

Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa

Katia Rocha¹
Gabriel Fiuza de Bragança²
Fernando Camacho³

1. RESUMO

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.

Analisamos 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 custo de oportunidade requerido no setor.

Concluimos 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 ao custo de capital estimado. Comparações com empresas argentinas, chilenas e americanas revelam que as últimas duas, em especial as chilenas, conseguiram regra geral remunerar acionistas de acordo com o seu custo de oportunidade.

Dentre 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 até o presente.

2. ABSTRACT

We analyze 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.

We conclude 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.

We find evidence of differential effects of regulatory characteristics between the price-cap and cost-plus regimes in the segment's financial profitability, since the return on capital invested was more uniform and predictable in American companies, which are subject to regulation by an internal rate of return or cost-plus mechanism, than in Brazilian firms, subject to price-cap regulation.

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.

3. 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 recaído sobre 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 corresponde a 95% do consumo de energia elétrica em 2004⁴. O segundo inclui os consumidores livres e os comercializadores que podem contratar de forma ativa sua

¹ Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, katia@ipea.gov.br

² Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, gabriel@ipea.gov.br

³ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, camacho@bndes.gov.br

⁴ 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.

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 estes assuntos reside o fato de que a atual regulação, baseada em um planejamento centralizado, estabeleceu como principal desafio atrair o capital privado necessário para a expansão da geração, de forma consistente com as características e peculiaridades do sistema elétrico brasileiro⁵. Dentre seus principais objetivos destacam-se garantir a segurança na oferta de energia, promover tarifas razoáveis aos menores custos possíveis além da integração social através de um programa de universalização de energia.

Desta forma, não obstante as características, singularidades ou limitações do atual modelo regulatório, a questão fundamental diz respeito à viabilidade econômica dos investimentos. Neste 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 de 1998–2005. A adequação da remuneração do capital dos investidores aos riscos e custos reais de capital, incorridos 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 1998–2002, o capital privado não atingiu até o momento o nível de rentabilidade adequada aos riscos e custos efetivos incorridos.

Sirtaine, Pinglo, Guasch e Foster (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, do negócio, 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 para geração, 15% para transmissão e 35% para distribuição de energia elétrica. 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.

4. 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 insere 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 capital, ou apenas custo de capital, é tarefa essencial ao regulador, e etapa crucial no processo de revisão tarifária, visto que uma taxa sobre estimada proporciona lucros anormais à empresa regulada, levando a um sobre investimento em capacidade, enquanto que o reverso inibe a atratividade e a expansão do serviço levando a sua degradação e, por conseguinte, a limitações de crescimento.

4.1. 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.

Nesse 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 risco país, regulatório e cambial⁶. A tabela 1 apresenta as estimações para o setor no Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos.

⁵ Atualmente, a maioria (70%) da potência 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 de tempo, sendo, porém, vulnerável a incertezas no regime de afluência.

⁶ O Apêndice A apresenta de forma resumida os parâmetros e estimações do custo de capital.

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 distribuição.

	Custo de Capital* WACC – real	Custo de Capital* WACC – nominal	Capital Próprio* nominal	Capital de Terceiros** 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
EUA	3.01	5.64	8.34	6.56

* Após impostos

** Antes de impostos

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

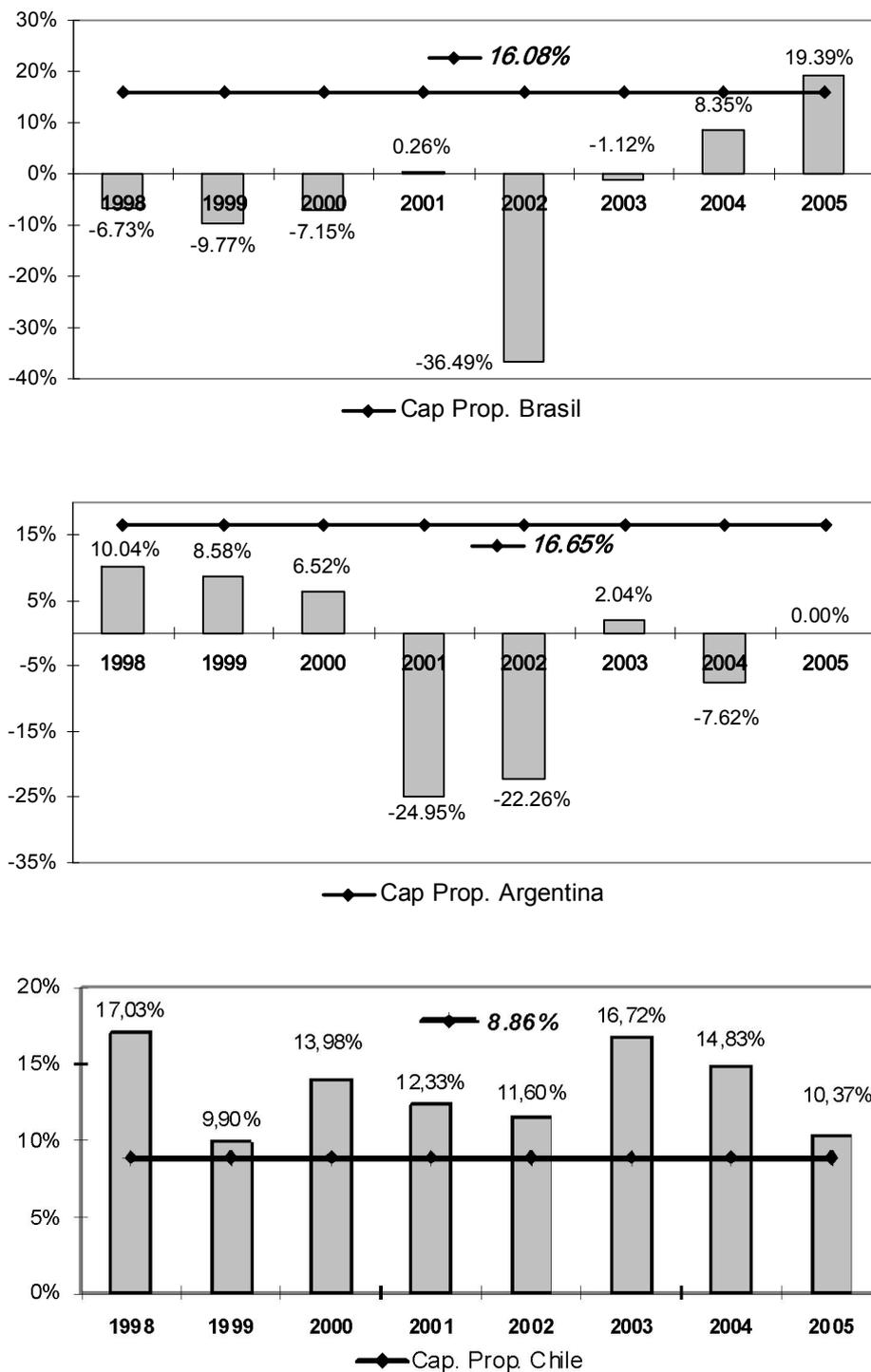
Tabela 2 – Concessionárias utilizadas no estudo

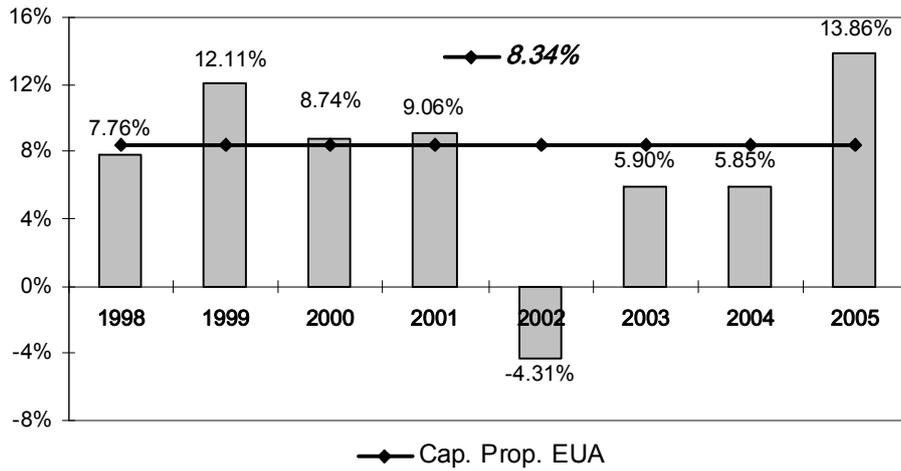
Brasil	Argentina	Chile	EUA	
AES Sul	Capex	Cge	Allegheny Energy	Puget Energy
Ampla	Central Puerto	Chilectra	American Elec Power	Southern Co
Bandeirante	Edenor	Colbun	Águila	TECO Energy
Caiua	Edesur	Edelmag	CenterPoint Energy	TXU
CEB		Edelnor	Constellation Eng	Westar Energy
CEEE		Elecda	Dominion Resources	WPS Resources
Celesc		Emelat	DQE	
Celg		Endesa	DTE Energy	
Celipa		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	

4.2. O CUSTO DE CAPITAL É ALCANÇADO?

A figura 1 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.

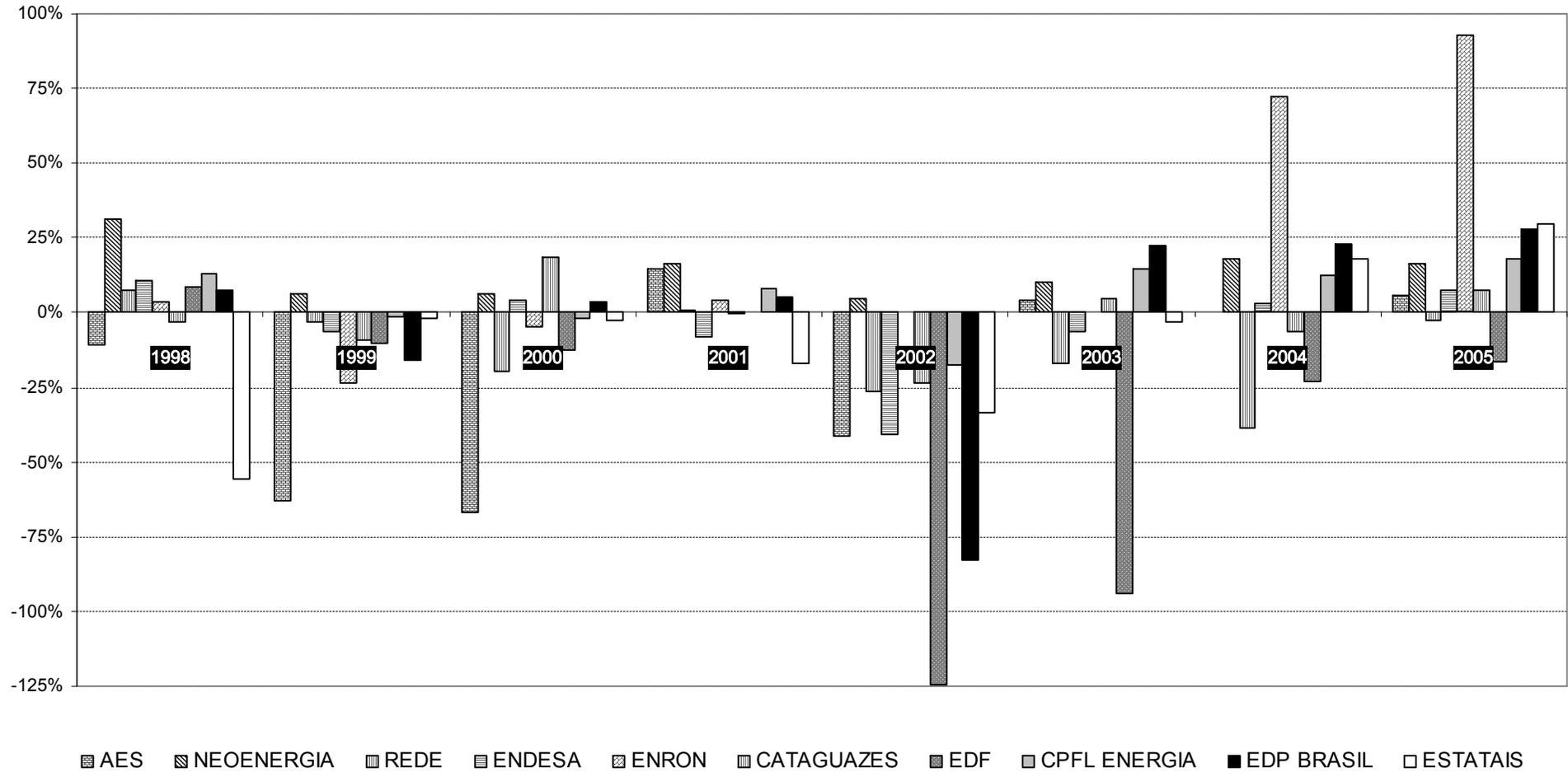
Figura 1 – Retorno sobre o capital próprio (roe)





A figura 2 apresenta o retorno médio para os acionistas dos grupos, e observa-se após o ano de 2002, uma recuperação acelerada do grupo EDP Brasil, CPFL Energia, Neoenergia e, especialmente a partir de 2004, a Enron representada pela Elektro. Vale observar ainda a reação das empresas estatais. O grupo EDF obteve o pior desempenho, apresentando uma fraca recuperação.

Figura 2 – rentabilidade x grupos.

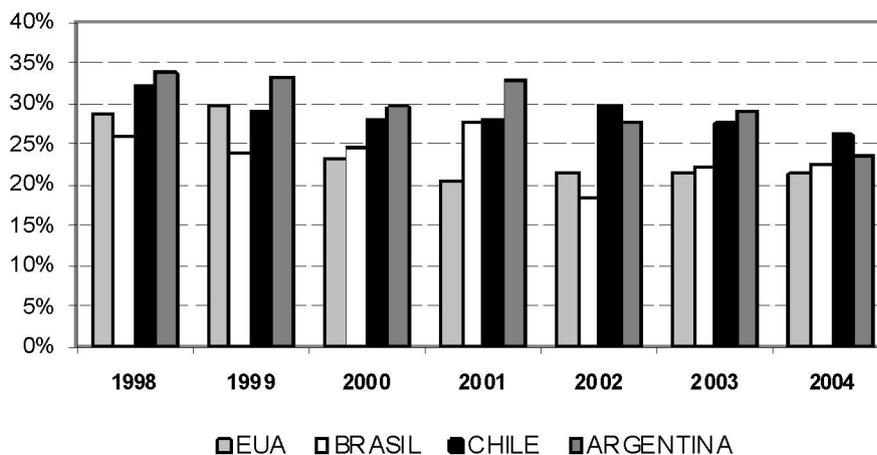


5. POR QUE O CUSTO DE CAPITAL NÃO É ALCANÇADO?

5.1. A MARGEM OPERACIONAL LÍQUIDA DAS CONCESSIONÁRIAS É SATISFATÓRIA?

A figura abaixo apresenta a evolução do indicador de margem operacional líquida (EBITDA/Receita Operacional Líquida) a partir dos demonstrativos financeiros não consolidados⁷.

Figura 3 – EBITDA/ receita operacional líquida



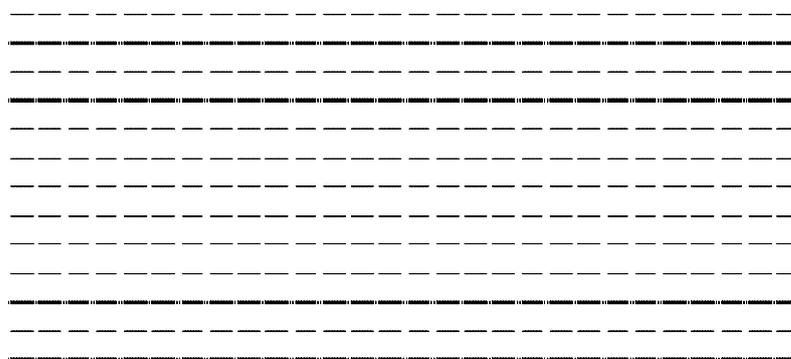
Fonte: *Economática*

Pode-se observar que as empresas do Chile e 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 seus acionistas e credores, eficiência operacional média semelhante às empresas americanas de nossa amostra.

5.2. QUAL O NÍVEL E O CUSTO DE ENDIVIDAMENTO DAS CONCESSIONÁRIAS?

A figura 4 apresenta o nível de endividamento do setor brasileiro e sua comparação internacional. O nível de endividamento apresentado equivale às dívidas financeiras totais (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.

Figura 4 – Dívida financeira total (dft) / (patrimônio líquido + dft)



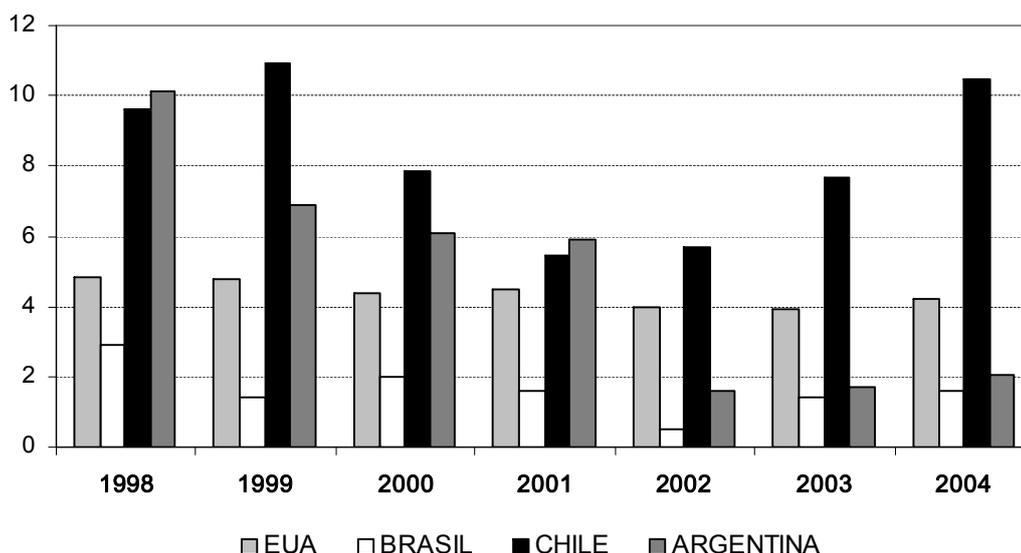
Fonte: *Economática*

⁷ 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.

A análise desse indicador evidencia que as empresas chilenas apresentam menor endividamento em sua estrutura de capital, com nível de 25% em 2004, seguidas pelas argentinas e brasileiras com 46% e 45% respectivamente, e por último pelas 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 praticado das taxas de juros.

O indicador de estrutura de capital relativo à cobertura de juros, EBITDA/Despesas Financeiras, que está apresentado na figura abaixo 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 ambos Chile e EUA 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.

Figura 5 – EBITDA / despesas financeiras*.



Fonte: *Economática*

* 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.

6. 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 capital, englobando o risco país, do negócio, regulatório e outros específicos dos projetos no qual opera, é questão atual e relevante nos debates sobre melhores práticas em economia de regulação.

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

Concluimos 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 ao custo de capital estimado. Comparações com empresas argentinas, chilenas e americanas revelam que as últimas duas, em especial as chilenas, conseguiram regra geral remunerar acionistas de acordo com o seu custo de oportunidade.

No item relativo a margem operacional líquida e níveis de endividamento, os números apresentados pelas concessionárias brasileiras foram comparáveis às empresas americanas, cabendo ao episódio de 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.

Dentre 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 com o desempenho mais fraco, apresentando retornos negativos desde 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 para geração, 15% para transmissão e 35% para distribuição de energia elétrica. Sendo o setor de distribuição o gerador de caixa que custeará os novos investimentos necessários a 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 práticas de boa governança. Ainda assim, acreditamos que a presente análise proporciona ao regulador visão geral da rentabilidade deste segmento, e orienta na determinação da correta remuneração do capital privado, 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.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Alexander, I.; Estache, A; Oliveri, A. "A Few Things Transport Regulators Should Know About Risk and the Cost of Capital" Policy Research Working Paper Series. No 2151. July 1999.
2. Coutinho, P.; A. Oliveira. "Determinação da Taxa de Retorno Adequada para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil". Relatório Final. FUBRA. 2002.
3. Damodaran, A. Investment Valuation. Tools and Techniques for Determining the Value of Any Assets. Wiley. 2002.
4. Estache, A.; M. Pinglo "Are Returns to Private Infrastructure in Developing Countries Consistent with Risk Since the Asian Crises?" Policy Research Working Paper Series. No 3373. August 2004.
5. Estache, A.; J.L. Guasch; L. Trujillo. "Price Caps, Efficiency Payoffs and Infrastructure: Contract Renegotiation in Latin America" Policy Research Working Paper Series. No 3129. May 2003.
6. Estache, A.; M. Pardina; G. Sember. "An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators". Policy Research Working Paper Series. No 3001. March 2003.
7. KPMG's Corporate Tax Rates Survey". January 2004.
8. Pereiro, L. "The Valuation of closely-held companies in Latin América". Emerging Markets Review 2. p. 330-370. 2001.
9. Rocha, K.; F. Camacho; G. Bragança. "Taxa de remuneração de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária 2007/2009". Working Paper, Ipea (2006).
10. Sirtaine, S.; M. Pinglo; J. Guasch; V. Foster "How Profitable are Infrastructure Concessions in Latin America? Empirical Evidence and Regulatory Implications". World Bank Group. August 2004.