
**Contribuição à Consulta Pública sobre Proposta de Diretrizes para
Tratamento das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica
com Vencimento entre 2025 e 2031**

Consulta Pública MME nº 152/2023

FGV CERI

24 de julho de 2023

Sumário

1. Introdução	3
2. Importância da abertura de consulta pública para discutir o tratamento às concessões de distribuição vincendas	3
3. Oportunidade de novos avanços para harmonização de regras e critérios de renovação das concessões no setor elétrico, bem como no fortalecimento do processo de discussão pública de normas regulamentares (Decretos)	4
4. Comentários e/ou contribuições específicas sobre as diretrizes propostas na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE/MME	9
4.1 Alternativas para as concessões de distribuição vincendas (renovação versus licitação)	9
4.1.1 Dos Riscos de Licitar	13
4.1.2. A experiência de Portugal na Licitação das Concessões de Distribuição de Baixa Tensão	15
4.2 Investigação acerca de eventual excedente econômico e contrapartidas sociais em eficiência energética	17
4.3 Diretriz geral e Critérios de elegibilidade para prorrogação (Condições mínimas)	26
4.4 Diretrizes para o novo contrato de concessão	28
4.4.1 Separação de fio e energia	30
4.4.2 Abertura do mercado de eletricidade	32
4.4.3 Compartilhamento de dados de consumidores e a proposta de Open Energy	34
4.5 Detalhamento do conjunto de diretrizes para tratamento das concessões vincendas	39
Apêndice à Contribuição Independente do FGV CERI para a CP nº 152/2023-MME ..	44

1. Introdução

O presente documento representa **contribuição independente** do FGV CERI para a Consulta Pública nº 152/2023, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia por meio da Portaria nº 737/GM/MME, com período de contribuições de **23/06 a 24/07/2023**, visando obter subsídios referentes à “proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 e 2031”, consubstanciada na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE.

2. Importância da abertura de consulta pública para discutir o tratamento às concessões de distribuição vincendas

Inicialmente, cabe reconhecer e aplaudir a iniciativa do Ministério de Minas e Energia na instauração da presente consulta pública para subsidiar a discussão quanto ao futuro das concessões de distribuição de energia elétrica com termo final a partir de 2025.

A importância desse processo participativo de construção de ato regulamentar, na forma final de Decreto (a partir de diretrizes ora submetidas a escrutínio), é tanto maior quando se considera:

- (i) que ele dá sequência à normatização de diretrizes para a licitação ou renovação de contratos no segmento de transmissão com vencimento no mesmo horizonte, por meio do Decreto nº 11.314, de 28/12/2022¹, o qual foi precedido pela CP nº 136/2022-MME;
- (ii) o significado simbólico de renovação do efetivo comprometimento da nova gestão do Ministério de Minas e Energia com os “princípios de atuação governamental no setor elétrico” de que trata a Portaria MME nº 86/2018, em especial os de transparência, previsibilidade e participação pública nos atos normativos;
- (iii) a traumática experiência da prorrogação de concessões sob a égide da Medida Provisória nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783/2013), incluindo a edição, entre outros atos regulamentares, do Decreto nº 8.461/2015 (específico para o segmento de distribuição), no âmbito de processos sem nenhuma transparência e desprovidos de qualquer diálogo e participação dos agentes envolvidos ou afetados, marcados ainda pela improvisação e pelos arranjos de última hora²;
- (iv) a qualidade e profundidade das avaliações e fundamentações³ das “propostas de diretrizes para tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com

¹ Regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência, nos termos do disposto no inciso I do caput do art. 35 da Lei nº 8.987/1995, no art. 4º da Lei nº 9.074/1995, e nos art. 6º e art. 8º da Lei nº 12.783/2013.

² Vide *Concessões no Setor Elétrico Brasileiro – Evolução e Perspectivas*. Ed. Synergia, 2022, pgs. XIV (prefácio), 4 e 5 (Livro/Projeto de P&D elaborado pela FGV em parceria com a EDP).

³ Merece registro a consciência quanto aos papéis e limites de atuação em processos de regulamentação e regulação, refletida na seguinte passagem: “[...] é preciso observar a divisão de papéis entre as instituições do setor, de modo que o MME, em seu papel de Poder Concedente, deve fornecer diretrizes para a ANEEL elaborar os novos contratos de concessão de distribuição, sem um nível demasiadamente detalhado que possa limitar o trabalho da Agência, mas sem ser tão genérico a ponto de as diretrizes não serem diretamente aplicáveis. Da mesma maneira, as diretrizes do Poder Concedente devem se preocupar em estabelecer a política pública, não adentrando em questões regulatórias”.

vencimentos entre 2025 e 2031” constantes da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, em atendimento à determinação emanada do Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário⁴.

3. Oportunidade de novos avanços para harmonização de regras e critérios de renovação das concessões no setor elétrico, bem como no fortalecimento do processo de discussão pública de normas regulamentares (Decretos)

A despeito do aplauso à iniciativa do MME na abertura desta CP, voltamos a chamar a atenção para a oportunidade de aprimoramentos nesse processo, com vistas a:

- (i) assegurar a necessária homogeneização e coesão das regras de renovação ou licitação das concessões de energia elétrica, atentando para os demais segmentos da indústria (transmissão e geração) e contribuindo para criar um verdadeiro sistema de gestão de outorgas no setor elétrico; e
- (ii) ampliar e fortalecer o processo de discussão pública de ato regulamentar, em matéria que não demande coautoria com outro órgão, a partir da submissão de projeto de decreto (e não apenas de diretrizes para a sua elaboração), consagrando práticas adotadas em diversos Ministérios (MAPA, MMA, MJSP, MDR e o próprio MME), em homenagem aos princípios da segurança jurídica e da adequada governança regulatória.

A “harmonização de regras e requisitos entre os segmentos de G/T/D” não se confunde, como erroneamente entendido na análise de nossas contribuições à CP 136/2022 (diretrizes para tratamento às concessões de transmissão vincendas), com o estabelecimento de condições regulatórias e/ou contratuais que prejudiquem ou não resguardem as especificidades e características de cada segmento⁵.

Ao contrário, deseja-se assegurar que os procedimentos, critérios e requisitos comuns a esses diferentes serviços, conforme definido pelo legislador, sejam rigorosamente observados no nível infralegal/regulamentar, a bem da uniformidade, coerência⁶ e coesão

⁴ “9.5.1 Com base no art. 4º, § 4º, da Lei 9.074/1995, adote as providências para definição, com antecedência mínima de três anos do termo final dos contratos de concessões de distribuição de energia elétrica, prorrogáveis ou não, as diretrizes, regras e regulamentos necessários a dar transparência e previsibilidade ao processo de delegação das concessões de distribuição não alcançadas pelo art. 7º da Lei 12.783/2013”.

⁵ “11.1 A contribuição da FGV/CERI sugere a realização de uma segunda etapa de consulta pública, na qual sejam discutidas diretrizes e condições complementares para tratamento às concessões vincendas de transmissão, sob a forma de minuta do ato regulamentar de interesse geral (Decreto), acompanhado da devida fundamentação e da análise de impacto regulatório, em observância aos ditames da legislação federal. A instituição também defende a realização simultânea de consultas públicas contemplando propostas – na forma de anteprojeto de Decreto – de tratamento às concessões vincendas dos três segmentos - geração, transmissão e distribuição, de modo a contribuir para a harmonização de regras e requisitos regulatórios.

11.2 No que se refere a harmonização de regras e requisitos entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição, convém ressaltar que existem especificidades em cada segmento, de modo que um tratamento uniforme tende a não trazer benefícios. É nesse sentido, por exemplo, que aponta a contribuição da EDP Energias do Brasil [...]”. (Nota Técnica nº 25/2022-SE/MME)

⁶ Chama a atenção, por exemplo, a falta de uniformidade e coerência entre os atos de **formalização de contratos de concessão e seus aditivos**, que ora são firmados pela ANEEL (em sua grande maioria), ora pelo MME. Cabe sublinhar que até o advento da Lei nº 10.848/2004 a ANEEL detinha a competência legal para “celebrar e gerir os contratos de concessão” (cf. redação original do art. 3º, inciso IV, da Lei nº 9.427/1996). Mesmo após a alteração redacional promovida em 2004, a competência do Poder Concedente para a celebração de contratos de

do sistema de gestão de outorgas, sem dar espaço para tratamentos injustificadamente diferenciados, por falta de cotejamento adequado ou de inoportuna/incabível discricionariedade, os quais acabam gerando disfuncionalidades na forma de indesejáveis “colchas de retalho”, dentro, inclusive, de um mesmo regime regulatório.

Nesse sentido, vale resgatar algumas reflexões trazidas por este FGV CERI no âmbito da CP 136/2022 (transmissão), “in verbis”:

“Como destacado [...], ‘a uniformização das regras aplicáveis às concessões do setor elétrico será o grande desafio do debate sobre a renovação de 129 outorgas de geração, transmissão e distribuição que vencerão nos próximos dez anos. É o que mostra estudo feito pela Fundação Getúlio Vargas, que mapeou a multiplicidade de leis e de regimes regulatórios criados no país a partir da década de 1990, em projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da EDP Energias do Brasil’.

[...]

No entanto, a opção por submeter à discussão pública propostas de diretrizes para tratamento apenas às concessões de transmissão com vencimento a partir de 2025 – isoladamente, ou seja, sem uma visão de conjunto em relação aos demais segmentos da indústria de energia elétrica (G e D) – já contribui, a nosso ver, para a perda da primeira grande oportunidade na busca de uniformizar condições e assegurar a necessária coerência entre critérios de renovação e/ou licitação de outorgas no setor elétrico.

[...]

Ademais, cabe aproveitar o valioso e oportuno acervo de informações pormenorizadas e sistematizadas sobre as concessões de energia elétrica e o complexo emaranhado de regimes regulatórios aplicáveis aos seus diferentes segmentos, que se acha consolidado na mencionada obra/projeto de P&D [...]. Veja-se, a propósito, a seguinte passagem:

“[...] os capítulos e as seções do livro se equilibram harmonicamente entre enquadramentos de afastamento ou de aproximação, sem perder qualidade e/ou foco, como no mecanismo de zoom, de modo a oferecer ao leitor a necessária visão panorâmica, mostrando a “floresta”, bem como o imprescindível “close”, para conformar diferentes “árvores” de interesse da pesquisa.

[...]

Esse conjunto de informações e análises, ‘per se’, já constitui contribuição concreta deste projeto a um debate estruturado sobre o término das concessões do setor elétrico – especialmente no horizonte de 2025 a 2032 – e as alternativas para orientar decisões governamentais (tempestivas e refletidas) quanto ao seu futuro”.

A título de ilustração, antecipamos algumas aparentes contradições ou omissões relevantes, já observadas na simples comparação das diretrizes presentemente propostas (para tratamento às concessões de distribuição vincendas) com as estabelecidas no Decreto 11.314/22 (transmissão), assim como em relação a outros diplomas legais ou regulamentares aplicáveis ao tema.

A nosso ver, carece de exame mais aprofundado, notadamente quanto à viabilidade jurídica, a proposição concernente à “antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões”, nos termos dos itens 4.3.0.17, 4.5.4 e 4.7.1 (inciso XXII) da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE.

concessão, entre outras atribuições, foi **delegada à ANEEL**, por meio dos **Decretos nº 4.932/2003 e 4.970/2004**, estando atualmente prevista no Decreto nº 10.272/2020.

Na realidade, parece haver uso indistinto de enunciados e conceitos, com diferentes consequências. O título fala em “antecipação dos efeitos da prorrogação⁷”, enquanto o respectivo parágrafo refere-se a “antecipar a decisão sobre a prorrogação⁸”. **Os problemas residiriam na inexistência de autorização legal (expressa e válida) para prorrogação antecipada das concessões em tela**, bem como na imposição, ao concessionário que tenha interesse em antecipar a decisão do poder concedente pela prorrogação (teoricamente todos)⁹, do cumprimento (no período final de sua concessão, desde a assinatura do aditivo contratual correspondente) de novos requisitos de prestação do serviço e de obrigações complementares de contrapartidas de investimentos em eficiência energética e modernização das redes, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorreria apenas a partir do seu termo final^{10,11}.

Por outro lado, a bem da uniformidade e precisão da terminologia, de modo a não gerar dúvida quanto ao critério de indenização de ativos não amortizados (nos casos em que a concessão de distribuição não for prorrogada), **sugere-se o uso da locução “com base**

⁷ No caso da antecipação dos efeitos, as novas condições e o novo prazo da outorga passam a vigorar a partir da assinatura do aditivo contratual, independentemente da data de vencimento do contrato original. Isso exige autorização legal expressa, como ocorreu com as concessões de G/T/D prorrogadas a teor do disposto no art. 12 da Lei 12.783/2013, o qual, em nosso entender, não se aplica às outorgas de distribuição vincendas no horizonte 2025 a 2031, porquanto o art. 7º da referida lei se restringe às concessões alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074/1995.

⁸ Não se vislumbra, em princípio, óbice a antecipar a decisão quanto à prorrogação de concessões no setor elétrico, na medida em que a legislação de regência e os próprios contratos dispõem que o requerimento de prorrogação pode ser feito pelo concessionário até 36 meses antes do advento do termo final, devendo o Poder Concedente decidir sobre o pedido até 18 meses do término da vigência contratual. Assim, mesmo na hipótese de o pleito de prorrogação ser apresentado no último dia do prazo (36º mês antes do termo final), pode o Poder Concedente tomar a sua decisão com antecedência em relação ao limite máximo de 18 meses. **Na hipótese aqui aventada, as novas condições exigidas para a renovação contratual entrariam em vigor no dia seguinte ao do término desse instrumento.**

⁹ Qual seria a razoabilidade, por exemplo, para uma distribuidora com contrato vigente até 2030 ou 2031 (que não contempla indicadores de eficiência quanto à qualidade e à sustentabilidade econômico-financeira, nem estabelece obrigações de investimentos em eficiência energética e modernização de redes, cujo descumprimento sujeitaria a outorga à declaração de caducidade) solicitar a antecipação da decisão do Poder Concedente sobre a prorrogação de sua concessão, sabendo que teria que assinar um termo aditivo para se obrigar, desde já, a pesados encargos que somente lhe seriam exigidos, como condição para a renovação, 5, 6, 7 ou 8 anos à frente?

¹⁰ Isso não poderia abrir espaço para **tratamento casuístico** a concessões com vencimento mais próximo, inclusive àquelas com contratos foram repactuados em 2017 e já contemplam indicadores de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira, por adesão ao modelo adotado na prorrogação de 2015 das distribuidoras (Light e Enel RJ)? Não se estaria também oportunizando reivindicações de concessionárias no sentido de obter **compensações** pela antecipação de efeitos das novas disposições contratuais, a exemplo de **revisão tarifária antecipada** ou de aplicação de **taxa de desconto** sobre o montante de recursos em contrapartidas sociais pela prorrogação das outorgas (tanto maior quanto mais distante o termo contratual)?

¹¹ Importante lembrar, no entanto, que as revisões extraordinárias de tarifas no âmbito da renovação das concessões de distribuição e transmissão abrangidas pela Lei 12.783/2013 tiveram autorização legal expressa (art. 13, §§ 1º e 2º). Cabe recordar também recente declaração do Diretor-Geral da ANEEL de que “na nossa ótica, a tarifa da Light está equilibrada”, porquanto “as mudanças necessárias foram conduzidas na revisão extraordinária feita em 2022”.

na **metodologia de valor novo de reposição (VNR)**^{12,13}, em lugar de “com base na **metodologia vigente de apuração de BRR**” (item 4.3.1.1 da NT 14/2023), dado que essa primeira consta expressamente dos contratos de concessão de distribuição prorrogados ou repactuados a partir de 2015¹⁴, bem como foi referendada pelo art. 6º, parágrafo único, do recente Decreto nº 11.314/2022 (diretrizes para licitação ou renovação de concessões de transmissão)¹⁵.

Já como exemplos de possível lapso e/ou oportunidade de preenchimento de lacuna regulamentar, fazemos referência a diretrizes ou critérios complementares (a serem eventualmente incluídas na norma resultante da presente CP) para a licitação de concessões de distribuição, caso não prorrogadas, as quais são, em alguma medida, disciplinadas no Decreto nº 11.314/2022 (transmissão).

Com efeito, é fundamental (i) definir, de forma expressa, o critério de julgamento da licitação¹⁶, bem como se¹⁷ e em que condições a antiga concessionária poderá participar do certame; e, sobretudo, (ii) estabelecer prescrições para o período de transição necessário à transferência dos ativos e assunção do serviço concedido, o qual, relativamente ao segmento de distribuição de energia elétrica, segundo sustentado na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE/MME, encerra maiores riscos de descontinuidade e/ou inadequação na sua prestação.

¹² A respeito do critério de indenização pelo Valor Novo de Reposição, assim comenta o Projeto de P&D da FGV em parceria com a EDP:

“É comum os contratos de concessão apenas repetirem a disposição principiológica contida no artigo 36 da Lei nº 8.987/1995 (Lei Geral de Concessões), no sentido de que o concessionário faz jus à indenização por investimentos em bens reversíveis não amortizados ou depreciados. Os contratos de concessão normalmente não detalham a metodologia aplicável para cálculo do valor devido. A Lei nº 12.783/2013 procurou suprir a lacuna ao consagrar o critério do Valor Novo de Reposição (“VNR”), embora às custas da previsibilidade e sem constituir regra geral”.

¹³ Confira-se o disposto no art. 8º, §2º, da Lei nº 12.783/2013, “verbis”:

*“Art. 8º As concessões de **geração, transmissão e distribuição** de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos. [...]”*

***§ 2º** O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a **metodologia de valor novo de reposição**, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente”*

¹⁴ Incluindo os da Light e Enel RJ, com vencimento em 2026, que aderiram ao modelo contratual adotado na renovação das concessões de 33 distribuidoras em 2015. Tal modelo também foi utilizado na prorrogação da concessão da Celtins (em 2019), bem como nos novos contratos decorrentes das privatizações das distribuidoras então controladas pela Eletrobras.

¹⁵ Decreto 11.314/2022: “Art. 6º A indenização pelos ativos ainda não amortizados a serem transferidos para a nova concessão será paga pela vencedora do certame à antiga concessionária, como condição para a assinatura do novo contrato, nos termos do edital de licitação.

*Parágrafo único. O valor da indenização será estabelecido conforme regulação da Aneel, observado o disposto no § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, e no **§ 2º e no § 4º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013**”.*

¹⁶ Possivelmente “o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado”, a que se refere o inciso I do art. 15 da Lei nº 8.987/1995.

¹⁷ No caso da distribuição de energia elétrica, aparentemente não faz sentido admitir a participação da concessionária incumbente, dado que: (i) esta não atendeu aos critérios de elegibilidade para a renovação; (ii) não teve plano de recuperação e correção de falhas e transgressões aprovado pela ANEEL; ou (iii) não houve troca de controle acionário homologado pelo MME.

Quanto à oportunidade de **fortalecimento do processo de discussão pública de normas regulamentares**, além de renovar as considerações e sugestões constantes da Seção 4 de nossa contribuição à CP 136/2022-MME (diretrizes para transmissão) – das quais transcrevemos os excertos a seguir –, cabe acrescer o fato de que, no presente procedimento, apresentam-se indiscutivelmente temas em estágio algo embrionário de investigação ou com espectro conceitual muito aberto¹⁸, mais semelhantes ao instituto da Tomada de Subsídios, que normalmente precedem Consultas Públicas.

*“Reiteramos contribuições anteriores a esse Ministério (no âmbito das CPs nº 126/2022 e nº 134/2022) para insistir na sugestão quanto à **continuidade da realização de consultas públicas antes da emissão de regulamentos (Decretos) sobre matérias de competência do MME**, a exemplo das alterações promovidas pelo Decreto nº 9.406/2018 (regulamentação do Código de Mineração, a qual foi precedida pela AP nº 44/2018) e das propostas de alteração do Decreto nº 6.353/2008 (regulamentação da contratação de energia de reserva), discutidas no âmbito da CP nº 61/2018 e que não foram adiante, em face dos subsídios recebidos no referido procedimento.*

[...]

*Como já dissemos em outras oportunidades, **“audiências e consultas públicas não são encargos, mas sim oportunidades de melhoria do processo de tomada de decisão e de edição das normas da Administração, promovendo engajamento e contribuindo para a transparência”**.*

[...]

*Em outras palavras, a partir das contribuições recebidas nesta CP nº 136/2022 (que poderia ser considerada como uma “Tomada de Subsídios”), o MME consolidaria as diretrizes, os critérios e as condições para tratamento às **concessões vincendas de transmissão** em uma **proposta de Decreto**, a qual, segundo as práticas adotadas em diversos Ministérios (MAPA, MMA, MJSP, MDR e o próprio MME), quando a matéria não demandar a coautoria por outro órgão e/ou com base em procedimento especial expressamente delegado por ato do Presidente da República, seria discutida em uma **segunda etapa** da mesma CP”.*

Evidentemente que, ao se recomendar a realização de uma segunda etapa para esta CP 152/2023, em torno de um anteprojeto de Decreto contendo propostas de diretrizes para tratamento às concessões de distribuição vincendas, não se desconhece o sentido de urgência dessa regulamentação vis-à-vis as determinações do Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário e a circunstância de o termo final do contrato de concessão da EDP ES (que inaugura a série) ocorrer em julho/2025 (daqui a dois anos).

Uma solução equilibrada para referido dilema seria adotar um procedimento mais célere nessa eventual segunda etapa da CP. Destaca-se que, para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026, propõe o MME a **flexibilização de prazos** quanto ao rito processual, “desde que a empresa se manifeste quanto ao aceite das condições finais de prorrogação em até 30 dias após a ANEEL publicar a versão final do contrato de concessão e as contrapartidas” (item 4.6.6 da Nota Técnica nº 14/2023).

¹⁸ Existência de possível excedente econômico e sua transferência para o consumidor; contrapartidas sociais em eficiência energética; compartilhamento de resultados de pagamento por eventual alienação de controle societário; tratamento e disponibilização dedados do consumidor em face do “inevitável processo da abertura de mercado”; possibilidade da adoção de critérios adicionais de elegibilidade, etc.

4. Comentários e/ou contribuições específicas sobre as diretrizes propostas na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE/MME

4.1 Alternativas para as concessões de distribuição vincendas (renovação versus licitação)

De forma pragmática, à luz do permissivo legal de que trata o § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995 (c/c art. 27 da mesma lei), dentro do “espaço de discricionariedade administrativa, a ser exercida a partir de um juízo de conveniência e oportunidade”, **o MME considera, “do ponto de vista técnico, [...] recomendável facultar a prorrogação [...] das concessões de distribuição que chegam a termo entre 2025 e 2031 [...], outorgadas a partir de processos de desestatização”,** em face de peculiaridades desse segmento. As razões para tal preferência decorrem de uma sequência de argumentos:

1. Embora entenda que “em se tratando de serviços públicos em geral, [...] a opção preferencial deva ser pela licitação, uma vez que abre espaço para a competição entre agentes interessados em assumir a concessão vincenda, possibilitando a extração de eventual excedente econômico”, aduz que, no caso da distribuição de energia elétrica, “o raciocínio deve considerar outros elementos”.
2. Nesse sentido, ressalta que, por afetarem as concessões de distribuição grandes áreas contíguas, “a inadequação na prestação de serviço por um novo concessionário, a ser escolhido mediante licitação, ou durante a transição entre concessionários, pode ter um impacto adverso concentrado sobre uma Unidade da Federação (ou sub-região dessa Unidade), inclusive com reflexos adversos para o Pacto Federativo”. Avalia, também, que, nos demais segmentos da cadeia de energia elétrica (geração e transmissão), tais impactos poderiam ser mitigados.
3. Pontua, ainda, “o fato de o segmento de distribuição requerer a realização de investimentos em sua área de concessão de maneira recorrente, além de ser mais intensiva em mão de obra em relação aos outros segmentos”. Ademais, de maneira ambígua em relação a pressupostos, assevera que “as revisões tarifárias periódicas revelariam eventuais excedentes econômicos tal qual um processo licitatório, mas com menores riscos à qualidade do serviço”.

Como sublinhado na obra sobre Concessões no Setor Elétrico Brasileiro (Ed. Synergia, 2022, p. 12), “os dilemas enfrentados reiteradamente pelo Poder Concedente não produziram clareza no trato da matéria e tampouco favoreceram a consolidação de procedimentos previsíveis para avaliação e realização de licitação ou de eventual cabimento de renovação.

Destaca-se que os dilemas entre renovar e (re)licitar concessões de serviço público não são exclusividade brasileira, como atesta a experiência internacional, sobretudo de países europeus e latino-americanos”.

Em seu Capítulo 8, são apresentadas, de forma exaustiva, diferentes perspectivas para orientar a escolha entre (re)licitar ou prorrogar/renovar concessões, “à luz das circunstâncias da execução do contrato, da natureza do vínculo contratual (derivado ou não de contestabilidade pública em sua origem, com ou sem onerosidade), do interesse público e da existência de robusta justificativa”.

No ponto, atentando para as outorgas de distribuição (vincendas) decorrentes de privatização, vale conferir os seguintes trechos, “verbis”:

*“A expressão ‘sempre através de licitação’, inserida na parte final do caput do artigo 175 da Constituição Federal, precisa ser bem compreendida. A ressalva deixa pouca dúvida sobre a necessidade de licitação para outorga de **novas concessões** ou permissões a agentes privados ou estatais. Quanto à prorrogação de **outorgas existentes, sem licitação**, não há consenso na doutrina, havendo diferentes correntes de interpretação¹⁹”.*

*“Cumpra ressaltar que, diferentemente do quadro anterior à edição da Medida Provisória nº 579/2012, que tratou com exclusividade da renovação de concessões de G/T/D **existentes** (em operação ou com obras atrasadas) na data da promulgação da Lei nº 9.074/1995 e que venciam a partir de 2015, o momento atual traz à lume dois novos grupos de concessões de serviços de energia elétrica, que emergiram da Constituição Federal de 1988 (CF/1988) e da reestruturação setorial de 1995: as **contratadas mediante licitação da outorga** e as **novas concessões associadas à privatização de concessionárias**, cuja possibilidade de prorrogação tem reconhecido respaldo constitucional, legal e contratual”.*

Ainda segundo o referido estudo/projeto desenvolvido no âmbito de projeto de P&D,

“Renovações de outorga que perpetuem o status quo podem reduzir o espaço para inovações e aprimoramentos ao longo do contrato, comprometendo a estrutura de incentivos que resulte em alocações mais eficientes de recursos, com melhorias na provisão dos serviços. O término das concessões é momento ideal para rever a matriz de alocação de riscos e a estrutura de incentivos face aos objetivos, riscos e desafios futuros percebidos. Por outro lado, a perspectiva de licitação frequente em período curto ou insuficiente para amortização e remuneração de ciclo de investimentos mínimos, bem como a revisão reiterada da matriz de riscos do contrato, pode comprometer os incentivos à eficiência econômica e alocativa e a própria sustentabilidade da outorga”.

Essas reflexões evidenciam a importância de conferir clareza no tratamento ao conjunto de concessões de distribuição vincendas (outorgadas a partir de leilões de desestatização). Tal postura permite consolidar um sistema harmônico de regras e procedimentos previsíveis, no qual o Poder Concedente cumpre seu papel de orientar decisões futuras e bem administrar o dilema entre licitar e renovar concessões sob diferentes regimes regulatórios no setor elétrico.

Assim, para não extrapolar limites interpretativos – dando azo à oportunística tese de defesa de concessões “eternas” no segmento de distribuição –, convém, no ponto, examinar a presente **recomendação do MME de facultar a renovação de outorgas vincendas**, quanto: (i) ao arcabouço legal-normativo vigente e (ii) à dinâmica da prestação de serviços públicos de rede (incluindo outros setores de infraestrutura), com as profundas transformações decorrentes da inovação tecnológica e impostas pela transição energética.

Acertadamente, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE respalda a sua proposta no **art. 4º, § 3º, da Lei nº 9.074/1995 (c/c art. 27 da mesma lei)**, a qual, para concessões contratadas a partir de sua vigência (caso das outorgas de distribuição vincendas, resultantes de processos de desestatização), tem natureza de norma regulamentadora

¹⁹ Para aprofundamento acerca da interpretação do art. 175 da CF/1988 pode-se consultar LOUREIRO, G. K. (2020), LANDAU, E. (2011), SOUTO, M. J. V. (2011) e BATISTA, R. (2009).

do art. 175 (parágrafo único) da Constituição Federal, que exige a licitação como requisito para a prestação de serviços públicos.

Assim, além de expressamente prevista nos contratos de concessão oriundos da privatização e no art. 4º, §3º da Lei 9.074/1995, **tem indiscutível respaldo constitucional a decisão de prorrogar as concessões de distribuição vincendas** – as quais foram licitadas e contratadas a partir dessa lei – por “no máximo igual período, a critério do Poder Concedente”.

Isso não ocorre com as concessões de distribuição alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074/1995, as quais foram sucessivamente prorrogadas em 1995 e 2015, por 20 e 30 anos, sem licitação. Sobre tais renovações, pende o risco de arguição de inconstitucionalidade, como apontado por BATISTA (2009)²⁰ e pelas áreas técnicas do Tribunal de Contas da União, no âmbito do TC 003.379/2015-9, que deu origem ao Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário²¹.

Particularmente em relação às concessões de distribuição abrangidas pelo art. 22 da Lei nº 9.074/1995 (c/c arts. 7º e 8º da Lei nº 12.783/2013), os Decretos nº 8.461/2015 (art. 5º) e nº 9.192/2017 (art. 5º) contemplaram diretrizes para a licitação das outorgas que não fossem prorrogadas ou das que não lograssem êxito em licitação “associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município”. Essas diretrizes são subsídios importantes para o presente processo de regulamentação do tratamento às concessões de distribuição vincendas, nos casos em que não haja prorrogação.

De todo o modo, no âmbito do setor elétrico, incluindo o segmento de distribuição, independentemente do regime regulatório aplicável (concessões licitadas ou não), o arcabouço legal vigente não admite outra renovação de prazo das outorgas, porquanto já estará cumprido o período máximo de prorrogação definido pelo legislador²², quando for o caso.

²⁰ “Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico sem licitação: verdades, meias verdades e pontos para reflexão”. Direito da Energia Elétrica no Brasil. Ed. UnB.

²¹ “Para a SeinfraEnergia, o modelo de prorrogação proposto era inconstitucional, porque violava o art. 175, da CF/88. O poder concedente não teria caracterizado, por meio de estudos técnicos, a situação excepcional justificadora da prorrogação. Também não restou demonstrada a vantagem da prorrogação, em relação à alternativa de relicitação de todos ou alguns contratos de concessão. De outro lado, o modelo de prorrogação proposto violava a Lei nº 8.987/1995 e a Lei nº 12.783/2013, na medida em que teria caráter gratuito. A definição de novas metas de qualidade e de gestão econômico-financeira para as atuais concessionárias não caracterizava a onerosidade da prorrogação. A prestação de serviço público adequado, segundo os parâmetros estabelecidos pelo poder concedente, constitui a obrigação básica de toda e qualquer concessionária. Tampouco havia previsão de novos investimentos por parte das atuais concessionárias para o cumprimento das metas impostas. O caráter generalizado da prorrogação abrangeria indistintamente as concessionárias que não vinham prestando serviço adequado aos usuários. A sanção de caducidade não constituía mecanismo eficaz para garantir o cumprimento das novas metas de qualidade definidas pela ANEEL”. (Concessões no Setor Elétrico Brasileiro – Evolução e Perspectivas. Ed. Sinergia, 2022, p. 260)

²² Nos termos dos arts. 4º (§§2º e 3º) e 27 da Lei nº 9.074/1995; dos arts. 1º, 6º e 7º da Lei nº 12.783/2013; e dos arts. 2º e 4º (§1º) da Lei nº 14.182/2021 (desestatização da Eletrobras). No caso das UHEs da Eletrobras, os contratos de concessão firmados não admitem prorrogação de prazo.

Vale dizer que, proximamente ao termo final dos contratos (já prorrogados²³ ou que venham a sê-lo²⁴), as correspondentes concessões serão necessariamente objeto de licitação, sendo despiciendas as discussões sobre discricionariedade do Poder Concedente para promover a sua renovação, inclusive quanto ao argumento de se evitar custos de transação e riscos ao consumidor em função de eventual comprometimento da continuidade do serviço. Até lá, há muito tempo para se planejar, em detalhe, essa operação, incluindo a definição de cronogramas que possa prevenir a indesejada concentração de ativos a serem licitados.

Assim, na perspectiva da sistematização de regimes regulatórios aplicáveis às concessões do setor elétrico, com vistas a assegurar a homogeneização de regras e condições para a sua renovação ou licitação (respeitadas as especificidades de cada segmento, quando for o caso), **consideramos oportuno que a presente regulamentação, com a devida antecipação e previsibilidade, já sinalize (em diretriz específica) a realização, quando do termo final das correspondentes outorgas, de licitações de concessões de distribuição alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074/1995, bem como pelo art. 4º, §3º (c/c art. 27), da mesma Lei.**

Em linha com o praticado nas últimas três décadas – ao que se chamou de “passado de improvisação e arranjos de última hora”²⁵ –, haverá naturalmente quem defenda a estratégia de postergar a discussão, relegando ao futuro o tratamento desses assuntos nos anos 2040. Poderia contribuir para tal postura a expectativa de uma nova alteração na legislação que venha a, talvez de modo casuísta, permitir nova(s) prorrogações de concessões no setor elétrico, em especial no segmento de distribuição.

Tal hipótese representaria a 3ª prorrogação, sem licitação, de concessões abrangidas pelo art. 22 da Lei nº 9.074/1995, totalizando 80 anos de prazo adicional, sem considerar que algumas delas já contavam, à época da edição dessa lei, com até 85 anos de outorga para a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

Tal atitude estaria em flagrante conflito, vale repetir, com a posição da área técnica do TCU, quando da apreciação do último processo de renovação das concessões de distribuição de energia elétrica, em 2015. À época, a manifestação foi pela inconstitucionalidade do art. 7º da Lei nº 12.783/2013 e pela necessidade inafastável de realização de novas licitações.

Cabe também anotar, relativamente às outorgas resultantes de leilões de privatização, a exemplo desse conjunto de concessões de distribuição vincendas, que há entendimento doutrinário²⁶ – ainda que não dominante – no sentido de que “o requisito básico da outorga, segundo o art. 175 da CF/88, é indiscutivelmente a licitação, ou seja, deve ser disputado o acesso à concessão de serviço público; porém, não necessariamente ‘redisputado’”. De acordo com essa corrente interpretativa, seria constitucionalmente admissível mais de uma prorrogação de prazo da outorga que tenha sido licitada.

²³ 33 concessões com vencimento entre 2045 e 2051.

²⁴ 20 contratos com termo final entre 2025 e 2031.

²⁵ “Concessões no Setor Elétrico Brasileiro – Evolução e Perspectivas”. Ed Synergia, 2022, p. XIV (prefácio).

²⁶ LOUREIRO, Kaercher. “Considerações acerca da prorrogação de concessões: o caso dos serviços de geração de energia elétrica” apud BATISTA, R. Direito da Energia Elétrica no Brasil. Ed. UnB, 2010, p. 146.

4.1.1 Dos Riscos de Licitar

De outro lado, quanto à dinâmica da prestação de serviços públicos de rede, carece desmistificar os recorrentes argumentos – em favor de prorrogações sucessivas das outorgas de distribuição de energia elétrica – de elevados “riscos ao consumidor em função de eventual comprometimento da continuidade do serviço”, típicos de cenários de “fim do mundo”, além dos custos de transação envolvidos com a licitação.

Ainda que de pequena representatividade, a ANEEL já realizou, com êxito, em 2013, o leilão de concessão dos serviços de distribuição no município de Putinga, envolvendo exclusivamente a transferência de ativos.

Ademais, a Agência chegou a elaborar modelo preliminar de edital e contrato para eventual licitação de concessão (pura, ou seja, sem transferência de controle da sua então titular), de uma ou mais distribuidoras do grupo Eletrobras ou da estatal estadual CEA, caso fosse frustrado o processo de privatização correspondente, em observância às determinações do Decreto nº 9.192/2017.

Sob o ponto de vista operacional, tudo estava praticamente pronto. Com grande probabilidade, o(s) novo(s) contrato(s) de concessão de distribuição teria(m), no geral, resultado em menores tarifas aos consumidores²⁷, com melhoria da prestação de serviços. Essa afirmação se baseia em aspectos como a competitividade e o perfil/porte dos operadores atuantes e/ou potenciais interessados nesse mercado, bem como nas regras de transição durante o período de operação assistida. Essa lógica considera a necessidade de equacionamento das questões de transferência de ativos e estruturação do quadro de pessoal.

Em que pese as diferenças de proporção e características, nos segmentos de geração e transmissão, foram bem-sucedidos os leilões de concessões não prorrogadas sob a égide da Lei nº 12.783/2013, a exemplo das outorgas (i) das UHEs Três Irmãos, Ilha Solteira e Jupiá (então pertencentes à CESP) e das UHEs São Simão, Miranda, Jaguará e Volta Grande (até então operadas pela CEMIG); e (ii) das instalações de transmissão da concessionária Amazonas GT.

Para além dos extraordinários resultados obtidos nessas licitações de concessões em termos de apropriação de excedentes econômicos (redução de RAG, pagamento de bonificação pela outorga e redução de RAP), as transições entre os operadores antigos e novos ocorreram sem problemas relevantes, em ambiente de cooperação mútua (com soluções criativas envolvendo contrato de prestação temporária de serviços pelo antigo concessionário, negociação de ativos não reversíveis, etc), e sem registrar qualquer comprometimento à continuidade do serviço. Ao contrário, em todas essas novas concessões houve sensível melhoria nos níveis de prestação do serviço, com atração de investimentos significativos na modernização das instalações, que deixaram de ser

²⁷ Apenas como referência, cabe destacar que, no leilão de privatização da Cepisa, mesmo sendo a única proponente (mas desconhecendo essa condição, em face da engenhosa sistemática do certame), a Equatorial Energia ofereceu 100% de deságio na flexibilização tarifária. A proponente renunciou a 8,5% de aumento na conta de luz homologado pela ANEEL, e ainda aceitou pagar R\$ 95 milhões a título de bonificação pela outorga. **Essa oferta pode evidenciar a possível existência de excedente econômico em contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, especialmente em se tratando de arrematação feita por grupo econômico com forte atuação nesse segmento.** Alternativamente, pode refletir uma percepção de sinergia do ativo para o grupo ou mesmo uma decisão estratégica de reposicionamento ou entrada em novos mercados.

efetuados pelo antigo concessionário em face do respectivo término da vigência contratual.

O setor de saneamento básico apresenta eloquente experiência a afastar a superestimada preocupação com os riscos de eventual descontinuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, no caso de sua licitação, por afetar grandes áreas geográficas contíguas e envolver massivo quadro de empregados. A partir do novo marco legal desse segmento de infraestrutura, foram licitadas concessões de serviços de distribuição de água e esgoto em importantes capitais de Estados, a exemplo de Alagoas, Campo Grande, Manaus, Macapá e Rio de Janeiro. Algumas dessas concessões abrangem áreas de elevada complexidade socioeconômica como atestam as experiências de prestação de serviços de distribuição de eletricidade.

Para ficar somente num exemplo, menciona-se que a concessão dos serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário vencida em 2021 pela empresa Águas do Rio (Grupo AEGEA), envolvendo 27 municípios do Estado do Rio de Janeiro (incluindo 127 bairros da capital e atendendo cerca de 10 milhões de pessoas), exploradas anteriormente pela estatal CEDAE, teve período de até 6 meses de operação assistida do sistema e acompanhamento por um Comitê de Transição. Dentre as medidas de gestão adotadas pela nova concessionária no aludido período, registra-se a contratação de cerca de 5.000 empregados, com ênfase em moradores de aglomerados subnormais.

Segundo o Governador do Estado do Rio de Janeiro²⁸, as empresas de saneamento que assumiram serviços no estado após a privatização da CEDAE têm apresentado resultados significativos, apesar de pouco mais de 18 meses de vigência contratual, a partir de investimentos na modernização da rede de distribuição e no uso de novas tecnologias. Cita como exemplos a redução de desperdícios e a incorporação de novos clientes, principalmente em áreas que não enfrentam problemas de segurança, sendo inclusive referência para a Light (distribuidora de energia elétrica), que atravessa grave crise financeira e aposta na renovação de seu contrato, com termo final em 2026.

Não menos ilustrativa, a experiência do setor elétrico é repleta de exemplos bem-sucedidos de troca de controle societário na distribuição de eletricidade por razões empresariais, que não produziram prejuízos, descontinuidades ou desconforto para os usuários – todos devidamente acompanhados e monitorados pelo regulador.

Essa gama de elementos reforça a convicção de que, em caso de não atendimento aos critérios de elegibilidade para a renovação de concessões de distribuição vincendas (decorrentes de desestatização), deve o Poder Concedente promover a licitação das respectivas outorgas, com a antecedência necessária, segundo critérios de racionalidade operacional e econômica. Não se está aqui a pretender a licitação como regra geral ou única decisão a ser adotada para os contratos de distribuição objeto dessa CP. Mas o não atendimento a critérios de sustentabilidade econômico-financeira e/ou de qualidade na prestação dos serviços pode recomendar uma solução de licitação que oportunize a entrada de novos investidores/operadores.

Nesse mister, cabe ao Poder Concedente e ao regulador adotar as melhores práticas, condições e procedimentos para prevenir riscos de eventual comprometimento da qualidade e continuidade do serviço público de distribuição de energia elétrica, em face de suas peculiaridades. Dão conforto a esse processo a experiência acumulada nos

²⁸ Matérias sob os títulos “Governador do Rio diz que Light precisa se modernizar em vez de ‘fichar chorando’” (Folha de S. Paulo, de 01/06/2023), “Castro cobra ‘mão na massa’ da Light (LIGT3) mas nega pedido por intervenção” (InfoMoney, de 06/06/2023) e “Governador do RJ critica Light e pede melhorias” (CanalEnergia, de 01/06/2023).

leilões de concessões não prorrogadas de G e T, bem como as contratações de concessões no setor de saneamento, mediante desestatização sem transferência de controle societário da empresa responsável pela prestação do serviço.

4.1.2. A experiência de Portugal na Licitação das Concessões de Distribuição de Baixa Tensão²⁹

A experiência de Portugal é emblemática por enfrentar a diretiz nacional de licitação de todos os contratos de concessão de distribuição de baixa tensão, em sua maior parte recentemente expirado. A atividade de distribuição – prestação exclusivamente de serviço de rede, pois há separação do serviço de comercialização por força de Diretriz Europeia – é exercida em regime de concessão de serviço público.

O Estado português é o poder concedente da Rede Nacional de Distribuição (RND), composta por linhas de média e alta tensão de distribuição. O Decreto-Lei nº 29/2006 (artigo 70º) converteu a licença da EDP Distribuição, subsidiária da EDP, em concessão, mediante a celebração de contrato, que expirará em 2044. O Decreto-Lei nº 172/2006 estabelece o prazo de 35 anos para o contrato de concessão, renováveis se o interesse público justificar. A concessão também pode ser resgatada pelo Estado após dez anos iniciais do contrato, com aviso de um ano de antecedência. A indenização está prevista em qualquer circunstância de extinção da concessão, por rescisão, resgate ou decurso do prazo. Os bens reversíveis devem ser indenizados pelo valor contábil.

Já as redes de baixa tensão (BT) de distribuição são de titularidade dos municípios, que podem explorar diretamente ou mediante concessão em regime de serviço público.³⁰ As concessões podem ser atribuídas por cada município ou por associação de municípios. Atualmente, a distribuição em BT é exercida através de concessão em todos os 278 municípios de Portugal continental. Quase a totalidade das concessões está concentrada na EDP Distribuição, que atende cerca de 99,5% dos clientes de baixa tensão, e o restante é atendido por outras dez pequenas concessionárias.³¹ Os municípios têm direito a auferir renda pelas concessões de BT, incluída nas tarifas de uso das redes de distribuição.

O Decreto-Lei nº 29/2006 manteve a titularidade das concessões de baixa tensão às concessionárias vigentes, atribuídas pelo Decreto-Lei nº 344-B/82. O Decreto-Lei nº 172/2006 estabeleceu o prazo de 20 anos para a concessão. Ao contrário do disposto para a rede de transmissão (RNT) e distribuição de alta e média tensão (RND), não está prevista a possibilidade de renovação dos contratos de concessão para baixa tensão.³² Os atuais contratos de concessão de distribuição para baixa tensão têm prazo legal de 20 anos e períodos de vigência desencontrados, com término entre 2016 e 2026, com maior concentração entre 2021 e 2022 – dentre as 278 concessões municipais, 259 terminam até 2022.

²⁹ Seção baseada no Livro “Concessões no Setor Elétrico Brasileiro – Evolução e Perspectivas”, organizado por Mario Engler e Joisa Dutra, Synergia, 2022.

³⁰ Deve-se notar que a atribuição de concessão de distribuição por tensão (baixa e média/alta), nos termos previstos em Portugal, não tem paralelo na Europa.

³¹ Ao atuar na rede nacional de distribuição e nas concessões de baixa tensão, a EDP Distribuição obtém sinergias relevantes.

³² A concessão pode ser resgatada após cinco anos iniciais do contrato, com aviso de um ano de antecedência. A indenização ocorre em qualquer circunstância de extinção da concessão, por rescisão, resgate ou decurso do prazo. Os bens reversíveis devem ser indenizados pelo valor contábil.

Embora a titularidade para a prestação dos serviços seja dos municípios, a Lei estabelece a harmonização dos contratos de concessão, dos cadernos de encargo e dos princípios gerais aplicáveis aos concursos públicos, com atuação relevante da ERSE. A Lei nº 31/2017 determinou o lançamento sincronizado em 2019 dos procedimentos concursais para todos os municípios ou associação de municípios que não optarem pela gestão direta, “*com vistas a assegurar os princípios de eficiência econômica e de neutralidade financeira para os consumidores e para o Orçamento do Estado*” (artigo 4º, nº 1).

A Lei aprovou os princípios gerais para organização dos concursos, estabelecendo que cada procedimento deve ser realizado para área territorial a ser determinada com observância da coerência territorial, utilizando as entidades intermunicipais (associação voluntária de municípios) como referência preferencial – atualmente existem 23 entidades distintas em Portugal. A definição da área territorial é decidida pelos órgãos competentes dos municípios ou suas associações, sob proposta da ERSE, com base em estudos técnicos e econômicos. Eventual definição distinta da ERSE “*depende da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público, com base em estudos técnicos e econômicos com o mesmo nível de detalhe dos produzidos pelo regulador*” (artigo 5º, nº 3).

Para além de harmonizar a licitação das concessões subjacentes, a delimitação da área territorial tem por objetivo constituir as futuras áreas de concessão a serem licitadas, ainda que os contratos subjacentes sejam firmados para cada município ou associação de municípios pertencentes às áreas delimitadas. Deste modo, a Lei de 2017 possibilitou transpor os limites restritos dos municípios para definição das futuras áreas de concessão, preservando o poder concedente e a independência das concessões.

Para definição das áreas, a ERSE buscou atender os princípios de neutralidade financeira, evitando custos adicionais aos existentes; eficiência econômica; uniformidade tarifária; coesão territorial; e sustentabilidade das concessões. Ademais, a ERSE contemplou possibilidade de opção pela exploração separada da infraestrutura de iluminação pública por cada município, o que poderia favorecer a eficiência energética e adaptação de políticas locais.

A ERSE entendeu que a delimitação natural pelas 23 entidades ou comunidades intermunicipais (CIM) não atenderia a todos os objetivos perseguidos, propondo, após consulta pública (nº 65/2018), três áreas de concessão – Norte, Centro e Sul. As áreas propostas buscam incorporar equilíbrio entre interior e litoral e meio urbano e rural, considerando níveis semelhantes de custos e eficiência.³³

Apesar da determinação legal e da expiração do prazo dos contratos, o processo de licitação ainda não ocorreu, permanecendo a atuação da EDP Distribuição (atualmente denominada E-Redes) na baixa tensão. Grupos europeus já sinalizaram interesse nas áreas, como Endesa e Iberdrola.³⁴

³³ A proposta enfrenta resistência de alguns municípios, a exemplo da área metropolitana do Porto, que pretende concorrer isoladamente visando maior renda e plano de investimento específico. Conferir “Área Metropolitana do Porto quer avançar sozinha para concurso de energia elétrica”, *Jornal de Negócios*, 26 de maio de 2023. Disponível em: <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/concurso-para-redes-de-baixa-tensao-sem-qualquer-data-no-horizonte-diz-governo>

³⁴ Conferir “Concurso para redes de baixa tensão sem qualquer data no horizonte, diz Governo”, *Jornal de Negócios*, 22 de julho de 2022. Disponível em: <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/concurso-para-redes-de-baixa-tensao-sem-qualquer-data-no-horizonte-diz-governo>

4.2 Investigação acerca de eventual excedente econômico e contrapartidas sociais em eficiência energética

A Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE apresenta proposta de captura de eventual excedente econômico que esteja sendo auferido na prestação dos serviços públicos de distribuição de eletricidade como contrapartida da prorrogação de contrato de concessão de distribuição.

De modo geral, representantes das distribuidoras argumentam que não caberia falar em captura de excedente na distribuição; ao contrário da geração, no arcabouço regulatório vigente a distribuição estaria sendo periodicamente sujeita a captura e compartilhamento dos ganhos de eficiência. No contexto da regulação por incentivos, a prestação dos serviços de rede em regime de monopólio – com exclusividade em dada área de concessão – permitiria ao operador experimentar ganhos de eficiência. Parcela desse aumento sequer resulta de um esforço adicional, mas sim decorre do crescimento horizontal e/ou vertical do mercado.

A regulação por incentivos praticada no Brasil é desenhada para buscar então a apropriação e compartilhamento dessa renda gerada pela prestação dos serviços de rede em regime de monopólio em uma atividade sujeita a economias de escala e escopo. As revisões tarifárias periódicas previstas nos normativos e contratos são os instrumentos para esse compartilhamento. Essa tem sido a prática da regulação implementada pela ANEEL. E com base nesse arcabouço argumentam os representantes das distribuidoras ser desnecessária – quiçá indevida – a pretensão de capturar eventual excedente, pois que inexistente ou passível de apropriação através dos mecanismos regulatórios tradicionais.

Uma análise adequada desse tema, que tem atraído bastante atenção no contexto da CP em tela, envolveria percorrer um conjunto de etapas, que podem ser avaliadas pelas respostas às seguintes perguntas:

1. Existe excedente econômico na distribuição de eletricidade?
2. Em sendo afirmativa a resposta à pergunta anterior, deve a existência de tal excedente condicionar uma decisão entre licitar e prorrogar contrato de concessão de distribuição?
3. Caso a decisão seja prorrogar, como seria compartilhado eventual excedente econômico?
4. A forma proposta pelo governo na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE corresponde a melhor destinação para que eventual excedente econômico maximize bem-estar? Quais seriam as consequências para usuários de eletricidade dessa opção?

Tecemos a seguir considerações que visam contribuir para responder às perguntas anteriores.

1. Existe excedente econômico na distribuição de eletricidade?

A equipe do FGV CERI não fez estimativas da existência de eventual excedente econômico decorrente da prestação dos serviços de distribuição de eletricidade. Desse modo, a presente seção não escrutina as estimativas da proposta trazida pela NT para avaliar essa variável como função da relação entre o valor presente do fluxo de caixa ao acionista e a remuneração do capital próprio. Ainda assim, trazemos alguns subsídios a essa discussão.

Em nosso entendimento a proposta de indicador para mensuração de “excedente econômico”, exposta no item 4.5.2.3 pode ser substituída, sem prejuízos, por um índice já amplamente conhecido e reconhecidamente capaz de expor a geração de valor de empreendimentos quaisquer. Trata-se do EVA, “Valor Econômico Adicionado”, definido pela equação abaixo (Damodaran, 2012):

$$EVA = NOPAT - \text{custo de capital} \times \text{Capital Investido}$$

Onde NOPAT (resultado operacional líquido após a tributação) é definido como:

$$NOPAT = EBIT \times (1 - t)$$

Neste caso, EBIT representa o resultado antes de juros e impostos e t é alíquota marginal do imposto de renda. O *Capital Investido* pode ser definido como:

$$\text{Capital Investido} = \text{Capital de Giro Líquido} + (\text{Imobilizado} + \text{Intangível} + \text{Goodwill} + \text{Outros Ativos Operacionais})$$

E, tal qual utilizado em estudo sobre geração de valor no setor elétrico, divulgado periodicamente pela KPMG e pelo Instituto Acende Brasil, o custo de capital é representado pelo WACC regulatório definido pela ANEEL. A metodologia empregada parte dos artigos de Rocha et al. (2006, 2007)³⁵.

O cálculo da métrica discutida acima é extremamente simples e não requer projeções. Ademais, permite a comparação de ativos numa base elementar: são melhores as performances daquelas companhias que apresentam maior retorno sobre o capital investido em comparação com o custo médio ponderado de capital¹.

Finalmente, tecemos breves considerações sobre o indicador proposto no item 4.5.2.3:

1. A proposta apresentada compara um fluxo de caixa que é virtual, o Fluxo de Caixa Livre para o Acionista², com um fluxo gerado a partir da base de ativos regulatória, que constituiria parte da receita requerida das empresas. Uma alternativa mais adequada, talvez, faria uso do fluxo de proventos (dividendos + juros sobre capital próprio + recompras de ações) em

³⁵ Para referências, veja-se: (1) Acende Brasil e KPMG. Estudo sobre EVA no setor elétrico brasileiro, versão de 2021, disponível em <https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2021/11/EVA-Setor-Eletrico-2017-a-2020-v21.pdf>; (2) Damodaran (2012). Valuation, editora Wiley, USA.; (3) ROCHA, Katia Maria Carlos; BRAGANÇA, Gabriel Godofredo Fiuza de; CAMACHO, Fernando Tavares. Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa. 2006. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/177/160>. Capturado em 24/07/2023; e (4) ROCHA, Katia; CAMACHO, Fernando; BRAGANÇA, Gabriel. Return on capital of Brazilian electricity distributors: A comparative analysis. **Energy Policy**, v. 35, n. 4, p. 2526-2537, 2007.

substituição ao Fluxo de Caixa do Acionista – os proventos são efetivamente recebidos pelos acionistas.

2. Tal qual na definição do EVA, o “valor” é gerado pela atividade operacional da empresa e remunera todos os stakeholders financeiros, acionistas e credores de dívida. Assim, dada a alta alavancagem observada no setor, o índice proposto desvirtuaria a análise de “geração de valor pela atividade operacional”, uma vez que o Fluxo de Caixa para o Acionista corresponde ao Fluxo de Caixa Livre da Firma após as deduções relativas a pagamentos de dívidas (principal e juros). O Fluxo de Caixa Livre da Firma, portanto, seria mais adequado no indicador proposto, com a parte do denominador também substituindo o k_e (custo de capital próprio) pelo WACC regulatório.

Por certo que a utilização de uma tal medida para avaliar existência de excedente econômico na atividade de distribuição de eletricidade recomendaria que a própria ANEEL internalizasse a metodologia, divulgando os resultados em intervalos de tempo regulares. Independente de qual organização a calcular o excedente econômico, é essencial que seja de fácil implementação e seja dotado de replicabilidade, elementos fundamentais para balizar qualquer discussão regulatória.

[Motta \(2003\)](#) é uma das primeiras a se debruçar sobre os efeitos da reestruturação e privatização da distribuição de eletricidade no Brasil. Em seu artigo, a autora avalia os impactos de bem-estar social do processo de privatização sobre a distribuição e oferta de mercados. Fazendo uso de uma metodologia de custo-benefício, ela encontra evidências de significativos benefícios e líquidos; porém, os produtores/distribuidores são aqueles que mais se apropriam dos ganhos líquidos.

A análise de Motta é relevante no presente contexto, pois avalia exatamente os efeitos da privatização das 21 concessões de distribuição de eletricidade privatizadas entre 1995 e 2001, que na época representava cerca de 60% do mercado. A análise de custo-benefício social empregada teria a grande vantagem de ser abordagem capaz de medir o impacto de bem-estar da privatização de modo direto. Esta metodologia é suficientemente abrangente para incorporar potenciais ganhos de eficiência, externalidades, impactos distributivos, efeitos qualitativos e dinâmicos decorrentes da privatização e reestruturação da distribuição de eletricidade no Brasil.

Seus resultados –para uma subamostra das concessões privatizadas entre 1995 e 1998 – são de que houve considerável redução de custos controláveis tanto na preparação da privatização, quanto após a alienação do controle das companhias. Essa expressiva redução dos custos controláveis houve ganhos de bem-estar em todos os cenários analisados, acompanhado de um resultado positivo de ganhos de eficiência em face da privatização. Considerando uma taxa de desconto de 12%, os ganhos de eficiência corresponderiam a cerca de 2.6% do PIB e valores de 1994.

Um ponto de maior interesse para o contexto atual, dessa CP, é sua análise dos efeitos distributivos desses ganhos de eficiência. Os produtores absorvem a maior parte dos benefícios dos ganhos líquidos de eficiência advindos da privatização, seguidos dos consumidores e do governo. Esse efeito decorre em parte do fato de que não houve redução expressiva de preços/tarifas para os usuários. Referidos achados são compatíveis com resultados observados na literatura relevante.

Uma explicação possível, considerada pela autora, seria a relativa falta de capacidade institucional do regulador – estabelecido no bojo do processo de reestruturação e não

em antecedência a ele. Uma análise mais cuidadosa dos ganhos de qualidade não foi possível considerando o pouco lapso do tempo para uma investigação dessa natureza.

Apesar de disponibilizado há bastante tempo, excessivo talvez para os propósitos dessa CP, o artigo de Mota (2003) ilustra a necessidade de fundamentar as avaliações de eventuais resultados em termos de excedente em análises bem-fundamentadas, distantes dos trabalhos de *advocacy* que abundam a informar decisões no setor elétrico no Brasil.

Outra possibilidade de avaliar a existência de retornos excessivos na distribuição de eletricidade envolve a avaliação de eventuais retornos excessivos nas taxas de retorno auferidas em face do processo regulatório frente aos custos de capital enfrentados pelas companhias. Essas recuperam custos de capital por meio de taxas de retorno que incidem sobre dívida e capital próprio (equity) aplicadas a seus investimentos.

Em [artigo](#) mais recente, e relevante para a discussão em tela, Werner e Jarvis (2022) analisam a experiência norte-americana com determinação da taxa de retorno para gás e eletricidade ao longo de quatro décadas. Fazendo uso de uma abrangente base de dados de mais de 3000 processos de determinação das taxas de retorno para companhias reguladas de energia nos Estados Unidos, os autores encontram evidências de retornos superiores ao custo de capital das companhias. Seus achados são consistentes com comportamento há muito conhecido na regulação: efeito Averch-Johnson (1962). De acordo com este, a possibilidade de explorar retorno maior na regulação do que o custo de capital incentiva as companhias a sobreinvestirem em capital físico – chamado *gold-plating*.

O artigo de Werner e Jarvis (2022) revisita esses temas. Apesar de toda a experiência com regulação naquela economia ao longo de décadas, persistem distorções de incentivos – as quais de fato ilustram a existência de assimetria de informação. Mais do que isso, os autores encontram evidências de um comportamento conhecido como “*rockets and feathers*” – choques positivos se traduzem em aumentos dos retornos e preços em velocidade até duas vezes mais rápida do que as quedas em resposta a choques negativos experimentados pelas companhias reguladas. A expressão estaria a ilustrar que aumentos de preços ocorrem na velocidade do foguete, ao passo que as quedas mais se assemelham a trajetória de plumas ou penas. Mais ainda, o retorno sobre *equity* auferido pelas companhias de energia seria de 0,5 a 5,5 ponto percentual (pp) maior que o custo de capital, dependendo dos benchmarks analisados e das relações históricas consideradas. Por fim, os autores estimam que esse excesso de retorno regulado em relação ao capital corresponde anualmente a valores entre US\$ 2 bilhões ou US\$ 20 bilhões, conforme a referência adotada, suportados pelos consumidores em suas faturas de eletricidade.

A análise de Werner e Jarvis (2022) se alinha a Rocha et al. (2007) na busca de compreender a evolução do retorno sobre o capital na distribuição. Avaliando uma amostra representativa de companhias no segmento de distribuição, Rocha et al. (2007) concluem que o retorno observado sobre o equity (ROE) para a distribuição de eletricidade no Brasil foi sistematicamente inferior ao Custo (esperado) do Equity. Uma hipótese levantada pelos autores para explicar tal achado seria a combinação de regulação de tipo *price cap* em um país com performance econômica mais volátil. Importante considerar que o período analisado contempla a crise do racionamento de 2001-2002. Após 2005, os autores encontram evidência de recuperação parcial. Por fim, suas considerações são de que os elevados investimentos esperados para as redes de eletricidade demandariam recursos vultosos e uma regulação capaz de viabilizar

retornos compatíveis. Esse quadro se mostra ainda mais importante agora, quando a transição para uma economia de baixo carbono requer eletrificação de outros usos e investimentos em rede capazes de recepcionar as descentralização e digitalização em curso acelerado.

Os artigos selecionados apresentam resultados robustos da regulação econômica das redes de energia no Brasil, em momento mais distante no passado, e nos Estados Unidos. Evidenciam os resultados da conhecida assimetria de informação que acaba por permitir uma maior apropriação do excedente econômico pelas companhias relativamente aos usuários. Ainda que não sejam suficientes para argumentar que há excedente econômico na distribuição de eletricidade no Brasil, ilustram a importância de avaliar cuidadosamente se o padrão detectado por Mota em 2003 e Rocha et al. (2007) persistem, e em que medida regulação econômica tem sido suficiente para conferir equilíbrio na apropriação dos ganhos de eficiência experimentados pelas distribuidoras.

- 2. *Em sendo afirmativa a resposta à pergunta anterior, deve a existência de tal excedente condicionar uma decisão entre licitar e prorrogar contrato de concessão de distribuição?***
- 3. *Caso a decisão seja prorrogar, como seria compartilhado eventual excedente econômico?***

Atendidas as condições de admissibilidade para a prorrogação de uma concessão de distribuição de eletricidade, a existência de excedente econômico não precisa necessariamente condicionar a decisão do Poder Concedente. A regulação pode desenvolver instrumentos e mecanismos para melhor compartilhar referido excedente. Veja-se, a esse respeito, a experiência da renovação de concessões de eletricidade em 2015. A decisão do plenário do TCU, contrariando a posição das áreas técnicas daquela Corte de Contas, foi por permitir a renovação. Para sanar problemas então verificados com várias das companhias, determinou-se ao regulador que aperfeiçoasse seus instrumentos para detectar condições e problemas de governança e sustentabilidade econômico-financeira. E tal determinação restou cumprida, ampliando-se a regulação na direção proposta.

De modo análogo, no contexto presente, poder-se-ia determinar ao regulador que envidasse esforços para melhor compreender em que medida a regulação por incentivos têm produzido resultados compatíveis com a existência de (i) excedente econômico; e (ii) apropriação excessiva de retornos pelas companhias reguladas.

As evidências na literatura não respaldam uma postura de suficiência da regulação econômica para adequadamente capturar e distribuir rendas excessivas da exploração da distribuição de eletricidade em regime de monopólio. Veja-se a esse respeito as referências da sessão anterior. Mais razão assiste a essa preocupação quando se experimenta acelerada abertura de mercado, com perspectivas de num futuro próximo estabelecer regime de separação de serviços de rede e comercialização de energia, facultado às distribuidoras que exerçam atividade de comercialização regulada para grupos de consumidores que optem por não contratar livremente seu suprimento – ou que restem impedidos de fazê-lo. Como reportado, processos de abertura são inerentemente assimétricos e favorecem empresas incumbentes – no caso, as distribuidoras de eletricidade.

Respondendo de modo objetivo à pergunta 2, a existência de excedente econômico não é impeditiva a uma eventual prorrogação, mas é fundamental promover investigações e

avanços na regulação para melhor identificar, mensurar e destinar excedentes que se caracterizem como rendas excessivas. O apêndice dessa contribuição ilustra experiência de em que houve apropriação de rendas excessivas na regulação de distribuição de eletricidade. Esse argumento responde também à pergunta 3. Passemos então à pergunta 4.

4. A forma proposta pelo governo na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, de contrapartidas sociais em eficiência energética, corresponde a melhor destinação para que eventual excedente econômico maximize bem-estar? Quais seriam as consequências para usuários de eletricidade dessa opção?

Em princípio, a melhor destinação para a eventuais excedentes econômicos **adequadamente** identificados seria apropriação pelos usuários através de redução de tarifas de eletricidade. É sabido que as tarifas de eletricidade são elevadas no país, comprometendo a capacidade de pagamentos das pessoas e a competitividade das empresas. Resultado fundamental em economia é o segundo teorema fundamental de bem-estar social, segundo o qual qualquer alocação Pareto ótima pode ser suportada como um equilíbrio competitivo. Uma forma simples de interpretar esse importante resultado é que a forma de implementar uma alocação mais adequada do ponto de vista distributivo – no caso, uma realocação de eventual excedente econômico – seria promover uma redistribuição de riqueza. Significa que qualquer alocação Pareto-ótima almejada pode ser alcançada (descentralizada) por meio de um ajuste “adequado” na renda (tecnicamente, através de uma escolha de transferências *lump-sum* adequadas)³⁶.

A aplicação desse resultado ao contexto atual recomendaria evitar programas que busquem fazer microgestão da alocação de eventual excedente econômico identificado na distribuição de eletricidade para programas como os descritos no parágrafo 4.5.3.8 da Nota Técnica em CP.

A esse respeito, veja-se, por exemplo, a oportunidade de destinar excedente econômico eventual para promover investimentos em modernização dos sistemas de medição – atividade nuclear no contexto da transição energética, quando as redes de eletricidade são instrumentos habilitadores de uma arquitetura descentralizada, com DSO como figura chave. Qual seria a razoabilidade de estabelecer destinação de excedente econômico em regime de excepcional para esse fim? Seriam tais investimentos classificados como obrigações especiais? Tal regime não estaria a distorcer os incentivos das distribuidoras no papel de DSOs?

De modo geral, representantes do setor atribuem a responsabilidade desses valores elevados a encargos e tributos, não raro subestimando a responsabilidade do setor principalmente nos elevados encargos. A esse respeito, observe-se que a maior parte das componentes da CDE representa subsídios cruzados em que um grupo de usuários suporta custos causados por outros. Esse é o caso das componentes CCC, descontos de fio para geração distribuída, benefícios a irrigantes, aquicultores, dentre outros. A natureza universalizada da prestação dos serviços de eletricidade e o limitado espaço fiscal explicam também a dificuldade de transferir o ônus de algumas dessas políticas, meritórias, para o Tesouro, ou seja, para o contribuinte.

³⁶ Para referências, veja-se L. Hurwiz and M. K. Richter (2001). The Second Welfare Theorem of Classical Welfare Economics, Discussion Paper, Disponível em: <https://conservancy.umn.edu/bitstream/handle/11299/55879/1/2001-312.pdf>.

Logo, a melhor forma de promover ganhos de bem-estar seria contribuir para desoneração das tarifas de eletricidade ou redução dos encargos.

Mais recentemente, contudo, ganha força na agenda de descarbonização, a necessidade de promover uma transição energética justa. Ainda que o conceito de justiça aqui não raro esteja relacionado a programas, planos e iniciativas para reduzir ou eliminar a participação de combustíveis fósseis na matriz elétrica, uma segunda dimensão versa sobre a necessidade de promover equidade no acesso a energia limpa, confiável e segura para todos.

Esse contexto de transição energética aliado à elevação dos preços de energia contribuem para o aumento do comprometimento da renda das famílias com despesas relacionadas à energia. Em função da natureza deste tipo de gasto, a renda das famílias de menor poder aquisitivo tende a ser mais comprometida. Para além desse efeito mais imediato, potenciais reflexos futuros podem ser observados nos índices de inadimplência, nas perdas não-técnicas e, em última instância, na própria tarifa de energia elétrica.

A formulação e a implementação de políticas informadas devem ser antecedidas de um diagnóstico da situação da pobreza energética no Brasil, a partir de um conjunto de medidas de acesso e capacidade de pagamento dos usuários. Os dados mais recentes disponíveis da Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF 2017-2018) indicam que os 20% com menor renda disponível comprometem entre 5% e 14% da renda domiciliar com energia elétrica. Em estados como Rio de Janeiro e Amazonas, esse nível de comprometimento da renda atinge os 40% menos favorecidos (FGV CERI, 2022³⁷).

Ainda que, no Brasil, não exista um consenso acerca da definição de pobreza energética, tampouco como mensurá-la, algumas evidências recentes reforçam a importância dessa problematização. Poveda e coautores (2021) propuseram uma medida de pobreza energética contemplando dimensões como usos de energia elétrica e de combustíveis, qualidade do serviço de eletricidade e capacidade de pagamento do usuário³⁸. A partir de dados da Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) de 2017-2018, os resultados para índice proposto indicaram que 11,5% dos domicílios brasileiros são pobres energéticos multidimensionais. As disparidades regionais são acentuadas, com as regiões Norte e Nordeste apresentando resultados ainda mais desfavoráveis, assim como as zonas rurais quanto comparadas às zonas urbanas.

Políticas focadas, embora coerentes com o atingimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 7, enfrentam grandes dificuldades de implementação. Resultados efetivos na direção de redução da pobreza energética exigiriam governança adequada que tem se mostrado distante da capacidade efetiva de entrega do setor elétrico.

Retomando a discussão trazida pelo MME no na NT 14/2023, o parágrafo 4.5.3.1 reporta intenção de discutir contrapartidas sociais no advento do término dos contratos de concessão independente da existência de excedente econômico. O objetivo seria

³⁷ FGV CERI (2022). *Energy Poverty* no Brasil. Documento preparado para apresentação no Fórum de Integração Brasil Europa 2022.

³⁸ Poveda, Y. E. M., Losekann, L. D., & Silva, N. R. (2021) *Medindo a pobreza energética no Brasil: uma proposta fundamentada no Índice de Pobreza Energética Multidimensional (MEPI)*. In: 49 Encontro Nacional de Economia, 2021. Disponível em: https://www.anpec.org.br/encontro/2021/submissao/files_/i12-c15c6e2ebe361586df6f56d963fb3f54.pdf.

alcançar maior aproximação entre as concessionárias de distribuição e o público ou população em geral. A destinação prevista poderia contribuir para promover ganhos de eficiência no setor. Não apenas eventual excedente econômico poderia ser utilizado, mas também recursos provenientes dos programas de eficiência energética, penalidades ou excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos a determinadas regiões do país. Este último tema será abordado mais à frente nesta contribuição. Mais a frente no texto aparece a justificativa de que essa proposta de alocação contribuiria para atender a interesses comuns da concessionária e do poder concedente, uma vez que os investimentos a um só tempo atingiriam a propósito social e de aumento da eficiência do setor elétrico.

A utilização prevista poderia se dar em programas de eficiência energética em prédios públicos, redução das perdas não técnicas em áreas de concessão com elevadas níveis, desenvolvimento econômico social em populações carentes, modernização dos sistemas de medição e painéis solares para reduzir custos de energia elétrica em cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas a insegurança hídrica.

Aqui vale recorrer a artigo recente de Bessa e Gouveia (2022), que apresentam proposta de estrutura para analisar combinação (mix) de políticas que visam combater a pobreza energética em contexto de descarbonização. Abordagens desse tipo são fundamentais quando a economia e o setor assumem compromissos de redução de emissões de GEE e garantia de acesso a energia para todos.

Importante aqui considerar a regra proposta por Tinbergen (1952) de acordo com a qual problemas com muitas dimensões ou objetivos demandam um instrumento de política por objetivo para evitar redundâncias. Os autores destacam que esse conceito esteve presente em discurso recente na União Europeia (EU) e na OCDE versando sobre transições sustentáveis e a necessidade de compreender como combinar múltiplos instrumentos em múltiplos níveis para atingir múltiplos objetivos em problemas complexos.

Legitimamente, a proposta do Ministério de Minas e energia explicita preocupação com a capacidade de pagamento dos usuários e a pobreza energética presente no Brasil e busca conciliar sua solução com a oportunidade de aproveitar o término das concessões de distribuição de eletricidade. Essa estratégia não se dá no vácuo; ao contrário, se insere no contexto de transição energética acelerada, período com grandes demandas, requisitos de investimentos e inovação que vai caracterizar as décadas por vir, período de vigência dos contratos em discussão.

A pergunta é como desenhar e implementar políticas adequadas que articulem esses objetivos para promover transições sustentáveis.

Bessa e Gouveia (2022)³⁹ propõe arcabouço para orientar o desenho e implementação de políticas que enderecem energia, transição climática e temas sociais. Os autores revisitam a literatura na busca de uma estrutura capaz de responder a um conjunto de perguntas para avaliar a adequação entre os objetivos e o conjunto de políticas que se pretende implementar.

O desenho dessas políticas passa por um conjunto de etapas, a saber:

³⁹ S. Bessa e J.P. Gouveia (2022). A framework for policy mix analysis: assessing energy poverty policies, *Journal of Environmental Economics and Policy*, DOI: 10.1080/21606544.2022.2153744.

- (1) definição dos objetivos;
- (2) seleção dos instrumentos, que incluem conjunto das políticas, programas e iniciativas;
- (3) análise em separado de cada instrumento, que depende da trajetória. Nessa etapa se define a informação a ser coletada e os critérios para avaliar individualmente cada um dos instrumentos;
- (4) análise da interação entre os instrumentos, etapa na qual a informação coletada deve ser capaz de dar suporte às interações entre os instrumentos;
- (5) avaliação do mix de política com base nos critérios selecionados.

Adequadas devem ser dotadas de consistência (alinhamento para atingir o mesmo objetivo ou objetivos comuns), coerência (o mix deve ser sinérgico e sistemático), credibilidade (crível e confiável) e abrangência.

Foge ao escopo dessa contribuição avançar em profundidade no tema do desenho da política adequada para atender aos múltiplos objetivos colocados hoje para o setor de energia elétrica no Brasil. Nosso propósito é destacar que a preocupação deste Ministério com temas sociais (que abrangem conceitos de pobreza energética, *affordability* e *hardship*) é legítima. Ainda que muitos formuladores de política considerem o tema da pobreza energética como problema restrito a populações de baixa renda, nossas análises revelam que o desafio é bem mais abrangente. Em um país de renda média como o Brasil, grandes contingentes da classe média são afetados pelo problema. E esse quadro mostra pouca perspectiva de reversão.

O setor elétrico tem sofrido as consequências de planos, programas e iniciativas que, embora dotados de méritos ou motivados por nobres objetivos – caso da MMDG –, nascem e crescem fruto de abordagens isoladas, não raro como resultado da ação de grupos de interesse. Os resultados não raro conflitam com objetivos sociais ao comprometer a capacidade de pagamento dos usuários.

Políticas focadas e adequadamente articuladas, coerentes com o atingimento do ODS 7, enfrentam grandes dificuldades de implementação. Seu sucesso no enfrentamento desse desafio, aliado ao atingimento do ODS 7 demanda avaliação mais cuidadosa e que nos parece estar distante da proposta encaminhada pela NT 14/2023.

Excedente do custo regulatório

A par dos aspectos conceituais e metodológicos para apuração de eventual **excedente econômico** nas outorgas de distribuição de energia elétrica, a ser destinado como parte das contrapartidas pela prorrogação das concessões, a NT 14/2023 aponta o **excedente do custo regulatório de capital** (em razão de benefício fiscal concedido às concessionárias com atuação nas áreas da SUDAM e SUDENE) também como possível fonte de custeio, entre outras, das referidas contrapartidas.

Com relação a esse último **excedente**, a sua identificação se deu no âmbito do Processo ANEEL nº 48500.007102/2009-98 (“Aprimoramento da metodologia de cálculo da taxa de remuneração regulatória para aplicação no 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da Distribuição”), ao se constatar que as distribuidoras localizadas nas citadas regiões

faziam jus à redução de 75% do IRPJ, por força da Medida Provisória nº 2.199-14/2001⁴⁰, mas até então a Agência vinha acrescentando ao WACC real (reconhecido nas tarifas) 100% do IRPJ, em lugar de 25% do IRPJ, que era o percentual efetivamente suportado pelas concessionárias.

Embora argumentando que “a finalidade do procedimento de crescer os tributos sobre a renda ao WACC real não é beneficiar o consumidor em prejuízo do concessionário de distribuição, mas, sim, assegurar que o concessionário tenha o retorno que justifique o custo de oportunidade em que incorre ao investir no segmento de distribuição no Brasil”⁴¹, **a proposta da ANEEL de adotar um WACC diferenciado para os agentes com atuação nas áreas da SUDAM e da SUDENE – ajustando-o ao percentual de IRPJ efetivamente devido –, acabou não se viabilizando, em face de decisões judiciais que sustaram os seu efeitos.**

De todo o modo, caso exista, de fato, algum nível de **excedente do custo regulatório de capital** para as distribuidoras das citadas regiões, isso poderia, em tese, constituir direito disponível, a critério do respectivo titular; contudo, a experiência recente do setor não recomenda contar com esse recurso.

Situações como essa, que acabam onerando indevidamente o consumidor e podem ser creditadas à assimetria de informações⁴² ou à falta de acuidade da regulação setorial (ainda que temporariamente), não raro vêm ocorrendo no segmento de distribuição de energia elétrica.

Vale dizer, de quando em quando, se “descobre” um **excedente do custo regulatório** da prestação do serviço, ou seja, uma parcela considerada na receita tarifária – paga pelo consumidor – mas que não representa dispêndio para a concessionária. Em última análise, esse montante **excedente** pode ser integralmente apropriado pelos acionistas, sem ser revertido à concessão.

No Apêndice desta contribuição, são apresentados alguns casos de **excedentes do custo regulatório**, somente identificados a posteriori, com impactos negativos para os consumidores de energia elétrica durante um ou mais ciclos tarifários.

4.3 Diretriz geral e Critérios de elegibilidade para prorrogação (Condições mínimas)

Encabeçando o “conjunto de diretrizes quanto às concessões de distribuição”, propõe o MME, a título de diretriz geral, que “a todas as concessões vincendas será oferecida prorrogação contratual por 30 anos, desde que atendidos os condicionantes”.

Por se tratar da regulamentação das condições de renovação de concessões abrangidas pelo §3º do art. 4º c/c art. 27 da Lei nº 9.074/1995 (regime regulatório das outorgas

⁴⁰ Com a redação dada pela Lei nº 11.196/2005.

⁴¹ Volume 4 do Processo nº 48500.007102/2009-98 (fls. 154 a 174) – Aprimoramento da metodologia de cálculo da taxa de remuneração regulatória para aplicação no 3º ciclo de RTP da distribuição.

⁴² “Assimetria de informação deve ser entendida no seguinte contexto: ela ocorre quando as informações de conhecimento das firmas reguladas não são observadas ou detectadas pelo órgão regulador ou estão disponíveis em quantidade e qualidade insuficientes para uma regulação eficiente”. (Revista TCU)

decorrentes de privatização), e havendo, no primeiro dispositivo, previsão para uma única prorrogação [“no máximo por igual período (30 anos), a critério do Poder Concedente], propomos (na Seção 4.7 deste documento) nova redação para tal diretriz geral, de modo a conferir maior precisão e clareza a esse importante normativo.

Já em relação aos critérios mínimos para prorrogação dos contratos de concessão de distribuição, a NT 14/2023/SAER/SE recomenda “os mesmos atualmente aplicados pela ANEEL para caracterizar a inadimplência contratual da concessionária e que implica a abertura [...] do processo [...] de caducidade da concessão”, ou seja, a eficiência com relação “à continuidade do fornecimento [...] mediante a apuração dos indicadores coletivos DECI e FECI” e “à gestão econômico-financeira”, conforme disposto nos arts. 3º, 4º e 9º do Anexo VIII da Resolução Normativa ANEEL nº 948/2021.

Não se observa, contudo, que os próprios contratos de duas concessionárias com outorgas vincendas (Light e Enel RJ), assim como das demais distribuidoras que tiveram prorrogadas as suas concessões a partir de 2015, contêm “condições de manutenção contratual” mais rigorosas (em termos do descumprimento dos indicadores de continuidade coletivos e de sustentabilidade econômico-financeira) do que as previstas no Anexo VIII da REN 948/2021-ANEEL, além de restrições mais severas para distribuição de dividendos, quando se trata dos **últimos 5 anos** do instrumento contratual.

Por essa razão, considerando se tratar de concessões de distribuição vincendas, sugerimos que o descumprimento dos condicionantes para prorrogação fique caracterizado com a violação dos indicadores anuais por “1 (um) ano ou mais”, ao invés de “mais de 1 (um) ano”, no período de apuração.

Ademais, avalia-se flexibilizar esse critério mínimo, para as concessionárias que não o atendam. Neste caso, tal desatendimento poderia ser contornado mediante (i) “plano de recuperação e correção de falhas e transgressões aprovado pela ANEEL” ou (ii) “troca do controle acionário [...] a partir de critérios definidos pela ANEEL, com a devida homologação do MME⁴³”.

Com a devida vênia, à luz dos princípios da precaução e da moralidade, entendemos absolutamente desarrazoada a possibilidade de dispensa da observância à condição de elegibilidade para a renovação da concessão – cujo critério já é o mínimo exigido para a não abertura de processo tendente à caducidade da concessão durante a regular execução contratual –, com base na apresentação de plano de recuperação e correção de falhas e transgressões a ser aprovado pela ANEEL.

Ora, se, em condições normais, caracterizada a inadimplência contratual que sujeita a concessionária à aplicação da pena de caducidade, a ANEEL não pode deixar de promover a abertura do correspondente processo administrativo punitivo, a ocorrência desse mesmo evento, especialmente no momento da decisão do Poder Concedente quanto à renovação ou não da concessão, é razão muito mais forte para impedir tal flexibilização (“voltad[a] às concessionárias que não atenderem aos requisitos mínimos de prorrogação”).

⁴³ Em face da “divisão de papéis entre as instituições do setor” e da consciência de que “as diretrizes do Poder Concedente devem se preocupar em estabelecer a política pública, não adentrando em questões regulatórias” (ex-vi do item 4.2.1.8 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE), não parece fazer sentido a homologação da troca de controle acionário pelo MME, na medida em que a ANEEL dispõe de competência regulamentar para tanto (Art. 4º, inciso XI, do Decreto nº 2.335/1997).

Afinal, conforme reconhecido na NT em comento, “para os casos em que as concessionárias não atendam aos requisitos citados anteriormente, a alternativa deve ser a de nova licitação, uma vez que os riscos de baixa qualidade na prestação do serviço já estão se materializando, afetando os usuários do serviço”.

Importa inda mencionar que a mera aprovação de um plano de correção de falhas e transgressões da concessionária não assegura a sua regularização definitiva e tampouco implica o arquivamento do respectivo processo de caducidade.

No tocante à possibilidade de a concessionária “apresentar plano de transferência de controle societário, conforme regulação da ANEEL, como alternativa ao não cumprimento das exigências para prorrogação contratual”, é oportuno o exame da viabilidade jurídica de seu enquadramento à hipótese do art. 4º-C da Lei nº 9.074/1995 vis-à-vis os comandos legais que determinam a realização de licitação das concessões que não forem prorrogadas.

De todo o modo, conforme a redação constante do item 4.7.1 (inciso III) da NT 14/2023, a proposta pode ser ineficaz, na medida em que a transferência do controle societário deverá ocorrer antes de 36 meses do advento do termo contratual, ou seja, ainda dentro do prazo legal para a concessionária requerer a prorrogação.

Nessas condições, ocorrendo a troca do controlador previamente à própria solicitação de prorrogação, entende-se que caberia, se for o caso, estender à concessão o tratamento quanto ao “compartilhamento de resultados de pagamento por eventual alienação de controle societário”, consoante previsto no inciso XXIII do item 4.7.1.

A título ilustrativo, registra-se que recentemente a Light apresentou pedido de renovação da concessão de distribuição a três dias do seu vencimento. Não fica claro, entretanto, como se daria a flexibilização de prazos “para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026”, de acordo com a diretriz proposta no inciso XX do item 4.7.1.

4.4 Diretrizes para o novo contrato de concessão

Antes de adentrar na Seção III (Diretrizes para o Novo Contrato) da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE/MME, na qual são propostas “cláusulas adicionais nos contratos de concessão [...] a fim de haver adequação com o novo papel das distribuidoras, bem como maior flexibilidade para exploração de novos modelos de negócio”, permitimo-nos reportar importantes reflexões deste FGV CERI, por meio artigos e apresentações, no sentido de, prospectivamente, contribuir para o avanço do debate em torno de aspectos fundamentais do desenho desse instrumento contratual.

No artigo publicado pelo Instituto Braudel⁴⁴ sob o título “Efeito fim de Jogo nas Concessões de Eletricidade”, Dutra, J. e Batista, R. denominam de “regras do fim do jogo” aquelas “considerad[as] pelos agentes nas suas decisões de investimento por todo o período da concessão e, especialmente, quando vai chegando ao final, quando podem sobrar ‘menos anos’ para recuperar o que foi investido. É essencial saber as condições que vão pautar a decisão do Poder Concedente sobre licitar ou prorrogar as concessões. Previsibilidade aqui requer o desenho e a implementação de uma política funcional de gestão de outorgas”.

Destacam os autores que “o contexto atual de transição energética amplia os desafios e dilemas em torno da renovação ou licitação das outorgas vigentes, sobretudo para o

⁴⁴ Revista Brasil Economia e Governo, edição de 22/08/2022.

segmento de distribuição. Em um mundo descentralizado e digitalizado, a empresa de distribuição de eletricidade se converte em um Operador do Sistema de Distribuição – o DSO, da sigla em inglês”.

Ressaltam ainda que “flexibilidade para adaptar contratos no advento de seu término é essencial quando a transição energética dá espaço ao DSO. Novos serviços são necessários para o adequado gerenciamento de um ambiente que combina recursos energéticos distribuídos (DER, da sigla em inglês), conceito que inclui a geração distribuída, a resposta da demanda, o armazenamento e veículos elétricos. As redes elétricas são grandes facilitadores dessa transformação. Como isso tudo custa caro, a renovação permite amoldar os contratos a essa nova realidade, que demanda ainda resiliência a eventos como extremos climáticos e ataques cibernéticos em um adequado compartilhamento de risco entre concessionários e poder concedente”.

Como mensagem final, sustentam que “o diálogo e a participação nesse processo dos diversos atores envolvidos e/ou afetados, de forma estruturada e transparente, [...] é, sem dúvida, o melhor caminho para que as ‘regras do fim do jogo’ possam ser consideradas desde o princípio, em prol da segurança jurídica e da viabilidade de vultosos investimentos na adaptação e modernização das redes e demais instalações de energia elétrica no ambiente digitalizado e descentralizado da transição energética”.

Já em apresentação no Smart Grid Forum (14ª Edição), realizada em 29/11/2022⁴⁵, foram delineadas as grandes questões, desafios e oportunidades para o segmento de distribuição no advento do termo final de 20 contratos de concessão, conforme os slides a seguir:

ESTÁGIO ATUAL e PERSPECTIVAS para Concessões Vincendas

➤ SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO (2/3)

- Grandes Questões e Desafios
 - Serviço adequado e sustentabilidade econômico-financeira serão condição *sine qua non* para a renovação?
 - Renovação estará condicionada à contrapartida(s) da concessionária em favor da modicidade tarifária?
 - Linha de corte entre Diretrizes da Regulamentação e Condições de Repactuação (a serem estabelecidas pela ANEEL)
 - Desenho do Contrato aderente ao conceito de Operador do Sistema de Distribuição (DOS), a *Utility* do Futuro



⁴⁵ Batista, R., “Vencimento de 129 concessões de G/T/D nos próximos 10 anos: quais os caminhos e o processo decisório que o Brasil deve adotar depois da MP 579?”.

➤ **SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO (3/3)**

- **REACTUAÇÃO CONTRATUAL: Uma Extraordinária Janela de Oportunidade para o Futuro da Distribuição**
 - **Adaptar o Contrato** às transformações experimentadas no mercado de energia, especialmente na DISTRIBUIÇÃO:
 - **Digitalização (inovações tecnológicas e ambientais)**
 - **Descentralização (GD, REDs, veículos elétricos, armazenamento, resposta da demanda)**
 - Descarbonização e transição energética
 - **Investimentos vultosos para transformar a Distribuidora no Operador do Sistema de Distribuição (DSO)**
 - Prossumidor de energia elétrica
 - Contribuição à modicidade tarifária (troca do indexador IGP-M por IPCA, etc)
 - Estabelecimento de novas metas de universalização do acesso ao serviço
 - Abertura total do mercado brasileiro de eletricidade (separação de fio e energia)
 - **Novos modelos de negócio (experiências internacionais)**
 - **Modernização do marco legal do setor elétrico (PL 414/21)**
 - **Revisão da matriz de risco**, notadamente quanto ao equilíbrio econômico-financeiro (RTE e risco de demanda)

4.4.1 Separação de fio e energia

Em artigo publicado há precisamente um ano, sob o título “Concessões no Futuro da Distribuição; uma janela de oportunidade”, Dutra (2022)⁴⁶ fala da importância do debate sobre parte essencial e urgente na reforma do setor elétrico, qual seja, “o futuro da distribuição de eletricidade”, quando se avizinha o término “de 20 concessões que representam cerca de 63% do mercado de distribuição do país”.

Embasada em avaliações quanto à viabilidade jurídica da renovação desse conjunto de contratos decorrentes de leilões de privatizações, considera que esta é uma condição necessária, mas não suficiente, eis que restaria ao Poder Concedente definir a sua conveniência e oportunidade, à luz do interesse público. Uma eventual renovação far-se-ia com a repactuação de condições, especialmente para adaptar esses contratos às transformações experimentadas pelo setor⁴⁷.

Nesse sentido, como contornos para o desenho desse novo contrato, indica, entre outros aspectos, que o futuro da transição energética é descentralizado e digitalizado, sendo as redes a espinha dorsal da disseminação dos recursos distribuídos. Essa nova arquitetura é presente, mais do que futurologia. Corroboram essa afirmação os diversos projetos demonstração e a implantação de redes e medidores inteligentes na área de concessão da ENEL SP. Há requisitos para essa transformação: investimentos massivos para transformar a distribuidora no Operador do Sistema de Distribuição - o DSO, pela sigla em inglês.

Como destacado no artigo, a experiência da Califórnia “ilustra a importância de desenhar com cuidado os novos contratos de concessão: os investimentos na transformação para o DSO são vultosos e não meramente incrementais. Viabilizá-los requer definir o modelo

⁴⁶ J. Dutra, Portal Broadcast Energia, de 19/07/2022.

⁴⁷ Os novos contratos, pondera a autora, “*pautarão relações em um ambiente muito diferente do momento inicial da reestruturação do setor. No passado, a regulação por incentivos buscava criar eficiências por meio de tarifas que incentivavam vendas em um mercado crescente. As perspectivas atuais, ao contrário, são de redução do mercado na distribuição. O aumento da contratação no ambiente livre torna inadiável a **separação de fio (serviços de rede) e energia***”.

do contrato que vai reger as relações com as concessionárias de distribuição nas próximas três décadas. A chave de um setor elétrico resiliente, descentralizado e digitalizado está em redes modernas. E para isso precisamos de contratos que reconheçam e catalisem essa transformação, incentivando e remunerando investimentos necessários, equilibrando objetivos de curto e longo prazo”.

Voltando à agenda de oportunidades com o término das concessões de 20 distribuidoras de eletricidade, Dutra (2023a)⁴⁸ defende que os **novos contratos** para a renovação dessas outorgas poderiam estabelecer “regras e prazos para a separação de atividades de rede e de comercialização de energia, ao menos em seu aspecto contábil”. Vale, a propósito, conferir (seu/sua) preâmbulo e conclusão:

“A liberação do mercado de energia avança no Brasil, com mais consumidores de baixa tensão aderindo à contratação livre. Fim de concessão de 20 distribuidoras é oportunidade para separar serviços de rede e oferta de energia”.

“Essa segregação – que não pode aguardar indefinidamente a aprovação de um PL cuja tramitação se arrasta há seis anos no Congresso Nacional – é a única forma de democratizar os benefícios da #portabilidade da conta de luz. Permite às distribuidoras focar na operação e expansão das redes em tempos de investimentos em digitalização e resiliência, melhorando incentivos, alocação de custos e riscos entre quem sai e quem fica no ambiente regulado”.

Já após a abertura da presente consulta pública, Dutra (2023b)⁴⁹ torna, uma vez mais, ao tema do *unbundling*, salientando que “agora é hora de aproveitar a oportunidade de focar no prêmio principal: adaptar contratos para a separação de fio e energia”. Vejam-se as seguintes passagens:

“A separação de fio (serviços de rede) e energia (comercialização) conta com uma oportunidade singular com a divulgação da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE do Ministério de Minas e Energia ([link](#)) que trata das concessões vincendas de distribuição de energia elétrica. O tema está em Consulta Pública.

[...]

O #unbundling nos contratos já pode ser facilitado pela adaptação nas tarifas de eletricidade. Desenhar tarifas é competência do regulador; mas em tempos de ataques à Agência e às suas atividades de regulação, pode ser prudente promover articulação com o Poder Concedente para avançar na implantação de tarifa de duas partes ou algo semelhante. Implementar um mecanismo que discrimine cobrança de serviços de fio e energia pavimenta o caminho na direção de uma abertura equilibrada para quem sai e quem fica atendido pela distribuidora.

Por fim, visando se preparar para uma nova safra de abertura em 2024, quando todos os consumidores de alta tensão serão elegíveis à contratação no ambiente livre, vale aperfeiçoar instrumentos e mecanismos de segurança de mercado.

Para não ficar apenas na reclamação, imperativo aproveitar a Consulta Pública das concessões de distribuição de energia elétrica a vencer e incluir, nos seus resultados, a separação de fio e energia entre as diretrizes regulamentares para os novos contratos. #unbundling é instrumento essencial para promover equidade nesse

⁴⁸ J. Dutra, “Quem tem medo da separação de fio e energia?”. Blog do FGV IBRE, Energia/Combustíveis, 08/03/2023.

⁴⁹ J. Dutra, “#Unbundling, a separação de fio e energia”. Blog do FGV IBRE, Energia/Combustíveis, 27/06/2023.

“mundo crescentemente liberalizado, descentralizado e digitalizado da transição energética”.

4.4.2 Abertura do mercado de eletricidade

O tema da abertura do mercado tem sido abordado extensivamente por diferentes segmentos, agentes e associações, os quais militam na defesa de seus interesses legítimos, ainda que na maior parte das vezes, entrincheirados. Não raro são levantadas posições viesadas, não equilibradas, ou ainda argumentos falaciosos.

O segmento de distribuição pleiteia que a discussão da abertura seja separada do momento de definição acerca dos novos contratos de concessão. Por outro lado, comercializadores, alguns instalados nos mesmos grupos econômicos, reivindicam aumento da velocidade da abertura, comumente criando empresas ou adquirindo controle de outras que passem a atuar livres das amarras da contratação regulada – aproveitando brechas ou espaços da regulação, que tarda em evoluir para uma arquitetura funcional conducente ao avanço acelerado da liberalização.

Alguns dos principais achados acerca da experiência e literatura em liberalização são:

- A experiência prática avança muito menos que o direito à contratação no ambiente livre: Littlechild (2022), um dos precursores e expoentes da reestruturação em mercados de eletricidade, aponta em artigo recente que “a evolução dos mercados varejistas em eletricidade, em uma lista de 88 economias em desenvolvimento, a parcela daquelas que passaram por algum tipo de reforma aumentou de 1/3 para 2/3 entre 1995 e 2010; porém, a evolução dessa contratação direta foi bem mais modesta, aumentando de 1% para 7%. Com avanços e retrocessos, outros países têm se juntado a essa lista, a exemplo de Argentina e Turquia⁵⁰.
- O exercício da contratação livre para grupos de menor porte – consumidores de baixa tensão, residenciais, comerciais-, é menos vantajoso ou ambíguo quanto ao efeito de redução de preços.
- A taxa de troca – *switching* – um dos principais indicadores do bom funcionamento de mercados de varejo de eletricidade é baixa, mesmo em mercados com maior experiência em liberalização. A despeito de esforços da regulação em diversos países e regiões, grande número de consumidores, principalmente residenciais, permanecem contratando energia de empresas incumbentes (ACER/CEER, 2022)⁵¹.
- A elevada taxa de *switching* não raro reflete insatisfação ou baixa confiança no supridor/comercializador. Tal movimento poderia ser considerado positivo, pois a competição estaria a disciplinar o mercado; porém, pode representar falta de capacidade desse próprio mercado de expurgar participantes sem qualificação (ACER/CEER, 2022).
- A informação disponível aos consumidores sobre propostas e contratos alternativos é frequentemente escassa ou de baixa qualidade (ACER/CEER, 2022).

⁵⁰ Cf. J. Dutra (2023a), “*Quem tem medo da separação de fio e energia?*”.

⁵¹ ACER/CEER (2022), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Market in 2021.

- Consumidores pagam diferentes preços pela eletricidade em um mesmo mercado, sendo que aqueles usuários de menor renda ou marginalizados tendem a pagar preços mais altos relativamente aos consumidores de maior renda (Kahn-Lang, 2022)⁵².
- Uma regulação inadequada do mercado – principalmente de tipo prudencial – pode não ser capaz de garantir que consumidores tenham condições de avaliar a capacidade de seus fornecedores de enfrentarem situações adversas de mercado. A experiência de default de diversas comercializadoras no Reino Unido no período recente⁵³, em 2021, é ilustrativa desse processo. Menos disciplina de mercado na comercialização implica mais risco, que pode se traduzir em mais default e mais custos a serem transferidos para entidades que venham a exercer papel de fornecedores de última instância ou consumidores regulados.

A lista anterior não é exaustiva; porém, é representativa. Evidencia a importância de tratamento adequado; ou seja, de que o processo de abertura seja bem desenhado e implementado. Caso essas condições não sejam atendidas, haverá transferência de custos, riscos e perda de bem-estar principalmente para “quem fica”⁵⁴. Comprometem-se assim o atingimento de dois compromissos frequentemente presentes nas narrativas que povoam os discursos e falas sobre a transição energética em tempos de redes sociais: de que o consumidor está no centro da transição energética e da promoção da equidade.

A abertura de mercado é processo em curso e acelerado no Brasil, seja por meio da redução dos limites para contratação no mercado livre – que em 2024 estende a todos os consumidores de alta tensão o direito de comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN (Portaria 50/GM/MME, de 27/09/2022) –, seja pelo avanço irreversível da Micro e Minigeração distribuída, que faculta uma escolha de supridor extensiva mesmo aos consumidores residenciais. A expansão desta componente tem superado as previsões da EPE e do regulador, como atestam os quase 23 GW de potência instalada e as mais de três milhões de unidades consumidoras receptoras de créditos (dados de 20/07/2023).

As discussões travadas no Congresso Nacional atestam a irreversibilidade do avanço da liberalização no mercado de eletricidade no país. Mas *unbundling* é condição necessária para essa abertura. E seu bom desenho, requisito para garantir equilíbrio na alocação de benefícios, custos e riscos entre os ambientes de contratação livre e regulada. Ainda que o (bom) *design* possa ser relegado a etapa posterior, com informada e equilibrada discussão mediante consulta pública, **o momento para estabelecer o comando de separação entre fio e energia é agora – na oportunidade da repactuação e adaptação dos contratos de concessão de distribuição vincendos, mediante renovação ou licitação.**

⁵² J. Kahn-Lang (2022), Competing for In(attention): Price Discrimination in Residential Electricity Markets, Energy Institute at Haas, UC Berkeley. Disponível em: <https://drive.google.com/file/d/1IClpnaf3gVy3X94YWhLtSSTMWKTzi16K/view>.

⁵³ Para referências, acessar <https://www.forbes.com/uk/advisor/energy/failed-uk-energy-suppliers-update/>.

⁵⁴ Para referências, veja-se, por exemplo, S. Borenstein et al. (2022), Paying for Electricity in California: how Residential Rate Design Impacts Equity and Electrification, Next 10 and the Energy Institute at the UC Berkeley Haas School of Business. Disponível em: <https://www.next10.org/sites/default/files/2022-09/Next10-paying-for-electricity-final-comp.pdf>; e Scott Burger (2019), Rate Design for the 21st Century: Improving Economic Efficiency and Distributional Equity on Electricity Rate Design, PhD Dissertation.

4.4.3 Compartilhamento de dados de consumidores e a proposta de Open Energy

A regulamentação do conceito de *Open Energy* no Brasil tem o condão/propriedade de permitir que os consumidores tenham um maior controle sobre seus dados e perfil de consumo de energia elétrica, ao mesmo tempo em que facilita a integração de novos fornecedores e serviços no setor elétrico. Com a abertura do mercado, competidores no ambiente de comercialização podem melhor conhecer o perfil de consumo dos usuários, oferecendo pacotes ou serviços mais adequados a suas necessidades e em melhores condições.

O *Open Energy* é um mecanismo fundamental para uma efetiva abertura de mercado que seja benéfica para os consumidores de eletricidade – tanto os que já exercem, como os que poderão vir a exercer seu direito de contratação livre. O volume de trocas de fornecedor (ou *switching*) é um dos principais indicadores da performance de um mercado de negociação de eletricidade. E a capacidade de acesso a informações confiáveis sobre o perfil de risco dos usuários é um instrumento poderoso para democratizar acesso ao mercado.

Para alcançar esses objetivos, o *Open Energy* se baseia no compartilhamento de informações e dados entre diversas partes envolvidas, incluindo empresas de energia, fornecedores, instituições financeiras e, claro, os clientes. No entanto, tal compartilhamento ocorre somente mediante o consentimento explícito dos usuários, garantindo assim a proteção da privacidade e dos interesses dos clientes. Esse consentimento expresso permite que os clientes tenham acesso a informações detalhadas sobre seu consumo de energia elétrica, possibilitando uma melhor compreensão de seus padrões de uso e, conseqüentemente, a tomada de decisões mais informada para economizar energia e reduzir custos.

Por meio da abertura do mercado de energia elétrica, o *Open Energy* estimula a competição e a inovação, permitindo que novos fornecedores e startups ofereçam soluções mais eficientes, serviços personalizados e tecnologias avançadas relacionadas à energia. Ao promover maior concorrência no setor elétrico, o *Open Energy* busca beneficiar os consumidores com uma maior diversidade de opções de preços e planos de energia elétrica, bem como serviços mais adequados às suas necessidades específicas.

4.4.3.1 A experiência do Open Banking no setor bancário

Para melhor compreender o processo de implantação de um conceito de *Open Energy* no Brasil, é importante perceber como tem evoluído o *Open Banking* no país.

O segmento bancário comercial brasileiro tem sido historicamente caracterizado pela concentração significativa de mercado em poucos bancos de grande porte. Segundo o Relatório de Economia Bancária do Banco Central do Brasil⁵⁵, em 2020 cerca de 77,6% dos ativos totais desse segmento estavam nas mãos de apenas cinco instituições: Caixa Econômica Federal, Banco do Brasil, Bradesco, Itaú e Santander. Essa falta de concorrência pode resultar em baixo incentivo para inovação e desenvolvimento de novos produtos e serviços bancários que atendam às necessidades dos clientes. Adicionalmente, essa concentração pode estar associada a taxas bancárias elevadas e à limitação da oferta de serviços financeiros adequados a populações de áreas rurais e comunidades de baixa renda.

⁵⁵ Banco Central do Brasil (2022). Relatório de Economia Bancária. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/content/publicacoes/relatorioeconomiabancaria/reb2022p.pdf>

Para endereçar essas questões, foi regulamentado no Brasil o *Open Banking* ou sistema financeiro aberto. Essa iniciativa possibilita que instituições financeiras compartilhem dados de clientes, mediante prévio consentimento dos usuários, com outras entidades autorizadas pelo Banco Central. Antes da implementação do *Open Banking*, uma instituição financeira não tinha acesso a informações sobre o relacionamento do cliente com outras, o que dificultava a competição por esse cliente com base na oferta de serviços alinhados com o seu perfil. Com o *Open Banking*, as instituições têm acesso aos dados autorizados pelos correntistas, permitindo que os clientes recebam ofertas mais personalizadas de acordo com o seu histórico financeiro. Além disso, o ambiente competitivo gerado estimula a inovação e a concorrência no setor financeiro.

Contudo, o compartilhamento de informações entre diferentes instituições financeiras também suscita preocupações quanto à privacidade dos clientes. Assim, é imprescindível garantir a segurança dos dados dos correntistas e a transparência nas práticas de compartilhamento de informações. Os clientes devem ser devidamente informados sobre quais dados serão compartilhados, com quem e com qual finalidade, além de terem a capacidade de revogar seu consentimento a qualquer momento. Ademais, é fundamental que as instituições financeiras assumam a responsabilidade pela proteção dos dados dos clientes.

De forma análoga ao que ocorre no setor bancário brasileiro, o sistema elétrico nacional também foi tradicionalmente operado de forma monopolística, com poucas empresas controlando todas as etapas do processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com a abertura gradual do mercado, espera-se que a entrada de novos participantes promova maior concorrência e beneficie os consumidores. Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), o mercado livre de energia atende apenas cerca de 30 mil consumidores, o equivalente a 0,03% dos consumidores de energia elétrica.

A abertura do mercado de energia elétrica tem como principais objetivos aumentar a competição e reduzir os preços para os consumidores, garantindo-lhes o direito de escolher livremente seu fornecedor de energia elétrica, em contraposição à limitação a uma única empresa de distribuição local. Ademais, visa possibilitar aos consumidores a negociação direta com geradores ou comercializadoras, buscando condições contratuais mais favoráveis. A introdução de um ambiente competitivo também incentiva as empresas do setor a aprimorarem sua eficiência operacional e a desenvolverem novas tecnologias e práticas, com o objetivo de atrair novos clientes.

Para que a entrada de novos fornecedores no mercado de energia elétrica resulte em uma maior diversidade de preços e planos, é de suma importância que os consumidores detenham seus próprios dados de consumo e possam compartilhá-los com outros fornecedores, a fim de assegurar negociações mais vantajosas e preços mais competitivos no mercado. Entretanto, cabe notar que, atualmente, os dados dos consumidores são centralizados e compartilhados em toda a cadeia de valor, abrangendo os estágios de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. As distribuidoras de energia desempenham um papel central na tutela desses dados, os quais são disponibilizados aos consumidores nas faturas de energia elétrica, em periodicidade mensal (EY Brasil/ABRACEEL, 2022)⁵⁶.

⁵⁶ EY Brasil/ABRACEEL (2022). Avaliação dos cenários possíveis para abertura organizada do setor elétrico brasileiro. Disponível em: <https://go.ey.com/3UQuu76>; Ruddell, B. L., Cheng, D.,

Neste contexto, o conceito de *Open Energy* (energia aberta, em tradução livre) apresenta uma semelhança com o modelo de *Open Banking*, embora aplicado no setor de energia elétrica. Da mesma forma que o *Open Banking* busca promover maior transparência e acesso aos dados e serviços bancários, *Open Energy* tem como objetivo fomentar a transparência, inovação e disponibilidade de dados e serviços relacionados à energia elétrica.

Apesar dos benefícios do *Open Energy* e do compartilhamento de informações e dados no setor de energia elétrica, também existem preocupações legítimas relacionadas ao uso indevido das informações dos clientes e eventuais violações à Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais. Essas informações podem ser exploradas de maneira que não sejam de interesse público ou que não beneficiem diretamente o cliente individual que é titular da conta de energia (Ruddell et al., 2020).

4.4.3.2 Experiências internacionais em *Open Energy*

4.4.3.2.1 A experiência australiana

Em 2019, o *Consumer Data Right* (CDR, em tradução livre "Direito dos Dados do Consumidor") foi promulgado por meio de uma emenda às Leis do Tesouro da Austrália. O objetivo do CDR é oferecer aos australianos maior controle sobre seus dados, permitindo aos consumidores o compartilhamento de suas informações com destinatários confiáveis e autorizados. O compartilhamento dessas informações permite que o consumidor receba ofertas de produtos e serviços mais vantajosas e alinhadas com o seu perfil. O CDR foi regulamentado em 2020¹, estabelecendo o regimento para o processo de consentimento, bem como os normativos de proteção aos dados que devem ser observados pelos provedores da informação e o procedimento para acreditação de terceiros. O *Australian Competition and Consumer Commission* (ACCC) é o regulador desse processo.

O CDR foi concebido para poder ser aplicado em distintos setores, mas atualmente este serviço é disponibilizado pelos setores bancário e de energia. Desde julho de 2020, teve início o processo de compartilhamento de dados bancários para os consumidores dos quatro maiores bancos australianos². Este processo foi implementado em 3 etapas até fevereiro de 2021, onde sucessivamente um conjunto maior de informações poderia ser compartilhado com terceiros acreditados. Nos meses subsequentes, o serviço passou a ser oferecido pelos bancos menores.

No setor de energia, a possibilidade de compartilhamento de dados dos consumidores teve início em novembro de 2022, para um conjunto inicial de distribuidores. O modelo de acesso aos dados de energia foi proposto pelo ACCC, ainda em 2019, depois de amplo debate que incluiu uma Consulta Pública com os principais stakeholders sobre as regras que seriam aplicadas ao setor e as alternativas de modelo de acesso aos dados³. O documento de consulta, denominado *Energy Rules Framework* (ERF), abordou diversas questões relacionadas ao desenvolvimento do modelo que precisavam ser resolvidas para acomodar o CDR no setor de energia. A consulta pública foi encerrada no segundo semestre de 2021 com a emissão das regras para o setor de energia. O trabalho foi desenvolvido em conjunto com várias agências que têm responsabilidades diversas.

Fournier, E. D., Pincetl, S., Potter, C., & Rushforth, R. (2020). Guidance on the usability-privacy tradeoff for utility customer data aggregation. *Utilities Policy*, 67, 101106

O documento⁵⁷ que sistematizou as contribuições da Consulta Pública e definiu o modelo a ser utilizado pelo setor elétrico identificou sete principais questões de desenvolvimento que precisaram ser equacionadas:

- Abordagem para as regras, padrões e salvaguardas de privacidade para acomodar o modelo de acesso de dados por meio do *gateway*;
- Elegibilidade do consumidor;
- Autenticação;
- Dashboards;
- Resolução de disputas;
- Gradualismo na implementação;
- Regras de credenciamento;

O processo de adesão ao CDR no setor de energia foi estabelecido em etapas, dependendo do tipo do detentor do dado e da complexidade de informação a ser compartilhada, e sua implementação seguirá o modelo adotado no setor bancário. O CDR será aplicado a conjuntos de dados específicos no Mercado Nacional de Eletricidade (NEM). Isso inclui informações do consumidor relacionadas à venda ou fornecimento de eletricidade, inclusive quando a eletricidade é combinada com o gás. Os conjuntos de dados de produtos no setor de energia CDR incluem planos de eletricidade, gás e combustível dual. O compartilhamento de dados do setor de energia começou em outubro de 2022 e o compartilhamento de dados do consumidor se iniciou em 15 de novembro de 2022 para varejistas de energia iniciais.

Para além do processo de implementação e de acreditação de terceiros, o ACCC atua de forma a engajar os distintos *stakeholders* no processo de sensibilização dos consumidores em relação aos benefícios do compartilhamento de dados.

4.4.3.2.2 A experiência da Comissão da União Europeia

Em junho de 2023, a Comissão Europeia, levando em consideração a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho sobre regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e a alteração da diretiva 2012/27/EU¹, estabeleceu regulação que contempla um conjunto de requisitos de interoperabilidade e regras para procedimentos não discriminatórios e transparentes para o acesso à medição de eletricidade e dados de consumo por clientes finais e partes elegíveis.

O documento também estabelece regras não discriminatórias e transparentes e procedimentos para acesso a dados que exigem a publicação de relatórios nacionais sobre as práticas de aplicação do modelo de referência. Esses pontos estão em linha com o documento australiano que também se preocupa em garantir condições mínimas de compartilhamento de dados que cumpram os objetivos de resguardar a privacidade e a transparência na relação com o consumidor, mas também que o compartilhamento dos dados se dê de forma não discriminatória entre os diferentes operadores.

Com o objetivo de assegurar interoperabilidade, o documento europeu estabelece um modelo de referência para dados de medição e consumo que define regras e

⁵⁷ Australian Government. Energy rules framework. Consultation paper. July, 2020. Disponível em: https://www.accc.gov.au/system/files/CDR%20-%20Energy%20rules%20framework%20consultation%20paper%20-%20July%202020_0.pdf

procedimentos que os Estados-Membros devem aplicar. Com o objetivo de assegurar interoperabilidade, o documento europeu estabelece um modelo de referência para dados de medição e consumo que define as regras e procedimentos que os Estados-Membros devem aplicar. A regulação lista os participantes do mercado de eletricidade que são afetados por este ato e os papéis e responsabilidades que desempenham.

Após uma lista de definições para nivelar o entendimento e oferecer clareza sobre o que ela trata, o documento estabelece os requerimentos para transparência e interoperabilidade entre os diferentes agentes.

4.4.3.2.3 A experiência Norte-Americana

Em setembro de 2011, o Departamento dos Assuntos de Veteranos dos Estados Unidos lançou um projeto denominado *Blue Button* (Botão Azul, em tradução livre), que permitia aos veteranos de guerra acessar e fazer o *download* de todo seu histórico médico, possibilitando o compartilhamento dessas informações com outros provedores de assistência à saúde.

Menos de um ano depois, em uma iniciativa liderada pela indústria, foi lançado o *Green Button* (Botão Verde, em tradução livre), possibilitando que consumidores tivessem acesso a toda informação relacionada ao consumo de energia. Atualmente, com a participação de mais de 50 *utilities*, mais de 60 milhões de consumidores e empresas têm a possibilidade de extrair seus dados de consumo, compartilhando-os com empresas que ofereçam soluções inovadoras para o gerenciamento eficiente do uso da energia, dimensionamento e financiamento de painéis solares, dentre outros produtos e serviços⁵⁸.

O *Green Button* segue as práticas de segurança e privacidade. Uma nova ferramenta chamada *Green Button Download My Data* está em fase de implementação e permitirá que o consumidor forneça a terceiros por meio do *upload* das informações ou da transferência direta dos dados entre *utility* e um terceiro autorizado.

Há similaridades entre as iniciativas australiana e norte-americana, mas a capilaridade do *Green Button* e a evidente preocupação com a facilidade de acesso das informações pelo consumidor são aspectos importantes que devem nortear a promoção de ferramentas como essas em outros países.

Para além da experiência voluntária de adesão à plataforma *Green Button*, nos EUA, diversos estados ao longo dos anos têm estabelecido regulações que tornam mandatória a participação em plataformas do tipo *Green Button*. Essa postura se justifica pelo fato de que, em sendo a regulação de *utilities* elétricas de competência estadual, não poderiam o US Department of Energy ou a Federal Energy Regulatory Commission determinar em esfera federal uma regulação ou tratamento uniforme para Dados no país⁵⁹.

⁵⁸ Fonte: <https://www.energy.gov/data/green-button>

⁵⁹ O portal <https://database.aceee.org/state/data-access> apresenta informações de 2019 sobre o status de políticas locais e estaduais aplicáveis ao tratamento de dados em energia. Em particular, no estado da Califórnia, os requisitos de processo para requisição e acesso a dados permitem também a pesquisadores, agências estaduais e federais, bem como governos locais acessarem dados dos usuários sob custódia das *utilities* elétricas (IOUs), mediante consentimento dos consumidores. Essa experiência tem permitido desenvolver pesquisas cruciais para entender como a evolução do setor elétrico tem impactado diferentes grupos de usuários nas diversas regiões do Estado em consequência, por exemplo, da descentralização

4.4.3.3 Da oportunidade de se promover avanços em governanças de dados gerada pela renovação das concessões

Em virtude dessas preocupações, órgãos reguladores, formuladores de política e pesquisadores e têm empreendido esforços para encontrar uma solução viável e que estabeleça um equilíbrio aceitável entre a necessidade de proteger a privacidade dos participantes do mercado de energia elétrica e o desejo de utilizar esses dados para extrair valor em nível individual.

Em suma, o *Open Energy* representa uma iniciativa importante para democratizar o acesso à informação, aumentar a participação dos consumidores na gestão do uso da energia e promover uma maior concorrência e inovação no setor elétrico, buscando, assim, melhorias para o consumidor final e para o sistema como um todo; entretanto, a melhor forma de armazenar e compartilhar esses dados ainda carece de respostas.

Por tudo isso, consideramos essencial aproveitar a oportunidade de os novos contratos de concessão de distribuição com vencimento no período de 2025 a 2031 para estabelecer previsão de que os temas da propriedade e do compartilhamento de dados sejam objeto de regulação pela ANEEL. Em momento posterior, teria lugar discussão informada sobre como desenhar e implementar o *Open Energy*, de modo a garantir benefícios aos usuários e maior isonomia entre as comercializadoras – quer independentes, quer aquelas que pertencem a grupos econômicos com atuação na distribuição, as quais se encontram em vantagem competitiva, conforme extensamente reportado e evidenciado na literatura econômica.

4.5 Detalhamento do conjunto de diretrizes para tratamento das concessões vincendas

De forma pragmática, apresentamos a seguir as nossas sugestões para aprimoramento das diretrizes gerais propostas no item 4.7.1 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, mediante ajustes redacionais e/ou complementações realçadas na cor vermelha.

“I – O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo § 3º do art. 4º c/c art. 27 da Lei nº 9.074/1995, uma única vez, pelo prazo de trinta anos, desde que atendidos os condicionantes estabelecidos nesta regulamentação.

Condições mínimas para a prorrogação das concessões:

*II - A prorrogação das concessões de distribuição fica condicionada à **comprovação** da prestação do serviço adequado, bem como à expressa aceitação por parte da concessionária das condições estabelecidas no termo aditivo ao contrato de concessão.*

em curso acelerada. Mais detalhes da experiência da Califórnia podem ser acessados em <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=10151>.

- a. Entende-se por serviço adequado o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.
- b. A **comprovação** da prestação do serviço adequado será **avaliada mediante critérios de eficiência**, a partir de indicadores de duração e frequência médias das interrupções do serviço e de sustentabilidade econômico-financeira.
- c. O atendimento aos critérios **de eficiência** deverá ser constatado por meio do cumprimento dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos e **da inequação relativa** à gestão econômico-financeira, apurados pela ANEEL, para cada concessionária.
- d. O descumprimento dos condicionantes **ficará caracterizado**, para cada critério, de forma independente, **no caso de (d.1) violação dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos estabelecidos pela ANEEL, isoladamente ou em conjunto, por 1 (um) ano ou mais, no último quinquênio do contrato; e de (d.2) transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 1 (um) ano ou mais, também nos últimos 5 anos do contrato.**
- e. Cabe à ANEEL apurar e dar publicidade quanto ao cumprimento dos critérios.

III - A concessionária poderá apresentar plano de transferência de controle societário como alternativa **à extinção da outorga**, que deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado, desde que o novo controlador comprove capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição, **conforme regulação da ANEEL**. A transferência do controle societário, se não concluída antes de trinta e seis meses do advento do termo contratual, ensejará no prosseguimento pela ANEEL das análises quanto ao atendimento das exigências para prorrogação contratual.

Diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão

IV - A ANEEL definirá a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, contendo cláusulas que assegurem, no mínimo:

- a. sustentabilidade econômico-financeira da **concessão**, inclusive por meio de aporte de capital **dos acionistas**;
- b. o atendimento de seu mercado, nos prazos regulamentares, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal;
- c. a satisfação dos usuários;
- d. a qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da apuração de indicadores que contemplem as diversas agregações possíveis, **e a redução de perdas de energia**;
- e. a eficiência energética;
- f. a modicidade tarifária;
- g. incentivos à gestão eficiente dos ativos;

- h. autorização para o concessionário exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos consumidores, por sua conta e risco, que devem favorecer a modicidade tarifária;*
- i. alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, primordialmente sob a forma de uma **matriz expressa e consolidada**, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos.*

V - Cláusulas econômicas:

- a. modernização dos serviços e das instalações compatível com a prestação adequada do serviço de distribuição.*
- b. flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro.*
- c. **autorização genérica ou, quando for o caso, previsão de regulação específica**, para a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem prestados por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o consumidor com a ampliação da concorrência no setor elétrico. **No âmbito do inevitável processo de abertura do mercado e como condição necessária à sua implementação dentro do cronograma regulamentar, a ANEEL deverá fixar prazo e estabelecer os requisitos para a separação contábil das atividades de rede e comercialização de energia.***
- d. utilização do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como indexador para os reajustes tarifários anuais, a fim de trazer isonomia e uniformidade entre as concessões.*

VI - Flexibilidade para a regulação definir indicadores e dimensões adicionais de sustentabilidade que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão e de subsidiar a tomada de decisão quanto à prorrogação ou licitação de outorgas no termo final dos contratos, quando for o caso.

VII - Cláusula de Proteção dos dados dos usuários e compartilhamento com terceiros, mediante sistema de Open Energy, com o objetivo de fomentar a transparência, inovação e disponibilidade de dados e serviços relacionados à energia elétrica.

VIII - Transferência do controle societário como alternativa à caducidade da concessão vincenda.

Contrapartidas sociais

*IX - Como contrapartida à prorrogação da concessão, haverá obrigação de investimento, a contar da data de assinatura do **aditivo contratual correspondente ou do dia seguinte ao do término do contrato, o que ocorrer por último, salvo se o concessionário expressamente aceitar a antecipação dos efeitos de tal obrigação, sem qualquer compensação, segundo diretrizes do Poder Concedente (se houver necessidade de diretrizes adicionais, o Decreto resultante desta CP 152/2023 deverá detalhá-lhas).***

X - Os investimentos devem ser realizados nas seguintes ações, conforme diretrizes a serem estabelecidas pelo MME:

- a. Programas de eficiência de prédios públicos;*

- b. Realização de investimentos em eficiência de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas;*
- c. Promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica;*
- d. Investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários;*
- e. Investimentos em painéis solares para redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à insegurança hídrica.*

*XI - Investimentos serão realizados dentro de um período de 5 anos, a partir da assinatura do **aditivo contratual correspondente ou do dia seguinte ao do término do contrato, o que ocorrer por último, observado o disposto no inciso IX.***

XII - Em etapa prévia à assinatura do Termo Aditivo Contratual, a concessionária enviará Plano de Investimentos para aprovação do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANEEL.

XIII - Caso o investimento anual seja inferior ao estipulado, a diferença será atualizada pela taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) e somada ao montante como obrigação de investimento.

Rito processual

XIV - O requerimento de prorrogação do prazo da concessão será dirigido à ANEEL, com a antecedência de, no mínimo, 36 (trinta e seis) meses do advento do termo contratual, acompanhado dos documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial e das qualificações jurídica, econômico-financeira e técnica da concessionária.

XV - Em até 30 meses do advento do termo contratual, a ANEEL procederá à avaliação quanto ao atendimento dos critérios para prorrogação. O não atendimento dos critérios para prorrogação implicará a licitação da concessão.

XVI - Em até 24 meses do advento do termo contratual, a ANEEL instruirá processo de Consulta Pública com as condições para a prorrogação.

*XVII - Em até 21 meses do advento do termo contratual, a ANEEL publicará a versão final do **aditivo ao contrato de concessão.***

XVIII - Em até 18 meses do advento do termo contratual, a empresa deverá se manifestar quanto ao aceite das condições finais de prorrogação.

XIX - Caso a concessionária aceite as condições, o termo aditivo ao contrato de concessão deverá ser assinado em até 90 (noventa dias) contados da convocação.

*XX - Os prazos serão flexibilizados para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026, **nos termos de ato específico do MME,** desde que a empresa se manifeste quanto ao aceite das condições finais de prorrogação em até 30 dias após a ANEEL publicar a versão final do **aditivo ao contrato de concessão e as contrapartidas de investimentos.***

XXI - Caso a concessionária não aceite as condições, será iniciado o processo para licitação da concessão.

XXII - Havendo o interesse em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar requerimento, destacando sua opção pela prorrogação nas condições definidas, **as quais não implicarão compensação de nenhuma natureza**. Tal **pedido** pode ser protocolado **a qualquer tempo**, antes do prazo de 36 meses do termo final do contrato. Nesse caso, o aditivo contratual conterá as contrapartidas de investimentos a serem efetuadas a partir de sua assinatura, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do seu termo final.

XXIII - Caso haja troca do controlador, **como forma de atender ao requisito mínimo para a renovação da concessão ou nos cinco primeiros anos após a prorrogação**, será prevista majoração na obrigação de investimentos.

Licitação

XXIV - A licitação **das concessões de distribuição de energia elétrica em fim de vigência utilizará o critério do menor valor da tarifa para prestação do serviço público, conforme o disposto no inciso I do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 1995, e será realizada sem reversão prévia dos bens**.

XXV - A indenização a ser paga à antiga concessionária, em função do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não depreciados, será calculada pela ANEEL com base na metodologia **do Valor Novo de Reposição (VNR)**.

XXVI - A indenização também considerará os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de **recolhimento** ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da **extinção⁶⁰** da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

XXVII - A indenização pelos ativos ainda não amortizados a serem transferidos para a nova concessão deverá ser paga pelo vencedor do certame à antiga concessionária.

XXVIII - Caso o valor a ser pago pelo vencedor do certame não seja suficiente para quitar a indenização, o saldo remanescente será pago pela Reserva Global de Reversão – RGR, com forma de pagamento definida em ato do MME”.

XXIX - A Aneel elaborará o edital de licitação e a minuta de contrato de concessão, observada a Lei nº 8.987, de 1995, e adotará as medidas necessárias para a realização da licitação, nos termos do § 2º do art. 3º-A da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

XXX - A antiga concessionária não poderá participar do processo licitatório.

XXXI - O edital de licitação poderá prever período de transição, após a data de assinatura do contrato e a critério da vencedora do certame, para a transferência dos ativos e a assunção do serviço concedido.

XXXII - O edital de licitação definirá os direitos e as obrigações de cada parte e o valor da remuneração da antiga concessionária pela prestação dos serviços no período de transição.

⁶⁰ Redação compatível com Subcláusula específica dos contratos de concessão de distribuição vigentes.

Apêndice à Contribuição Independente do FGV CERI para a CP nº 152/2023-MME

- *Casos ilustrativos de verificação de excedentes ao custo regulatório (metodologia tarifária)*

Por ocasião do estabelecimento da metodologia do 2º e 3º Ciclos de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras⁶¹ constatou-se também a existência de **excedente**, desta feita em relação à **remuneração do capital de terceiros** na composição do WACC regulatório.

Com efeito, após se dar conta de que os investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLpT) com montantes subsidiados pelo consumidor (encargo tarifário da RGR) vinham sendo remunerados pelo WACC regulatório, permitindo a integral apropriação de ganhos de capital pelas concessionárias em face de uma política pública de financiamento de recursos, passou-se a utilizar, durante o 3CRTP, o custo real efetivo de 1,35% a.a. como taxa de remuneração para o saldo de recursos da RGR destinados ao PLpT (em lugar do WACC, que fora fixado em 9,95% no 2CRTP).

Mas talvez o exemplo mais eloquente de “descoberta” de **excedente tarifário** tenha sido a falha metodológica do contrato de concessão de distribuição, conhecida por “**falta de neutralidade da parcela A**” (também denominada de “**engordamento da parcela B**”), a qual permitiu ganhos extraordinários das concessionárias no período de 2002 a 2009, da ordem de R\$ 1 bilhão por ano, a valores históricos.

Notícias da época davam conta de que “a pedido da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara, o Tribunal de Contas da União (TCU) fez uma auditoria e encontrou erros nos cálculos da conta de energia elétrica. A despesa era calculada para uma base de consumidores, e a expansão de consumo não entrava na conta”⁶².

Monografia publicada no portal JUS.com.br, de 27/08/2010⁶³, assim resumia a questão:

“Em apertada síntese, a fórmula paramétrica da cláusula sétima dos contratos de concessão absorvia indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda por energia elétrica. O erro refere-se especificamente ao ganho de escala observado pelas Distribuidoras, em consequência do aumento da venda de energia elétrica, advinda do crescimento do número de consumidores ou do aumento do consumo de energia elétrica.”

⁶¹ Volume 4 do Processo nº 48500.007102/2009-98 (fls. 176 e 177).

⁶² “TCU encontrou erros nos cálculos da conta de energia elétrica” (Release da Câmara dos Deputados de 28/10/2009).

⁶³ “A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a novela da devolução dos valores cobrados indevidamente dos consumidores de energia elétrica”. SOUZA, Alexis Sales de Paula.

Trata-se de um problema tecnicamente designado como ‘falta de neutralidade da Parcela A’ das tarifas. Essa parcela contém os custos não gerenciáveis do empreendimento e, segundo as regras legais e contratuais, não pode propiciar ganhos de espécie alguma para as Distribuidoras, pois não gera risco para as Concessionárias, vez que são ressarcidos integralmente às empresas. Por lei, o ganho advindo do crescimento da demanda por energia elétrica deve ser revertido em favor dos consumidores, em prol da modicidade tarifária. Essa irregularidade permitiu às Concessionárias de energia elétrica um ganho indevido de aproximadamente um bilhão de reais, ao ano.

A ANEEL reconheceu o erro, elaborou um termo aditivo aos contratos de concessão⁶⁴ garantindo a neutralidade da Parcela A, mas entendeu que não havia direito dos consumidores à devolução dos valores cobrados a maior. [...]

A ANEEL admite que a fórmula paramétrica constante nos contratos de concessão estava errada e trouxe um prejuízo aos usuários do serviço de energia elétrica. A maior prova disso foi a celebração do termo aditivo para corrigir a fórmula paramétrica dos contratos de concessão. Portanto, é indiscutível que as Distribuidoras têm a obrigação legal de reparar o dano patrimonial dos consumidores. Acrescente-se que o conceito legal de prejuízo engloba tanto o que o usuário perdeu como o que razoavelmente deixou de ganhar.

Não importa o nome que se dê ao problema - erro de faturamento, falha, inadequação metodológica, erro de interpretação, cobrança indevida etc. - o essencial é que ele existiu e gerou um ganho indevido às Distribuidoras que deve ser legalmente devolvido aos consumidores”.

Ainda a respeito desse **excedente tarifário**, release da Agência Câmara de Notícias, de 02/10/2012, informava que:

“Em agosto de 2012, o TCU pediu a devolução de cerca de R\$ 7 bilhões a consumidores brasileiros que foram pagos a mais nas contas de energia entre 2002 e 2010, problema provocado por um erro de cálculo dos reajustes das distribuidoras.

O relatório determinou que a ANEEL teria de calcular o valor indevido cobrado nas contas de luz e compensar os clientes que foram prejudicados.

De acordo com o TCU, houve ‘omissão regulatória’ por parte da ANEEL. O tribunal avaliou ainda que a cobrança a mais nas contas dos consumidores representava uma situação de desequilíbrio econômico-financeiro, desfavorável aos consumidores”.

Independentemente do desfecho quanto à devolução ou não, aos consumidores, dos valores repassados a maior na parcela A das distribuidoras de energia elétrica até a celebração de novo Termo Aditivo de seus Contratos de Concessão⁶⁵, não padece dúvida de que, conforme reconhecido pela própria ANEEL, a fórmula de reajuste gerou **excedentes tarifários (ganhos extraordinários)** no período de 2002 a 2009.

No entanto, o problema do “engordamento da parcela B” já havia sido anteriormente identificado pela própria ANEEL, em 2003, no âmbito do Processo nº 48500.003458/2003-00 (Proposta de Aperfeiçoamento na Metodologia de Reajuste Tarifário), conforme análise

⁶⁴ Termos aditivos firmados em **2010**, após a constatação do erro de cálculo das tarifas.

⁶⁵ Aditivo contratual assinado em 2010, para assegurar “a neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A com relação à variação do mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010”.

e proposições constantes da Nota Técnica nº 008/2003-ASS/ANEEL, de 19/08/2003⁶⁶, complementada pela Nota Técnica nº 002/2004-ASS/ANEEL, de 24/03/2004.

Em que pese o apoio da ABRADDEE “aos aperfeiçoamentos que vêm sendo conduzidos pela ANEEL, no tocante à metodologia de reajuste tarifário, com o objetivo de **conferir uma maior neutralidade ao cálculo dos valores da Parcela A**, consoante pressupostos incorporados à Nota Técnica nº 008/2003-ASSESSORIA⁶⁷, a falta de consenso interno entre áreas técnicas da Agência⁶⁸, refletidas em dissensos também na Diretoria (de mérito e de forma), associadas a mudanças na “disciplina da comercializasse distribuição de energia elétrica no Brasil”, com a promulgação da Lei nº 10.848/2004, e sua regulamentação por meio do Decreto nº 5.163/2004, levaram a um diferente caminho.

Deveras, considerando “que o mencionado Decreto nº 5.163/2004 trouxe diretrizes sobre o repasse dos custos de aquisição da energia elétrica às tarifas cobradas dos usuários finais das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme

⁶⁶ Vejam-se, a propósito, os seguintes excertos:

“II – Neutralidade na definição de receitas para encargos setoriais

20. Outro efeito, este bastante diferenciado da compra de energia é o da variação do mercado sobre os encargos da Parcela A. Por decorrência das disposições do contrato, quando se calcula o índice de reajuste tarifário (IRT), adota-se, para definir a receita para os próximos doze meses, o mesmo mercado verificado nos doze meses anteriores ao do reajuste. Assim, ao ser concebido e celebrado o contrato decidiu-se que a distribuidora assumiria um risco de ganhar ou perder com o crescimento ou a redução do mercado. [...] Contudo, existe outro efeito conseqüente da atual metodologia que parece não estar explícito nas disposições do contrato. É que além do mencionado efeito com a variação do mercado no respectivo ano, o valor adicional de receita resultante vem sendo incorporado a parcela B, a qual é definida por diferença (VPBO = R A - VPAO). [...] **Contudo, no momento de se definir a parcela B por diferença da parcela A do ano anterior (VPAO), o contrato permite que se utilize o mercado de referência que foi, de fato, o verificado nos doze meses anteriores. Trata-se de uma questão de interpretação do contrato. É que para os encargos tem se empregado a interpretação de que apenas as condições vigentes os definiriam (o valor em R\$ vigente em DRA ou DRP). Assim, o valor a ser descontado da receita auferida pela concessionária nos últimos doze meses (RA) para se definir a parcela B do período anterior (VPBO), é o mesmo considerado no último reajuste sem levar em conta que a incidência do mesmo na tarifa implicou, em termos de receita para a concessionária, em valor provavelmente diferente, em função de variações do mercado.**

[...]

24. [...] **Em suma, o procedimento que garante neutralidade na definição da parcela B é o de considerar as condições vigentes do reajuste anterior e que tiveram efeito na tarifa e o mercado faturado observado nos doze meses anteriores em que teve efeito a referida tarifa.**

[...]

IV – CONCLUSÕES

[...]

5. Com base no exposto, recomendamos à Diretoria que os aperfeiçoamentos metodológicos sejam desenvolvidos sob a coordenação da Superintendência de Regulação Econômica - SRE e com as seguintes diretrizes:

I - considerar as variações no mercado na arrecadação dos recursos destinados a cobrir aos encargos setoriais;

[...]

III - os aperfeiçoamentos desenvolvidos sejam consubstanciados em minuta de regulamento a ser submetida a audiência pública até dezembro de 2003, de forma a permitir que os efeitos do aperfeiçoamento metodológico possam ser aplicados nos reajustes e revisões de 2004 (a partir de fevereiro de 2004);”

⁶⁷ Carta ABRADDEE B5.2.CT2004-0037, de 16/02/2004.

⁶⁸ Cf. Nota Técnica nº 125/2004-SRE/ANEEL, de 01/06/2004.

se vê, por exemplo, em seu artigo 36, §1º, a Procuradoria Federal/ANEEL entendeu "desnecessária a apresentação de qualquer parecer" sobre a "divergência entre a Assessoria da Diretoria da ANEEL e a SRE"⁶⁹.

Ademais, "reforça[ria] esse entendimento o fato de a **ANEEL já haver celebrado aditivos aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica com vários agentes do setor**, dando efetividade aos critérios técnico-jurídicos traçados no mencionado Decreto nº 5.163/2004".

Por último, opinou a PF/ANEEL no sentido da "**perda do objeto** da consulta originalmente formulada", razão por que "deixa[va] de [se] pronunciar sobre a questão de direito suscitada pelo Diretor consulente".

Posteriormente, a Diretoria da ANEEL decidiu declarar extinto o Processo nº 48500.003458/2003-22 (Análise da metodologia de repasse dos custos de compra de energia elétrica, pelas concessionárias de distribuição, às tarifas de fornecimento e suprimento), "em face de o **objeto da decisão restar prejudicado por fato superveniente**"⁷⁰, nos termos do Despacho nº 2.555, de 14/08/2007.

É de concluir, portanto, que, os termos aditivos aos contratos de concessão de distribuição celebrados em **2005**, que tiveram por objeto "atender às condições de eficácia de que tratam os §2º do art. 36 e §2º do art. 43 do Decreto nº 5.163/2004", dando nova redação à cláusula sobre "Tarifas Aplicáveis na Prestação de Serviços", não foram suficientemente precisos para assegurar a **neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A** com relação à variação do mercado, como apontado na Nota Técnica nº 008/2003-ASS/ANEEL.

Em outras palavras, mesmo diante da manifestação favorável da ABRADÉE às proposições contidas na referida NT, entre as quais a de "**considerar as variações no mercado na arrecadação dos recursos destinados a cobrir os encargos setoriais**", isso não teria ficado expresso nas novas condições de reajuste e na fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) dos aditivos contratuais de 2005, como posteriormente sustentado pelas distribuidoras e pela própria ANEEL, até para justificar a não devolução aos consumidores de valores (repassados na parcela A) tidos por indevidos.

Assim, conquanto o **modelo de regulação por incentivos** adotado no setor elétrico brasileiro, em especial o "price cap" (RPI-X) no segmento de distribuição, possibilite o compartilhamento de ganhos de produtividade entre concessionárias e seus consumidores, por meio do mecanismo da revisão tarifária periódica, a assimetria de informação pode, "per se", como denotado nos casos aqui reportados, gerar eventuais **excedentes tarifários**.

Frente a esse quadro, ao se optar pela renovação das concessões de distribuição que atendam a requisitos mínimos de admissibilidade, parece oportuno relativizar certas quanto à plena eficácia do modelo de regulação por incentivos, admitindo-se e estimando-se algum patamar de excedente econômico/tarifário em face da falta de contestabilidade pública dos níveis tarifários, dada a não licitação das correspondentes outorgas.

⁶⁹ Nos termos da Informação nº 410/2006-PF/ANEEL, de 12/12/2006, em resposta ao Memorando nº 068/2004-DR/ANEEL, de 15/06/2004.

⁷⁰ "[...] a ANEEL já celebrou aditivos aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica com vários agentes do setor, dando efetividade aos critérios técnico-jurídicos traçados no Decreto nº 5.163/2004".

Aliás, por falar no modelo RPI-X, o paper intitulado “Price Cap: The UK’s Efforts to Regulate Regional Distribution Companies”⁷¹ descreve interessante episódio envolvendo o criador desse sistema de regulação por incentivos, o economista inglês Stephen Littlechild, para ilustrar a efetividade ou inefetividade no tratamento de situação administrativa ou política pública.

Em 1994, o recém-criado Office of Electricity Regulation (OFFER), liderado à época por Littlechild, deveria determinar o “price control” (outro termo para “price cap”) a ser praticado pelas companhias regionais de distribuição de eletricidade na Inglaterra, após os primeiros de privatização, nos quais as tarifas haviam sido fixadas na lei original da reestruturação do setor elétrico.

Quando Littlechild anunciou suas “Distribution Price Control Proposals” – que eram (supostamente) duras e objetivavam forçar as distribuidoras regionais a cortar mais do que os registros iniciais do regulador (OFFER) indicavam ser prudentes –, a reação à decisão governamental foi rápida e surpreendente. Dentro de 48 hs do seu anúncio, as ações das distribuidoras regionais de eletricidade aumentaram 1,1 bilhão de libras esterlinas, significando que o mercado esperava um corte bem maior do **excedente tarifário**. Confira-se o seguinte trecho:

“Fixing the ‘X’

In August 1994, Littlechild announced his ‘Distribution Price Control Proposals’. They were tough and were intended to force the RECs to cut more than their initial filings with OFFER indicated was prudent. Specifically, the regulators proposed a one-time price reduction ranging from 11-17 percent (the specific reduction depended on investment needs) and set the ‘X’ factor at two percent – i.e., the utilities would have to drop their price two percent below the retail price index for each of the next five years. Littlechild sent his proposals to the utility companies for their comments, feeling certain they would protest these reductions as being too harsh, but everyone felt certain however that Littlechild was unlikely to back-off from his determination to introduce efficiency into a bloated distribution market.

The reaction to the decision was swift and surprising. Within 48 hours of Littlechild’s announcement the share prices of the RECs increased £1.1 billion. This stampede to purchase shares of the RECs continued unabated. Share prices skyrocketed, leading the Energy Economist to write ‘Everyone in REC management has managed to help himself – and it normally is himself – to spectacular large pay raises. Jobs which used to be paid at the going rate of a senior town clerk, befitting the earnings of a solid public servant, have been rocketed into the range normally reserved for a national level soccer star’.

- **Contrapartidas na prorrogação de concessões**

A exigência de **contrapartidas** para a renovação de concessões é medida usual nos setores de infraestrutura, em geral, e no setor elétrico, em particular, conforme ressaltado em diversas passagens da obra conjunta da FGV e EDP (2022, Ed. Synergia), a seguir transcritas:

“A demonstração da vantajosidade da prorrogação, em face da alternativa básica de (re)licitação da concessão, pressupõe a exigência de contrapartidas razoáveis do atual concessionário, as quais podem consistir em: investimentos para ampliação da área de cobertura; melhorias nas condições de prestação do serviço;

⁷¹ Lee, Henry, conferencista na Kennedy School of Government, Harvard University.

incorporação de avanços tecnológicos; redução tarifária; pagamento de preço/valor de outorga; compensação por ativos não amortizados ou por desequilíbrios ocorridos no período inicial de vigência da concessão. Isso porque o contrato renovado não precisa reproduzir as mesmas condições do contrato extinto, havendo espaço para adaptações consensuais de várias naturezas.

[...]

A decisão do Poder Concedente de prorrogar a concessão deverá se basear em justificativa fundamentada sobre o atendimento ao interesse público, levando-se em conta, entre outros, fatores tais como: (i) desempenho adequado do concessionário atual na prestação do serviço, incluindo o grau de adesão a indicadores de sustentabilidade⁷² estabelecidos em ato normativo de aplicação geral; (ii) bom histórico de cumprimento das obrigações contratuais por parte do atual concessionário; (iii) exoneração do Poder Concedente da obrigação de indenizar investimentos não amortizados; (iv) necessidade de compensar o concessionário atual por novos investimentos ou desequilíbrios contratuais anteriormente ocorridos; (v) concentração temporal do vencimento de concessões ou incerteza sobre o resultado da licitação em função de conjuntura de mercado desfavorável; e (vi) oferecimento de contrapartidas pelo atual concessionário em benefício da União ou do conjunto de usuários.

[...]

*Ademais, adiciona-se o desafio relacionado às restrições impostas tanto à adequação do contrato de concessão às melhores práticas de regulação, quanto à **definição dos investimentos que deverão ser feitos pelo concessionário como contrapartida à renovação da outorga.** Por um lado, os investimentos e adaptações ao contrato não podem ser mínimos, sob pena de não contemplar o aumento da oferta e da qualidade do serviço prestado. Por outro lado, há que se ter cautela para que as novas obrigações não acarretem o desvirtuamento do contrato de concessão, o desrespeito ao edital original e a conseqüente burla ao processo licitatório”.*

Também o Tribunal de Contas da União, por ocasião da renovação das concessões de distribuição em 2015, já se manifestou acerca da necessidade de serem exigidas **contrapartidas** dos agentes incumbentes. Confira-se⁷³:

“151. Nos itens [...] foi afirmada a necessidade de onerosidade das concessões, nos seguintes termos:

*‘35. Outrossim, como também ressalta ROCHA (1996, p. 68), a onerosidade é uma condição necessária para a concessão. Ou seja, em se tratando a concessão da transferência de atividade potencialmente geradora de ganhos econômicos, ela somente se justifica se do interessado for exigida uma **contrapartida** onerosa. Do contrário, haveria azo para o enriquecimento sem*

⁷² A propósito da avaliação de serviços públicos de energia elétrica mediante índices de sustentabilidade, o Projeto de P&D FGV/EDP (2022) contém proposta de mensuração do desempenho das concessões do setor elétrico, com vistas a “ampliar as ferramentas regulatórias vigentes, favorecer o acompanhamento da qualidade do serviço prestado pelos diversos concessionários e subsidiar a tomada de decisão quanto à prorrogação ou licitação das outorgas após o vencimento dos contratos de concessão vigentes”.

“Os índices propostos englobam cinco diferentes dimensões de sustentabilidade: social, ambiental, econômico-financeira, governança e infraestrutura [...], sendo que cada dimensão possui componentes a serem medidos por um ou mais indicadores determinados, com métricas específicas para aferição”. (Capítulo 10.3, p. 306 a 312)

⁷³ TC-003.379/2015-9. Relatório da SeinfraElétrica que subsidiou a instrução do Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário.

causa do concessionário em prejuízo mesmo do aproveitamento eficiente de bens e valores públicos. Nesse tocante, o requisito da onerosidade é inerente à realização de licitação mediante qualquer dos critérios previstos, por exemplo, no art. 15 da Lei 8.987, de 13/2/1995.

36. Nessa linha, atentando-se não apenas para a prorrogação das concessões atualmente vincendas, mas também ao precedente que isso poderá representar para todas as demais, verifica-se que diversas empresas distribuidoras possuem ações negociadas em bolsa de valores e registram lucros elevados com grande distribuição de dividendos, revelando possuírem negócios economicamente valiosos. A regra constitucional e contratual assegura, findo o prazo de concessão, a reversão desses negócios à União, cabendo ao concessionário exclusivamente as indenizações relativas aos bens não amortizados. Não poderia a União simplesmente dispor gratuitamente, em prol de interesses privados específicos, desses valores.

*152. O texto [...] evidencia que [...] não se limitou a noção de concessão onerosa ao sentido estrito de possibilidade de cobrança de pagamento ao poder concedente pela outorga, embora se reconheça que são, a esse específico modo de **contrapartida** a ser exigida do concessionário, as referências à onerosidade presentes nos seguintes dispositivos:*

[...]

*157. Não é tecnicamente adequado afirmar que essa seria uma **contrapartida** onerosa a ser dada pelo atual concessionário pela obtenção da concessão por mais trinta anos.*

*158. Note-se que tais obrigações contratuais devem sim ser realizadas, pois aumentam as garantias para o consumidor de ter a prestação do serviço adequado, mas poderiam ser incorporadas, sem prejuízo de **contrapartida** onerosa, nos novos contratos sem ou com licitação.*

159. Fato é que a licitação traria a possibilidade de obtenção, por parte da União ou da sociedade, de onerosidade adicional, além da, desde sempre, exigida prestação do serviço adequado.

*160. Vale acrescentar que várias concessionárias, atualmente, não prestam serviços adequados, logo não se pode afirmar que cumprem o requisito da **contrapartida/onerosidade mínima necessária**”.*

