

Nota Técnica

A REMUNERAÇÃO DE CAPITAL NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: INVESTIGAÇÃO DE EXCEDENTES ECONÔMICOS NA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES

Diset

Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais,
de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Nº 124

Katia Rocha

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Dezembro de 2023

Governo Federal

Ministério do Planejamento e Orçamento

Ministra Simone Nassar Tebet

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

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

Presidenta

LUCIANA MENDES SANTOS SERVO

Diretor de Desenvolvimento Institucional

FERNANDO GAIGER SILVEIRA

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

LUSENI MARIA CORDEIRO DE AQUINO

Diretor de Estudos e Políticas

Macroeconômicas

CLÁUDIO ROBERTO AMITRANO

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

ARISTIDES MONTEIRO NETO

Diretora de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infraestrutura

FERNANDA DE NEGRI

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

CARLOS HENRIQUE LEITE CORSEUIL

Diretor de Estudos Internacionais

FÁBIO VÉRAS SOARES

Chefe de Gabinete

ALEXANDRE DOS SANTOS CUNHA

Coordenador-Geral de Imprensa e

Comunicação Social

ANTONIO LASSANCE

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2023

EQUIPE TÉCNICA

Katia Rocha

Técnica de planejamento e pesquisa na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Diset/Ipea).

E-mail: katia.rocha@ipea.gov.br.

Como citar:

ROCHA, Katia. **A remuneração de capital no setor de distribuição de energia elétrica**: investigação de excedentes econômicos na prorrogação das concessões. Rio de Janeiro: Ipea, dez. 2023. (Diset: Nota Técnica, 124). DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/ntdiset124-port>

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>.

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 da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte.

Reproduções para fins comerciais são proibidas.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	4
2 PROCESSOS DE REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA.....	5
3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL INVESTIDO E O <i>SPREAD</i> DE VALOR AGREGADO (ROIC – WACC)	7
4 CONCLUSÃO.....	9
REFERÊNCIAS	10

1 INTRODUÇÃO¹

O Ministério de Minas e Energia (MME) lançou, em junho de 2023, a Consulta Pública nº 152² sobre diretrizes para prorrogação (e/ou licitação) das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 e 2031. Elas correspondem a vinte concessões que, juntas, atendem a 62% do mercado de distribuição do país.

A consulta acontece em um momento crítico para o setor, com desafios estruturais diversos no contexto da agenda de modernização do setor elétrico, objeto de amplo debate desde 2017. Seu objetivo é fornecer energia ao menor custo possível, na abertura de mercado, com possibilidade de o consumidor regulado poder escolher seu próprio fornecedor, na sustentabilidade da expansão com correta precificação de atributos e eficiência na alocação de custos e riscos.

Atualmente, encontram-se em análise no Legislativo os projetos de lei (PLs) nº 414, de 2021, e nº 1917, de 2015, e há a possibilidade de o governo apresentar um novo projeto ainda este ano. Será necessário endereçar os diversos temas elencados no último grupo de trabalho (GT) de modernização do setor elétrico,³ como a racionalização de encargos e subsídios, os descontos de fontes incentivadas, a expansão da confiabilidade do sistema, a garantia do suprimento que onera sobremaneira o consumidor regulado, os sinais econômicos inadequados que distorcem decisões de migração para o mercado livre, a inserção de novas tecnologias, a separação de lastro/energia e fio/energia, a sustentabilidade dos serviços de distribuição, os mecanismos de formação de preço, entre outros.

A abertura gradativa de mercado, com cronograma previsto para 2024, 2026 e 2028, a depender do nível de consumo e tensão, aliada às possibilidades de serviços ofertados a partir do surgimento de novas tecnologias de geração e armazenamento, como os recursos energéticos distribuídos (REDs),⁴ impacta diretamente o serviço e o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Com efeito, temos a transição de um sistema elétrico predominantemente centralizado-unidirecional para um sistema híbrido-bidirecional, com aumentos significativos na complexidade do setor e necessidade de adaptações no planejamento e no arcabouço regulatório, como destacado no próprio Plano Nacional de Energia – 2050.⁵

A Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, que apresenta as diretrizes da consulta, caminha na direção da prorrogação das concessões que atendam a requisitos mínimos de qualidade na prestação do serviço (indicadores de frequência e duração média das interrupções) e da boa gestão econômico-financeira da concessão (índice de endividamento amparado na geração de caixa operacional). É mantido o modelo de regulação por incentivos, que impulsiona as distribuidoras na busca constante por maior eficiência na operação e em investimentos, com os respectivos ganhos de qualidade recompensados, como recomendado pelo Utility for the Future (MIT, 2016).⁶

1. A autora agradece a colaboração de Marcelo Guedes Pecky, analista de dados do Ipeadata, pelo minucioso trabalho com o banco de dados.

2. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-inicia-consulta-publica-sobre-concessoes-vincendas-de-distribuicao>.

3. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao/relatorio-final>.

4. Os REDs contemplam tecnologias como geração distribuída (GD), armazenamento de energia, veículos elétricos e estruturas de recarga, eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda, permitindo que o consumidor tenha um papel mais ativo tanto na geração quanto na gestão do consumo da sua própria energia (fluxos bidirecionais).

5. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>.

6. O estudo do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (Massachusetts Institute of Technology – MIT) avalia os impactos das novas tecnologias e modelos de negócio que estão moldando a evolução e a transformação da indústria de eletricidade, com recomendações de regulação e planejamento.

A opção pela prorrogação apresenta alguns condicionantes. O mais debatido no âmbito da consulta trata sobre a investigação acerca de eventual excedente econômico. O racional seria a possibilidade de a prorrogação ensejar ganhos potenciais excedentes aos concessionários, ao contrário das licitações, nas quais tal ganho seria devidamente extraído via leilões competitivos. Sugere incorporação dos eventuais ganhos excedentes na modicidade tarifária ou em contrapartidas sociais.

Observaram-se, nas contribuições, argumentos contrários a essa lógica, uma vez que o modelo regulatório vigente, nos moldes de regulação por incentivo (*price cap*), já capturaria, por construção, os eventuais excedentes econômicos no próprio processo de revisão periódica, com o reposicionamento tarifário e o estabelecimento do fator X (eficiência/produzividade).

No entanto, a proposta da consulta nos motiva a analisar a evolução da rentabilidade desse segmento no Brasil. Tal procedimento é essencial para qualquer atividade econômica, em especial para o segmento de distribuição de energia elétrica, setor estratégico que passará por profundas mudanças estruturais nos próximos anos.

Este estudo investiga os ganhos excedentes do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2014-2022, comparando com mercados globais. A abordagem se justifica não apenas no sentido de mensurar tais ganhos, mas principalmente como instrumento de avaliação do alinhamento da taxa regulatória de remuneração do capital com a remuneração real obtida pelo setor no período.

A adequada remuneração de capital será essencial dada a necessidade de investimentos crescentes em virtude da abertura de mercado e das novas tecnologias digitais e descentralizadas que terminam por conduzir o segmento da distribuição a um novo desenho regulatório,⁷ com a separação necessária entre fio-energia (*unbundling*) e diversos aperfeiçoamentos na atividade do comercializador varejista.

2 PROCESSOS DE REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA

O segmento de distribuição de energia elétrica desempenha um papel estratégico e corresponde ao elo final arrecadatório, que remunera toda a cadeia do sistema elétrico. A tarifa que a concessionária de distribuição de energia elétrica cobra dos seus consumidores é responsável pela remuneração de geradores, transmissores e encargos do sistema. Ela é composta por duas parcelas: parcela A e parcela B.

A parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis, como a compra de energia, custos de transmissão, encargos tarifários, sendo repassada integralmente aos consumidores. A parcela B constitui os custos gerenciáveis, ou seja, custos operacionais e remuneração do capital investido. Dessa forma, a parcela B é a que, de fato, remunera a distribuidora e a faz lucrar, uma vez que a parcela A corresponde à remuneração do restante da cadeia, sendo repassada na totalidade às tarifas.

A manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões é realizada por três mecanismos:⁸ i) reajustes tarifários anuais; ii) revisões tarifárias periódicas (ajustes nos parâmetros das concessões); e iii) revisões extraordinárias, originadas por ocorrências de eventos de risco atribuídos ao poder concedente. Nesses processos, previstos nos contratos de concessão, as tarifas de energia elétrica são alteradas, de forma a permitir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, conforme a lei.

O reajuste anual repassa os custos não gerenciáveis (parcela A) e atualiza monetariamente os custos gerenciáveis (parcela B) de acordo com um índice de preço estabelecido no contrato com um redutor pelos ganhos de eficiência e produtividade (fator X). Já o processo de revisão tarifária tem como objetivo o esta-

7. Consultar Castro, Câmara e Moszkowicz (2021); Brandão e Tommaso (2023); Santos *et al.* (2023); Brandão *et al.* (2023a); e Dutra (2023a; 2023b; 2023c).

8. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>.

belecimento 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. A revisão tem a função de preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A revisão tarifária ocorre de quatro em quatro anos ou cinco em cinco anos, dependendo do contrato de concessão, e compreende duas etapas: i) o reposicionamento tarifário; e ii) a determinação do fator X.

O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes (empresa de referência) e a justa remuneração do capital investido. A remuneração do capital investido é resultado da aplicação da taxa regulatória de remuneração de capital estimado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) 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.

A determinação do fator X, adotado nos reajustes anuais entre os períodos de revisão, representa um redutor sobre o índice de inflação anual que atualiza monetariamente a parcela B da receita da concessionária de forma a repassar aos consumidores os ganhos de produtividade estimados para o próximo período tarifário, condizente com o regime de regulação por incentivos *price cap* híbrido⁹ adotado pelo regulador.

A Aneel, em sua competência sobre regulação de tarifas, é o ente responsável pela definição da metodologia e pela estimação da taxa regulatória de remuneração de capital¹⁰ no decorrer dos processos de revisão tarifária. Para tal, utiliza modelos fundamentados da teoria de finanças, como o custo médio ponderado capital (Weighted Average Capital Cost – WACC)¹¹ e a precificação de risco e retorno (Capital Asset Pricing Model – CAPM).¹²

A tabela 1 apresenta a taxa regulatória de remuneração do capital estabelecida pela Aneel (após impostos) – WACC real Aneel – e utilizada nos processos de revisão tarifária. A taxa é a mesma para todas as concessionárias com revisão naquele ano. O WACC nominal (após impostos) foi determinado pela atualização do WACC real pelo futuro de Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) implícito nas taxas referenciais médias de swaps DI x PRÉ e DI x IPCA na B3 para quatro anos à frente.

TABELA 1
WACC regulatório histórico após impostos: real x nominal
(Em %)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
WACC real Aneel	8,40	7,84	7,58	7,56	7,03	6,72	8,04	8,06	7,91
Futuro de IPCA	6,26	5,89	8,59	4,86	4,68	3,97	3,98	4,03	5,25
WACC nominal	15,18	14,20	16,82	12,79	12,03	10,96	12,35	12,42	13,58

Fonte: Aneel, 2023; Despacho Aneel 829/2023 Memória de Cálculo; e taxas referenciais de swaps DI x PRE e DI x IPCA.

9. 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. Sobre a eficiência operacional e ganhos de produtividade e qualidade induzidos pelo fator X compartilhados na tarifa de energia elétrica, consultar Brandão *et al.* (2023b).

10. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2023452.pdf>.

11. Para recente discussão, consultar Romeijnders e Mulder (2022).

12. Consultar Sharpe (1964), Treynor (1999), Lintner (1965) e Mossin (1966).

3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL INVESTIDO E O SPREAD DE VALOR AGREGADO (ROIC – WACC)

O custo de capital de uma empresa equivale à taxa de retorno adequada ao risco do setor no qual ela se insere, servindo de *benchmark* para o cálculo da remuneração do seu capital, incluindo o capital próprio (acionistas) e o capital de terceiros (credores), de forma a assegurar a necessária qualidade e a expansão do serviço (Brealey, Myers e Allen, 2011).

Uma forma de avaliar a rentabilidade econômica de uma empresa, ou o seu lucro econômico excedente, é comparar o seu custo de capital (WACC nominal após tributos) com a métrica ROIC¹³ (equação 1). O ROIC é um indicador derivado de dados contábeis amplamente utilizado em avaliação de empresas. Representa uma métrica padrão, do tipo quanto maior, melhor, que relaciona o lucro operacional após impostos (numerador: Net Operating Profit After Taxes – Nopat) ao valor contábil médio do capital investido (denominador: média anual do patrimônio líquido e endividamento financeiro, menos o caixa) no ano. Esse indicador investiga a eficiência da empresa na alocação de capital em investimentos rentáveis e independe de sua estrutura de financiamento, o que facilita comparações (Damodaran, 2012).

$$ROIC_t = \frac{\text{After tax Operating Income}_t}{\text{Book Value of Invested Capital}_{t-1}} = \frac{EBIT_t \times (1 - \text{tax rate})}{(\text{Equity} + \text{Debt} - \text{Cash})_{t-1}} \quad (1)$$

A comparação do ROIC de uma empresa com seu custo de capital revela se o capital investido está sendo empregado de maneira eficaz. Caso o ROIC seja sistematicamente superior ao custo de capital, a empresa está adicionando valor econômico (Economic Value Added – EVA). Caso contrário, não há remuneração adequada do capital, e sim destruição de valor. A regra de bolso, adotada pelo mercado, considera desvios (*spreads*) superiores a 2% para concluir na direção de valor econômico adicionado (equação 2).

$$\text{Economic Value Spread}_t = |ROIC_t - WACC_t| > 2\% \quad (2)$$

O parâmetro de custo de capital, efetivo da empresa, não é público, e sim uma informação sigilosa da empresa. Neste trabalho, supomos que a taxa de remuneração regulatória, estipulada pelo regulador, é boa *proxy* desse parâmetro.¹⁴ Dessa forma, podemos investigar a rentabilidade do segmento e a respectiva aderência regulatória.¹⁵

A tabela 2 apresenta os dados de ROIC para uma amostra de 24 empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, privadas de médio e grande porte, com ações negociadas na B3, disponível na base de dados Bloomberg desde 2014.¹⁶ Para efeitos de comparação, os *spreads* de valor agregado para diferentes mercados globais são apresentados na tabela 3.

13. Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/returnmeasures.pdf>.

14. A metodologia é uma estimativa que considera a remuneração média das debêntures emitidas pelas empresas no mercado de capitais, não incorporando o custo de outras fontes subsidiadas de financiamento, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos e fundos regionais, além das linhas de crédito emergenciais criadas no auge da pandemia de covid-19.

15. A taxa regulatória de remuneração de capital calculada pela Aneel está em base real, devendo ser transformada para base nominal para fins de comparação. Memória de cálculo disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2023829ti.pdf>.

16. Amostra semelhante foi utilizada em Brandão e Tommaso (2023). Observa-se que os dados apresentam grande amplitude e variância para o ROIC, em consonância às empresas listadas, que possuem, igualmente, grande heterogeneidade de ativos e eficiência. Optamos por trabalhar com a média simples (em vez de ponderada pela participação das empresas no mercado), a fim de evitar que uma empresa grande, mas ineficiente, contamine a média do setor.

Os resultados para o Brasil não indicam qualquer ganho econômico excessivo durante o período analisado.¹⁷ Há evidente desalinhamento do indicador ROIC no período – média simples de 11,29%, com a taxa regulatória de remuneração de capital – média de 13,37%. Um *spread* negativo de cerca de 2%, que se traduz num modelo de negócio sem remuneração adequada, e tampouco estímulos para maiores e melhores investimentos.¹⁸

Na comparação com mercados globais, apresentamos os dados de 2022, mas não o incluímos na média (*outlier*) devido ao grave impacto da guerra na Ucrânia nos preços globais da energia e do gás.¹⁹ Como resultado a média do setor apresenta certa consolidação, com *spread* de valor econômico próximo de zero (usual em mercados regulados), tanto nos mercados globais quanto nos emergentes. A exceção surge apenas nas empresas americanas, com *spread* médio acima de 2%. As explicações permanecem para futura investigação, porém a elevada liquidez global após a crise de 2008, os diferentes regimes de regulação (*cost-plus*) e questões específicas que afetam a economia americana e o setor em particular podem ser apontados.

TABELA 2

Remuneração de capital no setor de distribuição de energia elétrica (ROIC x WACC) (Em %)

Concessionárias de distribuição de energia elétrica	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
Cemig Distribuição	8,75	3,98	-1,16	1,80			12,61	17,29	11,15	7,77
Centrais Elétricas Santa Catarina	16,32	6,94	3,56	6,77	5,74	11,08	14,23	11,00	11,51	9,68
Copel	5,77	6,67	4,71	6,65	6,21	8,46	10,02	11,61	6,17	7,36
CPFL Paulista	13,00	8,57	6,16	8,00	12,42	15,13	15,42	19,48	15,83	12,67
CPFL Piratininga	13,70	12,04	5,20	9,73	8,79	11,59	13,83	17,87	17,51	12,25
EDP Espírito Santo Distribuição	15,08	11,43	14,64	14,09	13,30	21,21	12,72	24,08	5,58	14,68
EDP São Paulo Distribuição	14,64	13,42	7,43	10,49	9,88	13,77	11,84	14,77	16,32	12,51
EDP São Paulo Distribuição	14,64	13,42	7,43	10,49	9,88	13,77	11,84	14,77	16,32	12,51
Enel Distribuição Ceará	16,15	14,59	13,34	13,18	9,10	8,54	6,23	9,67	3,88	10,52
Enel Distribuição Rio de Janeiro	11,46	2,93	2,20	4,34	7,29	5,64	2,64	4,80	4,41	5,08
Enel Distribuição São Paulo	6,21	11,20	10,02	29,69	16,39	30,09	29,82	39,59	39,58	23,62
Energisa Mato Grosso	11,59	6,49	9,18	1,15	12,91	13,52	11,62	18,68	20,29	11,71
Energisa Mato Grosso do Sul	5,95			5,59	10,30	14,88	13,20	20,72	17,94	12,66
Energisa Paraíba	11,81	14,78	10,74	14,84	14,85	16,99	17,77	21,20	17,67	15,63
Energisa Sergipe	15,53	10,63	10,29	13,87	9,40	13,23	13,44	23,52	22,70	14,73
Equatorial Maranhão	12,83	8,52	8,86	9,59	11,28	11,05	11,44	15,26	11,52	11,15
Equatorial Pará	21,48	10,20	10,06	13,35	10,01	7,67	9,62	13,18	17,33	12,54
Light	10,45	4,43	5,66	8,54	7,48	12,32	9,71	8,94	-11,46	6,23

(Continua)

17. Resultado semelhante ao reportado em Brandão e Tommaso (2023). Cabe perguntar se o WACC regulatório não estaria majorado em relação ao efetivo (informação sigilosa) para justificar a continuidade de operações no setor. Cabe, ainda, ponderar que possam existir valores de opções de ganhos futuros que ainda não se materializaram nos indicadores financeiros.

18. São ressaltadas as devidas cautelas em eventuais comparações em virtude da agregação de países com diversos regimes regulatórios, composições da matriz elétrica distintas e crises globais no período. Recomenda-se a análise da tendência de médio prazo, que possibilita suavizar fatores conjunturais – crises globais, fatores de liquidez e risco global – e focar nos fatores estruturais de mercado – tipo de regulação, nível de renda, desenho de mercado, composição da matriz elétrica etc.

19. Os impactos na Europa em 2022 são significativos e, nos Estados Unidos, ocorrem em menor grau.

(Continuação)

Concessionárias de distribuição de energia elétrica	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
Neoenergia Brasília		7,05	7,19	7,67	13,60	4,35	7,29		12,59	8,53
Neoenergia Coelba	12,10	7,86	7,90	6,55	10,18	12,25	11,72	14,16	14,31	10,78
Neoenergia Cosern	14,94	12,51	11,27	10,82	12,09	12,81	12,92	16,84	18,98	13,69
Neoenergia Elektro	12,68	9,49	10,38	10,87	9,33	9,56	9,55	12,91	15,59	11,15
Neoenergia Pernambuco	8,35	4,25	-0,15	6,90	5,15	8,48	8,09	10,37	7,23	6,52
RGE Sul Distribuidora de Energia	8,76	3,13	-9,55	1,62	7,50	9,44	8,92	11,97	12,97	6,09
ROIC médio	12,27	8,89	6,76	9,44	10,13	12,43	11,94	16,20	13,58	11,29
WACC nominal	15,18	14,20	16,82	12,79	12,03	10,96	12,35	12,42	13,58	13,37

Fonte: Bloomberg; Aneel, 2023.

Obs.: Cemig – Companhia Energética de Minas Gerais; Copel – Companhia Paraense de Energia; CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz; EDP – Energias de Portugal; RGE – Rio Grande Energia.

TABELA 3**Spread de valor agregado (ROIC – WACC): Brasil versus mercado global**

(Em %)

Spread EVA (ROIC - WACC)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
Estados Unidos	2,20	2,39	3,50	2,42	2,42	2,77	4,22	2,36	-0,12	2,79
Europa	2,50	1,32	1,37	1,00	-0,82	1,99	3,57	2,80	-19,84	1,72
Global	1,10	0,44	1,64	0,41	-0,52	1,08	2,19	1,41	-6,94	0,97
Emergentes	1,14	-0,16	1,58	0,21	-0,99	1,06	1,65	1,46	-5,08	0,74
Brasil	-2,91	-5,30	-10,07	-3,34	-1,90	1,47	-0,41	3,79	0,00	-2,33

Fonte: Bloomberg; Damodaran Online Data – EVA. Disponível em: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html.**4 CONCLUSÃO**

O MME lançou, recentemente, a Consulta Pública nº 152 sobre diretrizes para prorrogação (e/ou licitação) de concessões de distribuição de energia elétrica cujo período contratual terminará entre 2025 e 2031.

A Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, que apresenta diretrizes da consulta, caminha na direção da prorrogação, com alguns condicionantes. O mais debatido trata da investigação de potenciais ganhos econômicos excedentes. O ideal seria que a prorrogação pudesse dar origem a um excesso de lucro econômico para as concessionárias, ao contrário de um processo de licitação regular, no qual tais ganhos excedentes seriam integralmente extraídos através de leilões competitivos.

O objetivo deste estudo é em analisar os eventuais ganhos excedentes do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro no período 2014-2022, com comparações com mercados globais. A abordagem se justifica não apenas no sentido de mensurar tais ganhos e agregar ao debate iniciado pela consulta pública, mas principalmente como instrumento de avaliação do alinhamento da taxa regulatória de remuneração do capital com a remuneração real obtida pelo setor ao longo de quase uma década.

Os resultados para o Brasil não indicam ganho econômico excessivo durante o período analisado, muito pelo contrário. Há evidente desalinhamento do indicador médio de ROIC no período – média simples de 11,29%, com a taxa regulatória de remuneração de capital –, com média de 13,37%. É um *spread* negativo de cerca de 2%, que se traduz num modelo de negócio sem remuneração adequada e sem estímulos para maiores e melhores investimentos.

Na comparação com mercados globais, a média do setor apresenta certa consolidação (comum em setores maduros e regulados), com *spread* de valor econômico próximo de zero, tanto nos mercados globais quanto nos emergentes. Apenas as empresas norte-americanas apresentam *spreads* acima de 2%, com explicações abertas para investigação futura, podendo-se citar a elevada liquidez global após a crise de 2008, os diferentes regimes de regulação (*cost-plus*) e questões específicas que afetam a economia ou os serviços.

O segmento de distribuição de energia elétrica desempenha um papel estratégico porque corresponder ao elo final arrecadatário, que remunera toda a cadeia do sistema elétrico, incluindo geradores, transmissores e encargos do sistema. Estudos sobre essa temática são fundamentais para o desenho de políticas públicas e avaliações de impacto regulatório, especialmente no contexto da agenda temática de modernização do setor elétrico. A liberalização do mercado é uma realidade em todos os países-membros da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), com separação vertical contábil, operacional e legal entre o segmento de distribuição e varejo. Dado o aumento da complexidade e a necessidade crescente de maiores e melhores investimentos, a agenda de modernização do setor elétrico deve avançar, contribuindo em direção a uma remuneração adequada e essencial a todo o setor.

REFERÊNCIAS

BRANDÃO, R.; TOMMASO, F. **Excedentes econômicos e sustentabilidade econômico-financeiro das distribuidoras**: contribuição à Consulta Pública no 152/2023. Rio de Janeiro: Gesel/UFRJ, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=8aef8810-9ec8-3537-e83e-4ebaae3c938a&groupId=436859.

BRANDÃO, R. et al. **Prorrogação das concessões**: análise de indicadores de qualidade de atendimento das distribuidoras de energia elétrica. Rio de Janeiro: Gesel/UFRJ, 2023a. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 117). Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/07/TDSE-117-VFFF.pdf>.

BRANDÃO, R. et al. **Proposta de captura do “excedente econômico” para as concessões vincendas de distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Gesel/UFRJ, 2023b. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 120). Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/10/TDSE-120-Extensao-Concessoes.pdf>.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; ALLEN, F. **Principles of corporate finance**. 10th ed. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2011.

CASTRO, N. de; CÂMARA, L; MOSZKOWICZ, M. **Reflexões sobre impactos da geração distribuída no mercado de energia elétrica do Brasil**. Rio de Janeiro: Gesel/UFRJ, 2021. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 105). Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14_tdse_105_vf.pdf.

DAMODARAN, A. **Investment valuation**: tools and techniques for determining the value of any asset. Hoboken: Wiley, 2012.

DUTRA, J. #Unbundling, a separação de fio e energia. **Blog do Ibre**, 29 jun. 2023a. Disponível em: <https://blogdoibre.fgv.br/posts/unbundling-separacao-de-fio-e-energia>.

_____. Open Energy e a abertura do mercado de eletricidade. **Blog do Ibre**, 31 jul. 2023b. Disponível em: <https://blogdoibre.fgv.br/posts/open-energy-e-abertura-do-mercado-de-eletricidade>.

_____. Como desenvolver resiliência financeira nos mercados de eletricidade. **Blog do Ibre**, 8 ago. 2023c. Disponível em: <https://blogdoibre.fgv.br/posts/como-desenvolver-resiliencia-financeira-nos-mercados-de-eletricidade>.

LINTNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. **Review of Economics and Statistics**, v. 47, n. 1, p. 13-37, 1965.

MIT – MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **Utility for the future**: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition. Cambridge: MIT, 2016.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. **Econometrica**, v. 34, n. 4, 1966.

ROMEIJNDERS, W.; MULDER, M. Optimal WACC in tariff regulation under uncertainty. **Journal of Regulatory Economics**, v. 61, 2022.

SANTOS, V. *et al.* **Experiências na União Europeia em relação às concessões de distribuição no setor elétrico**. Rio de Janeiro: Gesel/UFRJ, 2023. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 115). Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/06/TDSE-115-Concessao-SE-experiencia-europeia.pdf>.

SHARPE, W. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **Journal of Finance**, v. 19, n. 3, p. 425-442, 1964.

TREYNOR, J. L. Toward a theory of market value of risky assets. In: KORAJCZYK, R. A. (Ed.). **Asset pricing and portfolio performance**: models, strategy and performance metrics. London: Risk Books, 1999.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Coordenação

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Revisão

Bruna Neves de Souza da Cruz

Bruna Oliveira Ranquine da Rocha

Carlos Eduardo Gonçalves de Melo

Crislayne Andrade de Araújo

Elaine Oliveira Couto

Luciana Bastos Dias

Rebeca Raimundo Cardoso dos Santos

Vivian Barros Volotão Santos

Deborah Baldino Marte (estagiária)

Maria Eduarda Mendes Laguardia (estagiária)

Editoração

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Leonardo Simão Lago Alvite

Matheus Manhoni de Paula Alves

Mayara Barros da Mota

Capa

Leonardo Hideki Higa

Projeto Gráfico

Leonardo Hideki Higa

*The manuscripts in languages other than Portuguese
published herein have not been proofread.*

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.