



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Contribuições à Renovação das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica

Nelson Hubner
Nivalde de Castro
Vitor Santos
Roberto Brandão
Bianca Castro
Francesco Tommaso
Alessandra Amaral

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 118

agosto de 2023
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 118

Contribuições à Renovação das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica

Nelson Hubner
Nivalde de Castro
Vitor Santos
Roberto Brandão
Bianca de Castro
Francesco Tommaso
Alessandra Amaral

ISBN: 978-65-86614-76-3

Agosto de 2023

Sumário

Introdução	3
1. Experiência da União Europeia	6
2. Contrapartidas Sociais em Eficiência Energética	9
3. Excedentes Econômicos e Sustentabilidade Econômico-Financeiro das Distribuidoras.....	15
3.1. Investigação sobre um eventual excedente econômico.....	15
3.1.1. Aspectos conceituais sobre a regulação tarifária e a rentabilidade das distribuidoras.....	16
3.1.2. Sobre a proposta de captura do excedente econômico	17
3.2. Avaliação da rentabilidade das distribuidoras.....	17
3.2.1. Métrica da avaliação de resultados.....	18
3.2.2. Análise da rentabilidade das concessionárias de distribuição.....	19
3.3. Recomendações	24
4. Conclusão.....	26
Bibliografia.....	28

Introdução

Poucos temas atualmente mobilizam tanto o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) quanto a prorrogação das concessões do segmento de distribuição que vencem nos próximos 10 anos. Esta atenção e preocupação é pertinente dado que, a partir de 2025, se inicia o vencimento de nada menos que 20 concessões de distribuição de energia elétrica que foram privatizadas na década de 1990, representando cerca de 60% do mercado de distribuição do Brasil.

Entre os serviços essenciais, a distribuição de energia elétrica se constitui em um dos mais, senão o mais, essencial, em função de ser um elo chave entre os consumidores e a cadeia produtiva a jusante, razão pela qual a remuneração dos investimentos deve atender à lógica não apenas econômica, mas também social em termos de qualidade dos serviços, modicidade tarifária e incorporação de inovações tecnológicas.

Neste sentido, deve-se atentar e considerar analiticamente ao contexto socioeconômico no Brasil e, mais especificamente, no setor elétrico. A pandemia da COVID-19 deixou sequelas de longo prazo, tais como o fechamento de estabelecimentos comerciais e industriais e o aumento dos índices de desemprego. A economia, que já vinha sofrendo uma severa crise desde 2015, enfrenta as elevadas taxas de juros fixadas pelo Banco Central, que dificultam a retomada do crescimento econômico com reflexos negativos em toda a cadeia produtiva do SEB, em especial no segmento da distribuição.

Por outro lado, em razão do processo de transição energética em escala global, o Setor Elétrico Brasileiro assiste ao desenvolvimento e difusão, no espaço físico das concessões, das novas tecnologias e do empoderamento do consumidor, onde o exemplo maior é a geração distribuída. Se o olhar para o futuro parece alvissareiro, o olhar para o presente impõe importantes desafios. Neste cenário presente e futuro a necessidade de investimento é a variável crucial e estratégica.

Neste contexto imperativo, cabe aos órgãos que definem, implementam e fiscalizam as políticas energéticas, notadamente o Ministério das Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conservar os pilares que sustentam o funcionamento do setor, em especial com a finalidade de manter

a atração de investimentos privados e garantir um serviço de qualidade a todos os cidadãos brasileiros, respeitando o meio ambiente e com a menor tarifa possível.

Dado o fim dos contratos de concessão das distribuidoras, o MME instaurou a Consulta Pública no 152/2023 (CP), com o objetivo de receber contribuições da sociedade acerca do tratamento a ser adotado para as concessões com vencimento de 2025 a 2031, que estabelecerá as diretrizes para a assinatura de um novo contrato de concessão, com 30 anos de vigência.

A Nota Técnica nº 14/2023 (NT) anexa à CP apresenta um conteúdo muito qualificado conceitualmente e consistente, com a manutenção do princípio da regulação por incentivos, que norteia a regulação do SEB, indicando, assim, o compromisso do governo em conservar a segurança jurídica e o equilíbrio econômico-financeiro. Em suma, a manutenção da regulação por incentivos estimula a concessionária a oferecer o serviço com maior qualidade ao menor custo possível, estabelecendo limites e parâmetros de qualidade e de equilíbrio econômico-financeiro.

Este TDSE reproduz as três contribuições do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL-UFRJ) apresentados à Consulta Pública do MME. A primeira contribuição parte de um elemento geral que norteia as políticas públicas na avaliação de contratos de concessão: o interesse público que é medido pelos benefícios econômico-sociais. Neste sentido foi elaborado um estudo quantitativo analisando a performance de indicadores de qualidade dos serviços, para verificar se a regulação por incentivo conseguiu induzir as concessionárias a melhorarem os serviços prestados. Os resultados atestam que a política da regulação por incentivo conseguiu seu intento.

A segunda contribuição do GESEL-UFRJ centrou a análise na possibilidade da prorrogação das concessões atuarem como um instrumento de apoio à implementação de política pública direcionada às classes sociais menos favorecidas, na busca de inclusão justa e redução da pobreza energética e econômica. Conclui-se que esta possibilidade não só é possível como pertinente, tomando-se como exemplo o Programa Luz para Todos.

Por último, a terceira contribuição examina a proposta de calcular eventuais “excedentes econômicos” para serem capturas pelo Poder Concedente. Na avaliação do GESEL, não só a fórmula proposta é incorreta, mas a captura de excedentes vai contra a metodologia da regulação por incentivos que, a cada período de 4 a 5 anos, faz uma revisão periódica das tarifas e ali captura parte dos ganhos de produtividade e eficiência. Mesmo assim, o GESEL realizou análise, utilizando dados primários publicados pela ANEEL durante o período de 2012-2022 para a totalidade das distribuidoras, aplicando uma outra metodologia. A conclusão é que o grau de dispersão é muito elevado, prevalecendo resultados mais negativos.

Desta forma, e a título de conclusão, o objetivo central deste TDSE, que agrega as três contribuições feitas à Consulta Pública do MME, é oferecer uma pequena, mas consistente contribuição para o aprimoramento da NT, à luz da experiência acadêmica do GESEL-UFRJ no âmbito nacional e internacional.

1. Experiência da União Europeia

O tema da Consulta Pública nº 152/2023 (CP), instaurada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para receber contribuições da sociedade quanto à proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031, é muito importante e estratégico.

Esta relevância deve-se ao fato de as distribuidoras serem o elo de ligação entre a cadeia produtiva do setor elétrico, envolvendo também os segmentos de geração, transmissão e comercialização, e os consumidores de diferentes tipos, desde as grandes indústrias até as famílias.

Outro elemento que reforça a importância da CP é que serão definidos critérios, direitos e deveres para a prorrogação das concessões vincendas, mediante a assinatura de um novo contrato, com duração de 30 anos, o que demandará segurança para os investimentos vultosos e com longo prazo de amortização, exigidos em função da dinâmica econômica deste segmento.

A partir deste enquadramento geral, uma forma relevante e consistente metodologicamente de subsidiar a CP é examinar as experiências de outros países em relação a processos de prorrogação de concessão de distribuição. Deste modo, os 27 países membros da União Europeia (UE) são um excelente *locus* de análise, por envolver experiências com tanta e tamanha diversidade.

Neste sentido, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL-UFRJ) elaborou o estudo "[Experiências na União Europeia em relação às concessões de distribuição no setor elétrico](#)"¹, com apoio do Prof. Vitor Santos, que já foi Secretário de Estado de Energia de Portugal e Diretor Geral da Entidade de Regulação do Setor de Energia (ERSE), profundo conhecedor do Setor Elétrico Europeu, em especial no campo da regulação. Com base na análise realizada no estudo, podem

¹ Santos, Vitor; Hubner, Nelson; Castro, Nivalde; Brandão, Roberto; Castro, Bianca. Experiências na União Europeia em relação às concessões de distribuição no setor elétrico. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 115. GESEL-UFRJ. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/06/TDSE-115-Concessao-SE-experiencia-europeia.pdf>. Acesso em: 18 de julho de 2023.

ser deduzidas conclusões que ajudam ao processo de redefinição dos contratos de concessão das distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

O primeiro ponto a destacar é a multiplicidade de tipo de contratos de concessão que vigoram na UE, sem que haja um modelo definido e ordenado, totalmente distinto do Brasil. Mesmo com todo o esforço da Comissão Europeia de integrar, padronizar e unificar os tipos de contratos, as origens históricas das distribuidoras nos países da UE explicam tal característica. Frente a esta diversidade, a unidade dos contratos de concessão das distribuidoras do SEB é um elemento que demonstra a qualidade superior do modelo de contratação brasileiro.

O outro ponto importante é que não há ainda experiências substanciais em relação a métodos e modelos de prorrogação na UE, o que limitaria os subsídios para o atual processo em curso no SEB. No entanto, em vários países europeus, há um elemento norteador que rege os atuais contratos e que pode ser considerado como critério para avaliar a prorrogação do SEB.

Trata-se da avaliação do interesse público como critério para a definição da prorrogação ou licitação das concessões vincendas no SEB. Assim, a partir de diferentes indicadores, se verifica se a prorrogação da concessão proporciona benefícios econômicos e sociais aos consumidores.

Por benefícios econômicos, são consideradas, principalmente, a performance das variáveis de modicidade tarifária, qualidade da oferta de energia elétrica e prestação adequada dos serviços dentro dos parâmetros fixados pelas agências reguladoras. No que diz respeito aos benefícios sociais, avalia-se a atuação da distribuidora em relação às tarifas sociais e à redução da pobreza energética, benefícios associados diretamente às políticas públicas concebidas pelos *policy makers*.

Considerando a essência da análise da experiência da UE, desenvolvida pelo estudo do GESEL-UFRJ, se constata que a Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME fundamenta e qualifica com base teórica e analítica a prorrogação das concessões de distribuição vincendas ao indicar que:

- i. Mantém as bases conceituais dos atuais contratos que serão revistos para a prorrogação das concessões no que se refere especificamente à regulação por incentivo;
- ii. Como critérios de avaliação, serão examinadas as performances das distribuidoras em relação à qualidade do serviço prestado e à gestão econômico-financeira, reafirmando o princípio da regulação por incentivos;
- iii. A licitação das concessões vencidas não é a primeira opção do poder concedente, tendo em vista que a relação custo-benefício desse processo é prejudicial aos consumidores; e
- iv. Há uma preocupação especial e pertinente em relação a aproveitar a prorrogação e o seu modelo de contrato para incluir mecanismos e instrumentos vinculados a políticas públicas em prol da redução da pobreza energética e da transição energética justa.

Nestes termos, e à título de conclusão desta contribuição do GESEL-UFRJ, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME apresenta uma proposta geral consistente e que destaca a continuidade da regulação por incentivo, indicando que o marco regulatório que rege o segmento de distribuição do SEB conseguiu atender aos interesses públicos, merecendo aprimoramentos evolutivos, porém sem quebra ou ruptura deste processo.

Os parâmetros propostos pela Nota Técnica são, portanto, sólidos e certamente contribuirão para aumentar a segurança jurídica e garantir os investimentos necessários para a superação dos desafios impostos pela transição energética, processo em que as principais inovações radicais e disruptivas se darão justamente nas áreas de concessão das distribuidoras. Desta forma, a proposta da Nota Técnica corrobora para que o cenário de transição avance.

2. Contrapartidas Sociais em Eficiência Energética

A União Europeia implementou diversos avanços na regulação do setor de energia elétrica, buscando emitir diretrizes que minimamente pudessem proporcionar um tratamento mais homogêneo às questões do setor pelas nações que compõem o bloco.

Essa homogeneização é uma tarefa extremamente complexa, considerando as particularidades e diferenças históricas, culturais e econômicas de cada país. Mesmo assim, traz subsídios à reflexão para a dinâmica do SEB, em função da evolução e capacidade de adequação da regulação setorial frente à evolução tecnológica, que impactam a gestão das empresas e dos agentes institucionais, em especial do processo, hoje vivido, da transição energética. Observa-se que a transição energética tem o dom de jogar por terra paradigmas utilizados na grande transformação do setor elétrico mundial a partir do final da década de 1980.

A diversidade da experiência europeia proporciona ensinamentos ao Brasil, no âmbito legislativo e de experiência histórica a partir dos anos de 1990, no que diz respeito à implantação de um novo desenho do mercado de energia elétrica, com uma vantagem em relação ao conjunto das nações europeias e aos Estados Unidos. Essa vantagem, derivada da Constituição Federal de 1988, é a atribuição à União da função de poder concedente para setores de infraestrutura e, em especial, para o setor de energia elétrica, com a competência de permitir e impor a regulação para o setor como um todo.

Desta forma, foi possível desenhar e implementar um marco regulatório que atendeu aos principais paradigmas do esforço mundial de atrair a iniciativa privada para participar dos investimentos no setor elétrico, desonerando os orçamentos públicos.

Diferentemente da Europa e dos estados americanos, que possuem autonomia regulatória em seus domínios, no Brasil foi possível consolidar uma regulação única para o país, com uma única agência reguladora, um operador nacional independente do sistema elétrico e uma câmara de contabilização e liquidação das operações do setor. Parece pouco, mas esta unificação viabilizou uma enorme

simplificação na regulação setorial, na gestão do SEB e na operação do sistema elétrico, possibilitando, inclusive, avanços consideráveis nas diretrizes de regulação econômica. Assim, foram dadas condições para que o processo de transformação do setor ocorresse com equilíbrio e sustentabilidade econômica, mesmo frente a momentos críticos conjunturais, típicos de um país em desenvolvimento e com a dimensão do Brasil.

Como resultado, o Brasil está muito mais avançado do que as nações citadas na regulação do segmento de transmissão, ao conseguir atender às premissas de livre acesso e, ao mesmo tempo, dar um sinal econômico com a introdução de leilões competitivos para a contratação da expansão do sistema, mantendo o controle operacional independente nas mãos do operador nacional.

No segmento de geração, foi firmado e consolidado um modelo de contratação da expansão da geração com sinal econômico competitivo, apontando para a modicidade tarifária e sendo a base que tem garantido a segurança energética do país.

No segmento da distribuição, ao comparar com modelos existentes nos citados mercados, pode-se constatar que o modelo regulatório brasileiro, baseado na regulação por incentivo, tem possibilitado a evolução dos indicadores de qualidade de atendimento, ampliando a expansão dos sistemas, universalizando os serviços de fornecimento de energia elétrica e, ao mesmo tempo, repartindo com a sociedade os ganhos de eficiência dos agentes.

A partir deste enquadramento geral e introdutório, esta seção busca, neste momento de definição dos critérios para a prorrogação dos contratos de concessão das distribuidoras, não perder de vista e de norte a evolução histórica da regulação setorial e mirar no seu aprimoramento, sem retroceder em pontos nos quais, hoje, o país se consolidou como uma referência mundial.

O segundo estudo desenvolvido pelo GESEL-UFRJ, denominado “[Prorrogação das Concessões: Análise de indicadores de qualidade de atendimento das distribuidoras de energia elétrica](#)”², analisa a evolução dos indicadores mais significativos relativos à qualidade do fornecimento, incluindo os desenvolvidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica para avaliar o atendimento comercial e telefônico prestado aos consumidores. Na seção I do estudo, a análise apontou para a clara evolução positiva dos indicadores e, ao procurar identificar os principais fatores explicativos para a evolução, conclui que:

*Uma explicação para a performance das distribuidoras em relação a estes dois conjuntos de indicadores de qualidade do serviço está, em grande medida, na metodologia adotada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de regulação por incentivos **bem como as modificações implementadas nos contratos das distribuidoras renovados em 2015** que deram maior poder para a Agência definir e exigir cumprimento de metas de qualidade e equilíbrio econômico-financeiro das concessões. (Grifo nosso, p. 12)*

Esta análise corrobora e fundamenta os argumentos a favor da possibilidade de prorrogação condicionada das concessões, que, de certa forma, responde aos corretos questionamentos formulados, em 2015, pelo Tribunal de Contas da União, de que não foram realizadas avaliações prévias das concessões para que a prorrogação pudesse ser efetivada.

Ademais, a Nota Técnica aborda um elemento importante ao analisar a possibilidade da transferência do controle societário da concessão como alternativa à extinção da outorga, além de apontar as diretrizes ao aprimoramento da apuração de eventuais ganhos na alienação do controle acionário, trazida pelos contratos de 2015, e compartilhamento destes com os consumidores da concessão, sugestão relevante e adequada.

² Hubner, Nelson; Castro, Nivalde; Tommaso, Francesco; Moszkowicz, Mauricio; Castro, Bianca. Prorrogação das Concessões: Análise de indicadores de qualidade de atendimento das distribuidoras de energia elétrica. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 117. GESEL-UFRJ. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/07/TDSE-117-VFFF.pdf>. Acesso em: 20 de julho de 2023.

Deve-se ter, todavia, uma atenção crítica em relação à alternativa indicada na Nota Técnica de aplicação dos recursos vinculados à transferência de controle acionário em contrapartidas sociais em eficiência energética, por se tratar de uma proposta muito vaga e, portanto, com risco de ser ineficiente.

Prosseguindo com o aprofundamento no tema das contrapartidas sociais em eficiência energética, em um país com tantas desigualdades sociais e elevado nível de pobreza energética, como o Brasil, é sempre bem-vindo qualquer recurso a ser aplicado na redução desses indicadores. Entretanto, considera-se inconveniente a utilização de contrapartidas sociais como condicionante para a prorrogação dos contratos de concessão pelas razões a seguir elencadas.

- i. Um dos principais elementos perseguidos pelos reguladores do setor elétrico em todo mundo é a redução da assimetria de informações entre regulador e agentes regulados. A regulação da distribuição no Brasil é reconhecida como uma das mais avançadas no mundo e tem superado essa barreira ao aprimorar os critérios de fornecimento de informações e a contabilidade regulatória. Porém, com a criação de critérios de apropriação de recursos da concessão para aplicação em programas sociais, há uma mistura de fontes de recursos e usos não previstos na regulação, o que tem o dom de aumentar a assimetria de informações na contramão das melhores práticas regulatórias.
- ii. As propostas sugeridas na Nota Técnica indicam itens de aplicação que, salvo melhor juízo, não representam ações de políticas sociais, como, por exemplo, investimentos em efficientização de prédios públicos e em áreas com elevados níveis de perdas não técnicas. A regulação de eficiência energética já cobre esses itens e, se o poder concedente julgar necessário ampliar os recursos para este fim, estes deveriam ser alocados de forma aderente à regulação existente, permitindo a correta aplicação e fiscalização das metas de eficiência das concessionárias. Na mesma categoria de itens já completamente regulados, se inserem os investimentos para modernização dos sistemas de medição, os quais já são obrigações das concessionárias e têm regras próprias e consolidadas de destinação e apuração para efeito de composição da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

- iii. No que diz respeito à promoção do desenvolvimento econômico e social das populações carentes, constata-se o inconveniente de não haver, no âmbito da CP, uma definição mais precisa que permita a sua qualificação. Além disso, ao relacioná-la com ganhos “extraordinários” da concessão, maiores desigualdade entre regiões podem ser criadas, pois as concessões com maior possibilidade de obtenção de resultados significativos são, de maneira geral, aquelas com maior mercado consumidor proporcionalmente à necessidade de investimentos, o que aponta para regiões mais ricas e desenvolvidas.

Ademais, a regulação, apuração e fiscalização dessas aplicações têm um grande nível de complexidade, ou seja, um custo de transação elevado, o que pode dificultar a própria verificação dos resultados nas revisões tarifárias ordinárias, sem considerar que a Nota Técnica sugere uma aplicação por cinco anos para um contrato de 30 anos.

- iv. O item mais significativo e atual entre os sugeridos na Nota Técnica em termos de programas sociais são os investimentos em painéis solares para reduzir o custo de energia para a parcela da população de rendas mais baixas. Tal proposta tem o mérito de tentar levar o benefício dessa nova tecnologia às populações mais carentes, que, paradoxalmente, de acordo com a regulação atual, paga os subsídios previstos em lei sem que gozem da redução dos custos da energia solar.

No entanto, programas desta envergadura devem ser parte de uma política pública desenhada pelo Governo Federal, contendo legislação e regulação próprias, com a previsão de recursos, forma de aplicação, fiscalização e apuração pelo regulador, de maneira a não interferir no arcabouço regulatório que define as metas e verifica os resultados das concessões.

Basta lembrar que o Programa Luz para Todos, reconhecido como um dos maiores programas de redução de pobreza e desigualdade social, foi elaborado e coordenado pelo Governo Federal, com regras bem definidas em lei. As distribuidoras de energia elétrica foram os agentes responsáveis pela implantação das redes e ligação das residências, com o atendimento a mais de 3,3 milhões de domicílios, beneficiando 16 milhões de pessoas na área rural, até abril de 2017, magnitude que ressalta a importância do papel estratégico das concessionárias na execução de política públicas de grande alcance social.

Desta experiência exitosa, pode-se concluir que:

- i. As distribuidoras, agentes econômicos, não devem ser responsáveis pela definição dos alvos das políticas públicas, mas sim o Governo Federal;
- ii. É necessário evitar o desvirtuamento das regras regulatórias já consolidadas; e
- iii. Deve ser estendida a regra de repartição dos ganhos de eficiência das concessionárias com os consumidores, focadas na redução dos custos da energia, através de programas sociais.

Nestes termos, em razão dos resultados exitosos do Programa Luz para Todos, esta experiência deve ser utilizada como matriz para a formulação de um programa do tipo “Sol para Todos”, com um alcance social direcionado para combater a miséria energética e garantir uma transição energética justa.

Assim, no que diz respeito às contrapartidas sociais em eficiência energética, sugere-se a análise da separação das ações de políticas sociais alocadas aos agentes de distribuição, face ao já complexo arcabouço regulatório voltado à definição e apuração de metas e resultados das concessionárias, induzindo, ainda mais, o aprimoramento do marco regulatório atual através das melhorias propostas na Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME.

Destaca-se que a Nota Técnica reafirma a manutenção da filosofia da regulação por incentivos, sugerindo aprimoramentos nas condições para a prorrogação das concessões de distribuições vincendas a serem incluídas no novo contrato de concessão. Tais condições irão ampliar os poderes da ANEEL de fiscalização e de intervenção em momentos oportunos, visando manter a saúde econômico-financeira das concessões de distribuição e reduzir, ainda mais, os riscos de uma inadequada prestação do serviço, além da busca permanente pela modicidade tarifária.

3. Excedentes Econômicos e Sustentabilidade Econômico-Financeiro das Distribuidoras

Neste capítulo, em primeiro lugar será investigado um eventual excedente econômico que possa ser extraído das atuais concessionárias de distribuição no momento da prorrogação de seus contratos de concessão. Em segundo lugar, a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica ao longo dos últimos 11 anos é analisada, com o objetivo examinar a pertinência de uma alteração nos novos contratos de concessão no que diz respeito à avaliação da sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias.

A sugestão é no sentido de, sem prejuízo da regulação por incentivo, evitar situações em que a rentabilidade real de uma empresa fique sistematicamente muito distante da rentabilidade regulatória. Isto poderá ser feito mediante ajustes no nível tarifário da distribuidora, caso, após a verificação *a posteriori* dos demonstrativos financeiros regulatórios, ficar identificado um desvio acentuado da rentabilidade real em relação à regulatória, em ambos os sentidos.

3.1. Investigação sobre um eventual excedente econômico

Em seu decorrer, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME aponta a preferência do poder concedente para a prorrogação das concessões em detrimento de nova licitação, uma vez que a regulação por incentivo em vigor já garantiria, em tese, a captura para a modicidade tarifária de eventuais excedentes obtidos por uma distribuidora na ocasião da revisão tarifária periódica.

No entanto, como previsível, a prorrogação das concessões sem um novo processo de licitação permite o levantamento da questão acerca da existência de excedentes econômicos e de como se poderia revertê-los à modicidade tarifária.

Neste sentido, a existência de um excedente econômico poderia ser verificada, segundo a Nota Técnica, *a partir da comparação entre os retornos aos acionistas estimados pela regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos para fins de mensuração do excedente econômico.*

Constatada a existência de excedentes, poderiam ser estudados mecanismos para a sua eventual captura em favor da modicidade tarifária.

3.1.1. Aspectos conceituais sobre a regulação tarifária e a rentabilidade das distribuidoras

A regulação tarifária em vigor no Brasil estabelece uma tarifa para os serviços de distribuição que é capaz de remunerar os custos efetivamente verificados de geração, transmissão e encargos (Parcela A), bem como os investimentos prudentes realizados pelas distribuidoras e os custos operacionais eficientes (Parcela B) próprios à atividade de redes.

A remuneração de investimentos e custos operacionais (Parcela B) é fixada a cada revisão tarifária por todo o período tarifário, o qual, para grande parte das distribuidoras, consiste em períodos de 3 a 5 anos, sendo reajustada anualmente pela inflação e descontada do Fator X, que captura ganhos nos custos unitários esperados com o crescimento do mercado. Em tese, uma distribuidora eficiente conseguirá obter uma remuneração do capital investido igual ao custo médio ponderado de capital (WACC, na sigla em inglês) calculado pelo regulador.

Porém, na prática, caso a concessionária consiga aperfeiçoar a sua gestão de forma a incorrer em custos menores em relação ao que o regulador considera como sendo eficientes, ela conseguirá obter uma remuneração mais elevada, beneficiando o acionista durante o ciclo tarifário. No médio prazo, o consumidor é beneficiado, pois a revisão tarifária seguinte tende a capturar a maior eficiência na forma de tarifas mais baixas. Sendo assim, a regulação oferece à distribuidora a oportunidade de ter lucros extraordinários e o consumidor se beneficia de uma maior eficiência de custos.

Por outro lado, distribuidoras que incorrem em custos maiores do que os considerados como eficientes pelo regulador têm o retorno sobre o capital investido menor do que o custo de capital. Essas concessionárias, contudo, têm um poderoso incentivo para se tornarem mais eficientes, pois melhorias na gestão se traduziram em melhores resultados financeiros.

3.1.2. Sobre a proposta de captura do excedente econômico

Diante do exposto, percebe-se que é, em tese, pertinente a proposta de verificar os resultados passados de uma distribuidora para tentar capturá-los por ocasião da prorrogação das concessões, mesmo que se possa arguir que haja certa interposição com os fundamentos da regulação por incentivo.

Por um lado, a eventual obtenção de resultados extraordinários faz parte da lógica e das premissas da regulação por incentivo, que, em última instância, favorece diretamente o consumidor via captura dos ganhos de produtividade para a modicidade tarifária.

Por outro lado, a captura de resultados passados equivaleria a investir na nova concessão resultados já realizados sem qualquer garantia de que, no futuro, seja possível repetir os lucros extraordinários verificados anteriormente. Até porque não há boa gestão que consiga fazer novas reduções de custos durante um período temporal muito dilatado.

A partir deste enquadramento analítico e conceitual, a próxima seção irá aprofundar o exame sobre a rentabilidade deste segmento do SEB.

3.2. Avaliação da rentabilidade das distribuidoras

A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica varia muito, sendo, na média, bastante fraca e abaixo das metas regulatórias. Algumas distribuidoras apresentam, ao longo dos anos, bons resultados de forma recorrente, mas há um número excessivamente alto de concessionárias que têm resultados consistentemente ruins. Isso pode torná-las, no médio prazo, insustentáveis do

ponto de vista econômico-financeiro, o que sempre é ruim para o consumidor, pois tende a comprometer investimentos na concessão e impactar negativamente a qualidade da prestação do serviço.

3.2.1. Métrica da avaliação de resultados

No que diz respeito à avaliação dos resultados das distribuidoras, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER-SE/MME propõe verificar se o fluxo de caixa do acionista esteve em níveis adequados. Contudo, no entendimento do GESEL-UFRJ, essa não é a métrica mais apropriada.

O fluxo de caixa do acionista depende do grau de endividamento da empresa e do nível da taxa de juros, que podem ser diferentes das referências regulatórias, em especial pelo dinamismo das taxas de juros do mercado brasileiro, determinando, assim, resultados viesados. Por exemplo, uma empresa relativamente pouco eficiente, mas com pouquíssimas dívidas, terá uma despesa pequena na rubrica de juros, firmando um fluxo de caixa do acionista forte. O mesmo acontecerá com todas as concessionárias de distribuição em momentos em que o indexador dos juros do financiamento for menor do que aquele que está implícito no cálculo das tarifas. Nada disso, todavia, tornará a distribuidora mais eficiente do ponto de vista operacional.

Para avaliar a rentabilidade das concessionárias de distribuição, o GESEL-UFRJ desenvolveu o Índice de Eficiência Operacional, derivado diretamente do projeto de P&D "*Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica*". Este projeto teve como um dos seus resultados a publicação de um [livro](#) (Castro; Brandão, *et al.*, 2018), que fundamenta esta análise.

Por outro lado, porém na mesma direção, a ANEEL, há anos, analisa sistematicamente os dados econômico-financeiros de todas as concessionárias de distribuição (ANEEL, 2023), também utilizando um Índice de Eficiência Operacional. As metodologias empregadas pela ANEEL e pelo GESEL-UFRJ apresentam pequenas diferenças, mas convergem no objetivo de comparar o

Lucro Antes de Juros e Imposto de Renda (LAJIR ou EBIT, na sigla em inglês) da contabilidade regulatória com o EBIT regulatório como forma de medir a relação entre a rentabilidade efetiva da distribuidora e a referência regulatória de rentabilidade adotada pelo regulador e incorporada no cálculo das tarifas.

3.2.2. Análise da rentabilidade das concessionárias de distribuição

A fim de qualificar esta análise, serão utilizados dados da ANEEL (ANEEL, 2023) para mensurar o quão próxima ou distante uma distribuidora está, em um ano ou em uma sequência de anos, de obter a rentabilidade regulatória, isto é, o EBIT que está implícito no cálculo da tarifa.

O índice utilizado é o Indicador de Rentabilidade, calculado da seguinte maneira:

$$\text{Indicador de Rentabilidade} = \frac{\text{EBIT Realizado Ajustado} - \text{EBIT Regulatório}}{\text{BRL}}$$

Onde:

EBIT Realizado Ajustado é o EBIT observado na contabilidade regulatória de uma concessionária de distribuição, subtraído de despesas de aluguéis e arrendamento, que são custeadas pela Base de Anuidades (BAR) e não pela BRL.

EBIT Regulatório é o EBIT que está implícito no cálculo das tarifas em um ano calendário dado.

BRL é a Base Regulatória Líquida da concessionária de distribuição.

Em termos simplificados, o EBIT regulatório resulta da aplicação do custo médio ponderado de capital regulatório (WACC regulatório real antes de impostos) à BRL da distribuidora, isto é, ao volume contábil dos ativos elétricos não amortizados da concessionária, corrigido pela inflação. Assim, pode-se concluir e demonstrar que o **EBIT Regulatório/BRL é o próprio WACC regulatório antes de impostos.**

O Indicador de Rentabilidade mede quantos pontos percentuais a taxa de retorno do capital investido da concessionária está desviando da referência regulatória, para mais ou para menos, em um dado ano. Por exemplo, se o Índice de Rentabilidade de uma concessionária em um dado ano é de 2% e o WACC regulatório real antes de impostos é de 11%, então o retorno sobre a BRL (EBIT Ajustado/BRL) foi de 13% (dois pontos percentuais maior do que o WACC real antes de impostos regulatório). Inversamente, se o Indicador de Rentabilidade foi de -5%, então o retorno sobre a BRL foi de apenas 6% (cinco pontos percentuais abaixo do que o WACC real antes de impostos regulatório).

A Tabela 1 (*Indicador de Rentabilidade em pontos percentuais de desvio em relação ao WACC regulatório para todas as distribuidoras: 2012 a 2022*) sistematiza os cálculos do Indicador de Rentabilidade para as 52 distribuidoras da base de dados da ANEEL, com dados anuais e com o total para o período de 2012-2022.

Na parte inferior da Tabela 1, são calculadas algumas estatísticas descritivas para cada ano.

Tabela 1

Indicador de Rentabilidade em pontos percentuais de desvio em relação ao WACC regulatório para todas as distribuidoras: 2012 a 2022

Rótulos de Linha	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Amazonas Energia Distribuição	-86,8%	-74,6%	92,2%	-411,4%	-1616,0%	-545,5%	-625,2%	129,6%	-242,5%	-78,1%	-15,7%	-315,8%
Celesc Distribuição	-16,4%	-32,2%	-3,4%	-12,3%	-13,7%	-5,4%	-6,0%	-3,3%	-0,4%	-2,3%	2,0%	-8,5%
Cemig Distribuição	0,0%	-3,8%	-3,7%	-1,5%	-9,6%	-9,7%	-1,2%	2,3%	0,8%	6,8%	1,0%	-1,7%
Chesp Distribuição	18,5%	-1,6%	2,7%	-2,6%	1,0%	-5,3%	-2,9%	6,2%	0,1%	-12,4%	3,3%	0,6%
Cocel Distribuição	18,1%	2,9%	11,7%	1,7%	-3,9%	-10,5%	-6,7%	-4,0%	-6,6%	-8,7%	-27,6%	-3,1%
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista	16,5%	10,5%	6,0%	1,7%	0,6%	0,1%	1,7%	5,3%	5,9%	10,3%	9,7%	6,2%
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Jaguarí	11,5%	-4,5%	21,3%	16,4%	8,4%	12,8%	7,7%	11,7%	7,5%	0,2%	2,9%	8,7%
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratining	5,3%	2,8%	9,5%	5,1%	-2,1%	0,5%	0,4%	2,8%	4,2%	7,8%	11,7%	4,4%
Cooperaliança Distribuição	5,4%	-7,5%	5,3%	-8,0%	-4,8%	6,2%	-2,1%	3,8%	-6,3%	6,0%	9,0%	0,6%
Copel Distribuição	-9,4%	-6,0%	-8,0%	-6,2%	-19,8%	-8,6%	-5,3%	0,4%	13,4%	1,8%	-7,4%	-5,0%
DCELT	-6,5%	-3,5%	7,9%	-4,8%	-6,7%	4,3%	-15,1%	-12,4%	-16,2%	-20,4%	24,3%	-4,5%
Demei Distribuição	1,2%	-9,6%	83,1%	-19,2%	-20,5%	-72,5%	-7,7%	-6,6%	8,5%	-37,6%	-13,1%	-8,5%
DMED	-0,6%	-1,2%	-9,1%	-4,3%	-15,5%	-17,1%	-8,9%	6,1%	-18,1%	-1,2%	-12,1%	-7,5%
EDP Espírito Santo Distribuição Energia S.A.	-0,8%	-5,1%	-1,8%	-0,7%	-4,8%	-2,9%	-2,3%	-2,0%	-3,3%	2,8%	4,0%	-1,5%
EDP São Paulo Distribuição Energia S.A.	1,2%	-4,5%	-0,7%	2,0%	-6,1%	1,4%	-0,6%	4,1%	-0,3%	5,1%	11,4%	1,2%
Eletrocar Distribuição	-26,8%	-0,8%	25,9%	20,2%	8,8%	-46,1%	2,9%	6,3%	-0,4%	11,4%	-2,8%	-0,1%
Empresa Força e Luz de Urussanga - Distribuição	4,9%	-0,5%	-1,3%	-2,8%	-3,9%	-11,4%	-18,0%	55,0%	-7,5%	-5,7%	1,2%	0,9%
Enel Distribuição Ceará	6,1%	9,0%	14,3%	7,4%	4,6%	4,6%	0,1%	0,8%	-8,3%	-5,8%	-2,1%	2,8%
Enel Distribuição Rio	8,4%	4,5%	4,0%	-7,9%	-8,8%	-5,5%	-2,9%	-6,1%	-13,3%	-16,0%	-8,0%	-4,7%
Enel Distribuição São Paulo	-13,8%	-5,5%	4,0%	-6,7%	-6,2%	-0,7%	-7,7%	1,8%	-3,4%	2,0%	5,5%	-2,8%
Energisa Acre	-79,1%	-64,0%	15,1%	-49,8%	-40,6%	-42,2%	-67,6%	-24,3%	2,1%	20,1%	-7,2%	-30,7%
Energisa Borborema	53,1%	5,3%	-9,4%	56,2%	3,1%	11,3%	12,0%	13,9%	10,2%	21,7%	19,1%	17,9%
Energisa Mato Grosso	0,9%	-19,4%	0,9%	-11,2%	1,2%	2,2%	1,7%	5,0%	3,8%	12,0%	9,8%	0,6%
Energisa Mato Grosso do Sul	-12,4%	-23,0%	-14,3%	0,6%	-2,1%	-1,0%	-3,6%	6,2%	6,9%	18,2%	13,9%	-1,0%
Energisa Minas Gerais	9,9%	17,4%	3,4%	10,1%	-6,1%	1,9%	6,7%	6,7%	8,0%	11,0%	6,9%	6,9%
Energisa Nova Friburgo	-7,7%	-1,5%	-6,7%	-1,1%	-7,4%	-7,1%	3,6%	8,0%	6,5%	5,5%	-0,8%	-0,8%
Energisa Paraíba	25,6%	11,9%	2,8%	14,1%	10,7%	4,0%	6,8%	9,4%	10,2%	14,9%	9,4%	10,9%
Energisa Rondônia	3,6%	-146,0%	8,8%	-78,4%	-106,8%	-129,0%	-324,1%	-93,2%	-23,8%	-4,1%	-2,9%	-81,4%
Energisa Sergipe	9,9%	5,7%	12,0%	9,5%	12,7%	9,7%	4,9%	8,1%	7,4%	16,5%	16,4%	10,3%
Energisa Sul-Sudeste	0,8%	-8,5%	-4,8%	7,7%	3,5%	33,0%	23,0%	16,1%	16,6%	15,5%	0,2%	9,4%
Energisa Tocantins	3,6%	1,1%	-6,0%	14,1%	-12,4%	8,7%	3,0%	14,6%	10,9%	8,5%	6,6%	4,8%
Equatorial Alagoas	-41,7%	-32,3%	-21,7%	-43,6%	-44,8%	-66,5%	-68,8%	6,6%	21,9%	17,4%	13,8%	-23,6%
Equatorial CEEE	-43,3%	-44,9%	-49,6%	-47,9%	-35,4%	-9,2%	-34,7%	-40,0%	-44,6%	-13,9%	-7,4%	-33,7%
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia	-24,8%	-14,0%	-17,1%	-21,9%	-14,3%	3,3%	8,9%	-4,6%	-6,8%	-14,0%	-11,2%	-10,6%
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia	11,0%	9,7%	7,2%	5,4%	4,6%	4,5%	5,9%	5,2%	4,9%	5,0%	3,8%	6,1%
Equatorial Pará Distribuidora de Energia	-43,7%	-18,7%	6,3%	3,5%	-7,8%	-3,6%	-10,1%	-30,2%	0,0%	1,6%	4,8%	-8,9%
Equatorial Piauí	-17,7%	-32,5%	17,8%	-107,5%	-96,1%	-63,2%	-84,6%	25,5%	82,7%	13,5%	11,5%	-22,8%
Forcel Distribuição	-6,2%	-26,2%	-5,5%	-35,7%	-33,0%	-62,5%	-22,2%	-24,2%	37,7%	-9,4%	0,2%	-17,0%
Hidropan Distribuição	3,6%	5,6%	5,7%	1,5%	0,0%	1,2%	-2,1%	-4,4%	-2,4%	-5,7%	-1,5%	0,1%
João Cesa Distribuição	-0,6%	-25,0%	-7,8%	-6,1%	-22,6%	1,4%	-11,3%	7,0%	-10,8%	-8,9%	-1,5%	-7,8%
Light Serviços de Eletricidade	-5,3%	-5,9%	-6,1%	-8,9%	-11,1%	-9,3%	-11,2%	-9,1%	-11,4%	-15,0%	-41,2%	-12,2%
MuxEnergia Distribuição	21,9%	16,2%	30,9%	32,6%	10,7%	22,7%	16,6%	10,0%	-8,8%	9,4%	8,8%	15,5%
Neoenergia Brasília	-29,8%	-14,1%	-34,1%	-5,3%	-13,5%	-11,5%	-20,2%	-9,1%	-6,8%	-9,8%	0,0%	-14,0%
Neoenergia COELBA	5,6%	6,1%	2,5%	-0,8%	-2,5%	-5,5%	-3,0%	0,8%	1,0%	4,0%	7,0%	1,4%
Neoenergia COSERN	11,6%	7,9%	6,0%	6,5%	2,7%	0,4%	1,1%	4,4%	4,4%	9,4%	11,1%	6,0%
Neoenergia Elektro	8,3%	11,1%	12,3%	4,7%	-0,8%	5,8%	5,6%	3,3%	3,0%	8,1%	11,9%	6,7%
Neoenergia Pernambuco	-11,3%	-4,2%	-9,2%	-9,4%	-10,2%	-10,6%	-7,4%	-3,8%	-7,1%	-5,4%	-1,6%	-7,3%
Nova Palma Energia Distribuição	13,0%	5,1%	20,8%	2,7%	3,6%	-0,5%	0,1%	-7,6%	4,0%	-1,8%	-4,9%	3,1%
RGE Sul Distribuidora de Energia	9,8%	-2,5%	1,7%	-9,8%	-13,1%	-3,3%	-7,8%	0,9%	0,3%	4,1%	5,7%	-1,3%
Roraima Energia	-92,0%	-33,6%	-35,8%	-148,7%	-13,4%	-44,5%	-143,1%	-242,6%	-133,9%	-46,5%	-36,4%	-88,2%
Santa Maria Distribuição	15,9%	7,1%	8,0%	7,3%	-3,7%	2,8%	5,6%	13,4%	-0,1%	-1,5%	-4,9%	4,5%
Sulgipe Distribuição	20,5%	-10,7%	-83,7%	-2,8%	18,2%	-31,7%	-1,8%	2,5%	5,2%	2,6%	0,9%	-7,3%
Estatísticas												
Média	-4,8%	-10,5%	2,1%	-16,3%	-41,3%	-21,1%	-27,3%	-2,4%	-5,7%	-1,0%	0,7%	-11,6%
Mediana	1,2%	-4,0%	2,8%	-2,1%	-6,1%	-3,1%	-2,6%	3,1%	0,2%	2,3%	1,6%	-1,1%
Mínimo	-92,0%	-146,0%	-83,7%	-411,4%	-1616,0%	-545,5%	-625,2%	-242,6%	-242,5%	-78,1%	-41,2%	-315,8%
Máximo	53,1%	17,4%	92,2%	56,2%	18,2%	33,0%	23,0%	129,6%	82,7%	21,7%	24,3%	17,9%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL (2023).

Os números da Tabela 1 traçam um quadro ruim, com uma extrema dispersão de resultados. Na média simples, sem ponderação por tamanho da concessionária, o Indicador de Rentabilidade ao longo dos 11 anos de dados é de -11,6%, isto é, 11,6% pontos percentuais abaixo do WACC regulatório real antes de impostos. Este número, porém, é contaminado pelos resultados excessivamente ruins das concessionárias Amazonas Energia Distribuição (-315,8%, ou mais de três vezes a BRL de prejuízo antes de juros e impostos em média a cada ano) e Roraima de Energia (-88,2%), ambos em média durante 11 anos.

A mediana é um número mais comportado, mas ainda assim negativo (-1,1%). Além disso, a maioria das distribuidoras (29 de 52) tiveram o Indicador de Rentabilidade negativo.

O desvio padrão também é número muito alto (46,6%), referido ao Indicador médio das distribuidoras em 11 anos. Finalmente, no lado positivo, há uma, e somente uma, distribuidora com rentabilidade 17,9% acima da regulatória.

A Tabela 2 exibe os mesmos dados da Tabela 1, mas excluindo os subgrupos mais problemáticos ou pouco representativos. Para tanto, foram retiradas as distribuidoras:

- i. Federalizadas;
- ii. Estaduais;
- iii. De pequeno porte (menos de 200 mil clientes); e
- iv. Com peso relevante da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) em seus demonstrativos financeiros.

Retirando todos os grupos de distribuidoras com alta incidência de rentabilidade muito ruim, sobraram 25 concessionárias do total de 52, sendo elas empresas privadas de porte médio ou grande e sem participação relevante da CCC em seus demonstrativos financeiros. Na média dos 11 anos, este conjunto de distribuidoras possui Indicador de Rentabilidade positivo (2,4%) e mediana também positiva (1,4%). Ainda assim, há dez distribuidoras com Indicador negativo no período, chegando a -12,2% no pior caso. O desvio padrão do Indicador no período ainda é elevado (8,7%), demonstrando, novamente, uma alta dispersão dos resultados ao longo desses anos.

Tabela 2

Indicador de Rentabilidade de Empresas Privadas Grandes, sem CCC nos demonstrativos financeiros, em pontos percentuais de desvio em relação ao WACC regulatório real antes de IR: 2012 a 2022

Rótulos de Linha	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista	16,5%	10,5%	6,0%	1,7%	0,6%	0,1%	1,7%	5,3%	5,9%	10,3%	9,7%	6,2%
Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga	5,3%	2,8%	9,5%	5,1%	-2,1%	0,5%	0,4%	2,8%	4,2%	7,8%	11,7%	4,4%
EDP Espírito Santo Distribuição Energia S.A.	-0,8%	-5,1%	-1,8%	-0,7%	-4,8%	-2,9%	-2,3%	-2,0%	-3,3%	2,8%	4,0%	-1,5%
EDP São Paulo Distribuição Energia S.A.	1,2%	-4,5%	-0,7%	2,0%	-6,1%	1,4%	-0,6%	4,1%	-0,3%	5,1%	11,4%	1,2%
Enel Distribuição Ceará	6,1%	9,0%	14,3%	7,4%	4,6%	4,6%	0,1%	0,8%	-8,3%	-5,8%	-2,1%	2,8%
Enel Distribuição Rio	8,4%	4,5%	4,0%	-7,9%	-8,8%	-5,5%	-2,9%	-6,1%	-13,3%	-16,0%	-8,0%	-4,7%
Enel Distribuição São Paulo	-13,8%	-5,5%	4,0%	-6,7%	-6,2%	-0,7%	-7,7%	1,8%	-3,4%	2,0%	5,5%	-2,8%
Energisa Mato Grosso	0,9%	-19,4%	0,9%	-11,2%	1,2%	2,2%	1,7%	5,0%	3,8%	12,0%	9,8%	0,6%
Energisa Mato Grosso do Sul	-12,4%	-23,0%	-14,3%	0,6%	-2,1%	-1,0%	-3,6%	6,2%	6,9%	18,2%	13,9%	-1,0%
Energisa Minas Gerais	9,9%	17,4%	3,4%	10,1%	-6,1%	1,9%	6,7%	6,7%	8,0%	11,0%	6,9%	6,9%
Energisa Paraíba	25,6%	11,9%	2,8%	14,1%	10,7%	4,0%	6,8%	9,4%	10,2%	14,9%	9,4%	10,9%
Energisa Sergipe	9,9%	5,7%	12,0%	9,5%	12,7%	9,7%	4,9%	8,1%	7,4%	16,5%	16,4%	10,3%
Energisa Sul-Sudeste	0,8%	-8,5%	-4,8%	7,7%	3,5%	33,0%	23,0%	16,1%	16,6%	15,5%	0,2%	9,4%
Energisa Tocantins	3,6%	1,1%	-6,0%	14,1%	-12,4%	8,7%	3,0%	14,6%	10,9%	8,5%	6,6%	4,8%
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia							8,9%	-4,6%	-6,8%	-14,0%	-11,2%	-5,5%
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia	11,0%	9,7%	7,2%	5,4%	4,6%	4,5%	5,9%	5,2%	4,9%	5,0%	3,8%	6,1%
Equatorial Pará Distribuidora de Energia	-43,7%	-18,7%	6,3%	3,5%	-7,8%	-3,6%	-10,1%	-30,2%	0,0%	1,6%	4,8%	-8,9%
Equatorial Piauí								25,5%	82,7%	13,5%	11,5%	33,3%
Light Serviços de Eletricidade	-5,3%	-5,9%	-6,1%	-8,9%	-11,1%	-9,3%	-11,2%	-9,1%	-11,4%	-15,0%	-41,2%	-12,2%
Neoenergia Brasília										-9,8%	0,0%	-4,9%
Neoenergia COELBA	5,6%	6,1%	2,5%	-0,8%	-2,5%	-5,5%	-3,0%	0,8%	1,0%	4,0%	7,0%	1,4%
Neoenergia COSERN	11,6%	7,9%	6,0%	6,5%	2,7%	0,4%	1,1%	4,4%	4,4%	9,4%	11,1%	6,0%
Neoenergia Elektro	8,3%	11,1%	12,3%	4,7%	-0,8%	5,8%	5,6%	3,3%	3,0%	8,1%	11,9%	6,7%
Neoenergia Pernambuco	-11,3%	-4,2%	-9,2%	-9,4%	-10,2%	-10,6%	-7,4%	-3,8%	-7,1%	-5,4%	-1,6%	-7,3%
RGE Sul Distribuidora de Energia	9,8%	-2,5%	1,7%	-9,8%	-13,1%	-3,3%	-7,8%	0,9%	0,3%	4,1%	5,7%	-1,3%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL (2023).

3.3. Recomendações

Com base na análise e nas evidências empíricas resultantes, em primeiro lugar, sugere-se desconsiderar a captura de um eventual excedente econômico por ocasião da prorrogação de concessões, por se incompatível, na forma proposta, com a regulação por incentivo e por representar, por parte das concessionárias, em um investimento baseado em uma perspectiva de retorno acima do regulatório, que não tem como ser garantida no longo prazo. Destaca-se que, considerando a natureza da regulação econômica por incentivo, que oferece a possibilidade de captura temporária de ganhos de produtividade pela concessionária, com posterior repasse destes ao consumidor, a proposta de captura, no momento da prorrogação da concessão, de resultados passados vai contra as premissas da regulação setorial vigente, pilar do sucesso do marco regulatório do segmento de distribuição do SEB.

Em segundo lugar, no que diz respeito à análise da rentabilidade das distribuidoras, a constatação é que as concessionárias apresentam alta dispersão de rentabilidade, não apenas em anos isolados, mas também quando se avalia a média do Indicador de Rentabilidade em um período logo. Há várias distribuidoras com boa performance e um pequeno número com alta rentabilidade. Todavia, chama a atenção um número elevado de distribuidoras com Indicador de Rentabilidade muito ruim.

Esta avaliação deve ser considerada como um sério problema para o segmento de distribuição, pois concessionárias com rentabilidade antes de juros e impostos muito baixa seguramente possuem dificuldades para investir, além de não conseguirem remunerar adequadamente os acionistas e, provavelmente, terem dificuldades para rolar dívidas com custos e condições adequadas.

A prorrogação das concessões de distribuição talvez sejam um bom momento para, sem descaracterizar a regulação por incentivo, que logrou bom resultados em reduzir o nível da tarifa fio das distribuidoras, agir no sentido de conter estruturalmente a extrema dispersão dos dados de rentabilidade das distribuidoras.

Para que o espírito e pressupostos da regulação por incentivo sejam preservados, basta que haja a possibilidade de desvio entre a rentabilidade efetiva das distribuidoras e a rentabilidade regulatória e que este seja ajustado no momento das revisões tarifárias periódicas. Retornos extremos, seja positivo e, em especial, negativo, em nada contribuem para um desenvolvimento sustentável do segmento de distribuição.

A verificação de distribuidoras com Indicador de Rentabilidade fortemente negativo ao longo de anos sucessivos sugere, a rigor, duas possibilidades:

- i. São empresas que atravessam por problemas de sustentabilidade econômico-financeira, com dificuldade de realizar investimentos, rolar endividamento e propensas a deteriorações nos indicadores de qualidade; ou
- ii. São empresas que, pelos fracos resultados, correm risco de cair no grupo anterior.

Com base no exposto, a sugestão do GESEL-UFRJ é alterar as diretrizes quanto à sustentabilidade econômico-financeira, com a finalidade de instruir a ANEEL a proceder com uma alteração do nível tarifário *ex-post*, isto é, após a apuração dos demonstrativos financeiros regulatórios das concessionárias de distribuição, a fim de compensar resultados que discrepem de forma pronunciada e recorrente da rentabilidade regulatória.

Isto deve ser realizado sem prejuízo à regulação por incentivo, por exemplo, pelo estabelecimento de uma banda para o Indicador de Rentabilidade que exponha as distribuidoras ao risco de resultados fracos e ofereça às concessionárias eficientes a possibilidade de auferirem uma rentabilidade mais elevada, ao mesmo tempo em que garanta a realização de ajuste do nível tarifário de modo a compensar rentabilidades muito ruins ou excepcionalmente boas.

4. Conclusão

O modelo de regulação do segmento das concessões de distribuição de energia elétrica adotados no Brasil desde meados da década de 1990 quando foi iniciado o processo de liberação do SEB, adota como metodologia a regulação por incentivo. Trata-se de uma metodologia adotada em inúmeros países. Ela busca acima de tudo trazer benefícios econômicos e sociais vinculados ao interesse público mais geral. E a regulação se faz necessária por se tratar de uma estrutura de mercado do tipo monopólio natural, onde o contrato de concessão é dado para uma única empresa.

Passados cerca de 30 anos, chegou o momento de renovar os contratos de 20 contratos que representam cerca de 60% do mercado de distribuição do Brasil. Trata-se assim de um momento importante e sensível, dada a importância crescente da distribuição da energia elétrica a toda a sociedade brasileira.

O Ministério de Minas e Energia publicou Nota Técnica, vinculada à Consulta Pública com o objetivo de receber subsídios para nortear a formatação do novo contrato de concessão que irá vigorar por 30 anos.

Trata-se de um documento muito consistente e bem fundamentado que considera a regulação por incentivos como um importante instrumento de política pública que tem potencial de garantir que o interesse público seja atendido. Esta posição é reforçada na medida que propõem como um dos critérios de avaliação para pedidos de prorrogação o desempenho dos indicadores de qualidade no fornecimento dos serviços e o desempenho econômico-financeiro. Por outro lado, a NT abre a possibilidade de que desequilíbrios em relação a estes indicadores possam ser ajustados através de planos de ação a ser examinado pelo poder concedente, o que reforça a posição de que a regulação por incentivos foi eficiente.

Um ponto duplamente discordante da NT é a proposta de capturar excedente econômico dos atuais contratos para permitir a prorrogação das concessões. Primeiro porque está proposta vai contra ao princípio da regulação por incentivos, na medida que os ganhos de eficiência são capturados a cada revisão tarifária periódica. E segundo pela fórmula proposta.

O GESEL-UFRJ a partir deste enquadramento analítico geral, elaborou três contribuições à Consulta Pública, reproduzidas integralmente neste documento, buscando na primeira contribuição verificar o estado das artes das experiências internacionais, constatando que não há um modelo, mas sim o princípio de que deve prevalecer o interesse público que traga benefícios econômicos e sociais. Na segunda contribuição o foco analítico foi calcular se o interesse público prevaleceu nos indicadores de qualidade dos serviços e equilíbrio financeiro, constatando-se que a regulação por incentivos conseguiu trazer benefícios para os consumidores. Por fim, foi realizada uma análise quantitativa, com dados primários da ANEEL, sobre o excedente econômico utilizando uma fórmula mais qualificada do que a proposta na NT. O resultado foi que a dispersão é muito grande, prevalecendo resultados negativos, de tal forma que, muitas concessionárias teriam que receber repasses econômicos e uma minoria teria que pagar, o que configuraria uma situação assimétrica com contornos políticos muito sensíveis.

Em suma, a regulação por incentivos é um instrumento eficiente de política pública que tem contribuído para a estabilidade deste segmento do mercado, sendo assim correta e qualificada a proposta de manter esta política a fim de que os investimentos necessários sejam realizados.

Bibliografia

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras, volumes de 1 a 18. Brasília, ANEEL, 2023 e outras datas. Disponíveis em:

<https://biblioteca.ANEEL.gov.br/Resultado/Listar?guid=1690135363823>.

Castro, N.; Brandão, R.; *et al.* Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição de energia elétrica. Rio de Janeiro, 2018.

Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/07/livro_indicadores_com_capa.pdf.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-76-3

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240