TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 1153

REMUNERAÇÃO DE CAPITAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA

Katia Rocha
Gabriel Fiuza de Bragança
Fernando Camacho

Rio de Janeiro, janeiro de 2006

TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 1153

REMUNERAÇÃO DE CAPITAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA*

Katia Rocha**
Gabriel Fiuza de Bragança**
Fernando Camacho***

Rio de Janeiro, janeiro de 2006

* Os autores agradecem a Ronaldo Seroa da Motta (Ipea) e Ajax R. B. Moreira (Ipea) pelas valiosas discussões no decorrer deste trabalho, e ainda aos participantes da segunda jornada de estudos de regulação do Ipea pelos excelentes debates.

** Do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.
katia@ipea.gov.br e gabriel@ipea.gov.br

*** Do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
camacho@bndes.gov.br

Governo Federal

Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão

Ministro – Paulo Bernardo Silva
Secretário-Executivo – João Bernardo de Azevedo Bringel

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o IPEA fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais, possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro, e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente
Glauco Arbix

Diretora de Estudos Sociais
Anna Maria T. Medeiros Peliano

Diretor de Administração e Finanças
Cinara Maria Fonseca de Lima

Diretor de Cooperação e Desenvolvimento
Luiz Henrique Proença Soares

Diretor de Estudos Regionais e Urbanos
Marcelo Piancastelli de Siqueira

Diretor de Estudos Setoriais
João Alberto De Negri

Diretor de Estudos Macroeconômicos
Paulo Mansur Levy

Chefe de Gabinete
Persio Marco Antonio Davison

Assessor-Chefe de Comunicação
Murilo Lôbo

URL: http:/www.ipea.gov.br
Ouvidoria: http:/www.ipea.gov.br/ouvidoria

ISSN 1415-4765
JEL L51, L52, L94

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Uma publicação que tem o objetivo de divulgar resultados de estudos desenvolvidos, direta ou indiretamente, pelo IPEA e trabalhos que, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 1

2 PROBLEMÁTICA REGULATÓRIA 2

3 E A REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS? 5

4 POR QUE O CUSTO DE CAPITAL NÃO É ALCANÇADO? 14

5 CONCLUSÕES 17

APÊNDICES 19

BIBLIOGRAFIA 21

SINOPSE

A relevância da taxa de remuneração de capital estabelecida pela agência reguladora nos períodos de revisão tarifária, além do reconhecimento de que no longo prazo o ente regulado privado deve recuperar pelo menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, do negócio, regulatório e outros específicos dos projetos em que opera, é questão atual e presente nas discussões sobre as melhores práticas em economia de regulação.

O texto analisa o segmento de distribuição elétrica no Brasil no período 1998-2005, na tentativa de avaliar se a remuneração do capital investido foi condizente com o risco e o custo de oportunidade requerido no setor.

Conclui-se que a remuneração do capital nesse segmento, no Brasil, foi sistematicamente negativa até 2003. Somente em 2005 o setor inicia processo de recuperação, apresentando rentabilidade parcialmente consistente em relação ao custo de capital estimado. Comparações com empresas argentinas, chilenas e americanas revelam que os dois últimos grupos, em especial os chilenos, conseguiram, regra geral, remunerar acionistas de acordo com o seu custo de oportunidade.

Entre os grupos que apresentaram maior aceleração após o episódio do racionamento estão a EDP Brasil, a CPFL Energia, a Neoenergia e, a partir de 2004, a Elektro e estatais. O grupo EDF responde pelo desempenho mais fraco, apresentando retornos negativos desde 1999.

Uma vez que o setor de distribuição se configura como o gerador de caixa que custeará os novos investimentos necessários à expansão do sistema, é necessário que a regulação alinhe de forma consistente a taxa de remuneração de capital, estabelecida nos processos de revisão tarifária, e o custo de oportunidade efetivo do setor. Embora o debate sobre o retorno obtido pelas concessionárias permeie questões específicas quanto à eficiência operacional e práticas de boa governança, a presente análise proporciona ao regulador visão geral da rentabilidade desse segmento e orienta na determinação da correta remuneração do capital privado, o que, especialmente em modelos regulatórios do tipo *price-cap* como presentes no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, é crucial para a atração e viabilidade econômica dos novos investimentos.

ABSTRACT

The relevance of the rate of return given by the regulatory agency and the recognition that, in the long run, the private investor has to recover an opportunity cost of capital including the country, regulatory and project-specific risks, are crucial and present issues in discussions over the best practices in economy of regulation.

This paper analyzes the electricity distribution segment in Brazil from 1998 to June 2005, trying to assess whether the return on capital invested was in line with the risk and opportunity cost required in the segment.

It concludes that the return on capital in this segment in Brazil was systematically negative until 2003. Only in 2005 did the distribution segment really begin to recover, presenting profitability partly consistent with the estimated cost of capital. Comparisons with Argentine, Chilean and American companies reveal that firms in the latter two countries, particularly in Chile, generally managed to reward shareholders according to the opportunity cost of capital.

Among the groups with greater return to profitability after the rationing episode in Brazil in 2002 are EDP Brasil, CPFL Energia, Neoenergia and starting in 2004, Elektro and companies still in government hands. The EDF Group performed the worst in the study period, with negative returns from 1999 onward.

Since the power distribution segment relies on cash flow to pay for much of the capital expenditures needed to expand the system, regulation has to be concerned with allowing distributors to obtain a consistent return on capital, established in the rate adjustment mechanisms, also considering the segment's effective opportunity cost. The correct remuneration of capital, particularly in price-cap regulatory models, is a crucial aspect in the attraction and economic feasibility of new investments.

1 INTRODUÇÃO

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro tem sido objeto de intensos debates. Desde que foi instituído, em 2004, trouxe mudanças significativas para o mercado elétrico brasileiro.

Em geral, os holofotes têm sido direcionados para a principal peculiaridade do atual arcabouço, que consiste na comercialização de energia em dois mercados: o ambiente de contratação regulada (ACR)/*pool* e o ambiente de contratação livre (ACL). O primeiro inclui todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica e correspondeu a 95% do consumo de energia elétrica em 2004.[1] O segundo inclui os consumidores livres e os comercializadores que podem contratar de forma ativa sua demanda. Além disso, tem-se discutido bastante as implicações regulatórias decorrentes do modelo de leilões que visa garantir a concorrência na geração no ambiente do *pool*.

Subjacente a todos esses assuntos está o fato de que a atual regulação, baseada em um planejamento centralizado, estabeleceu como principal desafio atrair o capital privado necessário à expansão da geração de energia, de forma consistente com as características e peculiaridades do sistema elétrico brasileiro.[2] Dentre os seus principais objetivos destacam-se garantir a segurança na oferta de energia, promover tarifas razoáveis aos menores custos possíveis, e a integração social através de um programa de universalização de energia.

Dessa forma, não obstante as características, singularidades ou limitações do atual modelo regulatório, a questão fundamental diz respeito à viabilidade econômica dos investimentos. Nesse sentido, o retorno sobre o capital é um assunto crucial para a sustentabilidade do setor, ainda mais diante da dificuldade de recuperação posterior de grande parte do capital investido no setor elétrico (grande proporção de *stranded capital*).

O objetivo do presente estudo recai, portanto, na análise da sinalização econômica obtida pelas concessionárias de distribuição elétrica no Brasil, no período 1998-2005. A adequação da remuneração do capital dos investidores aos riscos e custos reais de capital incursos no setor sinaliza em direção à preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e promove os investimentos necessários, seja na geração, transmissão ou distribuição.

Esse trabalho se insere na discussão apresentada em Estache e Pinglo (2004) sobre a rentabilidade de investimentos de setores regulados. Os autores analisaram a *performance* financeira de diversos serviços de infra-estrutura em 31 países em desenvolvimento e concluíram que, regra geral, entre 1998 e 2002, o capital privado não atingiu até o momento o nível de rentabilidade adequada aos riscos e custos efetivos a que está sujeito.

---

1. O papel da demanda nesse desenho regulatório é passivo, uma vez que as concessionárias de distribuição que atendem o mercado cativo estão obrigadas a se contratarem exclusivamente no *pool*.

2. Atualmente, a maioria (70%) da energia do sistema elétrico brasileiro é gerada por hidroeletricidade. Um grande sistema de bacias, complexo e altamente integrado, gera energia a baixo custo, por longos períodos, mas é vulnerável a incertezas no regime de afluência.

Sirtaine *et alii* (2004); Estache, Pardina e Sember (2003); Estache, Guasch e Trujillo (2003) e Alexander, Estache e Oliveri (1999) apresentam ainda uma ampla discussão sobre a relevância da remuneração de capital estabelecida pela agência reguladora, na sua consistência temporal em cada período de revisões, além de reconhecerem que no longo prazo o ente regulado privado deve recuperar pelo menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros específicos dos projetos no qual opera.

O setor de energia elétrica brasileiro apresenta alta elasticidade em relação ao crescimento do PIB, crescendo de 1 a 2,5 pontos percentuais acima do PIB. Estima-se que para sustentar um crescimento anual da ordem de 4,5% até 2010, o setor demandará US$ 6 bilhões de investimentos por ano, 50% destinados à geração, 15% à transmissão e 35% à distribuição de energia. Uma vez que toda a remuneração do custeio dos novos investimentos em geração passa através das concessionárias de distribuição, setor regulado de monopólio natural, que é o caixa do sistema, faz-se necessário que o regulador atente à racionalidade econômica entre risco e retorno ao estabelecer a taxa de remuneração de capital nos processos de revisão tarifária, de modo a promover a expansão do sistema, a atratividade de novos investimentos e, ainda, a adimplência do setor. Sendo o investimento privado não coercivo, o aspecto crucial para a sua atração consiste na correta remuneração do capital, em uma sistemática previsível e transparente.

2 PROBLEMÁTICA REGULATÓRIA

2.1 O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

O processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica está previsto nos contratos de concessão de serviço público e na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, a Lei das Concessões. O objetivo da revisão é o estabelecimento de uma tarifa justa para os consumidores que proporcione o aumento da eficiência e da qualidade do serviço, além de promover a viabilidade econômico-financeira do contrato e a adequada remuneração do capital investido. Em 2003 e 2004, 44 das 64 concessionárias de distribuição realizaram a primeira revisão tarifária periódica.

A revisão tarifária periódica ocorre de quatro em quatro ou cinco em cinco anos, dependendo do contrato de concessão, e compreende duas etapas: o reposicionamento tarifário (RT) e a determinação do Fator *X*. O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e a justa remuneração do capital investido, e o Fator *X* representa o mecanismo de repasse dos ganhos de produtividade e eficiência das distribuidoras aos consumidores através de uma redução no índice de reajuste das tarifas, característica usual da regulação por incentivos do tipo *price-cap*.

O reposicionamento tarifário é expresso pela fórmula a seguir, que compara a Receita Requerida para o ano-teste (período de 12 meses subseqüentes à data de revisão) com a Receita Verificada da concessionária. A Receita Requerida consiste na receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudente investido. A Receita Verificada corresponde à receita que seria auferida com as tarifas vigentes antes da revisão,

aplicadas ao mercado de venda do ano-teste. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da receita requerida aquelas originadas da exploração de atividades extra-concessão, da receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e de outras receitas.

$$RT(\%) = \frac{Receita\ Requerida - Receitas\ Extras}{Receita\ Verificada}$$

A Receita Requerida da concessionária compreende duas parcelas. A parcela *A* corresponde aos custos não-gerenciáveis, como a compra de energia, custos de transmissão e encargos tarifários, sendo repassada diretamente aos consumidores; e a parcela *B* constitui os custos gerenciáveis, ou seja, custos operacionais, depreciação e remuneração do capital.

A remuneração do capital é resultado da aplicação do custo de capital estimado para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil sobre o valor do investimento a ser remunerado, definido como "base de remuneração". Essa base corresponde ao valor dos ativos prudentes necessários para prestar o serviço de distribuição, e está definida nos termos da Resolução Aneel nº 493, de 3 de setembro de 2002, e da Nota Técnica n.º 178/2003-SFF/SRE/Aneel, objeto de bastante debate entre os agentes do setor.

O custo de capital adotado é único para todas as concessionárias e refere-se ao custo de oportunidade para investimentos de risco semelhante. Corresponde à taxa de retorno adequada à remuneração do capital investido. A metodologia utilizada pela Aneel para estimar o custo de capital é apresentada em Coutinho e Oliveira (2002), e consiste no custo médio ponderado do capital [*Weighted Average Cost of Capital* (WACC)], que considera a remuneração do capital próprio e de terceiros, incluído o benefício fiscal do endividamento, ponderado pela estrutura de capital-meta para o setor. A parcela que remunera o capital próprio é estimada através do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que inclui o risco país (*Country Risk Model*) e possui ampla aceitação em finanças corporativas.[3] Devido às incertezas presentes no setor elétrico brasileiro e consideradas pelo mercado, o regulador optou por adicionar tanto o risco cambial quanto o risco regulatório ao custo de capital próprio de forma *ad hoc*. A parcela que remunera o capital de terceiros recai na estimação do risco de crédito das concessionárias somado ao risco cambial e parte do risco país.

A segunda etapa da revisão tarifária consiste na determinação do Fator *X* que será adotado nos reajustes tarifários anuais entre os períodos de revisão. O Fator *X* representa um redutor sobre o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) que reajusta a parcela *B* da receita da concessionária de forma a repassar aos consumidores os ganhos de produtividade estimados para o próximo período tarifário. Por meio da aplicação do Fator *X* sobre o IGP-M estabelecem-se as novas tarifas máximas

3. Para uma visão geral dos diversos modelos de avaliação para a América Latina e mercados emergentes ver Pereiro (2001).

permitidas, condizentes com o regime de regulação por incentivos *price-cap* híbrido[4] adotado pelo regulador.

O Fator *X* é composto das parcelas *Xa*, *Xc* e *Xe*. A primeira parcela (*Xa*) refere-se ao ajuste da componente mão-de-obra pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA); a segunda parcela (*Xc*) incorpora o fator qualidade e desempenho da concessionária; e a última componente (*Xe*) representa o conceito de eficiência econômica e produtividade.

O Fator *Xe* é obtido mediante a aplicação do método de fluxo de caixa descontado do tipo *forward looking*, e consiste na metodologia usual de avaliação de empresas [ver Damodaran (2002)], que iguala o valor presente dos fluxos de caixa, livres de impostos, penalizados pelo Fator *X* e acrescidos do valor residual, ao valor da base de remuneração regulatória líquida determinada no momento da revisão.

2.2 O PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

O processo de reajuste tarifário é estabelecido anualmente entre o período de revisões e tem por objetivo ajustar a tarifa de acordo com o índice geral de preços corrigido pelo Fator *X*, estimado no processo de revisão.

A fórmula abaixo apresenta o índice de reajuste tarifário (IRT), onde VPA_1, corresponde ao valor da parcela *A* considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do Mercado de Referência (mercado de energia garantida nos 12 meses anteriores ao reajuste); RA_0 corresponde à Receita Anual, considerando-se as tarifas homologadas na data de referência anterior e o Mercado de Referência, não incluindo o ICMS; VPB_0 corresponde ao valor da parcela *B*, expresso como a diferença entre RA_0 e VPA_0; IVI corresponde ao índice IGPM referente ao período do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à data de referência anterior, e *X* ao Fator *X* estabelecido no processo de revisão tarifária periódica.

$$IRT(\%) = \frac{VPA_1 + VPB_0 \cdot (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Observe que o reajuste como definido repassa a totalidade do aumento da parcela *A* no período enquanto que somente a parcela *B* é ajustada pelo índice de preços. Portanto, o reajuste poderá ser maior ou menor que o índice de inflação, caso haja aumento maior na participação dos custos referentes à parcela *A*.

Finalmente, cabe mencionar que a cada reajuste ou revisão tarifária são adicionados ou subtraídos do valor da tarifa os componentes financeiros correspondentes à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela *A* – CVA, para compensar os efeitos financeiros entre as datas de reajustes tarifários para os itens da parcela *A*; correspondentes à Conta Especial para compensar os custos administrativos durante o período do Programa Emergencial de Redução de

4. A regulação brasileira é definida como híbrida, uma vez que a parte da tarifa correspondente à parcela *A* é totalmente repassada aos consumidores na data dos reajustes anuais, enquanto a parcela *B* é reajustada anualmente pelo componente (IGPM-X) e reposicionada nos períodos de revisão tarifária.

Consumo de Energia Elétrica (Percee) — racionamento de energia elétrica; e correspondentes à recomposição tarifária extraordinária para recompor a receita da concessionária durante o racionamento de energia em relação ao montante relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) durante o Percee.

3 E A REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS?

A remuneração do capital de uma empresa regulada consiste em determinar a taxa de retorno adequada e ajustada ao risco do setor em que se inserem a empresa e seu serviço, de forma a garantir a atratividade adequada aos investidores e tornar possível a qualidade e expansão do serviço público. A estimação da taxa de remuneração, também conhecida como custo médio ponderado de capital, ou apenas custo de capital, é tarefa essencial ao regulador, e etapa crucial no processo de revisão tarifária, visto que uma taxa sobreestimada proporciona lucros anormais à empresa regulada, levando a um sobreinvestimento em capacidade, enquanto uma situação inversa inibe a atratividade e a expansão do serviço, levando à sua degradação e, por conseguinte, a limitações de crescimento.

A metodologia adotada para estimar a remuneração deve satisfazer certos critérios, como objetividade, transparência, robustez, ser operacional e pragmática, estar em linha com as práticas amplamente aceitas e com a experiência internacional, baseada em sólida fundamentação teórica e, sempre que possível, estar em conformidade com as decisões anteriores da agência reguladora.

Para se estimar o custo de capital a metodologia usual adotada é o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), que engloba a remuneração de todo o capital da empresa regulada e, como tal, abrange tanto a parcela da remuneração relativa ao capital próprio quanto ao de terceiros, incluídos os benefícios fiscais gerados pelo endividamento. O custo de capital deve ser expresso de forma consistente com a definição da metodologia de base de remuneração, seja em termos reais ou nominais, e ainda na forma após ou antes de tributos. O custo de capital, na sua forma usual, é expresso em termos nominais após impostos como apresentado abaixo:

$$r_{WACC}^{N} = r_k \left(\frac{E}{E+D} \right)^{*} + r_d \left(1 - \tau^{*} \right) \left(\frac{D}{E+D} \right)^{*}$$

onde:

r_k = custo de capital próprio para o setor no Brasil;

r_d = custo do capital de terceiros para o setor no Brasil;

τ^* = alíquota marginal corporativa de impostos para o setor no Brasil;

(E/(D+E))* ou (D/(D+E))* = estrutura ótima de capital para o setor no Brasil.

Finalmente, cabe observar que, por questões de consistência, e tratando-se nesse caso de um setor regulado, composto de várias empresas de estrutura diferenciada, a tarefa do regulador consiste em estimar o custo de capital de uma empresa regulada

padrão e representativa, considerando todos os fatores de riscos e o ambiente regulatório em que a empresa se insere.

3.1 O CUSTO DE CAPITAL É CORRETO?

No Brasil, o regulador adota para o custo de capital a taxa de 13,93% em termos nominais (11,26% reais) após impostos, sendo 17,47% nominal para o custo de capital próprio após impostos e 15,76% para o custo de capital de terceiros antes de impostos.

Neste trabalho, utilizamos estimações baseadas em Rocha, Camacho e Bragança (2006) que envolvem diversas considerações sobre o modelo adotado, o mercado de referência, a periodicidade das séries, além do debate sobre os diversos riscos assimétricos adicionais, como o risco país, o regulatório e o cambial.[5] A Tabela 1 apresenta as estimações para o setor no Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos. A faixa de valores encontrados para Brasil, Argentina e Chile corresponde ao risco regulatório zero (limite inferior) e risco regulatório 2,5% (limite superior), valor conservador sugerido em Estache, Guasch e Trujillo (2003) para empresas em países em desenvolvimento.

TABELA 1
REMUNERAÇÃO DE CAPITAL ESTIMADA: SETOR DE DISTRIBUIÇÃO

	Custo de capital[a] WACC – real	Custo de capital[a] WACC – nominal	Capital próprio[a] nominal	Capital de terceiros[b] nominal
Aneel 2002	11,26	13,93	17,47	15,76
Brasil	11,21 – 12,52	14,05 – 15,39	16,08 – 18,58	17,73
Argentina	12,59 – 13,84	15,46 – 16,74	16,65 – 19,15	21,86
Chile	5,80 – 7,54	8,50 – 10,28	8,86 – 11,36	9,15
Estados Unidos	3,01	5,64	8,34	6,56

[a] Após impostos.

[b] Antes de impostos.

Para as estimações apresentadas acima foram consideradas as seguintes empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

[5] O Apêndice A apresenta de forma resumida os parâmetros e estimações do custo de capital.

TABELA 2
CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADAS NO ESTUDO

Brasil	Argentina	Chile	Estados Unidos	
AES Sul	Capex	Cge	Allegheny Energy	Puget Energy
Ampla	Central Puerto	Chilectra	American Elec Power	Southern Co
Bandeirante	Edenor	Colbun	Áquila	Teco Energy
Caiua	Edesur	Edelmag	CenterPoint Energy	TXU
CEB		Edelnor	Constellation Eng	Westar Energy
CEEE		Elecda	Dominion Resources	WPS Resources
Celesc		Emelat	DQE	
Celg		Endesa	DTE Energy	
Celpa		Enersis	Duke Energy	
Celpe		Gener	Edison Intl	
Cemat		Rio Maipo	Energy East	
Cemig			Entergy	
Coelba			FirstEnergy	
Coelce			FPL	
Copel			Great Plains Energy	
Cosern			Hawaiian Electric	
Piratininga			Idacorp	
Elektro			Northeast Utilities	
Eletropaulo			NSTAR	
Enersul			OGE Energy	
Escelsa			Pepco Hldgs	
F Cataguazes			Pinnacle West Cap	
Light			PNM Resources	
CPFL Paulista			PPL	
RGE			Progress Energy	

3.2 O CUSTO DE CAPITAL É ALCANÇADO?

A seguir, focamos em alguns indicadores financeiros usuais de rentabilidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil e na comparação com empresas argentinas, chilenas e americanas do mesmo setor, de 1998 a julho de 2005.

A Tabela 3 adiante apresenta o retorno sobre capital (ROC) das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, índice que mede o retorno nominal para acionistas e

credores, definido como a razão entre o lucro operacional (Ebit) após os impostos[6] e o valor do capital (valor contábil do patrimônio líquido[7] adicionado à dívida financeira total), a partir de valores dos demonstrativos financeiros não-consolidados. Como podemos observar, o retorno sobre capital variou bastante em relação a cada concessionária, mas, regra geral, apresentou tendência de crescimento, saindo da média de 4,81% em 1998 e atingindo a marca de 12,15% em julho de 2005.

TABELA 3
RETORNO SOBRE CAPITAL (ROC)
[em %]

Concessionárias	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005[a]
AES Sul	3,27	3,33	5,65	15,16	9,29	7,48	8,38	7,71
Ampla	13,29	7,53	5,88	16,24	2,38	–1,27	7,46	7,20
Bandeirante	–0,91	–4,18	12,03	14,17	8,75	8,62	12,29	9,98
Caiua	1,64	1,63	1,06	0,96	0,94	3,25	0,83	1,12
CEB	6,92	4,55	6,33	8,76	–8,23	3,61	6,60	4,11
CEEE	–1,82	–3,27	–6,16	–0,26	1,72	–7,68	1,87	20,38
Celesc	2,20	0,93	1,29	5,68	–18,42	27,31	30,41	38,40
Celg	2,38	3,45	–0,37	8,05	5,96	32,76	25,25	16,43
Celpa	4,71	5,32	2,98	6,72	4,81	9,37	15,33	11,60
Celpe	5,02	7,11	10,69	8,31	3,39	6,30	5,97	9,51
Cemat	0,88	–0,19	1,58	7,89	8,97	8,91	14,03	15,50
Cemig	4,91	2,66	4,43	5,98	3,73	7,64	9,50	6,36
Coelba	6,30	9,02	9,29	11,10	6,37	8,18	10,07	-
Coelce	3,20	4,77	4,98	7,37	5,73	5,83	3,49	6,99
Copel	4,47	4,29	6,97	3,52	–0,10	–0,75	–0,14	–0,15
Cosern	15,13	11,37	12,55	11,54	4,42	6,70	13,13	11,17
Piratininga	-	-	-	14,27	8,77	25,86	12,97	15,94
Elektro	2,61	–3,50	4,95	20,84	94,81	37,34	50,65	49,63
Eletropaulo	12,06	14,61	11,02	15,04	6,24	9,66	12,06	15,63
Enersul	2,48	1,90	3,28	8,45	1,71	6,84	10,35	13,09
Escelsa	6,00	1,36	3,72	4,15	2,90	3,95	3,83	3,71
F Cataguazes	2,19	1,63	2,57	4,24	1,11	4,31	3,78	4,72
Light	6,21	3,73	4,11	6,71	1,37	3,85	5,37	2,21
CPFL Paulista	10,32	5,31	2,73	4,55	6,77	6,12	8,59	11,24
RGE	2,00	–0,02	0,80	10,16	11,14	11,83	9,59	9,10
Média	4,81	3,47	4,68	8,78	6,98	9,44	11,27	12,15
Média Ponderada[b]	5,63	4,42	5,24	9,13	6,98	9,94	11,77	12,09

Fonte: Economática.

[a] 12 meses em junho de 2005.

[b] Ponderação pela participação no mercado conforme Apêndice B.

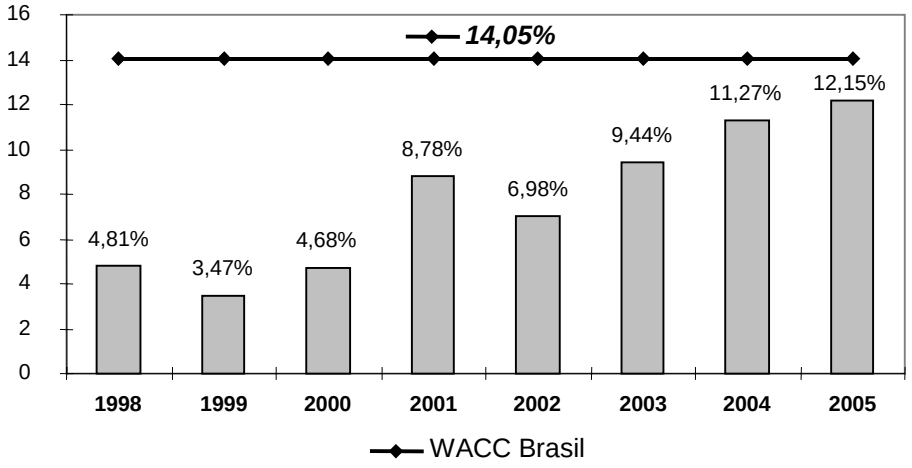
6. Utilizou-se a taxa marginal de impostos corporativos de 34%, 35%, 17% e 40% para Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos, respectivamente, de acordo com o relatório publicado pela *KPMG's Corporate Tax Rates Survey* em janeiro de 2004.

7. Valores de mercado, caso estejam disponíveis, são sempre preferíveis a valores contábeis. Entretanto, nossa opção por dados contábeis se justifica, particularmente, na análise do mercado brasileiro, uma vez que as ações das concessionárias brasileiras negociadas em bolsa apresentam liquidez extremamente baixa.

O Gráfico 1 compara o custo de capital estimado para o setor (ver Tabela 1)[8] e a remuneração efetiva do capital no Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos.[9] Observamos que, tanto para Chile e Estados Unidos, a remuneração do capital oscila praticamente em torno do custo de capital estimado, variando no máximo 2%. Apenas a partir de 2004 o retorno do capital no setor brasileiro se aproximou do seu custo de capital estimado. Essa melhoria deve-se principalmente à recuperação do setor após a crise de racionamento, a qual impactou severamente o setor de distribuição no período 2001-2002, aliada aos processos de revisão tarifária periódica iniciados em 2003 e 2004. Finalmente, nota-se maior uniformidade na rentabilidade total das empresas americanas, característica fundamental para a qualidade de regulação. Uma possível explicação consiste no fato de que a regulação americana para o setor é do tipo taxa de retorno garantida (*cost-plus*), implicando menor risco regulatório pela maior previsibilidade da receita para a empresa regulada.[10]

A Tabela 4 apresenta o retorno sobre o patrimônio (ROE) das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, índice que mede o retorno contábil nominal efetivo para acionistas, definido como a razão entre o lucro líquido e o patrimônio líquido (PL), considerando-se os demonstrativos financeiros não consolidados.[11] Como podemos observar, o retorno sobre o patrimônio tem sido sistematicamente negativo desde 1998, e piorou consideravelmente no período de racionamento, com recuperação somente a partir de 2004.

GRÁFICO 1
ROC x WACC
[em %]

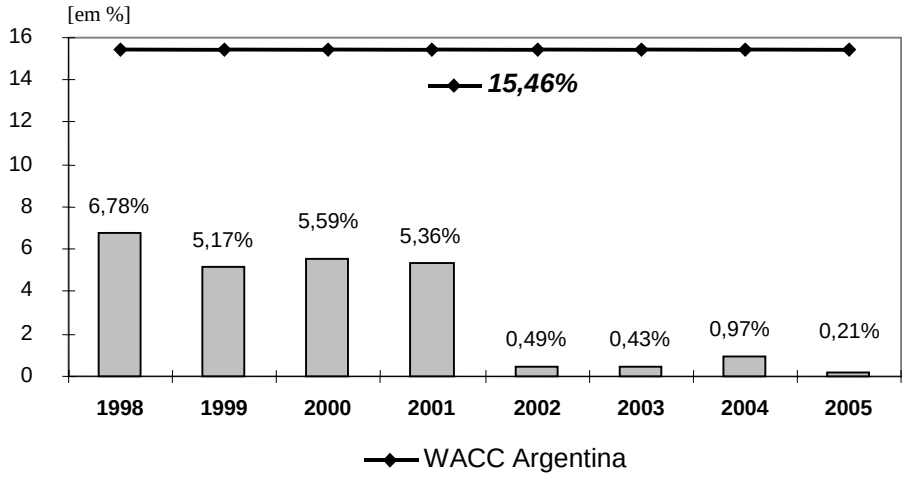


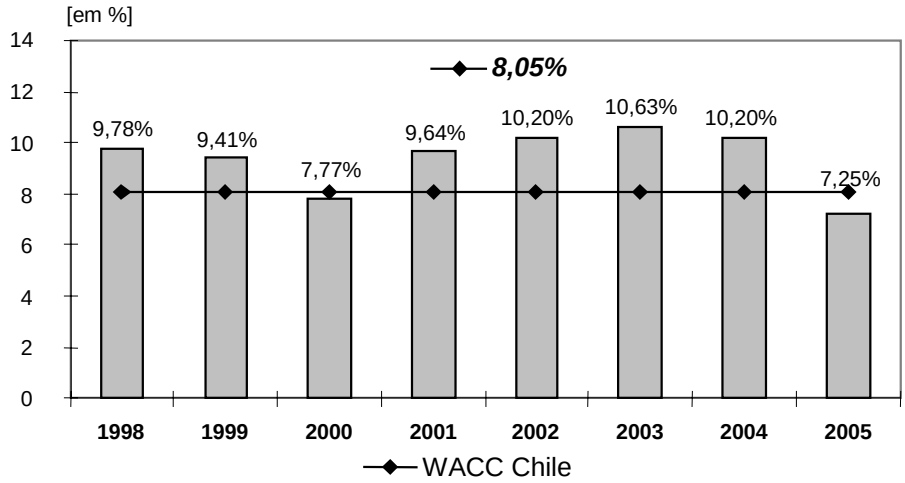
8. Adotamos como *benchmark* de comparação o custo de capital estimado na sua forma conservadora, ou seja, utilizado-se, sempre que cabível, o limite inferior das estimações apresentadas na Tabela 1.

9. Essa análise tem por mérito seu pragmatismo, mas corresponde a uma generalização, uma vez que o custo de capital se modifica ao longo do tempo. O mais correto, portanto, seria a estimação anual do custo de capital para uma comparação dinâmica.

10. Para um maior debate sobre a eficiência do sistema de regulação *cost-plus* em relação ao regime de incentivos *price-cap* nos investimentos de infra-estrutura na América Latina recomendamos Estache, Guasch e Trujillo (2003).

11. Foram eliminadas empresas de PL negativo no ano e ainda no ano seguinte, uma vez que com a diminuição do denominador, gerava-se grande distorção no índice com elevado ROE. Recomenda-se, portanto, analisar com cuidado os resultados positivos da Celg e da Elektro, empresas que apresentaram PL negativo em 2002.


[em %]
16
14
12
10
8
6
4
2
0
15,46%
6,78%
5,17%
5,59%
5,36%
0,49%
0,43%
0,97%
0,21%
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
WACC Argentina


[em %]
14
12
10
8
6
4
2
0
8,05%
9,78%
9,41%
7,77%
9,64%
10,20%
10,63%
10,20%
7,25%
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
WACC Chile

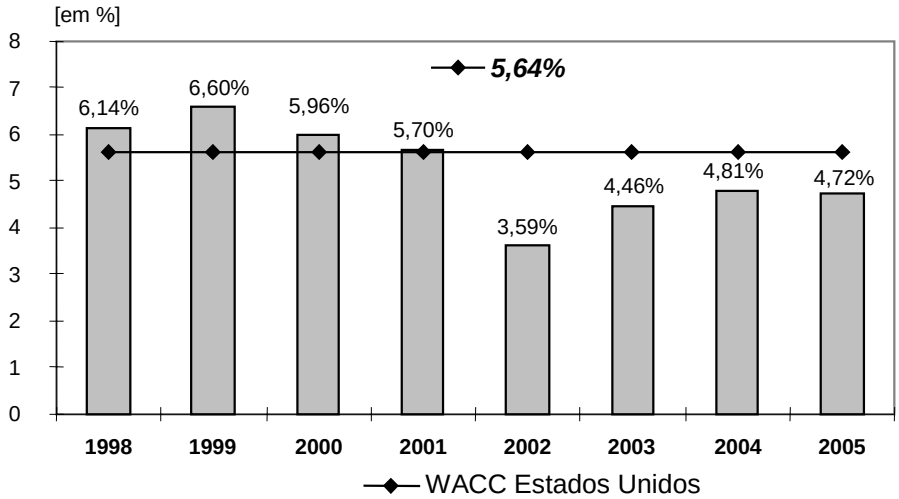

[em %]
8
7
6
5
4
3
2
1
0
5,64%
6,14%
6,60%
5,96%
5,70%
3,59%
4,46%
4,81%
4,72%
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
WACC Estados Unidos

TABELA 4
RETORNO SOBRE PATRIMÔNIO (ROE)
[em %]

Concessionárias	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005[a]
AES Sul	–1,56	–140,34	–143,03	10,44	–	–	–	–
Ampla	15,39	–18,66	1,26	–25,78	–89,06	–21,39	2,56	4,84
Bandeirante	–11,83	–23,16	7,65	9,97	1,34	14,24	18,56	14,20
Caiua	3,45	0,48	–18,87	–1,53	–51,39	–46,68	–103,76	–15,58
CEB	7,50	4,83	5,55	8,54	–57,07	–7,22	–7,13	–19,07
CEEE	8,99	–15,40	–14,57	–11,42	–39,98	–51,20	0,55	47,98
Celesc	–4,19	0,13	0,35	4,28	–45,58	21,62	21,82	19,28
Celg	–362,30	–8,84	–18,95	–119,93	–	–	64,80	97,72
Celpa	18,04	4,72	–3,29	2,13	–4,56	6,55	–16,28	–7,09
Celpe	8,70	9,79	–8,70	12,54	1,17	8,93	6,64	11,50
Cemat	0,48	–14,06	–36,63	1,03	–22,37	–11,16	4,80	15,88
Cemig	6,03	0,44	5,31	6,92	–17,64	18,26	19,10	23,34
Coelba	16,64	–7,70	10,09	14,85	7,35	9,84	20,31	–
Coelce	6,21	6,06	6,85	9,60	7,12	8,04	3,19	10,00
Copel	9,04	5,99	8,79	9,42	–6,77	3,52	7,28	7,46
Cosern	68,59	16,66	17,46	21,90	6,19	11,54	26,52	20,95
Piratininga	–	–	–	26,48	–27,22	47,21	17,23	22,50
Elektro	3,48	–23,62	–4,84	3,92	–	–	72,16	92,88
Eletropaulo	–20,29	14,55	9,34	19,11	–41,36	3,93	0,26	5,66
Enersul	24,76	–8,00	2,44	9,03	–22,02	3,14	18,04	24,96
Escelsa	10,08	–16,70	0,48	–3,57	–228,34	49,43	32,76	45,52
F Cataguazes	–2,86	–8,97	18,36	–0,06	–23,59	4,46	–6,52	7,41
Light	8,35	–10,21	–12,45	–	–124,57	–94,01	–23,13	–16,58
CPFL Paulista	21,19	2,71	1,99	0,23	–12,23	–1,32	17,81	28,12
RGE	4,66	–5,18	–6,13	–1,88	–12,27	–2,41	2,78	4,13
Média	–6,73	–9,77	–7,15	0,26	–36,49	–1,12	8,35	19,39
Média Ponderada[b]	–4,23	–5,25	–3,52	2,78	–34,22	–2,30	7,63	16,83

Fonte: Economática.

[a] 12 meses em junho de 2005.

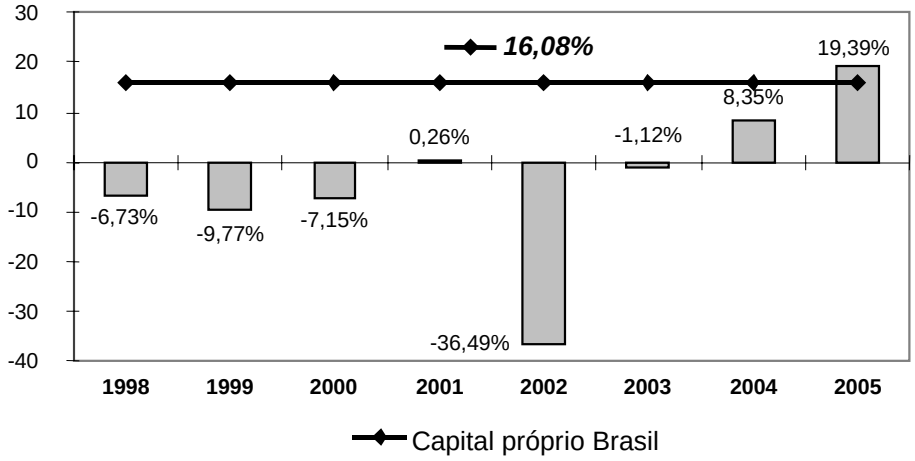
[b] Ponderação pela participação no mercado conforme Apêndice B.

O Gráfico 2 apresenta a comparação do custo de capital próprio requerido para o setor e a remuneração efetiva para acionistas no Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos. Os resultados reforçam o argumento de que, enquanto no Chile e Estados Unidos os acionistas conseguiram, desde 1998, uma remuneração adequada de seu capital em relação ao custo de oportunidade e risco assumido, no Brasil o processo de recuperação somente se inicia a partir de 2004.

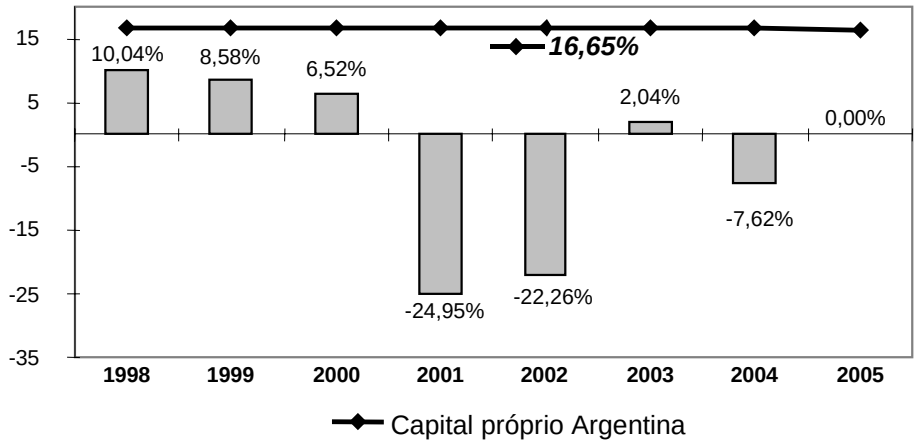
GRÁFICO 2

ROE X CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

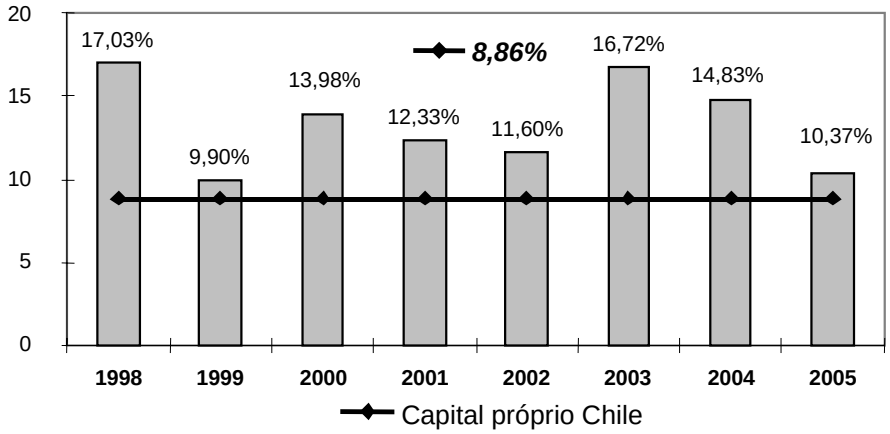
[em %]

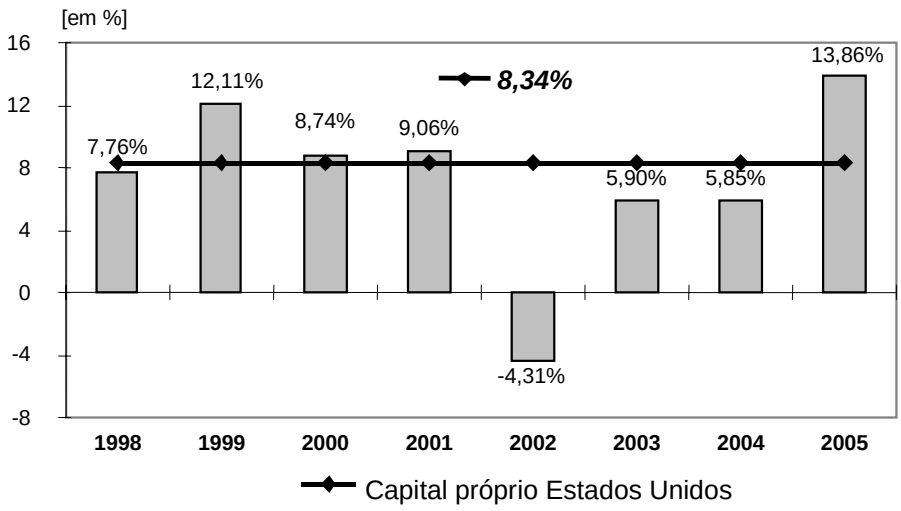


[em %]



[em %]





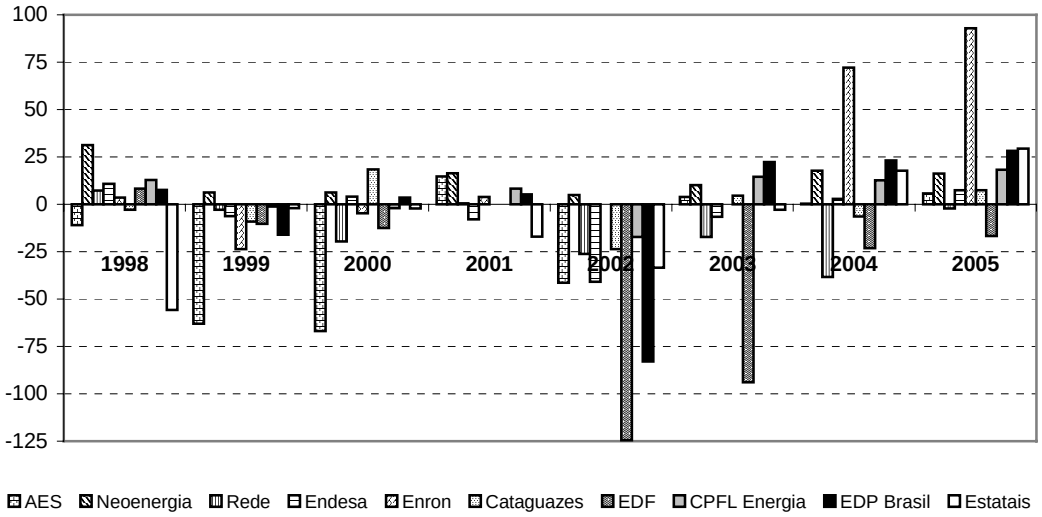
Finalmente, a Tabela 5 descreve os diversos grupos controladores no Brasil e o Gráfico 3 apresenta o retorno médio para os acionistas dos grupos.

TABELA 5
GRUPOS E CONCESSIONÁRIAS

Grupos	Concessionárias
AES	Eletropaulo, AES-Sul
Cataguazes	F Cataguazes
CPFL Energia	Piratininga, CPFL Paulista, RGE
EDF	Light
EDP Brasil	Bandeirante, Escelsa, Enersul
Endesa	Ampla, Coelce
Enron	Elektro
Estatais	Cemig, Copel, CEEE, CEB, Celg, Celesc
Neoenergia	Coelba, Celpe, Cosern
Rede	Caiuá, Celpa, Cemat

Após 2002, nota-se uma recuperação acelerada do grupo EDP Brasil, CPFL Energia, Neoenergia e, especialmente a partir de 2004, da Enron representada pela Elektro. Vale observar ainda a reação das empresas estatais. O grupo EDF obteve o pior desempenho, apresentando uma fraca recuperação.

GRÁFICO 3
RENTABILIDADE X GRUPOS
[em %]



4 POR QUE O CUSTO DE CAPITAL NÃO É ALCANÇADO?

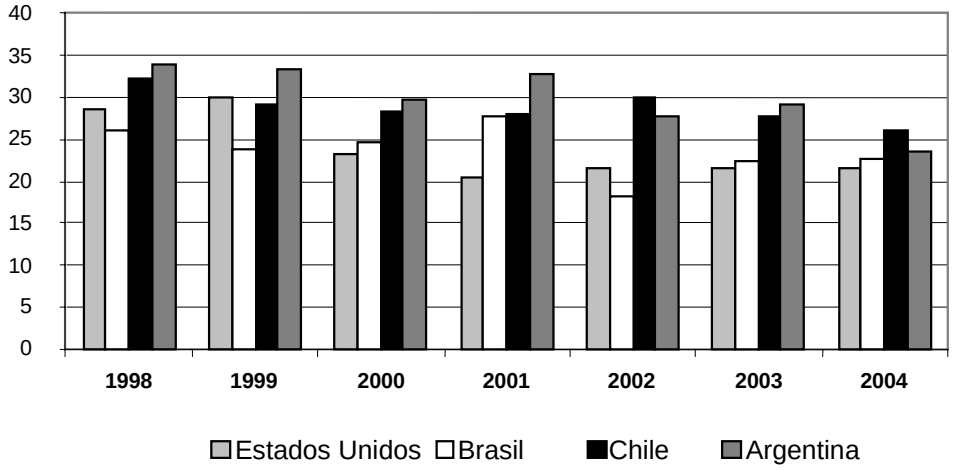
4.1 A MARGEM OPERACIONAL LÍQUIDA DAS CONCESSIONÁRIAS É SATISFATÓRIA?

O Gráfico 4 a seguir apresenta a evolução do indicador de margem operacional líquida (EBITDA/Receita Operacional Líquida) a partir dos demonstrativos financeiros não consolidados.[12] Esse índice, do tipo "quanto maior, melhor", equivale à receita operacional da concessionária, líquida dos impostos indiretos (ICMS, PIS/Cofins), para remuneração de acionistas e credores após a dedução dos custos de produtos vendidos, e representa uma medida de lucro econômico potencial e de como os custos de produtos vendidos oneram a receita líquida da concessionária.

Pode-se observar que as empresas do Chile e da Argentina apresentaram sistematicamente maior margem operacional em todo o período de análise, com média de 29% e 30%, respectivamente. As empresas brasileiras apresentaram média de 24%, ou seja, dispuseram, na média, de 24% de suas receitas operacionais líquidas para remunerar acionistas e credores, eficiência operacional média semelhante à das empresas americanas de nossa amostra.

12. A empresa Enersis foi eliminada, uma vez que seu EBITDA era demasiado negativo no demonstrativo financeiro não-consolidado, apresentando margem positiva somente nas contas do consolidado.

GRÁFICO 4
EBITDA/ RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA
[em %]



Fonte: Economática.

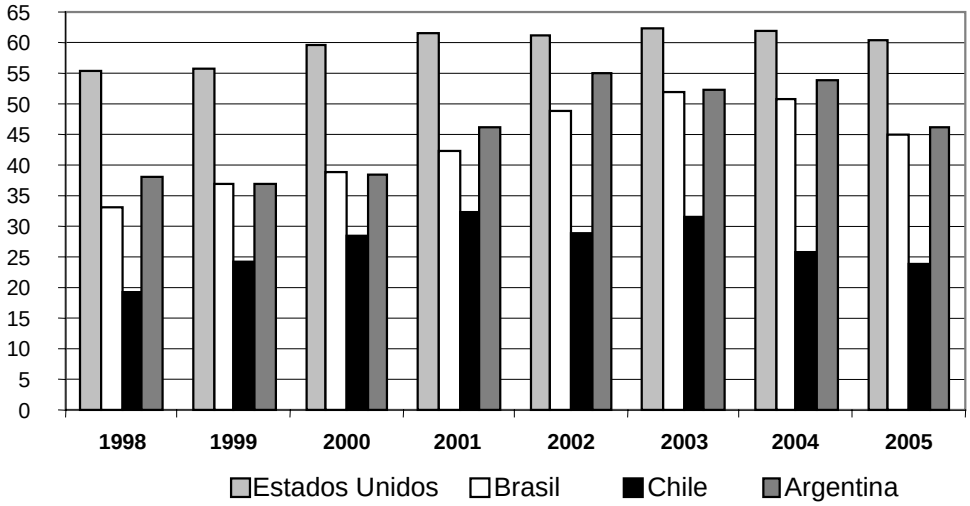
Nesse contexto, uma observação importante se faz necessária. A conta de custo de produtos vendidos contempla, além das despesas operacionais e de pessoal da concessionária, os encargos do sistema e a compra de energia. A eficiência operacional entre as empresas somente poderia ser comparável a partir desse indicador caso procedêssemos a uma desagregação desses subitens. Ainda assim, não podemos ignorar o fato de que, independentemente de como estão alocados os custos de produtos vendidos, as concessionárias brasileiras vêm apresentando margens comparáveis às do setor americano, ou seja, o capital, como percentagem da receita operacional líquida disponível para a remuneração de acionistas e credores, é semelhante ao do setor elétrico dos Estados Unidos e ainda assim os retornos para acionistas foram, ao contrário do ocorrido com as empresas americanas, sistematicamente negativos no Brasil. A Subseção 4.2 apresenta a provável explicação para tal fato, focalizando o custo do endividamento das concessionárias brasileiras.

4.2 QUAL O NÍVEL E O CUSTO DE ENDIVIDAMENTO DAS CONCESSIONÁRIAS?

A subseção anterior apresentou o fato de que, embora as disponibilidades operacionais para a remuneração de acionistas e credores tenham sido, em média, eqüivalentes para as concessionárias brasileiras e americanas, a remuneração dos acionistas variou de modo significativo, com valores sistematicamente negativos para o Brasil. O Gráfico 4 apresenta o nível de endividamento do setor brasileiro e sua comparação internacional. O nível de endividamento apresentado eqüivale às dívidas financeiras totais (DFT) — aquelas que oneram o capital — como proporção do valor da empresa, calculado como a soma das dívidas financeiras totais com o patrimônio líquido a partir de demonstrativos financeiros não-consolidados.

A análise desse indicador evidencia que as empresas chilenas apresentam menor endividamento em sua estrutura de capital, com nível de 25% em 2004, seguidas das argentinas e brasileiras, com 46% e 45%, respectivamente, e, por último, das americanas, com 60%. Fica evidente, então, que o nível de endividamento não justifica os retornos sistemáticos negativos apresentados no Brasil, mas sim o *custo* relativo a esse endividamento, especialmente devido ao alto nível das taxas de juros praticadas.

GRÁFICO 5
DFT / (PATRIMÔNIO LÍQUIDO + DFT)
[em %]

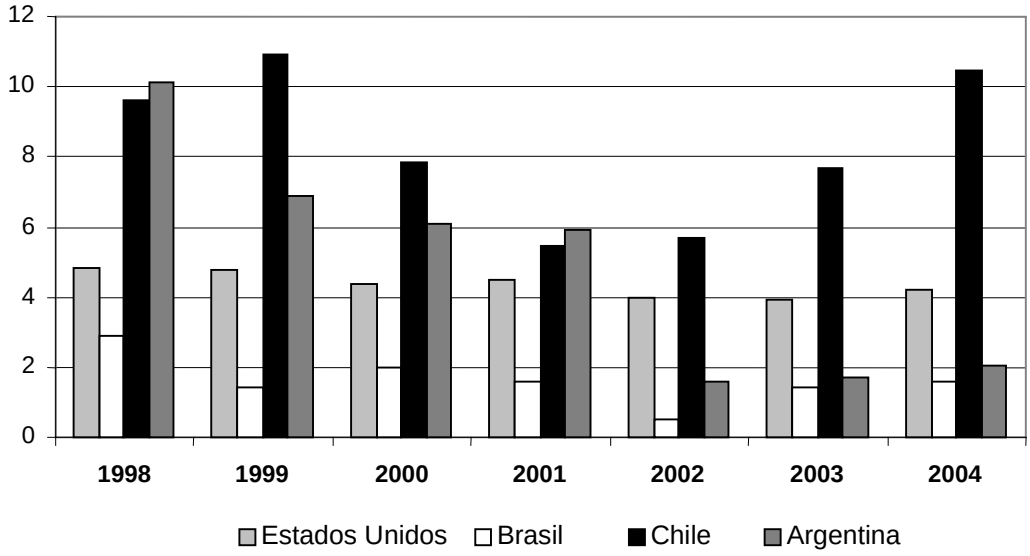


Fonte: Economática.

O indicador de estrutura de capital relativo à cobertura de juros, EBITDA/Despesas Financeiras, apresentado no gráfico a seguir a partir de dados não-consolidados, é do tipo "quanto maior, melhor" e representa a "folga" com que as concessionárias conseguem pagar suas despesas financeiras a partir de seu lucro operacional EBITDA. Note que o Brasil quase nunca superou o nível de 2, enquanto Chile e Estados Unidos apresentam cobertura de juros acima de 4. Vale observar ainda a queda acentuada do índice de cobertura das empresas argentinas após 2002, com recuperação visível já a partir de 2004.

GRÁFICO 6

EBITDA / DESPESAS FINANCEIRAS[a]



Fonte: Economática.

[a] Empresas cujo EBITDA ou despesas financeiras resultaram em valores negativos foram eliminadas, bem como algumas empresas chilenas financiadas praticamente por capitais próprios que obtiveram índices de cobertura acima de 60.

5 CONCLUSÕES

O estabelecimento da adequada taxa de remuneração de capital pela agência reguladora nos períodos de revisão tarifária, e o reconhecimento de que o ente regulado privado deve recuperar no longo prazo seu custo de oportunidade de capital, englobando o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros específicos dos projetos no qual opera, é questão atual e relevante nos debates sobre melhores práticas em economia de regulação.

Máxima fundamental na teoria de finanças, a remuneração de qualquer investimento deve ser proporcional ao seu risco sistemático, ou seja, o risco efetivo do negócio que um investidor racional e diversificado suporta, de forma a implementar o projeto. Quanto maior esse risco, maior a remuneração requerida e esperada por esse investidor.

O trabalho aqui apresentado analisou especificamente o setor brasileiro de distribuição de energia elétrica, de 1998 a junho de 2005, de forma a procurar responder se a rentabilidade do setor foi condizente com a racionalidade econômico-financeira entre risco e retorno.

Concluímos que a remuneração do capital nesse segmento, no Brasil, foi sistematicamente negativa até 2003. Somente em 2005 o setor inicia processo de recuperação, apresentando rentabilidade parcialmente consistente em relação ao custo de capital estimado. Comparações com empresas argentinas, chilenas e americanas revelam que os dois últimos grupos, em especial as chilenas, conseguiram, regra geral, remunerar acionistas de acordo com o seu custo de oportunidade.

Questionamos a provável influência de efeitos regulatórios, provenientes dos regimes de *price-cap* e *cost-plus*, na rentabilidade financeira das concessionárias, uma

vez que o retorno sobre o capital investido apresentou mais uniformidade nas empresas americanas, que estão sob uma regulação por taxa interna de retorno ou *cost-plus*, do que as chilenas e especialmente as brasileiras, sob uma regulação *price-cap* híbrida. Ainda que com uma amostra pequena para evidenciarmos conclusões significativas sobre os diversos regimes regulatórios, a adoção de regulação baseada em regimes do tipo *price-cap*, em especial em países com maior volatilidade econômica, como é o caso do Brasil no período analisado, requer maior cuidado no estabelecimento da taxa de remuneração de capital pelo ente regulador, sendo portanto tarefa não-trivial.

No item relativo a margem operacional líquida e níveis de endividamento, os números apresentados pelas concessionárias brasileiras foram comparáveis aos das empresas americanas, cabendo ao episódio do racionamento, bem como às elevadas taxas de juros praticadas que oneram substancialmente o índice de cobertura de juros, o baixo desempenho brasileiro até 2004. A partir de 2005 o setor aponta recuperação parcial, e entre os fatos mais importantes para tal, mencionamos a recuperação da demanda, os processos de revisão tarifária de 2003 e 2004, e a tendência de diminuição dos níveis de endividamento.

Entre os grupos que apresentaram maior aceleração após o episódio do racionamento estão EDP Brasil, CPFL Energia, Neoenergia e, a partir de 2004, a Elektro, bem como as empresas estatais. O grupo EDF responde pelo desempenho mais fraco, apresentando retornos negativos de 1999 até o presente.

Estima-se que para sustentar um crescimento anual da ordem de 4,5% até 2010, o setor demandará US$ 6 bilhões de investimentos por ano, 50% destinados à geração, 15% à transmissão e 35% à distribuição de energia elétrica. Sendo o setor de distribuição o gerador de caixa que custeará os novos investimentos necessários à expansão do sistema, é fundamental que haja alinhamentos, de forma consistente, entre a taxa de remuneração de capital nos processos de revisão tarifária e o custo de oportunidade efetivo do setor.

Os resultados apresentados neste trabalho devem ser analisados com cuidado, uma vez que o retorno obtido pelas concessionárias passa por questões específicas relacionadas à eficiência operacional e às práticas de boa governança. Ainda assim, acreditamos que a presente análise proporciona ao regulador visão geral da rentabilidade desse segmento, e orienta na determinação da correta remuneração do capital privado — o que, especialmente em modelos regulatórios do tipo *price-cap*, como presente no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, é crucial para a atração e viabilidade econômica dos novos investimentos.

APÊNDICE A

ESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

A tabela a seguir ilustra os parâmetros (em %) utilizados na estimação do custo de capital das concessionárias brasileiras, argentinas, chilenas e americanas.

	Brasil	Argentina	Chile	Estados Unidos
Taxa sem risco (rf)[a]	5,35	5,35	5,35	5,35
Prêmio de risco de mercado (rm)[b]	5,93	5,93	5,93	5,93
Beta US médio desalavancado em junho de 2005	25,85	25,85	25,85	25,85
Estrutura de capital meta (D/E)[c]	86,41	95,11	40,10	158,02
Alíquota marginal de impostos (T)	34	35	17	40
Beta realavancado (β)	40,59	41,83	34,45	50,35
Risco país (rp)[d]	8,32	8,82	1,47	–
Risco regulatório (rr)[e]	0 – 2,5	0 – 2,5	0 – 2,5	–
Risco de crédito (rc)[f]	4,05 Ba2/BB	7,69 B3/B–	2,33 Baa1/BBB+	1,21 A
Inflação americana (π)[g]	2,55	2,55	2,55	2,55
Custo de capital próprio nominal (rk) rf + β*rm + rp + rr	16,08 – 18,58	16,65 – 19,15	8,86 – 11,36	8,34
Custo de capital de terceiros nominal (rd) rf + rm + rp + rc	17,73	21,86	9,15	6,56
WACC nominal r E/(E+D) * rk + D/(E+D) * (1-T) * rd	14,05 – 15,39	15,46 – 16,74	8,50 – 10,28	5,64
WACC real r * [(1+r) / (1+π)] – 1	11,21 – 12,52	12,59 – 13,84	5,80 – 7,54	3,01

[a] Média aritmética diária, no período entre janeiro de 1995 e junho de 2005, dos *Treasury constant maturities* de 10 anos, disponíveis no *U.S. Treasury*.

[b] Diferença entre a média aritmética da rentabilidade diária no período entre janeiro de 1995 e junho de 2005 do índice S&P500 e da taxa livre de risco estimada no mesmo período.

[c] Média aritmética anual do período entre janeiro de 2000 e junho de 2005 de dados não-consolidados, referentes à razão entre Dívidas Financeiras Totais (D) e Valor contábil do Patrimônio Líquido (E).

[d] Média aritmética diária do *stripped spread* do índice EMBI+ no período entre janeiro 2000 e junho 2005 para Brasil e Argentina, e EMBIG para Chile, no mesmo período. Dados da Argentina referentes ao ano de 2002 até maio de 2005 foram eliminados da amostra.

[e] Considerou-se uma faixa de valores para Brasil, Argentina e Chile que corresponde ao risco regulatório zero (limite inferior) e risco regulatório 2,5% (limite superior), valor conservador sugerido em Estache, Guasch e Trujillo (2003) para empresas em países em desenvolvimento.

[f] Utilizou-se como referência de risco de crédito a empresa de melhor classificação de crédito em outubro de 2005 pelas agências *Moody's e Standard&Poor's*. Utilizou-se a média aritmética diária no período entre janeiro 2000 e junho 2005 da série do JPMorgan relativa *a Developed Market High Yield* para Brasil (Ba2/BB), Argentina (B3/B-), Chile (Baa1/BBB+) e o índice JULI para Estados Unidos (A).

[g] Média aritmética anual do índice CPI americano no período 2000-2004.

APÊNDICE B

A PARTICIPAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

Em 2004, as 25 empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica de capital aberto correspondiam a aproximadamente 88% do mercado nacional e sua participação é apresentada na tabela a seguir.

PARTICIPAÇÃO NO MERCADO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO
[em %]

Empresa		Empresa	
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (AES-SUL)	2,54	Companhia Energética do Ceará (Coelce)	2,18
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Ampla)	2,48	Companhia Paranaense de Energia (Copel)	6,26
Bandeirante Energia S/A. (Bandeirante)	3,14	Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern)	1,09
Serviços de Eletricidade S/A (Caiuá)	0,28	Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL – Piratininga)	3,49
Companhia Energética de Brasília (CEB)	1,23	Elektro Eletricidade e Serviços S/A (Elektro)	3,51
Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)	2,21	Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A (Eletropaulo)	11,57
Centrais Elétricas Santa Catarina S/A (Celesc)	4,90	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A (Enersul)	1,01
Companhia Energética de Goiás (Celg)	2,50	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (Escelsa)	1,89
Centrais Elétricas do Pará S/A (Celpa)	1,57	Companhia Força e Luz Cataguazes - Leopoldina (F Cataguazes)	0,34
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)	2,62	Light Serviços de Eletricidade S/A (Light)	2,18
Centrais Elétricas Matogrossenses S/A (Cemat)	1,37	Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista)	6,26
Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig)	12,98	Rio Grande de Energia S/A (RGE)	1,09
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba)	3,44		
Total		88,10	

Fonte: Abradee.

BIBLIOGRAFIA

ALEXANDER, I., ESTACHE, A., OLIVERI, A. *A few things transport regulators should know about risk and the cost of capital.* July 1999 (Policy Research Working Paper Series, 2.151).

BARRY, C. B. *et alii.* Robustness of size and value in emerging markets, 1985-2000. *Emerging Markets Review*, 2002.

BLACK, F. Beta and return. *Journal of Portfolio Management,* v. 20, 1993.

BREALEY, R., MYERS, S. *Principles of corporate finance*. McGraw-Hill, 2003.

CAMACHO, F. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. *Revista BNDES*, v. 21, p. 139-163, 2004.

CLAESSEN, S., DAGUPTA, S., GLEN, J. Stock price behavior in emerging markets. *Artigo apresentado no simpósio do Banco Mundial Portfolio Investment in Developing Countries,* 1993.

————. Return behavior in emerging stock markets. *The World Bank Review,* v. 9, p. 131-151, 1995.

————. The cross-section of stock returns: evidence from the emerging markets. *Emerging Markets Quarterly,* v. 2, p. 4-13, 1998.

COUTINHO, P., OLIVEIRA, A. *Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Fubra, 2002 (Relatório final).

DAMODARAN, A. *Investment valuation. Tools and techniques for determining the value of any assets*. Wiley, 2002.

————. *Measuring company exposure to country risk: theory and practice.* Stern School of Business. Sep. 2003 (Working Paper).

DE FRAJA, G., STONES, C. *Risk and capital structure in the regulated firm*. University of New York, 2003 (Working Paper).

DIXIT, A., PINDYCK, R. *Investment under uncertainty*. Princeton University Press, 1994.

ESTACHE, A., GUASCH, J. L., TRUJILLO, L. *Price caps, efficiency payoffs and infrastructure: contract renegotiation in Latin America*. May 2003 (Policy Research Working Paper Series, 3.129).

ESTACHE, A., PARDINA, M., SEMBER, G. *An introduction to financial and economic modeling for utility regulators.* Mar. 2003 (Policy Research Working Paper Series, 3.001).

ESTACHE, A., PINGLO, M. *Are returns to private infrastructure in developing countries consistent with risk since the Asian crises*? Aug. 2004 (Policy Research Working Paper Series, 3.373).

FAMA, E. F., FRENCH, K. R. Multifactor explanations of asset pricing anomailes. *Journal of Finance*, v. 51, p. 55-84, 1996.

————. Value versus grouth: the international evidence. *Journal of Finance*, v. 53, p. 1.975-1.999, 1998.

——————. The cross-section of expected stock returns. *Journal of Finance*, v. 47, p. 427-465, 1992.

GANTZGLANIS, A. Regulatory risk, cost of capital and investment decisions in the telecommunications industry: International comparisons. *Working Paper apresentado na 31ª Conferência EARIE,* Alemanha, 2004.

GORDON, M. *The investment, financing, and valuation of the corporation*. Irwin, Homewood, IL, 1962.

IMF. *Global financial stability report: market developments and issues*. Chapter IV. Apr. 2005.

KPMG's. *Corporate Tax Rates Survey*. Jan. 2004.

KUHN, K.-U. Technology choice and capital structure under rate regulation: a comment. *International Journal of Industrial Organization*, v. 20, p. 269-278, 2002*a*.

——————. Technology choice and capital structure under rate regulation: rejoinder. *International Journal of Industrial Organization*, v. 20, p. 283-284, 2002*b*.

LITNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risk investments in stock portfolios and capital budgets. *Review of Economics and Statistics*, p. 13-37, Feb.1965.

MACKINLAY, A. C. Multifactor models do not explain deviations from the CAPM. *Journal of Financial Economics*, v. 38, p. 3-28, 1995.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. *Journal of Finance*, v. 7, n. 1, p. 77-91, Mar. 1952.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. *Econometrica*, p. 768-783, Oct. 1966.

PEREIRO, L. The valuation of closely-held companies in Latin America. *Emerging Markets Review*, v. 2, p. 330-370, 2001.

ROCHA, K., CAMACHO, F., BRAGANÇA, G. *Taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária 2007/2009*. 2006 (Working Paper).

ROSS, S. The arbitrage theory of capital asset pricing. *Journal of Economic Theory*, v. 13, p. 341-360, 1976.

SHARPE, W. F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance*, p. 425-442, Sep. 1964.

SIRTAINE, S. *et alii*. *How profitable are infrastructure concessions in Latin America? Empirical evidence and regulatory implications*. World Bank Group, Aug. 2004.

TAGGART, Jr, R. A. Effects of regulation on utility financing. *Journal of Industrial Economics*, v. 33, n. 3, p. 257-276, 1985.

[redacted]

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **Ipea** 2006

EDITORIAL

Coordenação
Silvânia de Araujo Carvalho

Supervisão
Marcos Hecksher

Revisão
Alejandro Augusto S. V. A. Poinho
Eliezer Moreira
Elisabete de Carvalho Soares
Lucia Duarte Moreira
Marcio Alves de Albuquerque
Míriam Nunes da Fonseca

Editoração
Carlos Henrique Santos Vianna
Joanna Silvestre Friques de Sousa
Roberto das Chagas Campos
Emilia Teles da Silva (estagiária)

COMITÊ EDITORIAL

Secretário-Executivo
Marco Aurélio Dias Pires

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES,
9ª andar – sala 908
70076-900 – Brasília – DF
Fone: (61) 3315-5406
Correio eletrônico: madp@ipea.gov.br

Brasília
SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES,
9ª andar – 70076-900 – Brasília – DF
Fone: (61) 3315-5090
Fax: (61) 3315-5314
Correio eletrônico: editbsb@ipea.gov.br

Rio de Janeiro
Av. Nilo Peçanha, 50, 6ª andar — Grupo 609
20044-900 – Rio de Janeiro – RJ
Fone: (21) 2215-1044 R. 234
Fax (21) 2215-1043 R. 235
Correio eletrônico: editrj@ipea.gov.br

Tiragem: 136 exemplares