	62448	159991	66032	38627	74582	9185	253397	410100	1412999			
	Salários	44639	12907	189355	17198	50107	123282	52592	30569	57965	7559	215020	312902	1114095			
	Contribuições sociais efetivas	7929	5251	57110	4248	12341	36709	13440	8058	16617	1626	38377	50301	252007			
	Previdência oficial /FGTS	7929	4563	54600	3866	12046	36191	13410	8058	15282	1621	36917	50207	244690			
	Previdência privada	0	688	2510	382	295	518	30	0	1335	5	1460	94	7317			
	Contribuições sociais imputadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46897	46897			
	Excedente operacional bruto e rendimento misto bruto	102838	31773	203083	63828	82756	180965	65770	56871	125264	224214	152756	46150	1336268			
	Rendimento misto bruto	69103	249	18391	0	26831	48753	21554	11464	1192	2566	60321	0	260424			
	Excedente operacional bruto (EOB)	33735	31524	184692	63828	55925	132212	44216	45407	124072	221648	92435	46150	1075844			
	Outros impostos sobre a produção	1843	1134	16667	1689	1910	8105	2810	4424	2370	358	6132	176	47618			
	Outros subsídios à produção	-17	0	-951	-376	-331	0	-380	-181	0	0	-270	0	-2506			
	Impostos	12801	2769	256764	38352	7819	0	17413	39700	25505	3039	40863	0	445025			
	TOTAL PRODUTO	295680	166137	2191710	212075	293468	494844	294178	253806	342276	278812	777817	685810	6286613			

Passo A01: Calcular Importação 2012 por setor, aplicando a Equação (A1).

Sendo $IMPORT2012 = (IMPORT2009 / TOTIMPORT2009) \times TOTIMPORT2012$, temos:

Setores	IMPORT2009	TOTIMPORT2009	TOTIMPORT2012	IMPORT2012
A1	6432	360847	615766	10976
A2	32744	360847	615766	55876
A3	241158	360847	615766	411523
A4	3054	360847	615766	5211
A5	356	360847	615766	607
A6	1627	360847	615766	2776
A7	5864	360847	615766	10007
A8	7540	360847	615766	12867
A9	5837	360847	615766	9961
A10	22055	360847	615766	37636
A11	34180	360847	615766	58326
A12	0	360847	615766	0

Passo A02: Calcular o subtotal consumido pelos setores (vertical) por setor, aplicando a Equação (A2).

Sendo $SUBTOTv2012 = (SUBTOTALv2009 / VAB2009) \times VAB2012$, temos:

Setores	SUBTOTALv2009	VAB2009	VAB2012	SUBTOT v 2012
A1	119215	157232	196119	148700
A2	79559	51065	159079	247845
A3	1228524	465264	495711	1308918
A4	84082	86587	115188	111856
A5	138510	146783	213416	201388
A6	144156	349061	473438	195522
A7	136669	134232	199341	202960
A8	106825	99741	107470	115103
A9	108718	202216	262948	141370
A10	19961	233757	305505	26088
A11	290759	412015	580050	409341
A12	229384	456426	632490	317868

Passo A03: Calcular o subtotal dos setores (horizontal) por setor, aplicando a Equação (A3).

Sendo $SUBTOTALu2012 = (SUBTOTALu2009 / TOTSUBTOTALu2009) \times TOTSUBTOTALu2012$, temos:

Setores	SUBTOTALu2009	TOTSUBTOTALu2009	TOTSUBTOTALu2012	SUBTOTALu2012
A1	197744	2686362	3426956	252259
A2	128298	2686362	3426956	163668
A3	1288997	2686362	3426956	1644356
A4	109694	2686362	3426956	139935
A5	43183	2686362	3426956	55088
A6	14553	2686362	3426956	18565
A7	143372	2686362	3426956	182898
A8	179875	2686362	3426956	229464
A9	193252	2686362	3426956	246529
A10	76699	2686362	3426956	97844
A11	229800	2686362	3426956	293153
A12	80895	2686362	3426956	103197

Passo A04: Calcular a demanda final por setor, aplicando a Equação (A4).

Sendo $DEMAND2012 = TOTALm2012 - SUBTOTALu2012$, temos

Setores	TOTALm2012	SUBTOTALu2012	DEMAND2012
A1	374831	252259	122571
A2	466918	163668	303250
A3	2597977	1644356	953621
A4	289288	139935	149352
A5	427039	55088	371951
A6	671736	18565	653171
A7	438201	182898	255303
A8	294476	229464	65012
A9	452206	246529	205677
A10	373747	97844	275903
A11	1108483	293153	815330
A12	950358	103197	847161

Passo A05: Calcular os impostos líquidos de subsídios por setor, aplicando a Equação (A5).

Sendo $IMPOSTO2012_j = (IMPOSTO2009_j / TOTIMPOSTO2009) \times TOTIMPOSTO2012$
temos:

Setores	IMPOSTO2009	TOTIMPOSTO2009	TOTIMPOSTO2012	IMPOSTO2012
A1	12801	445025	661782	19036
A2	2769	445025	661782	4118
A3	256764	445025	661782	381825
A4	38352	445025	661782	57032
A5	7819	445025	661782	11627
A6	0	445025	661782	0
A7	17413	445025	661782	25894
A8	39700	445025	661782	59037
A9	25505	445025	661782	37928
A10	3039	445025	661782	4519
A11	40863	445025	661782	60766
A12	0	445025	661782	0

Aplicação do método RAS

De posse dos dados necessários referentes a 2012 para a aplicação do método RAS, e usando a matriz insumo-produto de 2009, calculamos os coeficientes técnicos desta matriz e executamos 16 iterações do RAS, quando atingimos os índices esperados, ou seja:

r	s
0,995664	1,002301
0,997511	0,999374
0,998078	1,001541
1,001700	0,999104
1,006595	1,001160
1,001908	0,998467
1,000682	1,000106
1,004522	0,997238
1,004364	0,996615
1,003502	0,996572
1,003321	0,999372
1,004866	0,997151

Onde:

r → fatores de substituição

s → fatores de produção

Com os resultados obtidos, montamos a matriz insumo-produto estimada para o ano de 2012, que compõe a Tabela A3.

Tabela A3. Matriz insumo-produto estimada para 2012
Valores em milhões de R\$. Fonte: elaboração própria

Código do produto Nível 12	Descrição do produto Nível 12	Estimativa do Consumo intermediário das atividades (valores correntes em 1 000 000 R\$) - 2012												ESTIMADA PELO METODO RAS		
		A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	A09	A10	A11	A12	SUBTOTAL	Demanda final	TOTAL CONSUMO M
A01	Agropecuária	37595	0	207135	0	0	0	0	0	0	0	6307	1222	252259	122571	374831
A02	Indústria extrativa mineral	2499	30766	111251	10527	8452	0	0	0	0	0	94	79	163668	303250	466918
A03	Indústria de transformação	99500	80209	775866	22990	166944	51960	119413	22376	16518	4878	213467	70236	1644356	953621	2597977
A04	Só Eletricidade	1725	9998	27422	53341	729	10717	3283	2463	2258	394	16040	11566	139935	149352	289288
A05	Construção	0	5865	1894	22	7611	342	40	1066	1959	8056	4524	23708	55088	371951	427039
A06	Comércio	0	0	5427	0	92	13025	0	0	0	0	21	0	18565	653171	671736
A07	Transporte, armazenagem e correio	3593	38283	42726	4103	2074	31279	32260	5016	3283	538	13476	6267	182898	255303	438201
A08	Serviços de informação	805	10980	16023	3018	881	9271	4565	41665	24235	1009	63409	53601	229464	65012	294476
A09	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	2407	10317	58583	3242	4616	18832	12980	8654	57689	2992	12270	53948	246529	205677	452206
A10	Atividades imobiliárias e aluguel	149	29165	7865	820	1218	17008	3262	6399	2245	1484	13050	15180	97844	275903	373747
A11	Outros serviços	86	31387	30854	13283	8537	38744	25528	22631	24470	6826	51165	39642	293153	815330	1108483
A12	Administração, saúde e educação públicas	0	1029	21860	610	0	4644	1608	5151	9194	0	15776	43325	103197	847161	950358
	SubTotal v	148700	247845	1308918	111856	201388	195522	202960	115103	141370	26088	409341	317868	3426956	5018303	8445259
	Importações	10976	55876	411523	5211	607	2776	10007	12867	9961	37636	58326	0	615766		
	Valor adicionado bruto e	196119	159079	495711	115188	213416	473438	199341	107470	262948	305505	580050	632490	3740755		
	PIB (VAB+IMPOSTOS)	215155	163197	877536	172220	225044	473438	225235	166506	300876	310024	640816	632490	4402537		
	Impostos	19036	4118	381825	57032	11627	0	25894	59037	37928	4519	60766	0	661782		
	TOTAL PRODUTO M	374831	466918	2597977	289288	427039	671736	438201	294476	452206	373747	1108483	950358	8445259		

