

CONSULTA PÚBLICA MME

Nº 152/2023

CONSULTA PÚBLICA SOBRE PROPOSTA
DE DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO
DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA COM VENCIMENTO
ENTRE 2025 E 2031

Sumário

| | |
|---|-----------|
| Consideração Iniciais | 3 |
| Sumário Executivo..... | 3 |
| 1. Contextualização..... | 7 |
| 2. Contribuições do Grupo CPFL Energia | 12 |
| 2.1. Eventual Excedente Econômico | 12 |
| 2.2. Condicionantes para prorrogação | 21 |
| 2.2.1. Critérios mínimos | 21 |
| 2.2.2. Alternativas ao não cumprimento | 24 |
| 2.2.3. Transferência de Controle - Majoração na Obrigação de Investimentos | 26 |
| 2.3. Diretrizes gerais para o termo aditivo ao contrato de concessão..... | 29 |
| 2.3.1. Incentivos à gestão eficiente dos ativos..... | 30 |
| 2.3.2. Alocação de riscos | 32 |
| 2.3.3. Alteração dos serviços prestados pelas Distribuidoras e separação contábil | 38 |
| 2.3.4. Indicadores para fins de caducidade da concessão..... | 41 |
| 2.3.5. Proteção dos dados e compartilhamento com terceiros..... | 43 |
| 2.4. Fontes de Recursos em Contrapartidas Sociais..... | 44 |
| 2.5. Modernização da rede e Digitalização | 45 |
| 2.6. Rito Processual da Prorrogação | 48 |
| 2.7. Indenização de ativos não amortizados em caso de licitação | 48 |
| 3. Conclusão..... | 52 |
| 4. Referências Bibliográficas..... | 57 |

Consideração Iniciais

O Grupo CPFL Energia (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz) com intuito exclusivo de preservar seus direitos, esclarece que o oferecimento das suas contribuições e considerações relativas à proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031 no âmbito da Consulta Pública MME nº 152/2023 não implica reconhecimento da legitimidade de minuta de termo aditivo ao contrato de concessão a ser proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, tampouco a desistência ou renúncia a qualquer pretensão, direito, prerrogativa, faculdade, interesse, impugnação, recurso, pedido ou providência judicial ou extrajudicial, anterior, existente ou futura, relativa a quaisquer matérias, documentos, dados, contratos, decisões, processos, comunicações, elementos de fato ou de direito, relacionados, direta ou indiretamente, com o processo de prorrogação das concessões vincendas de distribuição de energia elétrica.

Sumário Executivo

O Grupo CPFL Energia reconhece o esforço do Ministério de Minas e Energia (MME) em promover, por meio de um processo transparente, a discussão de temas de alta relevância para a sociedade e para os agentes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), por meio da instituição de consultas públicas.

Apresentam-se na sequência, em linhas gerais, as principais linhas de contribuição do Grupo CPFL Energia nesta Consulta Pública MME nº 152/2023 (CP MME 152/2023). Maiores detalhamentos e justificativas para as propostas poderão ser encontrados nos capítulos a seguir, onde são pontuadas as proposições textuais de diretrizes e defesa de cada tema.

- I. Primeiramente, o Grupo CPFL Energia fornece evidências para a conclusão de que o contrato de concessão e o modelo regulatório no qual o setor de distribuição de energia elétrica está inserido já capturam possíveis excedentes econômicos que os Concessionários venham, por ventura, auferir, uma vez que há mecanismos regulatórios diversos, definidos nas revisões tarifárias periódicas, que compartilham eventuais ganhos eficiência e produtividade com os consumidores. Ademais, os mecanismos complementares de regulação, constantemente aprimorados pela ANEEL, vem proporcionando significativas melhorias quanto a eficiência ao longo dos anos, comprovando que o arcabouço regulatório da atividade de distribuição de energia elétrica está em consonância com os princípios de adequada prestação do serviço com qualidade de fornecimento, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro.

O Grupo CPFL Energia demonstra ainda que qualquer valor encontrado pela equação proposta pelo MME nesta Consulta Pública, poderia, no limite, ser interpretada como parâmetro estatístico para mensurar o grau de eficiência da regulação setorial, não devendo ser tratado como um valor financeiro real a ser descontado do fluxo de caixa futuro da concessão. Até mesmo porque é improvável que qualquer resultado passado se realize em período futuro, ainda mais quando se consideram as alterações contratuais e a modernização esperada para o segmento de distribuição.

Ademais, mesmo que “por absurdo”, se utilize o proposto indicador para investigação de suposto excedente econômico, inúmeras particularidades e fragilidades são verificadas na formulação proposta pela Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE.

Face ao exposto, o Grupo CPFL Energia comprova a inexistência de eventual excedente econômico que possa ser transferido aos consumidores, em decorrência do processo de prorrogação das concessões.

- II. Em relação ao “período de apuração” dos indicadores para atendimento dos requisitos mínimos de prorrogação, o Grupo CPFL Energia entende que a diretriz apresentada pode ser aprimorada, prevendo-se a aplicação do Módulo VIII da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021 (REN 948/2021). Além disso, é necessária a adequação da diretriz para a incorporação de plano de recuperação, como alternativa para distribuidoras que eventualmente não atendam às condições mínimas, e que seja previsto um prazo limite para correção das falhas e transgressões.
- III. O Grupo CPFL Energia propõe a exclusão da diretriz de majoração na obrigação de investimentos em contrapartidas sociais, proporcionalmente ao valor de operação de transferência de controle, em qualquer período posterior a eventual assinatura de aditivo contratual. A aplicação de tal diretriz traria efeitos desfavoráveis, visto que desestimularia o ambiente de mercado e geraria elevados custos de transações, contrariando os interesses do consumidor de energia elétrica.
- IV. O Grupo CPFL Energia propõe a exclusão das diretrizes estruturais, que possibilitem a alteração unilateral do contrato ou dos serviços contemplados neste, tais como a separação contábil dos serviços e flexibilização de atividades hoje desempenhadas pelas distribuidoras, por entender que tais diretrizes devem ser discutidas em fórum específico e que alcance todas as empresas de distribuição do setor e não apenas as vincendas.

- V. O Grupo CPFL propõe que seja excluída diretriz relacionada à definição de indicadores adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão, pois este já possui regulamentação específica, dada pela REN 948/2021, sem necessidade de constar como diretriz do contrato.
- VI. O Grupo CPFL propõe que seja excluída diretriz relacionada à cláusula de proteção dos dados dos usuários e compartilhamento com terceiros, pois esta já possui legislação e regulamentação adequadas para tratativa do tema, dada pela Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD) e Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 (REN 1000), respectivamente, sem necessidade de constar em contrato.
- VII. O Grupo CPFL Energia entende benéfico o aprimoramento das diretrizes relacionadas a gestão eficiente de ativos, por meio do estímulo à operação de Ativos Totalmente Depreciados (ATD), e incentivo à execução de outras atividades empresariais pelas distribuidoras, propondo sua manutenção com alguns aprimoramentos textuais.
- VIII. O Grupo CPFL Energia entende positiva a diretriz de alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos. Ademais, propõe aprimoramento desta diretriz segregando a caracterização do risco nas naturezas Técnico-Econômico-Financeiras, cujos critérios de admissibilidade e representatividade deverão ser investigados pela ANEEL, conforme critérios de alocação de riscos que minimizem seus impactos à sociedade, e Político-Jurídicas, cuja neutralidade deverá ser garantida para as concessionárias.
- IX. O Grupo CPFL Energia propõe aprimoramento da diretriz relacionada a qualidade na prestação do serviço, simplificando a redação, dado que esta já é adequadamente tratada no âmbito regulatório.
- X. O Grupo CPFL propõe adequação da diretriz relacionada à origem dos recursos para as Contrapartidas Sociais para prorrogação das concessões, exclusivamente considerando fontes hoje já existentes, tais como: (i) Saldo não comprometido dos recursos hoje já destinados aos programas de eficiência energética; e (ii) Parcela das Outras Receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares destinadas à modicidade tarifária, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa.

- XI. O Grupo CPFL Energia propõe a inclusão de diretriz específica para a eliminação de barreiras regulatórias e incentivo ao investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar o empoderamento do consumidor, bem como habilitar a modernização tecnológica do segmento de distribuição de energia elétrica.
- XII. O Grupo CPFL Energia propõe aprimoramento do Rito Processual de forma a ratificar o entendimento quanto a inexistência da necessidade de instrução do processo de Consulta Pública com as condições para a prorrogação em 24 meses do advento de cada termo contratual. Tal proposição encontra lastro na assertiva de que a ANEEL irá tratar o tema em discussão única com toda a sociedade, após a publicação das Diretrizes pelo MME, em linha com o rito realizado nas prorrogações de 2015.
- XIII. Além disso, para o caso de antecipação do pleito de prorrogação por parte das Distribuidoras, o Grupo CPFL Energia propõe a inclusão de diretriz que trate dos principais prazos do rito de prorrogação em caso de pleito antecipado, de forma a trazer maior previsibilidade ao processo.
- XIV. O Grupo CPFL Energia propõe aprimoramento do cálculo da indenização aos ativos em caso de licitação das concessões vincendas, a ser pago à antiga concessionária, prevendo, além dos ativos elétricos imobilizados na data-base de indenização, os investimentos em curso (Ativo Imobilizado em Curso – AIC), o almoxarifado em operação e os ativos não elétricos que serão revertidos com a devolução da concessão. Ressalta-se a necessidade de também se considerar: i) que a indenização deve abranger o direito econômico sobre as contas a receber, direito este que será transferido ao novo concessionário e, por consequência lógica, deve ser incluído no valor de indenização a ser transferido ao antigo concessionário; ii) que devem ser incluídos todos os impostos diretos e indiretos no cálculo da indenização, de forma que os valores de indenização recebidos estejam integralmente líquidos de impostos, de forma que os valores investidos e ainda não amortizados sejam integralmente recuperados pelo antigo controlador, observando as especificidades da legislação.
- XV. Caso o valor ofertado pela empresa ganhadora do certame não seja suficiente para o pagamento do valor total de indenização, o Grupo CPFL Energia sugere que preferencialmente sejam utilizados recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), mas que se preveja subsidiariamente, a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), na forma do §13 do art. 13 da Lei 10.438/2002, incluído pela Lei 13.360/2016.

Por fim, o Grupo CPFL Energia também aproveita a oportunidade para corroborar com as contribuições realizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) acerca deste tema, buscando nesta contribuição reforçar ou detalhar pontos relevantes do processo.

1. Contextualização

A distribuição de energia elétrica é uma atividade essencial para o funcionamento da sociedade moderna. No Brasil, é um serviço público de competência da União, fornecido por distribuidoras, que podem ser concessionárias ou permissionárias, e que atuam em determinadas áreas geográficas por meio de contratos de concessão.

Os contratos possuem prazos de validade de 30 anos a partir de sua assinatura, a qual varia de acordo com cada concessão. Esse prazo garante a possibilidade de recuperação financeira do investimento realizado ao longo da vida útil dos ativos, caracterizados por uma vida útil alongada, bem como busca permitir a possibilidade de atualização das cláusulas contratuais, a fim de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica de forma eficiente, segura e com níveis de qualidade adequados.

O tema de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil não é novo, já tendo ocorrido em 2013, quando foi editada a Lei nº 12.783/2013, autorizando as empresas alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, a prorrogar seus contratos de concessão, nos termos estabelecidos no Decreto nº 8.461/2015 e a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Desta forma, desde 2015, foram prorrogadas 33 concessões de distribuição de energia elétrica abrangidas por este dispositivo. À época, as diretrizes para elaboração do novo termo aditivo foram na linha de se garantir o atendimento a indicadores de qualidade do serviço, atendimento a indicadores de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica e fixação de regras que assegurassem a sustentabilidade econômico-financeira e o fortalecimento da governança corporativa e que estabelecessem mecanismos visando à eficiência energética e à modernização das instalações.

Ressalta-se que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) naquela oportunidade também aproveitou o momento de confecção do novo contrato para alterar as cláusulas econômico-financeiras. Assim, de forma muito resumida, foi imposto às concessionárias a alteração do índice de correção inflacionário da “Parcela B” do IGPM para o IPCA, metas de qualidade mais rígidas, a neutralidade total dos efeitos de variação da “Parcela A”, entre outras alterações.

No cenário atual, o Brasil está passando por um relevante novo marco no setor elétrico: o vencimento de 20 contratos de concessão de distribuição de energia elétrica não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, ou seja, aquelas outorgadas a partir da publicação da Lei nº 9.074, de 1995. Esses contratos, que foram firmados há décadas, estão próximos do fim de sua vigência, e isso levanta questões relevantes para o setor, abrindo oportunidade para avaliação da necessidade de aprimoramento das condições dessas concessões, levando em consideração as transformações que ocorreram no setor elétrico ao longo dos anos e as esperadas para o futuro próximo. A continuidade da prestação do serviço, a melhoria da qualidade, a preocupação crescente com a sustentabilidade e a necessidade de modernização da infraestrutura energética são apenas alguns dos aspectos a serem discutidos nesse processo.

O Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), tem a responsabilidade de avaliar e garantir que o processo de renovação seja transparente, promovendo a competição saudável, a qualidade e a continuidade dos serviços prestados. Assim, de forma a iniciar a formulação acerca das diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031, o Poder Concedente, em 22 de junho de 2023, instaurou a Consulta Pública nº 152/2023 do MME, com período de contribuição de 30 dias. A Consulta Pública está embasada na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, que aborda o arcabouço legal a fim de possibilitar o processo de prorrogação das concessões, sem a necessidade de nova licitação, bem como as diretrizes propostas para minuta de termo aditivo a ser elaborada pela ANEEL.

Relevantes alterações são verificadas frente ao contexto das prorrogações contratuais ocorridas em 2015, em que o Poder Concedente propõe neste novo processo a definição de critérios mínimos de elegibilidade para eventuais prorrogações, bem como alternativas ao seu não cumprimento, no intuito de assegurar a continuidade da prestação do serviço, sem prejuízos a sociedade. Além disso, foram propostas também contrapartidas sociais em eficiência energética, tudo isto de forma a atender o entendimento do Tribunal de Contas da União (TCU), de que o modelo de prorrogação das concessões deve ser condicional, sendo necessário que o agente realize ação prévia para validar o direito de assinatura do novo contrato, conforme Acórdão nº 2.253/2015-TCU.

Outro ponto distinto ao contexto das prorrogações realizadas em 2015 é o apontamento de que na ausência da licitação como regra geral, procurar-se-á verificar a existência de eventual excedente econômico que possa ser transferido aos consumidores. Pelo demonstrado na nota técnica, buscou-se realizar uma investigação a partir da comparação entre os retornos aos acionistas estimados pela

regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos para fins de mensuração do eventual excedente econômico.

Por fim, além de outras pequenas particularidades no processo, uma última diferença frente ao contexto de 2015 é a proposição da possibilidade de antecipação dos efeitos das prorrogações das concessões nas condições definidas caso haja o interesse do Poder Concedente e da atual concessionária. Nesse caso, é proposto que o aditivo contratual contenha as novas diretrizes e as contrapartidas de investimentos a serem efetuadas a partir da data de sua assinatura, mas permita a contagem do prazo do novo contrato somente a partir do seu termo final, de forma a preservar o prazo de retorno dos investimentos realizados, em linha com o princípio de justa remuneração.

É de se enaltecer a iniciativa e o empenho do Ministério de Minas e Energia (MME) em promover uma discussão pública sobre tema de extrema relevância ao setor, com propostas efetivas para um debate construtivo, envolvendo diretamente 20 das maiores concessionárias de infraestrutura pública, responsáveis pelo atendimento à 64% dos consumidores de energia elétrica, e pela administração de cerca de 70% dos ativos de distribuição de energia elétrica do Brasil.

Ao envolver ativamente a sociedade nessa discussão, o Governo Federal demonstra sua abertura ao diálogo e o firme compromisso em buscar o melhor resultado para garantir a qualidade e a continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. Essa interação com os cidadãos, consumidores e demais stakeholders é fundamental para alcançar decisões alinhadas com as expectativas e necessidades da população. A transparência na prorrogação das concessões não apenas fortalece a confiança dos consumidores e do mercado, mas também contribui para atrair investimentos ao setor de energia, proporcionando um ambiente regulatório estável e responsável.

O Grupo CPFL Energia, como parte interessada, tecerá suas contribuições para o aprimoramento das propostas de diretrizes realizadas pelo MME, ratificando determinados entendimentos a respeito da nota técnica, buscando um modelo contratual isonômico para a totalidade das concessões, robusto e ao mesmo tempo generalista o suficiente para a não necessidade de aditивões constantes. Também se, demonstra que o formato contratual já existente a partir de 2015 é um modelo a ser seguido, possibilitando a implementação de grande parte das diretrizes propostas diretamente por meio da regulamentação da ANEEL.

Ademais, será comprovado o entendimento da inexistência de excedentes econômicos no setor de distribuição de energia elétrica, sendo este um fator preponderante para manutenção da segurança jurídico-regulatória, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro aos contratos de concessão que se pretende prorrogar.

Diante do cenário posto, o Grupo CPFL Energia entende ser fundamental apresentar, de forma objetiva, uma breve introdução do contexto ao qual o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro está inserido, considerando os objetivos e a evolução do serviço prestado, de forma a fundamentar esta contribuição, agregando valor ao processo de formulação das diretrizes de prorrogação das concessões, garantindo uma prorrogação justa, eficiente e benéfica para toda a sociedade.

Segmento de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro

O segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil é um monopólio natural. De forma simplificada, isso significa que a atuação de apenas uma empresa operando esse serviço em cada área geográfica leva a uma maior eficiência. Isso se deve ao fato de que as redes de distribuição de energia necessitam de altos investimentos e possuem elevada complexidade de construção e manutenção, onde não seria eficiente possuir várias empresas competindo para prestação do serviço em uma mesma localidade.

A regulação econômica surge como resposta às falhas de mercado, o que inclui o monopólio natural. Enquanto algumas indústrias apresentam altos custos fixos que favorecem um único fornecedor eficiente, a falta de competição poderia levar a abusos de poder e prejudicar os consumidores. A intervenção governamental por meio de regras estabelecidas em contratos de concessão para a prestação do serviço, e pela instituição de agências reguladoras independentes busca garantir a justiça na concorrência, proteger os interesses da sociedade e promover o bem-estar social. Essa regulação estabelece regras e normas para orientar a atuação das empresas, assegurando que os mercados funcionem de maneira eficiente, equitativa e em benefício da sociedade como um todo.

O modelo regulatório do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro é baseado na regulação por incentivos, visando garantir que os consumidores recebam um serviço de qualidade a um preço módico, onde a busca pela redução de custos de forma eficiente é incentivada, sendo este objetivo um balizador dos contratos de concessão assinados entre os Concessionários e o Poder Concedente.

Neste modelo de regulação por incentivos, utiliza-se um modelo tarifário baseado na regulação de preço-teto, também conhecida como *price-cap*. A modelagem tarifária do *price-cap* no setor de energia elétrica brasileiro configura-se pela definição de um preço limite para os preços médios das concessionárias, corrigidos de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor (*Retail Price Index - RPI*), menos um percentual equivalente a um Fator X (fator de compartilhamento de ganhos de eficiência e produtividade) sobre os custos totais.

A literatura afirma que a composição do Fator X deve considerar a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária de autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se práticas abusivas de preços e assegurando-lhes a apropriação de ganhos de produtividade [1].

Para que o Fator X possa ser efetivo, existe uma série de mecanismos complementares ao modelo regulatório que buscam incentivar as distribuidoras na busca contínua de redução de custos operacionais e a realização de investimentos prudentes.

Um dos principais mecanismos de incentivo implementado neste modelo é a possibilidade de as distribuidoras incorporarem os ganhos de produtividade obtidos entre os processos de Revisão tarifária, repassando-os aos consumidores a cada 4 ou 5 anos, dependendo da duração do ciclo tarifário de cada distribuidora. Isso significa que as distribuidoras consideradas eficientes, que conseguem reduzir seus custos operacionais mais que a média do setor, podem incorporar essas economias em seus resultados, obtendo uma remuneração superior ao limite regulatório, ao longo dos primeiros anos de sua verificação, antes de seu efetivo repasse aos consumidores.

A possibilidade de incorporação dos ganhos de produtividade obtida entre os períodos de revisão Tarifária e seu posterior compartilhamento com os consumidores é uma importante ferramenta de incentivo para promover a evolução da eficiência na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, sendo o cerne do modelo regulatório ao qual os contratos de concessão das distribuidoras brasileiras estão inseridos.

Estudo recente, publicado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL) [2], corrobora com a importância do modelo de regulação por incentivos, apontando um expressivo avanço tanto na qualidade do fornecimento de energia quanto no atendimento comercial e telefônico. Foi demonstrada uma contínua melhoria na qualidade dos serviços prestados pelas 20 distribuidoras cujos contratos de concessão estão prestes a vencer, concluindo que os principais indicadores de qualidade dos serviços examinados e constatados empiricamente refletem, em grande medida, a atenção às métricas impostas pela ANEEL nas sucessivas Revisões Tarifárias Periódicas, que indica o quanto a regulação por incentivos tem sido exitosa, sugerindo-se sua manutenção.

Em suma, apesar de ser um setor de alta complexidade, **a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica vem incorporando melhorias contínuas em relação à eficiência na qualidade do serviço prestado e na gestão econômico-financeira do negócio, com racionalidade operacional e econômica, gerando positivos resultados à modicidade tarifária.**

Assim, o vencimento destes contratos de concessão da distribuição de energia elétrica representa um momento importante de reflexão e renovação para o Setor Elétrico Brasileiro. Por meio de uma abordagem cuidadosa e estratégica, será possível fortalecer a infraestrutura energética do país, dando continuidade ao provimento a eficiência e a qualidade dos serviços prestados aos consumidores.

2. Contribuições do Grupo CPFL Energia

A partir de toda a contextualização necessária para a análise do tema, o Grupo CPFL Energia passa a apresentar seus pontos de contribuição em relação à proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031, desenvolvida e apresentada pelo MME, por meio da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, no âmbito da Consulta Pública MME nº 152/2023.

2.1. Eventual Excedente Econômico

Nos termos expostos pela Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, o principal elemento de vantajosidade, a luz do interesse público, para a licitação das concessões de distribuição de energia elétrica vincendas seria a oportunidade de (i) revelação do “verdadeiro valor de mercado” das concessões e de (ii) apropriação e transferência à modicidade tarifária de eventual excedente econômico existente, dado pela diferença entre os retornos aos acionistas estimados pela regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos.

Por outro lado, a opção pela prorrogação das concessões de distribuição seria justificada pela existência de: (i) custos de transação inerentes a processos licitatórios; (ii) riscos ao consumidor em função de eventual comprometimento da continuidade do serviço com a troca do operador incumbente; e (iii) a atividade de distribuição no Brasil estar sujeita a um modelo de regulação econômica capaz de capturar e compartilhar ganhos de eficiência e produtividade com os consumidores de energia elétrica e usuários das redes de distribuição.

“4.4.5. Em se tratando de concessões de serviços públicos em geral, entende-se que 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 das concessões para o Tesouro Nacional ou para a modicidade tarifária**. No entanto, para o segmento de distribuição de energia elétrica, em decorrência de suas peculiaridades, o raciocínio deve considerar outros elementos.

(...)

4.4.7. Nos demais segmentos da cadeia de energia elétrica, de geração e de transmissão, os impactos de uma eventual inadequação na prestação do serviço de energia elétrica podem ser

mitigados, haja vista a integração elétrica promovida pela Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ademais, nos casos de licitação de concessão vincenda de geração ou transmissão, é possível separar os ativos em lotes distintos, de forma a dar maior atratividade e reduzir riscos de insucesso de uma nova licitação ou da inadequação do serviço a ser prestado por novo concessionário. Essa mesma tática não pode ser aplicada às concessões de distribuição, haja vista sua delimitação se dar pela prestação do serviço em uma área geográfica, em regime de monopólio, e não por um conjunto de ativos.

4.4.8. Pontua-se, 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. Esse fato acarreta maior dificuldade em processos de designação de operadores provisórios em casos de término do contrato sem a prévia realização de licitação.

4.4.9. Prosseguindo, é fato que a licitação de concessões vincendas pode capturar eventuais excedentes econômicos. Contudo, é também verdade que as concessões de distribuição têm suas tarifas revistas para manutenção do reequilíbrio econômico-financeiro, de modo que ganhos estruturais de eficiência sejam revertidos para a modicidade tarifária. Assim, adotando-se como pressuposto de que as revisões tarifárias capturam eficiência e a revertem em prol dos consumidores, não haveria razão para a seleção de um novo concessionário, restando tão somente os riscos supramencionados. Isso porque as revisões tarifárias periódicas revelariam eventuais excedentes econômicos tal qual um processo licitatório, mas com menores riscos à qualidade do serviço.” (grifo nosso) Fonte: NT nº 14/2023/SAER/SE

Tais apontamentos e conclusões são verdadeiros, mas carecem de complementos por aspectos relacionados ao **modelo de regulação econômica ao qual a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil está inserida, o *price-cap*, bem como aos mecanismos complementares a este modelo**, como o Fator X, a incidência do custo ponderado de capital (WACC regulatório) sobre a Base de Ativos Regulatórios Amortizados e Depreciados (BRR líquida) da empresa real e de modelos de *yardstick competition* e *benchmark* para definição de níveis eficientes para os custos de operação e manutenção, para as perdas elétricas e para a qualidade do serviço prestados.

Cada um destes elementos regulatórios tem sido continuamente aperfeiçoado de modo a manter o arcabouço regulatório da atividade de distribuição de energia elétrica em linha com os princípios de modicidade tarifária e justa remuneração.

Como brevemente introduzido na contextualização desta contribuição, um aspecto central a todos estes instrumentos regulatórios e principalmente do próprio Contrato de Concessão, é a adoção da **abordagem de regulação por incentivos**, onde se permite, por um lado, que as concessionárias obtenham e se apropriem de parte dos ganhos de eficiência realizados no período entre as Revisões Tarifárias, quando aplicável, como contrapartida por investimentos e práticas que reduzam custos e aumentem a produtividade, **gerando uma dinâmica de otimização que conduz a uma maior eficiência econômica produtiva, alocativa e distributiva e a menores preços e tarifas; e, por outro lado, não**

reconhece decisões de investimentos não prudentes e resultados operacionais aquém dos parâmetros regulatórios.

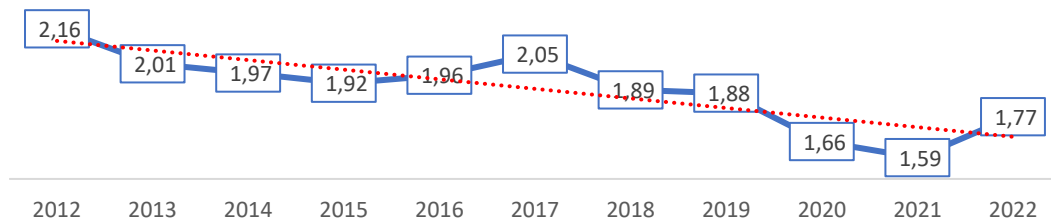
Com o breve entendimento do modelo regulatório ao qual o setor de distribuição de energia elétrica está inserido é possível afirmar que excedentes econômicos sistêmicos e estruturais são inexistentes na atividade de distribuição e que, qualquer captura de ganhos de eficiência econômica individual e temporário de concessionárias de melhor desempenho ensejaria em uma retirada de incentivos regulatórios de busca pela eficiência setorial. De fato, a literatura especializada e a prática dos reguladores em diversos países demonstram que a não adoção de uma abordagem baseada em incentivos, como em modelos de regulatórios baseados em custo do serviço ou taxa de retorno real, sem a permissão de absorção de ganhos e perdas operacionais no intervalo entre revisões, conduz a um equilíbrio econômico ineficiente e maculado de vícios, como o sobre investimento em ativos de capital e infraestrutura, conhecido como efeito Averch-Johnson [3] [4] [5] [6] [7].

Sendo assim, para que o modelo regulatório por incentivos adotado no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil funcione adequadamente, é preciso haver a possibilidade (sujeita a risco de mercado) de geração e apropriação temporária de eficiências das distribuidoras, que se for retirada do arcabouço regulatório, ou capturada pelo poder concedente, ainda que temporariamente, conduzirá, necessariamente, a perda de bem-estar social e a maiores tarifas a médio e longo prazo.

Logo, a simples apuração e apropriação dos ganhos de eficiência do setor por instrumentos *ad-hoc*, sem a revisão global e holística do conjunto normativo e regulatório da atividade de distribuição, como o Fator X e as ferramentas de *yardstick competition* e *benchmark* atualmente empregadas pelo órgão regulador, certamente geraria efeitos de bem estar social adversos, com a perda de eficiência econômica para todo o setor, conduzindo o modelo regulatório do setor elétrico brasileiro para uma regulação pelo custo do serviço [8], o que traria os vícios de ineficiência deste modelo.

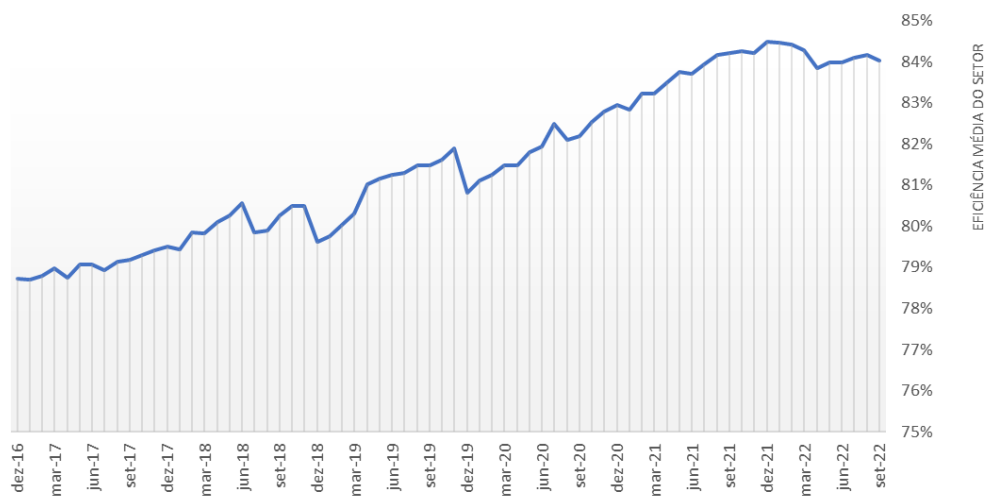
Como demonstrado, estudos recentes [2] comprovam o benefício e mostram os resultados do modelo de regulação por incentivos vigente na qualidade da prestação do serviço. Do ponto de vista de mensuração da contribuição desses mecanismos em prol da modicidade tarifária, basta a avaliação da evolução da eficiência média do setor e do custo operacional regulatório repassado às tarifas finais dos consumidores ao longo dos últimos anos, onde é possível observar a redução do custo repassado aos consumidores à medida que a eficiência média do setor vem sendo incrementada.

Custo Operacional Repassado às Tarifas das 20 Distribuidoras analisadas
(PMSO Regulatório R\$/KWh) - Preços a dez/2022



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL

Eficiência Média do Setor de Distribuição



Fonte: ABRADEE

Ademais, o atual modelo de contrato de concessão prevê em suas cláusulas tarifas capazes de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, considerar incentivos a ganhos de eficiência, com vistas à modicidade tarifária. A regra de cálculo da receita das distribuidoras, por construção, parte de uma identidade entre receitas e custos regulatórios, suportando a exigência contratual de equilíbrio, corroborando com a inexistência de garantias de ganhos ou perdas sistemáticos e desconfigurando qualquer interpretação de excedente econômico.

Como verificado, **o próprio modelo regulatório do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro e os seus mecanismos complementares de regulação por incentivo comprovam que quaisquer excedentes econômicos já são capturados à modicidade tarifária, devido aos existentes mecanismos que garantem o equilíbrio econômico-financeiro da atividade com o repasse dos ganhos de produtividade aos consumidores a cada revisão tarifária.**

Corroborando com este entendimento, pode-se citar manifestação do próprio Ministério Público junto ao TCU no processo que avaliou a desestatização das distribuidoras antes integrantes do Grupo Eletrobras, como pode ser observado abaixo:

33. Ademais, cumpre ressaltar que o **serviço de distribuição é prestado em um regime de regulação por incentivos, em que a ANEEL simula a competição entre as empresas distribuidoras que atuam no país**, comparando seus desempenhos e repassando à tarifa as despesas equivalentes a um parâmetro médio de eficiência na prestação do serviço.

34. Nesse contexto, a prestação do serviço em condições melhores do que os parâmetros regulatórios de eficiência e de perdas geram valores a serem apropriados pela empresa nesse regime. Essa **renda oriunda da eficiência, portanto, não é inerente ao valor da concessão de distribuição**, que se satisfaz no atingimento do parâmetro regulatório, mas do empreendedor que é capaz de responder ao incentivo do regime. **Destaca-se que a empresa se beneficia dessa eficiência até os processos de revisão tarifária seguintes, quando tais ganhos são capturados em favor do usuário** e um novo patamar de eficiência regulatória é estabelecido.”

Assim, dadas as características apontadas, é notório que eventuais excedentes econômicos auferidos pelas distribuidoras de energia elétrica já são repassados aos consumidores, inexistindo, portanto, qualquer excedente econômico das concessões que possa ser transferido aos consumidores em decorrência do processo de prorrogação das concessões. No entanto, “por absurdo”, no caso de uma possível utilização de indicador para investigação de excedente econômico, faz-se necessário apontar as particularidades e fragilidades verificadas na formulação proposta pela Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE.

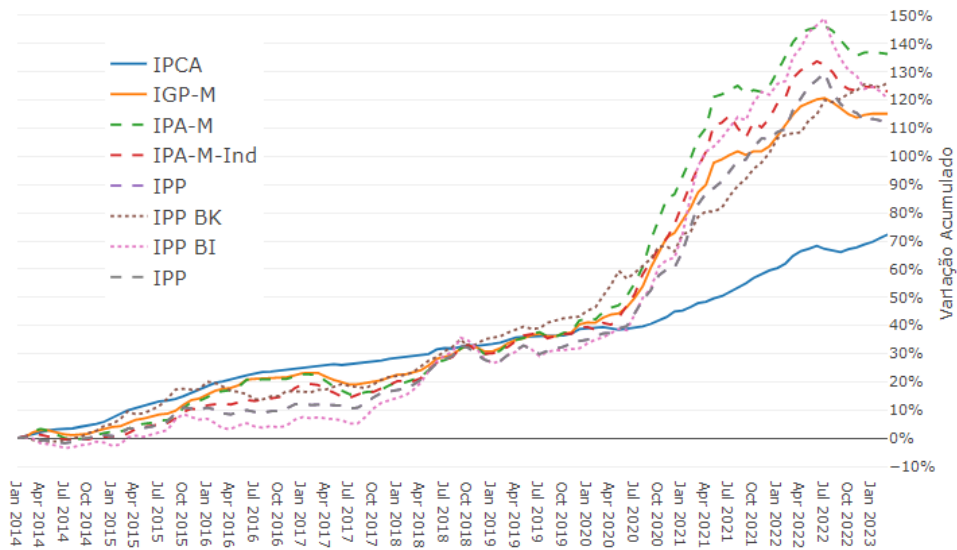
Como não há detalhes sobre a forma de apuração das componentes da formulação proposta pela Consulta Pública, assume-se que seriam utilizadas as componentes de mesmo nome já apuradas pela ANEEL em seu acompanhamento de indicadores de sustentabilidade do setor. Neste sentido, verifica-se que se tais indicadores fossem utilizados, seriam consideradas distorções relevantes que inviabilizariam qualquer análise de resultado, tais como:

- 1) Haveria um **sobredimensionamento da formulação proposta**, uma vez que o **Fluxo de Caixa do Acionista incorpora o retorno de receitas decorrentes de atividades complementares e acessórias aos acionistas**, sendo que essas não deveriam ser consideradas em uma análise deste objetivo.
- 2) Além da remuneração do capital, o **Fluxo de Caixa do Acionista deveria conter receitas suficientes para a manutenção da atualidade e modernidade das instalações e equipamentos de distribuição**, o que implicaria na consideração também da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na formulação.

- 3) A componente **BRL KP** subestimaria o valor referente ao ativo líquido executado com capital próprio das distribuidoras de forma relevante, uma vez que em sua composição não são considerados o ativo imobilizado em curso (AIC), o almoxarifado em serviço, a base de anuidades regulatórias (BAR) e o capital de giro necessário às empresas para suportar as variações de caixa do setor.
- 4) A **não definição de um período de apuração** abre brechas para uma possível utilização de critérios não aderentes à janela temporal utilizada na construção do custo de capital próprio adotado na remuneração da atividade, que considera as janelas temporais mais longas disponíveis, a fim de se evitar a volatilidades de pontuais no cenário macroeconômico.

Adicionalmente, a proposição de **métricas para a apuração de eventual excedente econômico com base em valores já realizados, históricos, não seria conceitualmente correta, colocando em risco o equilíbrio econômico das concessões e assim a continuidade do serviço, indo contra o princípio de justa remuneração do serviço prestado.** Se considerarmos que o passado está definido conforme regras de regulação por incentivo e de compartilhamento de eficiência e produtividade adotadas até então e que não serão aplicáveis no futuro, por conta da pretendida captura, temos que **o resultado passado não irá se realizar no período de contrapartida (investimentos sociais) e acarretar o risco de reequilíbrio econômico e financeiro no momento da Revisão Tarifária das empresas.**

As **diretrizes propostas para o novo modelo de contrato de concessão também consideram alterações contratuais importantes**, tais como a **substituição do indicador de correção monetária IGP-M para o IPCA, busca por maior homogeneidade dos indicadores de qualidade** da prestação do serviço a nível de conjuntos elétricos da concessão, entre outros. Tais **alterações contratuais por si só também configuram uma situação econômica distinta entre passado e futuro, relevantes o suficiente para incrementar o risco de desequilíbrios econômicos futuros**, indo contra o princípio da justa remuneração da prestação do serviço.

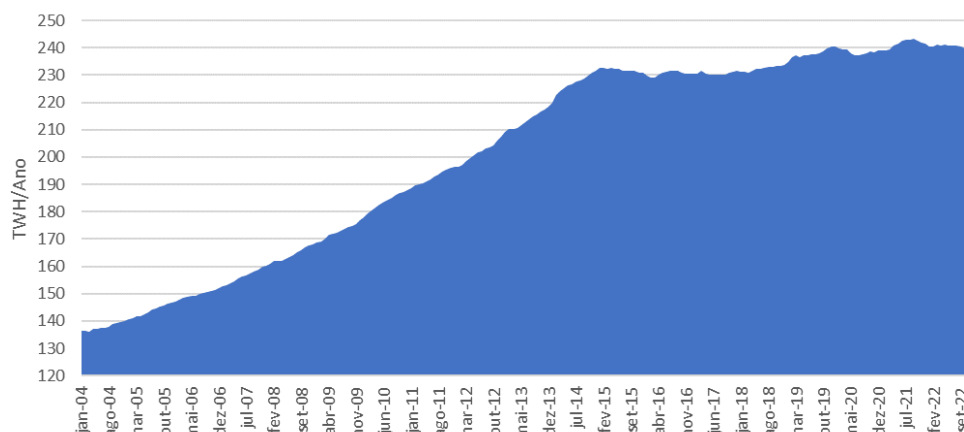


Fonte: ABRADÉE, a partir de dados do IBGE e FGV

Mesmo que, hipoteticamente os parâmetros da formulação proposta pelo MME fossem devidamente ajustados, e utilizados como uma *proxy* de mensuração de um eventual excedente econômico, **verificar-se-ia que os parâmetros adotados ainda demonstrariam volatilidades que, devido à sua falta de previsibilidade durante todo período de concessão, também distorceriam de forma relevante os valores futuros esperados.** Ressalta-se que, **tal volatilidade é intimamente relacionada a eventos aleatórios, não gerenciáveis**, como: políticas macro e microeconômicas, adoção de bandeiras tarifárias, considerações sobre fluxo de caixa real ou contingenciado, evolução tecnológica dos equipamentos, estratégias financeiras de grupos econômicos empresariais, Base de Remuneração atrelada a demandas regulatórias pontuais (PLPT), atualização da rede de distribuição para atendimento de novos perfis de consumidores, etc.

Nesta linha, **existem evidências que comprovam empiricamente a não aderência do histórico setorial frente ao futuro esperado.** Do ponto de vista de um histórico não esperado para o futuro é possível prontamente mencionar: (i) **Estagnação da curva de crescimento de mercado;** e (ii) **Condições macroeconômicas geradas pelo período de calamidade pública da pandemia de COVID-19**, por exemplo.

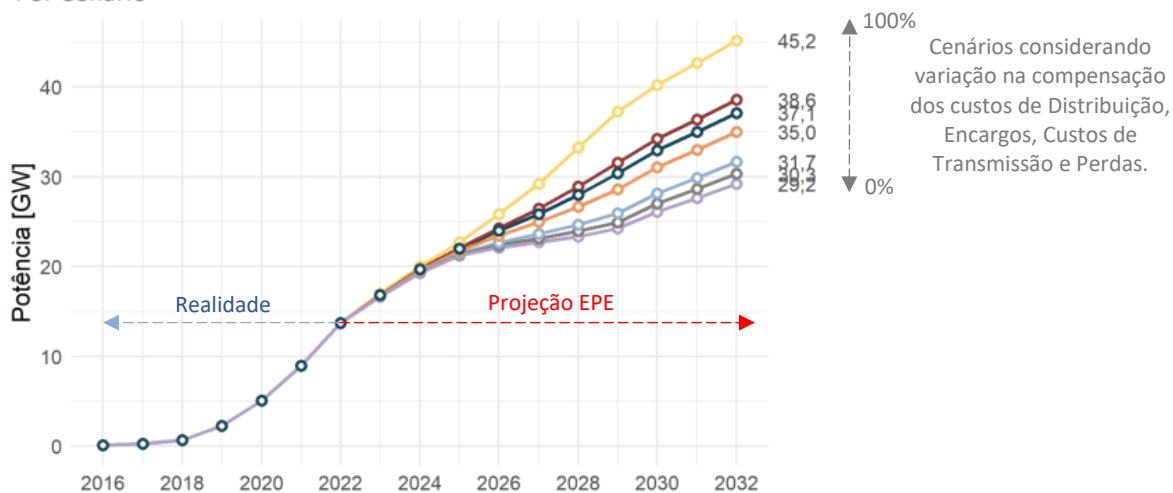
A curva de mercado do setor de distribuição de energia elétrica demonstrou crescimento entre o período de 2004 até 2014. No entanto, desde 2015, esta vem experimentando um nível reduzido de crescimento. Em verdade, quando segregado o ambiente de contratação de energia e o nível de tensão, percebe-se que o **mercado cativo de baixa tensão, no qual se concentra a maior parte do faturamento das distribuidoras, encontra-se estagnado.**



Fonte: ABRADDE, elaborado a partir de dados da ANEEL

Além da evolução do hábito de consumo dos usuários, o comportamento de estagnação do mercado de baixa tensão demonstrado é muito relacionado aos incentivos econômicos fornecidos à inserção de micro e minigeração distribuída – MMGD na matriz elétrica brasileira, o que gerou um crescimento exponencial desta fonte ao longo dos últimos anos, como vem sendo apresentado pela ABRADDE e distribuidoras em diversas ocasiões. A figura abaixo demonstra a evolução histórica e a projeção de potência instalada de MMGD, levando ao entendimento de que a curva de mercado das distribuidoras tende a apresentar um decréscimo ao longo dos próximos anos.

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) Por Cenário



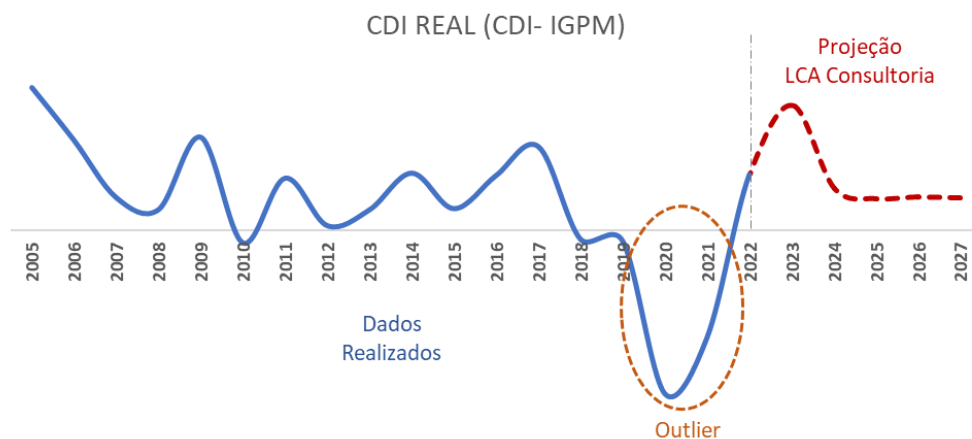
Nota: Data base da projeção: fevereiro de 2022

- Referência
- TE + 100% Custos
- TE + 60% Custos
- TE + 40% Custos
- TE + 20% Custos
- TE + 10% Custos
- TE + 0% Custos

Fonte: Adaptado do Caderno de MMGD elaborado no âmbito dos estudos do plano decenal de expansão de energia 2032 da EPE.

Em relação às condições macroeconômicas, há um potencial **ponto de fragilidade adicional na formulação inicialmente proposta, por não haver previsão de tratativa de eventuais outliers nas componentes formuladas ou definição de janela temporal extensa o suficiente para diluir seus impactos**. O próprio FCA - fluxo de caixa do acionista - das distribuidoras foi impactado por situações atípicas no período de recessão econômica da pandemia de COVID-19, em especial entre os anos de 2020 e 2022, quando observou-se um cenário de juros reais negativo devido a elevação do IGP-M aliado a uma taxa de juros baixa (custo de oportunidade do capital).

Tal *outlier* impactou diretamente em ações, iniciativas de gestão e estratégia financeira das empresas, resultando em um incremento de emissão de dividendos neste período (principal montante considerado na composição da componente FCA apurada pela ANEEL), visto que, naquele momento, se tornou mais econômico alavancar a empresa com capital de terceiros do que dispor de capital próprio, alterando momentaneamente a estrutura de capital ótima do negócio.



Fonte: elaboração própria

Cabe destacar que a **componente FCA, também é totalmente relacionada a estratégia financeira do acionista de cada empresa**, especialmente no que tange a (i) política de distribuição de dividendos; (ii) existência de mútuos entre empresas do grupo; e (iii) estratégia de emissão de ações, fatores esses não correlacionados diretamente com a operação e performance da empresa nestes anos atípicos identificados. De forma geral não é possível afirmar que em ano de retenção de dividendos o indicador estará em patamar inferior, enquanto em período de remessa o indicador estará em patamar superior, visto que a estratégia de remessas é particular de cada empresa indicada em seu estatuto social.

Finalmente, **do ponto de vista futuro**, como bem citado pela Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, **o setor elétrico encontra-se muito próximo a uma transformação tecnológica irreversível**, que mudará

a dinâmica setorial e os retornos reais das concessionárias. Dentre as mudanças esperadas, já se discute na esfera legislativa ou regulatória: (i) abertura de mercado para os consumidores de baixa tensão; (ii) segregação das atividades de comercialização regulada e distribuição de energia elétrica; (iii) modernização da estrutura tarifária dos consumidores de baixa tensão, (iv) inserção de recursos energéticos distribuídos (RED), (v) empoderamento do consumidor por meio da modernização tecnológica da rede de distribuição e da medição, entre outros.

Diante de todo o arrazoado, é possível afirmar que qualquer excedente econômico-financeiro no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro já é capturado e levado à modicidade tarifária, não restando qualquer montante que possa vir a ser considerado excedente econômico no setor. Desta forma, qualquer valor encontrado pela metodologia proposta nesta consulta pública, ou qualquer alternativa com as mesmas características, poderia, no limite, desde que aprimoradas as fragilidades verificadas, ser interpretado como parâmetro estatístico para mensurar o grau de eficiência da regulação setorial, não devendo ser tratado como um valor financeiro real a ser descontado do fluxo de caixa futuro da concessão.

Caso contrário, novamente “por absurdo”, considerando a prerrogativa de manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, caberia, no caso das distribuidoras para as quais o “Indicador” proposto resultasse negativo, devido a uma ineficiência da empresa ou característica particular, pleito da distribuidora por aumentos tarifários.

2.2. Condicionantes para prorrogação

2.2.1. Critérios mínimos

No caso da prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica prorrogadas a partir de 2015, alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, estabeleceu que, após a prorrogação, as concessionárias ficariam submetidas a metas adicionais de qualidade do serviço e de eficiência da gestão econômico-financeira das concessões definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites que seriam definidos pela ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo. O atingimento das metas de qualidade e eficiência deveria ocorrer nos primeiros cinco anos contratuais e seriam submetidos à fiscalização da Agência.

Para as concessões vincendas entre 2025 e 2031, todavia, a Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE recomenda que a prorrogação dos contratos deve ser condicionada ao atendimento prévio de critérios mínimos de qualidade do serviço e de eficiência da gestão econômico-financeira. Para tanto, a área técnica do MME propõe, ao longo da sua nota técnica, que sejam aplicados os mesmos critérios atualmente aplicados pela ANEEL para caracterização da inadimplência contratual das concessionárias, conforme disposto nos arts. 3º, 4º e 9º do Módulo VIII da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021:

“Art. 3º O critério de eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica será mensurado mediante a apuração, a cada ano civil, dos indicadores de continuidade coletivos DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

§ 1º DECI e FECi correspondem ao somatório das interrupções de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico (ip) e das interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável (ind), conforme estabelecido no Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

§ 2º Consideram-se descumpridos os indicadores previstos no caput quando, isoladamente ou em conjunto, o resultado da apuração de cada indicador ultrapassar os limites anuais globais estabelecidos pela ANEEL para a concessionária, para o ano civil de referência.

Art. 4º O critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira será mensurado pela apuração, a cada ano civil, da inequação a seguir:

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{LAJIDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{(1,11 \times \text{Selic})}$$

§ 1º Considera-se descumprido o critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira quando houver a não conformidade da inequação ou quando o LAJIDA for menor do que a QRR.

(...)

§ 3º O descumprimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira poderá ser revertido mediante aportes de capital que reduzam a Dívida Líquida a um montante que satisfaça as condições previstas no caput.

(...)

§ 6º O Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira definido nos contratos de concessão equivale ao critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira definido no caput deste artigo, para todos os fins.

(...)

Art. 9º O descumprimento do DECI ou do FECi, isoladamente ou em conjunto, por 3 (três) anos consecutivos ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 2 (dois) anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou normas supervenientes que vierem a sucedê-la.” (grifo nosso)

Ainda de acordo com a recomendação da área técnica do MME, o atendimento aos requisitos mínimos para a prorrogação será constatado por meio do cumprimento dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos e do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, apurados isoladamente ou em conjunto pela ANEEL, para cada concessionária, por mais de um ano **“no período de apuração”**.

No entanto, a redação da diretriz II apresentada no item 4.7 da nota técnica do MME, se mostra lacunosa quanto a definição do “período de apuração” dos indicadores para atendimento dos requisitos mínimos de prorrogação, como pode ser observado abaixo:

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

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 verificação da prestação do serviço adequado será realizada a partir de indicadores de duração e frequência médias das interrupções do serviço e de sustentabilidade econômico-financeira.

c. O atendimento aos critérios deverá ser constatado por meio do cumprimento dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos e do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, apurados pela ANEEL, para cada concessionária.

d. O descumprimento dos condicionantes será constatado, para cada critério, de forma independente, com base na violação dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos estabelecidos pela ANEEL, isoladamente ou em conjunto, por mais de 1 (um) ano **no período de apuração**; e na transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por mais de 1 (um) ano **no período de apuração**.

e. Cabe à ANEEL apurar e dar publicidade quanto ao cumprimento dos critérios.” (grifo nosso)

Assim, em relação ao “período de apuração” dos indicadores para atendimento dos requisitos mínimos de prorrogação, **o Grupo CPFL Energia entende que a diretriz necessita de uma redação mais específica, podendo ser até mesmo simplificada**. Uma vez que a ANEEL já apura regularmente os indicadores de sustentabilidade das concessões, considerando os critérios definidos nos arts. 5º e 9º da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021, **entende-se que o atendimento aos requisitos mínimos para prorrogação possa considerar uma análise rápida, verificando a ausência de processo punitivo de caducidade no âmbito administrativo da agência reguladora**.

Assim, **sugere-se que a diretriz II seja redigida conforme abaixo:**

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

- 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 verificação da prestação do serviço adequado será realizada **a partir da conformidade da distribuidora aos termos do Módulo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021.**
- c. **O descumprimento dos condicionantes será constatado, pela existência de processo punitivo de caducidade em âmbito administrativo para a empresa em questão, com base na violação do indicador de eficiência na qualidade e dos critérios de eficiência na gestão econômico-financeira já regulamentados pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021.**
- d. Cabe à ANEEL apurar e dar publicidade quanto ao cumprimento dos critérios.” (grifo nosso)

No entendimento do Grupo CPFL Energia, **o fato de uma concessionária não possuir processo administrativo de caducidade instaurado no âmbito da ANEEL demonstra automaticamente a prestação de um serviço adequado**, visto a existência de acompanhamento periódico dos indicadores regulatórios de eficiência em relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira nos termos da referida Resolução Normativa nº 948/2021.

Ressalta-se que, apesar de a Resolução Normativa ANEEL nº 948/2021 ainda carecer de aprimoramentos, como já reconhecido pela própria agência na Nota Técnica Nº 208/2022-SFE-SFF-SRD/ANEEL, entende-se que sua utilização como uma ferramenta de análise rápida para prorrogação das concessões não prejudica o processo, podendo a ANEEL adequar os pontos de melhoria já verificados no âmbito da regulamentar.

2.2.2. Alternativas ao não cumprimento

O item 4.5.1.5 da Nota Técnica, propõe que concessionárias que porventura não atendam aos requisitos mínimos previstos possam ter as concessões prorrogadas mediante (i) apresentação de Plano de Recuperação e correção das falhas ou (ii) Plano de Transferência Controle Acionário.

“4.5.1.5. Apesar desses instrumentos, **avalia-se a inclusão de um novo mecanismo de mitigação de risco de discontinuidades, voltado às concessionárias que não atenderem aos requisitos mínimos de prorrogação.** Para tais casos, a **proposta em análise é incluir, nas diretrizes a possibilidade de prorrogação dessas concessões, desde que: (i) haja plano de recuperação e correção das falhas e transgressões aprovado pela ANEEL; ou (ii) haja a troca do controle acionário** e que o novo controlador comprove capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição, a partir de critérios definidos pela ANEEL, com a devida homologação do MME, analogamente ao que ocorreria na hipótese de uma nova licitação.” (grifo nosso)

No entanto, na redação dada à diretriz III proposta pelo MME, contida no item 4.7 da nota técnica, é citada somente a alternativa da troca de controle societário.

“III - A concessionária poderá apresentar plano de transferência de controle societário, conforme regulação da ANEEL, como alternativa ao não cumprimento das exigências para prorrogação contratual, 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, a partir de critérios definidos pela 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.” (grifo nosso)

Neste quesito, **o Grupo CPFL Energia entende que a divergência tenha sido causada por uma simples falha de consolidação das diretrizes, solicitando então que o MME proceda ajuste da redação da diretriz III, com a inclusão da alternativa de apresentação de plano de recuperação e correção das falhas e transgressões aprovado pela ANEEL.**

A oportunidade de uma empresa poder apresentar plano de recuperação e correção das falhas e transgressões contribui de forma positiva à continuidade do serviço, permitindo que o concessionário possa empenhar esforços na melhoria dos indicadores, que não necessariamente refletem a não capacidade de prestação do serviço naquele momento em particular. Adicionalmente, considera-se relevante a necessidade de o ministério deixar explícito nas diretrizes qual seria o prazo máximo esperado pelo Poder Concedente para a empresa deixe de violar o indicador de eficiência na qualidade e/ou dos critérios de eficiência na gestão econômico-financeira regulamentados pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 948/2021, ou normas supervenientes que vierem a sucedê-la, restando a ANEEL apenas a análise técnica da proposta de Plano de Recuperação.

Ou seja, o Grupo CPFL Energia entende que se faz necessário a definição de um prazo temporal limite para o plano de recuperação e correção das falhas e transgressões proposto, o qual deverá, por obrigação, garantir o atingimento dos indicadores de caducidade em seu prazo final, resguardada a alternativa de Transferência de Controle Societário da Concessão ou imediata abertura de processo punitivo de caducidade.

Desta forma, caso uma empresa não atinja os patamares de indicadores considerados como sustentáveis setorialmente pela ANEEL ao final do período limite imposto aos planos, seria viabilizada à concessionária a opção de imediata abertura de processo punitivo de caducidade da concessão, com conseqüente licitação e indenização dos ativos, ou imediata comunicação de interesse do processo de transferência do controle societário, com definição de novo controlador interessado, estando estes obrigados a cumprir prazo limite para finalização do processo de transferência, a ser estabelecido pela regulamentação.

Finalmente, faz-se necessário um complemento de diretriz à alternativa de transferência do controle societário. Quando de uma troca de controle societário de concessão, deve-se levar em consideração a necessidade de um período temporal para factível verificação de resultados, tendo em vista a necessidade de reavaliação dos processos existentes, definição e implementação de estratégia de atuação, realização física dos investimentos necessários e internalização da nova cultura organizacional. Logo, para se atingir a conformidade com o indicador de eficiência de qualidade regulamentado pela ANEEL, nos termos do Módulo VIII da Resolução Normativa nº 948/2021, o novo controlador necessitará de uma garantia de flexibilizações quanto aos prazos para atingimento das metas regulatórias durante determinado período a ser regulamentado, compatível com o desafio particular assumido, visto a impossibilidade de se atingir indicadores de qualidade pelo simples ato de troca do controlador.

Assim, o Grupo CPFL Energia propõe a inserção de diretriz que resguarde o novo controlador quanto a abertura de processo punitivo de caducidade da concessão, instruindo à ANEEL de forma a interromper temporariamente a instauração de processo punitivo de caducidade para esta nova empresa, por um período compatível com o desafio assumido, no entanto, estando ainda sujeita as demais limitações impostas pela Resolução Normativa nº 948/2021, bem como à afastar a aplicação de multas pecuniárias por não atingimento dos indicadores de continuidade neste mesmo período, onde o acompanhamento da evolução do processo deverá ser realizado por meio de fiscalizações não punitivas.

2.2.3. Transferência de Controle - Majoração na Obrigação de Investimentos

A Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE recomenda que, na hipótese de haver transferência do controle societário da concessionária no período de execução do Plano de Investimentos, as obrigações de investimento em contrapartidas sociais devem ser majoradas de modo a capturar e reverter à concessão eventual lucro ou ganho econômico com a alienação, conforme se extrai do trecho colacionado abaixo:

“4.3.0.18. Também há necessidade de definição sobre o compartilhamento de resultados de pagamento por eventual alienação do controle societário, revertendo-se os valores para contrapartidas sociais em eficiência energética. Dessa forma, por algum período após a assinatura do aditivo contratual (e.g.: 5 anos), eventual alienação do controle implicará majoração das contrapartidas sociais, proporcionalmente ao valor da transação. A razão para tal medida é induzir que apenas as companhias com efetivo interesse na manutenção da concessão apresentem pedido de prorrogação.

(...)

4.7. VII - DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DAS CONCESSÕES

VINCENDAS

(...)

XXIII - Caso haja troca do controlador, nos cinco primeiros anos, após a prorrogação, será prevista majoração na obrigação de investimentos.”

Inicialmente, do ponto de vista formal, cabe apontar que tanto a fundamentação quanto a diretriz relacionada com a majoração de investimentos em contrapartidas sociais no caso de transferência de controle societário são sucintas, deixando lacunas e ambiguidades sobre importantes balizas para sua implantação e tampouco esclarece como será estipulado o valor das obrigações adicionais.

A lacuna sobre a forma de apuração do valor ser adicionado sobre as obrigações de investimento é particularmente preocupante, visto que operações de transferência societária são baseadas na avaliação do fluxo de caixa de todo o período de concessão, ponderando-se obrigações, direitos, oportunidades e ameaças, ao passo que o período de execução do Plano de Investimentos seria de apenas cinco anos. Por outro lado, não é definido como seria estipulado o valor de contrapartida para uma transação de alienação que ocorre após quatro anos da vigência do novo contrato, considerando um fluxo de caixa remanescente de vinte e seis anos.

Do ponto de vista material e meritório, a majoração das contrapartidas sociais se associa com o procedimento de apuração de excedentes econômicos como instrumento de captura de eventual benefício social mencionado pelo ministério, que poderia advir da alternativa de licitação das concessões. Existe inclusive na nota técnica a relação direta entre os excedentes econômicos e o financiamento dos investimentos em contrapartidas sociais:

“4.5.3.5. As fontes desses recursos, em primeira análise, poderiam ser:

1. O eventual excedente econômico obtido, conforme avaliação do capítulo anterior desta Nota Técnica;
2. Os recursos hoje já destinados aos programas de eficiência energética;
3. Outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa;
4. Excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos à determinadas regiões do País.” (grifo nosso)

Sendo assim, considera-se que a captura do benefício da transferência de controle, em qualquer momento, também equivale a aplicação *ad-hoc* de regulação por custo do serviço, e pelas mesmas

razões técnicas apontas anteriormente conduzirá a um resultado contraproducente para o interesse público e para a modicidade tarifária.

De fato, na melhor das hipóteses, a diretriz proposta funcionará como uma barreira regulatória contra a transferência de controle societário, podendo inclusive resultar em desestímulo ao ambiente de mercado, gerando custos de transações, contrariando os interesses do consumidor.

Ademais, existem diferentes razões para que se opere a transferência do controle societário de uma empresa, e mesmo reconhecendo a impossibilidade de apresentação de um rol exaustivos, pode-se considerar as seguintes alternativas:

- a. Transferência de controle como alternativa à caducidade da concessão;
- b. Transferência de controle deflagrada por crise econômica e financeira que obrigue o concessionário atual a vender ativos para adimplir com outras obrigações;
- c. Transferência de controle por recuperação judicial ou falência de empresas do grupo controlador da concessionária;
- d. Transferência de controle para mera reestruturação societária dentro de um mesmo grupo econômico;
- e. Transferência de controle para consolidação de concessões de um mesmo grupo econômico;
- f. Transferência de controle por iniciativa do comprador, que identifica oportunidades de ganhos com a aquisição (economias de escala ou de escopo); ou
- g. Transferência de controle por iniciativa do vendedor, que não tem conseguido alcançar os níveis de retorno desejados, que identificou oportunidades melhores em outro nicho de mercado ou que perdeu o interesse na exploração da concessão.

O fato é que, em qualquer alternativa há a presença de um novo controlador capaz de prestar o serviço público e operar a concessão de distribuição em melhores condições do que o concessionário atual não havendo interesse público na criação de barreiras regulatórias para a concretização da operação.

Finalmente, em relação à hipótese de perda de interesse do incumbente na concessão, ressalta-se que como apontado pela própria Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, a atividade de distribuição de energia elétrica deverá passar por uma profunda modificação de seu modelo de negócio nos próximos anos, decorrente da (i) abertura do mercado livre para consumidores de baixa tensão, do (ii) surgimento de novas tecnologias e serviços; (iii) da definição de novos requisitos e padrões de qualidade; e (iv) da separação contábil e regulatória das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica,

o que por si só deverá gerar a motivação necessária para o interesse de permanência do concessionário, visto as oportunidades de negócio esperadas.

Assim, uma diretriz de majoração das obrigações de investimentos em contrapartidas sociais proporcionalmente ao valor de eventual operação de transferência de controle não será capaz de gerar benefícios para a concessão e para a modicidade tarifária, devendo funcionar unicamente uma barreira regulatória para tais operações que, em tese, contribuem para aumentar a eficiência do segmento de distribuição. Com isso, a diretriz, caso adotada, produzirá efeitos contraproducentes por desestimular o ambiente de mercado e gerar custos de transações em detrimento do consumidor.

Finalmente, face ao exposto, o Grupo CPFL Energia propõe que seja excluída a diretriz XXIII do rol de diretrizes para o tratamento das concessões vincendas.

2.3. Diretrizes gerais para o termo aditivo ao contrato de concessão

Conforme explicitado na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, o modelo contratual vigente prevê uma série de condições para prestação do serviço, sendo pertinente mantê-las, da mesma maneira que realizado na atualização contratual realizada em 2015. Por outro lado, o MME busca aproveitar a oportunidade de prorrogação das concessões para adequar o contexto contratual ao novo papel das distribuidoras no futuro, onde será necessária maior flexibilidade para exploração de novos modelos de negócio pelas distribuidoras.

“4.3.0.1. Há um conjunto de condições que já estão previstas nos atuais contratos de concessão, sendo conveniente que permaneçam nos novos contratos, tais como: atendimento de seu mercado nos prazos regulamentados, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal; satisfação dos usuários; qualidade do serviço prestado; eficiência energética e modernização das instalações.

4.3.0.2. A fim de haver adequação com o novo papel das distribuidoras, bem como maior flexibilidade para exploração de novos modelos de negócio, deverão ser previstas cláusulas adicionais nos contratos de concessão.”

Não restam dúvidas de que o contrato de concessão das concessões vincendas requerer atualizações, até mesmo para ir de encontro com os contratos de concessão já prorrogados a partir de 2015. No entanto, pondera-se sobre o momento de realização de adequações contratuais para suportar questões estruturais do setor.

O Grupo CPFL Energia entende que pontos estruturais demandam a necessidade de adequações contratuais para a totalidade das concessionárias de distribuição e não somente à 20 concessões vincendas. Até mesmo por estes temas estruturais ainda carecerem de estudos e discussões públicas

mais aprofundadas acerca de sua modelagem setorial. Assim, entende-se que diretrizes com viés estrutural não devem se misturar com o tema de prorrogação das concessões vincendas, devendo haver fórum específico para sua discussão, alcançando todas as empresas de distribuição do setor.

Na mesma linha de raciocínio, verifica-se também propostas de algumas diretrizes muito específicas, que não seguem o desejado em um ambiente contratual, que deve ser flexível suficiente para abarcar diretrizes gerais para que o órgão regulador detalhe o tema em seu ambiente normativo. Assim, **no entender do Grupo CPFL Energia tais diretrizes muito específicas deveriam ser desconsideradas da proposta do ministério, deixando que assuntos normativos sejam tratados no âmbito da agência reguladora.**

Assim, **tendo em vista o desejado interesse de se possuir um modelo contratual robusto e isonômico para a totalidade das concessionárias do país, mas ao mesmo tempo abrangente o suficiente para não se demandar necessidade de aditativas constantes, o Grupo CPFL Energia contribui com o entendimento de que cláusulas estruturais ou que entram em questões mais normativas não deveriam prosperar nesta discussão.**

Paralelamente a estas diretrizes, o Grupo CPFL Energia segue o entendimento do MME para que sejam mantidas as diretrizes já constantes nos contratos de concessão atuais, como: atendimento de seu mercado nos prazos regulamentados, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal; satisfação dos usuários; qualidade do serviço prestado; eficiência energética e modernização das instalações.

Por fim, o Grupo CPFL Energia passa a detalhar suas contribuições a respeito da proposição de algumas diretrizes pontuais, no que dizem respeito à:

2.3.1. Incentivos à gestão eficiente dos ativos

Dentre as ponderações do MME na busca de adequação contratual ao novo papel das distribuidoras, é ponderado a instituição de incentivos à gestão eficiente dos ativos como medida para trazer menores impactos tarifários ao setor. Dentro os exemplos do que se deseja incentivar nesta linha, o MME cita o incentivo a modernização de rede e serviços com remuneração parcial da BRR e a remuneração de ativos totalmente depreciados (ATD).

“4.3.0.3. Desse conjunto, cita-se a instituição de incentivos à gestão eficiente dos ativos, que se trata de medida para trazer menores impactos tarifários aos consumidores. Procura-se, com isso, incentivar a realização de investimentos em modernização de redes e serviços com possibilidade de remuneração parcial pela Base de Remuneração Regulatória (BRR), compatível com o serviço adequado. Como mencionado, o novo papel das distribuidoras no futuro enseja

a prestação de serviços de rede que necessitam da modernização das infraestruturas existentes e o investimento de montantes expressivos de recursos.

(...)

4.3.0.5. Outro exemplo seria a consideração, quando for o caso, da utilização de ativos que estão depreciados contabilmente, mas que ainda sejam operacionais. Com isso, a intenção é favorecer uma regulação baseada em resultados que não obste inovações por parte dos agentes. Portanto, propõe-se diretriz que visa incentivar a realização de investimentos vinculados as metas, e que possam ter sinergias para atender serviços com e sem cobertura tarifária.”

Em relação à proposta de investimentos em modernização de redes e serviços com possibilidade de remuneração parcial pela Base de Remuneração Regulatória (BRR), entende-se que qualquer investimento em modernização de rede deva ser totalmente remunerado pela BRR e que no futuro poderiam existir novos serviços com possibilidade de remuneração equivalente ou parcial pela BRR. Tal esclarecimento resta necessário para se evitar interpretações equivocadas que venham a colocar em risco o direito a justa remuneração das empresas.

Quanto ao uso de ativos totalmente depreciados, ressalta-se que a regulação como posta atualmente leva o concessionário a não aproveitar um ativo totalmente depreciado, mesmo que ele ainda possua capacidade operacional, tendo em vista a não previsão de remuneração regulatória para sua operação e manutenção. O incentivo a sua utilização culminará em uma gestão mais eficiente dos ativos da distribuição, implicando em ganhos de eficiência em prol da modicidade tarifária, uma vez que investimentos para sua reposição seriam postergados sem comprometimento da qualidade da prestação do serviço.

Neste sentido, o Grupo CPFL Energia considera louvável o ponto de vista do MME, trazendo a tela tema relevante como incentivo a utilização de ativos totalmente depreciados, desde que com capacidade operacional, sendo este um pleito relevante em prol da modicidade tarifária.

Cabe destacar, no entanto, que ao final da nota técnica do MME, verificou-se que a diretriz relacionada ao ponto apenas a indicação da necessidade de cláusula que assegure incentivos à gestão eficiente dos ativos, sem maiores detalhes, deixando a questão do ativo totalmente depreciado sem um direcionamento explícito.

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

(...)

g. incentivos à gestão eficiente dos ativos;”

Neste sentido, **Grupo CPFL Energia entende necessária alteração do item ‘g’ da diretriz IV proposta pelo MME, de forma a deixá-la mais específica e em linha o direcionamento da nota técnica. O Grupo CPFL Energia propõe a seguinte redação para esta diretriz:**

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

(...)

g. incentivos à gestão eficiente dos ativos, **de forma a garantir a remuneração sobre ativos totalmente depreciados, desde que ainda sejam operacionais.**”

2.3.2. Alocação de riscos

O item “i” da diretriz IV bem como o item 4.3.0.13 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE revelam proposta de aperfeiçoamento contratual que busca explicitar a alocação de riscos entre Poder Concedente e concessionários, de modo a servir como cláusulas subsidiárias para solução de conflitos, conforme trechos abaixo.

“4.3.0.13. Como já comentado, o Setor Elétrico deverá passar por significativas transformações nas próximas décadas. Trata-se de um contexto que demandará regulação flexível, passível de ajustes diante das contingências, mas que não prejudique a previsibilidade e a segurança jurídica dos contratos de concessão de distribuição. Nesse sentido, **entende-se oportuna a inclusão, nos contratos de concessão, de seção dedicada a alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários**, de modo a servir como cláusulas subsidiárias para a solução de conflitos.

(...)

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

(...)

i. **alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos.**” (grifo nosso)

Cabe destacar, a título de conhecimento, que os modelos de contrato de concessão renovados a partir de 2015 já possuem cláusulas para solução de divergências de modo amigável na hipótese de divergências na interpretação ou execução de qualquer disposição contratual. Já no que diz respeito ao tema alocação de riscos, para subsidiar estas cláusulas já existentes, o modelo contratual, apesar de não possuir seção específica para seu tratamento, discorre sobre riscos assumidos entre as partes de uma forma geral ao longo de todas as suas cláusulas.

Nos contratos das concessões vincendas verificam-se cláusulas existentes que definem a **obrigação contratual da Distribuidora de assegurar, por sua conta e risco, a regularidade, continuidade,**

eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e modicidade das tarifas, sendo respaldada à garantia de equilíbrio econômico-financeiro da atividade de distribuição stricto sensu, que engloba a implantação, gestão, operação e manutenção de instalações e equipamentos de distribuição e os serviços de conexão e desconexão de usuários, gestão de perdas elétricas, medição, faturamento e atendimento comercial, e da atividade de comercialização regulada de energia elétrica.

Ademais, vale tecer alguns pontos acerca de risco de desequilíbrio econômico-financeiro hoje definido nos contratos de concessão, visto que as poucas e efetivas discussões ocorridas setorialmente sobre o tema são balizadas pela regulamentação da ANEEL, obedecendo procedimentos de admissibilidade estabelecidos no Submódulo 2.9 dos Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), que versa sobre o rito de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE) das concessionárias de distribuição. Tais critérios regulatórios definem a necessidade de um “fato gerador” que não tenha sido causado por “ineficiência gerencial” e de uma “evidência de desequilíbrio econômico-financeiro” por meio de inequações já definidas no regulamento. Adicionalmente, o Capítulo XI da Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022, estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e de sobrecontratação involuntária que não estariam incluídos na álea de risco das distribuidoras.

Ocorre que as equações postas atualmente no Submódulo 2.9 do PRORET acabam não mensurando a existência de um desequilíbrio em si, mas apenas apuram condições mínimas de elegibilidade, apoiadas por métricas específicas, para verificar o grau de severidade do desequilíbrio existente. **Como as métricas utilizadas no regulamento atual são excessivamente rigorosas, em desfavor das distribuidoras, verifica-se um desbalanceamento dos riscos assumidos, visto a possibilidade de impactos substanciais de eventos não gerenciáveis na atividade para as distribuidoras, suprimindo-se um direito contratual de reequilíbrio econômico-financeiro até um limite financeiro considerado razoável pela discricionariedade do regulador.**

Há de se destacar que no entendimento do Grupo CPFL Energia existem fatos geradores (riscos) que sequer deveriam passar por uma análise de grau de severidade. A discussão de alguns fatos específicos não se assemelha a riscos de caixa, onde se discute a respeito de quando a distribuidora irá receber receita para reequilibrar o negócio, mas sim se a distribuidora a irá receber efetivamente, não fazendo qualquer sentido a absorção de seus prejuízos pelo concessionário.

Como exemplo pode-se avaliar uma situação real de risco / fato gerador que as distribuidoras estariam sujeitas hoje no setor. Existem estados da federação que definiram em contratos de concessão de rodovias estaduais a autorização para cobrança de valores relativos à faixa de domínio das

distribuidoras de energia elétrica. Estes casos ainda estão sendo discutidos na última instância da justiça pelas partes, mas supondo uma decisão desfavorável ao segmento de distribuição e que este tenha que arcar com tais custos. Apesar desta cobrança não possuir previsão de cobertura tarifária pela regulamentação vigente da ANEEL, deveria haver neutralidade da concessionária de distribuição em uma eventual perda da ação judicial.

O exemplo acima descrito, causado por um **fato gerador totalmente alheio a vontade da distribuidora**, ainda sendo obrigada a arcar com custos judiciais relevantes, por sua conta e risco, os quais também não são reconhecidos na receita regulatória, poderia gerar desequilíbrio econômico a uma concessionária, uma vez que o problema é verificado apenas em poucos estados da federação, não sendo uma realidade em todas as concessões brasileiras.

Com a atual metodologia regulatória, apenas admitir-se-ia uma análise de pleito de reequilíbrio econômico deste fato gerador caso, após seu montante total chegar a um grau financeiro de desequilíbrio considerado aceitável pelo regulador, conforme inequação prevista no citado PRORET 2.9 da ANEEL.

Considerando que fatos geradores, nada mais são do que riscos materializados, o entendimento do Grupo CPFL Energia é que certos tipos de riscos ou fatos geradores, imprevisíveis e que sob os quais a concessionária não possui qualquer gestão, jamais deveriam ser alocados aos concessionários, independentemente de seu grau de severidade.

Uma clara demarcação de riscos entre concessionário e demais agentes, poderá levar as partes a se prevenirem para enfrentar sua eventualidade, tanto em termos de fixação do valor da tarifa (reflexo no custo de capital, uma vez que o risco está associado a remuneração), como em termos de organização da prestação do serviço em seus diferentes aspectos.

No que diz respeito à alocação destes riscos, vislumbram-se as seguintes possibilidades: o risco pode ser alocado à concessionária; aos usuários do serviço de distribuição e aos consumidores de energia elétrica; ao Poder Concedente; ou pode ser compartilhado entre os agentes. Em todos os casos, os efeitos da realização do risco podem ser tratados na própria regulação. Sendo que, há certo consenso de que, idealmente, **o risco deve ser alocado a quem pode gerenciá-lo, isto é, mitigá-lo, ou eliminá-lo, ou a quem irá atribuir o menor valor ao risco em caso de necessidade de aceitação** (tomada integral do risco) [9].

Cabe destacar que o tema alocação de riscos foi extensamente debatido setorialmente em passado recente da pandemia de COVID-19, onde, pareceres [10] [11] [12] de juristas renomados no setor elétrico reforçaram, entre outros pontos, que:

- (i) o regime jurídico das concessões de serviço público determina que efeitos de eventos supervenientes imprevisíveis e incalculáveis, que configurem caso fortuito, força maior ou fato do príncipe, devem ser atribuídos ao Poder Concedente;
- (ii) o direito brasileiro, com a norma do artigo 65, II, d, da Lei nº 8.666/1993, adotou uniformidade de solução, exigindo recomposição integral do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos administrativos no caso de ocorrência das áleas extraordinária;
- (iii) uma vez demonstrada a ocorrência de álea extraordinária, sob uma das modalidades previstas no artigo 65, II, “d”, da Lei nº 8.666/1993, surge o direito subjetivo do contratado à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, independentemente de qualquer forma de transação regulatória.
- (iv) não há fundamentos jurídicos para se compensarem os efeitos do desequilíbrio contratual, resultantes de eventos extraordinários, com as consequências ordinárias que a exploração do serviço público possa ensejar para a empresa-concessionária;

Diversos ordenamentos jurídicos contemporâneos concluem que o constante avanço tecnológico e a crescente complexidade da estruturação de contratos públicos, demonstrou que a teoria das áleas¹ é insuficiente para resolução de problemas relacionados à subjetividade na interpretação da alocação dos riscos nas concessões de serviço público. Neste sentido, um **entendimento recente do Tribunal de Contas da União (TCU) [13], é que o sucesso de um contrato de concessão depende da clareza na identificação e detalhe dos riscos existentes para que então no contrato de concessão se tenha uma alocação de riscos objetiva, criada a partir de uma lógica econômica.**

Desta forma, considera-se que a definição de cláusulas contratuais que assegurem uma justa alocação de riscos entre o poder concedente e os concessionários pode promover avanços importantes na regulação do setor de distribuição, que certamente irá experimentar aumento de risco nos próximos anos.

¹ Álea é um termo jurídico que significa a possibilidade de prejuízo simultaneamente à de lucro, o que em outras palavras, define risco.

Logo, para implementação da proposta envolver-se-ia pelo menos três dimensões. Em um primeiro momento, faz-se necessário realizar a apuração de todos os riscos conhecidos ao qual o contrato de concessão está exposto. Em seguida, é realizada a alocação desses riscos entre concessionárias e poder concedente. Por fim, é discutida a forma como esses riscos serão tratados, se passíveis ou não de critérios de admissibilidade ou patamares mínimos de severidade.

Em relação aos riscos mais frequentes ao qual uma concessão está exposta, Marcos Augusto Perez [14] define que eles podem ser divididos pelos seus traços predominantes, sob as seguintes rubricas:

(i) riscos econômico-financeiros, (ii) riscos técnicos, (iii) riscos jurídicos e (iv) riscos políticos.

| Riscos da Concessão | Espécies ou Formas de Manifestação |
|--------------------------|--|
| 1. Econômico-financeiros | 1.1. Imprevisibilidade 1.2. Competição 1.3. Modelagem econômico-financeira 1.4. Modelo tarifário 1.5. Comerciais 1.6. Financiamento |
| 2. Técnicos | 2.1. Projeto 2.2. Tecnológicos |
| 3. Jurídicos | 3.1. Fato do príncipe 3.2. Fato da administração 3.3. Regulatório 3.4. Ambiental 3.5. Judicial |
| 4. Políticos | 4.1. Disputas eleitorais 4.2. Movimentos sociais 4.3. Interesses paroquiais |

Fonte: Perez, Marcos Augusto [14].

Quanto à alocação contratual destes e de outros riscos, a serem levantados pela agência reguladora na discussão da minuta de termo aditivo ao contrato, parece haver razoável consenso na doutrina e prática contratual recente, pela utilização de três critérios metodológicos, conforme trecho abaixo retirado de uma Coletânea de Pós-Graduação em controle da desestatização e da regulação do TCU [13].

“5.1.2 A metodologia da alocação contratual de riscos

(...)

Deve ser identificada a parte que melhor tem condições de promover o seu gerenciamento e prevenção. Dito em outros termos, pode-se dizer que **o risco deve ser alocado à parte que, a um custo mais baixo, pode reduzir as chances de o evento indesejável ocorrer ou aumentar a chance de o evento desejável ocorrer.**

(...)

Um segundo critério de alocação diz respeito à capacidade que cada parte detém de gerenciar as consequências danosas caso o evento indesejado venha a ocorrer. Este parâmetro é

importante porque há situações em que nenhuma das partes possui capacidade de reduzir de forma considerável os riscos de o evento danoso ocorrer, mas provavelmente uma delas terá maiores instrumentos para lidar com o evento e reduzir seus desdobramentos caso ele venha a ocorrer.

(...)

existem também critérios acessórios para a distribuição dos riscos em contratos de concessão e PPP **para os casos em que nenhuma das partes possa antecipar, influenciar ou responder a conteúdo ao evento que se materialize. Nessas hipóteses, a distribuição do risco deverá levar em conta a capacidade das partes de “externalizar” os custos de prevenir ou remediar eventos indesejáveis**, ou seja, de transferir esses riscos para um terceiro.

A Administração Pública sempre externaliza para os contribuintes os riscos de qualquer negócio por ela assumido, na medida em que sua principal fonte de receita advém dos recolhimentos tributários que realiza.

Assim, os riscos alocados junto ao poder concedente são suportados indiscriminadamente por toda a sociedade, independentemente de ser o contribuinte usuário daquele serviço ou não. Já o parceiro privado poderá adotar dois comportamentos em relação aos riscos pelos quais se responsabilize: (i) celebrar um contrato de seguro e embutir o valor do prêmio no valor de sua proposta; ou (ii) não celebrar um contrato de seguro e incluir no valor de sua proposta os custos relativos ao gerenciamento desse risco.

Em ambos os casos, este montante será repassado para a tarifa cobrada dos usuários e/ou para a contraprestação demandada do Poder Público.” (grifo nosso)

Uma clara demarcação de riscos entre concessionário e Poder Concedente, poderá levar as partes a se prevenirem para enfrentar sua eventualidade tanto em termos de fixação do valor da tarifa (reflexo no custo de capital, uma vez que o risco está associado a remuneração e custo de seguros necessários mitigação de riscos), como em termos de organização da prestação do serviço em seus diferentes aspectos.

Considerando a metodologia apresentada, embasada em ampla literatura [9] [13] [15] [16] [17], o Grupo CPFL Energia propõe que o MME forneça diretriz à ANEEL para consideração de cláusula contratual que garanta neutralidade de riscos jurídicos e políticos às concessionárias, visto que estes são alheios a sua vontade, sendo impossível gerenciá-los, mitigá-los ou externaliza-los.

Já no que diz respeito a alocação dos riscos técnicos e econômico-financeiros, o Grupo CPFL Energia entende que cabe análise do caso específico pela ANEEL, respeitando critérios de admissibilidade e representatividade a serem investigados.

Assim, propõe-se a adoção da seguinte redação para o item “i”, da diretriz IV:

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

(...)

- b. a alocação dos riscos entre o Poder Concedente e os Concessionários, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos, segregando a caracterização do risco nas naturezas:
 - I. Técnico-Econômico-Financeiras, cujos critérios de admissibilidade e representatividade deverão ser investigados pela ANEEL; e
 - II. Político-Jurídicas, cuja neutralidade deverá ser garantida para as concessionárias.”

2.3.3. Alteração dos serviços prestados pelas Distribuidoras e separação contábil

Dentre as diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão, listam-se nas cláusulas econômicas propostas para flexibilidade de alteração dos serviços prestados pelas Distribuidoras, preservando o equilíbrio econômico-financeiro, e permissão para separação contábil de serviços que sejam futuramente passíveis de serem prestados por outros agentes setoriais, visando ampliação da concorrência.

“V – Cláusulas econômicas:

(...)

b. flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro.

c. permissão 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.”

A modernização do setor elétrico tem sido amplamente discutida ao longo tempo, tendo, em passado recente, muito se focado no tema liberalização de mercado e a possibilidade de surgimento de novos agentes setoriais exercendo parte do serviço que atualmente é realizado pelas distribuidoras. Este é um dos vieses para a inclusão dos itens “b.” e “c.” na diretriz V, proposta pelo MME.

O serviço de distribuição de energia elétrica pode ser segregado na atividade de prestação do serviço de infraestrutura de rede, conhecido como “fio”, e a comercialização de energia elétrica ao consumidor final. Nos últimos anos, existe grande movimentação setorial para uma liberalização total do mercado de energia elétrica, onde busca-se introduzir ao longo dos próximos anos a concorrência total da atividade de comercialização da parcela de energia aos consumidores do sistema elétrico.

Este movimento prevê, de forma simplificada, que a distribuidora continue exercendo a atividade da prestação do serviço de infraestrutura de rede, caracterizada por ser um monopólio natural, e que a comercialização de energia elétrica seja realizada por agentes varejistas de mercado.

No entanto, a parte que tange a questão de comercialização de energia acaba por implicar em uma série de desdobramentos, previstos para não se penalizar consumidores finais que não tenham interesse de comprar energia no mercado livre ou os que de alguma forma sejam subsidiados, como é o caso da classe de consumo baixa renda, por exemplo. Neste sentido, nas discussões realizadas até o momento foi mapeada a possibilidade da criação de novos agentes setoriais, cujo serviço poderá ou não ser prestado pela atual distribuidora, como é o caso do Supridor de Última Instância (SUI) e do Comercializador Regulado de Energia (CRE), sem contar que a Distribuidora ainda poderia atuar como comercializadora varejista, por sua conta e risco, por meio de uma subsidiária ou empresa do mesmo grupo econômico.

Um ponto relevante a ser mencionado acerca da discussão de liberalização total de mercado é que ela não resta finalizada, existindo ainda a necessidade de definição do arranjo setorial da prestação de serviço que será adotado no Brasil. Ressalta-se a existência de diversos arranjos possíveis compreendidos entre a completa integração vertical (modelo atual) e a desverticalização completa das atividades de prestação do serviço e comercialização de energia, com a separação das figuras jurídicas em cada atividade.

Entre os extremos da verticalização e o desverticalização da atividade de distribuição de energia, existem também as possibilidades de modelos de atuação com a separação regulatória e contabilmente das atividades dentro do mesmo contrato de concessão, ou a separação contratual das atividades em distintos contratos de concessão.

Assim, ao final da discussão de liberalização de mercado, poderemos ter arranjos onde:

- Distribuidora possui apenas contrato de concessão para a atividade de fio;
- Distribuidora possui contrato de concessão com separação contábil e regulatória das atividades;
- Distribuidora possui um contrato de concessão para cada atividade.

Quanto mais desverticalizado for o modelo adotado, ou seja, quanto maior a separação contratual das atividades, menos subsídios cruzados serão possíveis, ganhando-se clareza quanto aos custos necessários para suportar cada atividade e alocando-os de maneira economicamente eficiente, mas não necessariamente sendo a melhor escolha do ponto de vista social.

Na verdade, essas segregações de atividade serão desdobradas em outras discussões muito mais complexas que ainda não foram enfrentadas, como é o caso de alocações de custos entre atividades; reavaliação de subsídios cruzados; alocação dos riscos de desvio de caixa estruturais e sua remuneração; custos de adequação das medições; custos e responsabilidade de perdas de energia; questões ligadas a universalização do acesso a serviço essencial alocadas à comercialização regulada, levando a necessidade de equilíbrio econômico-financeiro da atividade; entre muitos outros pontos a serem listados.

Esses **diversos pontos ainda precisam ser discutidos e superados no âmbito da liberalização e modernização de mercado para que se garanta a sustentabilidade das atividades de distribuição de energia elétrica e de comercialização regulada.**

Outro viés para a proposição destas diretrizes pelo MME tem relação com o processo de transição energética e da integração de recursos energéticos distribuídos, cada vez mais presentes na atualidade setorial. Porém, são também incipientes a ponto de o cronograma de atualização do arcabouço regulatório ainda estar em fase de construção de um plano estratégico para integração destes recursos.

Por uma questão principiológica, **entende-se que as diretrizes relativas a estes vieses comentados devem ocorrer por meio de instrumentos de política pública, como Decretos e Portarias, ou Resoluções Normativas, sendo estranhos ao ambiente contratual, que deve ser mais generalista e flexível para poder acomodar as incertezas sobre os diferentes modelos de negócios e arranjos regulatórios possíveis, inerentes a qualquer processo de transformação tecnológica e normativa, como o atualmente presenciado no setor elétrico.**

Adicionalmente, considerando a transversalidade da questão regulatória, o Grupo CPFL Energia entende que o tema deva ser tratado de forma homogênea e isonômica para todas as distribuidoras de energia elétrica, não sendo restringido como uma diretriz aplicável somente ao universo de vinte distribuidoras com contratos de concessão vincendos.

Por outro lado, do ponto de vista estratégico, mais importante do que o estabelecimento de previsão para a separação contábil das atividades a serem prestadas pelas concessionárias de distribuição seria o estabelecimento expresso de diretriz contratual prevendo que **“eventual rearranjo do modelo de negócios das distribuidoras, seja para promover a segregação das atividades de distribuição e de comercialização regulada ou ampliar as possibilidades de prestação de outros serviços, deverá, necessariamente, preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão de forma integral e individualizada de todas as atividades prestadas em regime regulado”**, evitando-se, assim, a

aplicação subsídios cruzados entre os usuários dos diferentes serviços ou a utilização do fluxo de caixa percebido pelas distribuidoras em uma atividade para o financiamento de déficits em outras.

O debate, todavia, deve ser acompanhado de robusta instrução processual pelo Poder Concedente, com a elaboração e apresentação de Análise de Impacto Regulatório (AIR) sustentada por Análise de Custo e Benefício (ACB), visto que ainda são necessárias análises econômicas para se avaliar tanto o conjunto de serviços que poderiam ser prestados em regime de mercado quanto em qual momento em que o custo de se prestar esses outros serviços por vários agentes seria mais econômico do que em regime de monopólio.

Diante de todos os pontos expostos, o Grupo CPFL Energia propõe que o tema da separação contábil e flexibilização de atividades hoje desempenhadas pelas distribuidoras, idealmente, não seja tratado em conjunto no processo de prorrogação de concessão, devendo ser tratado em momento específico, em discussão abrangendo todo o universo de distribuidoras. Assim, sugere-se a exclusão dos itens “b.” e “C.” da diretriz V proposta pelo MME.

2.3.4. Indicadores para fins de caducidade da concessão

No decorrer da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, é proposto como diretriz o aperfeiçoamento da apuração da qualidade do serviço prestado por meio da criação de novos indicadores.

“4.3.0.4. Por outro lado, as métricas de avaliação da qualidade do serviço devem ser aperfeiçoadas para **incluir aspectos de dispersão entre os conjuntos elétricos, de modo a induzir a uma maior homogeneidade dos indicadores na concessão, mesmo em áreas com baixa densidade de carga.**

(...)

4.3.0.14. Em linha com a necessidade de os contratos se adaptarem a novas condições, propõe-se diretriz que traga **flexibilidade para a regulação definir indicadores adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão.**

(...)

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

(...)

d. a qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da apuração de indicadores que contemplem **as diversas agregações possíveis;**” (grifo nosso)

(...)

VI – **Flexibilidade para a regulação definir indicadores adicionais** que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão.”

A qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras é mensurada e acompanhada pela ANEEL por meio de diversos indicadores. Atualmente, para fins de apuração de abertura de processo punitivo de caducidade da concessão são avaliados os indicadores de continuidade – DECI e FECI, que aferem a duração e frequência equivalentes por unidade consumidora, excluindo fatores externos às distribuidoras.

A ANEEL também monitora e define padrões para diversas dimensões e tipos de indicadores de qualidade do serviço e do produto, estando estes em constante aperfeiçoamento pela Agência. Além dos indicadores de qualidade, a regulação ainda prevê uma série de mecanismos de incentivos e penalidades, em que podem ser citados o componente Q do Fator X, compensações individuais pagas a consumidores e multas pecuniárias.

O Grupo CPFL Energia atua de forma a ser uma referência setorial quanto à qualidade do serviço prestado. Por conta disso, conhece bem o *trade-off* existente na dimensão de percepção da qualidade pelo consumidor frente aos possíveis incrementos tarifários gerados. Ou seja, quanto mais uma empresa se dedica à melhoria da qualidade, mais investimentos e custos são acumulados para posterior repasse tarifário, tendo em vista a previsão de equilíbrio econômico e financeiro no contrato de concessão. Devido à dificuldade de aferição do tema, a regulação hoje não leva em conta esse *trade-off*, desconsiderando a avaliação de qual seria o momento em que um consumidor passa a ter uma percepção de que o custo da tarifa seria mais relevante do que a melhoria do padrão de qualidade que lhe é entregue, visto que a curva de incremento de investimentos e custos é exponencial.

Assim, **a proposta de uma maior homogeneidade dos indicadores de qualidade, mesmo em áreas com baixa densidade de carga está direta e exponencialmente ligada ao tema modicidade tarifária.** Este ponto ainda é agravado ao se considerar que áreas com baixa densidade de carga tendem a possuir custos de conexão demasiadamente superiores, o que é comprovado pela simples necessidade de existência de uma política de universalização com subsídios via encargos setoriais da CDE, de forma a viabilizar a ligação de consumidores em áreas dispersas.

Apesar de sempre haver espaço para aprimoramentos, deve-se considerar que a atual regulamentação vem demonstrando melhoria contínua nos indicadores setoriais ao longo dos anos, em que os padrões qualidade não são exceção. O aprimoramento da regulação pode ser implementado quando da revisão das regras da própria ANEEL, sem necessidade de previsão contratual específica, contribuindo ainda mais para a melhoria dos indicadores e da qualidade verificada em si.

Diante disso, o Grupo CPFL Energia entende que o tema pode continuar sendo tratado exclusivamente no âmbito regulatório, se pautando cada vez mais na complexidade de cada área de concessão e nos impactos tarifários resultantes da ampliação das exigências regulatórias. Desta maneira, sugere-se a revisão textual do item “d.” da diretriz IV proposta, bem como a exclusão da diretriz VI, resultando na seguinte redação:

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

(...)

d. a qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;”

2.3.5. Proteção dos dados e compartilhamento com terceiros

O item 4.3.0.15. e a diretriz VII contida no item 4.7 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE versam sobre a necessidade de cláusula contratual que trate a respeito do tema proteção de dados dos usuários e compartilhamento com terceiros, a fim de convergir com a Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018 (“LGPD”).

“4.3.0.15. Seguindo, a fim de convergir com a legislação sobre proteção de dados de usuários, constante da Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, insere-se cláusula de proteção dos dados dos usuários e compartilhamento com terceiros.

(...)

VII – Cláusula de Proteção dos dados dos usuários e compartilhamento com terceiros.”

Como já abordado ao longo do documento, diretrizes e cláusulas contratuais devem ser claras e objetivas, de forma a evitar ruídos de interpretação e, com isso, riscos desnecessários às partes relacionadas. Em verdade, resta até mesmo se ponderar se o ambiente contratual guarda relação com o pretendido, visto a existência de órgão regulador competente para estabelecimento de atos normativos e ainda mais pela existência e aplicação de Lei própria sobre o tema em questão.

A LGPD regula o tratamento de dados pessoais de indivíduos, que são quaisquer informações que identificam imediatamente ou possam vir a identificar uma pessoa natural (art. 5º, I). A LGPD se aplica a quaisquer setores e empresas que tratem dados pessoais, devendo ser observada concomitantemente a demais leis ou regulamentação setoriais que compõe o ecossistema jurídico relacionado ao core business das empresas, conforme aplicável.

No que concerne ao compartilhamento de dados dos usuários com terceiros, a ANEEL já observa tanto a legislação vigente (LGPD) quanto a regulamentação do tema pela ANEEL (REN 1000). A Resolução ANEEL n. 1000/2021, que estabelece as regras do serviço público de distribuição, direitos e deveres dos usuários, trouxe diretrizes sólidas relativas ao tratamento dos dados, já em conformidade com a LGPD.

O Grupo CPFL Energia acredita que o ambiente contratual das concessões de energia elétrica não necessita adentrar neste tema, dado que já existe legislação específica, definida em Lei própria (LGPD) e plenamente regulamentado pela ANEEL (REN 1000). Pelos motivos expostos, o Grupo CPFL Energia propõe a exclusão da diretriz VII no âmbito da formulação do novo modelo de contratos de concessões.

2.4. Fontes de Recursos em Contrapartidas Sociais

Como contrapartida social à prorrogação das concessões, a nota técnica do MME impõe a obrigação de investimentos em eficiência energética, a contar da data de assinatura do termo aditivo contratual. Tais contrapartidas sociais seriam financiadas por fontes de recursos hoje destinados aos programas de eficiência energética e outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa.

“4.5.3. 3) Contrapartidas sociais em eficiência energética

(...)

4.5.3.5. As fontes desses recursos, em primeira análise, poderiam ser:

1. O eventual excedente econômico obtido, conforme avaliação do capítulo anterior desta Nota Técnica;
2. Os recursos hoje já destinados aos programas de eficiência energética;
3. Outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa;
4. Excedentes do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais concedidos à determinadas regiões do País.”

No entanto, não foi considerada diretriz acerca das fontes de receita citadas na proposição de redação das diretrizes propostas pelo MME, contidas no item 4.7 da nota técnica. Como tais fontes já possuem destinação definida atualmente à modicidade tarifária ou projetos de fins específicos, faz-se

necessário diretriz expressa do MME para que as mesmas possam ser utilizadas nas contrapartidas sociais direcionadas pelo Poder Concedente, sem maiores riscos de penalidades futuras aos agentes.

Neste quesito, **o Grupo CPFL Energia solicita a inclusão expressa das fontes de recurso a serem utilizadas na proposta de diretrizes contratuais a ser publicada.**

Adicionalmente, **aproveita-se para ressaltar a necessidade de se explicitar os seguintes pontos na redação na diretriz de fontes de recursos: (i) o saldo a ser utilizado da fonte de recurso hoje destinada aos programas de eficiência energética deve considerar apenas os montantes não comprometidos, ou seja, que vierem a ser constituídos, por prazo determinado, a partir do momento da assinatura do termo de prorrogação da concessão; (ii) o montante de outras receitas a ser destinado às contrapartidas sociais deve ser aquele que representa unicamente a parte destinada atualmente à modicidade tarifária, resguardando-se a parte a ser capturada pela distribuidora para se fazer frente aos custos das atividades correlatas ou acessórias.**

O Grupo CPFL Energia propõe a seguinte redação para esta diretriz:

“Contrapartidas Sociais

(...)

X – A fonte dos recursos podem ser:

- a. Saldo dos recursos não comprometidos hoje já destinados aos programas de eficiência energética; e
- b. Outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares destinadas à modicidade tarifária, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa.”

2.5.Modernização da rede e Digitalização

O contexto do setor elétrico fornecido pela da Nota Técnica Nº 14/2023/SAER/SE apresentou uma visão a respeito das transformações em curso e as perspectivas para o futuro da distribuição de energia elétrica no país.

“4.2.1.4. As distribuidoras de energia elétrica, atualmente as responsáveis pelo último elo do processo de oferta de energia, que faz a interface com o usuário final e que arrecada as faturas, tendem a desempenhar um novo papel nos próximos anos. Esse papel deve refletir o novo ambiente de negócios que irá permear o setor de energia elétrica, considerando, por exemplo, (i) a oferta descentralizada e ambientalmente sustentável de energia baseada em fontes renováveis; e (ii) o **papel protagonista do consumidor, que busca a redução de gastos e ganhos de eficiência.**

4.2.1.5. O sistema também deverá se adaptar às novas tecnologias, que surgem em uma velocidade cada vez maior, tais como as microrredes, representadas por um sistema elétrico

inteligente de pequeno porte; usinas virtuais, que podem ser despachadas remotamente por centros de controle, oferecendo serviços de resposta da demanda e maximizando a receita percebida; **medição inteligente**; veículos elétricos etc. Também se amplia a interface com outros setores de infraestrutura como telecomunicações, na medida em que novos serviços a serem fornecidos aos usuários por meio de avanços como Internet das Coisas – IOT, em inglês, e outros a serem obtidos pelas empresas para a flexibilização operativa das redes elétricas podem auferir ganhos para ambos os setores.

(...)

4.2.1.7. Nesse paradigma, o Poder Concedente possui oportunidade de trazer diretrizes que se adequem a essa nova realidade, trazendo um desenho de instrumento contratual adequado e flexível o bastante para enfrentar os desafios futuros. **Procura-se trazer elementos que possam incentivar a realização de investimentos em redes e equipamentos, tais como smart grids, com regulação por resultados com incentivos adequados.**” (grifo nosso)

Adicionalmente, tanto os itens 4.3 e 4.5, que tratam das diretrizes para a prorrogação e suas contrapartidas sociais citam diversas vezes o tema modernização, bem como versam sobre o tema digitalização das redes.

O Grupo CPFL Energia concorda com o MME sobre a relevância do tema modernização e digitalização setorial, acreditando que redes inteligentes são um habilitador tecnológico fundamental para a evolução do mercado de energia.

Na era da informação, o consumidor exige maior qualidade, produtos que se adequem ao seu estilo de vida e preços justos. Em contrapartida, os recursos são mais escassos, o que aumenta a cobrança pela eficiência das distribuidoras. A introdução de tecnologias disruptivas na rede de distribuição está cada dia mais transformando o Setor Elétrico Brasileiro e tecnologias como redes inteligentes precisam estar mais desenvolvidas e difundidas para não sejam um gargalo ao empoderamento do consumidor.

O Grupo CPFL Energia entende que a rede inteligente (smart grid) é condição necessária para o intercâmbio destas tecnologias com uma gestão mais eficiente da rede de distribuição. Com a implantação de medidores inteligentes, o consumidor passará de uma posição passiva para ativa. Poderá conhecer seu perfil, se adequar a produtos existentes ou exigir a criação de novos produtos.

Até pouco tempo, investimentos em novas tecnologias como medidores inteligentes eram vistos como carregados de riscos financeiros e desafios técnicos, que por sua natureza própria os destacam dos investimentos convencionais. Além disso, os montantes financeiros envolvidos em sua implantação eram tão vultuosos e pelo pioneirismo, se mostrava difícil quantificar o valor do retorno do investimento e mesmo se esse retorno ocorreria para as distribuidoras.

Atualmente, com a evolução tecnológica e a redução do custo destas tecnologias, bem como diversos estudos realizados, permite que as distribuidoras tenham certeza quanto aos benefícios desse tipo de

investimento em medição inteligente e seu retorno financeiro positivo para a sociedade, ou seja, culminando em reduções tarifárias no médio e longo prazo.

No entanto, diversos estudos e avaliações de custo-benefício realizados setorialmente chegam a conclusão de que o modelo regulatório atual é o principal desafio para uma atualização do parque de medição, visto a assimetria de tratamento regulatório em favor de medidores convencionais, presente na regulação atual. Ainda que involuntariamente, há atualmente um incentivo em permanecer com os medidores atuais, ou substituí-los por medidores similares, para evitar perdas na desativação e alienação, além de perdas financeiras.

Por exemplo, a metodologia de Fator X, ao considerar os investimentos históricos como referência, acaba assumindo que as distribuidoras irão continuar realizando o mesmo tipo de investimento em medição realizado no passado, penalizando a empresa por uma suposta perda de produtividade no curto prazo, visto que sua metodologia não levará em conta esse momento de transição tecnológica ao calcular as tarifas. Além disso, o risco do distribuidor ainda é amplificado com a perda de remuneração intraciclo tarifário existente na metodologia tarifária atual, que é amplificada pela menor vida útil de um ativo com tecnologia embarcada.

Nesse sentido, **o Grupo CPFL Energia concorda com a sugestão de conferir maior flexibilidade para que a regulação possa ser adaptada às mudanças tecnológicas ao longo do tempo, mas entende ser importante estabelecer diretrizes claras para que a regulação retire barreiras regulatórias à inovação, especialmente no tema da medição, dado o caráter de política pública desse tema e o importante papel de vetor das transformações que irão ocorrer no setor elétrico em futuro próximo.**

A introdução sustentável de medição inteligente, irá habilitar e contribuir sobremaneira com o processo de modernização do setor, principalmente na abertura de mercado que tende a ocorrer ao longo dos próximos anos, permitindo o empoderamento do consumidor e a oferta de novos serviços, promovendo aumento de bem-estar aos consumidores e reforçando o papel das distribuidoras como vetores da transição energética.

Por isso, **entende-se prudente a inclusão de recomendação específica sobre o tema à ANEEL, de forma que a regulação incentive a atualização do parque de medição, habilitando a modernização do setor e o empoderamento do consumidor:**

“Diretrizes para Incentivo à Modernização e Digitalização do Setor

XIII – A ANEEL deverá estabelecer regulamentação que retire barreiras regulatórias à inovação e incentive a realização de investimentos na atualização do parque de medição dos consumidores de baixa tensão, considerando a implantação de medição inteligente, com o

objetivo de habilitar a modernização do segmento de distribuição de energia elétrica, proporcionando condições para o empoderamento do consumidor.”

2.6. Rito Processual da Prorrogação

Ao analisar o rito processual proposto para o processo de prorrogação das concessões, verifica-se que incorporado ao rito processual individual de cada requerimento de prorrogação, há a previsão de que a ANEEL, em até 24 meses do advento do termo contratual, instrua processo de Consulta Pública com as condições da prorrogação.

Da forma como posto, ficaria a agência reguladora obrigada a instaurar, no mínimo, 20 distintos processos de Consulta Pública para discutir as condições contratuais para prorrogação da concessão, sendo que o modelo de diretrizes em discussão é único, tratado interim deste processo. Uma vez que não há necessidade de se realizar a mesma discussão de minuta contratual por diversas vezes, **o Grupo CPFL Energia solicita a exclusão da diretriz XVI.**

O Grupo CPFL Energia solicita ao MME estabelecer diretriz objetiva e clara para que a ANEEL elabore minuta contratual de acordo com as diretrizes postas e instaure consulta pública específica para discussão da minuta de aditivo contratual a ser aplicada à todas as concessões vincendas, em linha com o rito realizado nas prorrogações de 2015.

Por fim, apesar de as diretrizes postas permitirem a antecipação do pleito de prorrogação das concessões por parte das Distribuidoras, não foi definido um rito específico para casos de prorrogação antecipada. Desta maneira, **solicita-se a inclusão de diretriz que trate dos principais prazos do rito de prorrogação em caso de pleito antecipado, de forma a trazer maior previsibilidade ao processo,** conforme proposto a seguir:

“Rito processual

(...)

XXII – Definição de rito processual acelerado para as atuais concessionárias que declararem interesse em apresentar requerimento de antecipação da decisão sobre a prorrogação da concessão.”

2.7. Indenização de ativos não amortizados em caso de licitação

O item 4.3.1, bem como as diretrizes XXV e XXVI do item 4.7 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE abordam tema de extrema relevância para os concessionários de distribuição de energia elétrica,

versando sobre a indenização a ser paga à antiga concessionária em caso de licitação, em função dos bens reversíveis ainda não depreciados ao final da concessão.

Como amplamente já abordado ao longo desta contribuição, em especial na seção relativa à alocação de riscos, a definição de regras contratuais claras e objetivas é de extrema importância, pois reduz riscos para a atividade de distribuição e, com isso, os custos de capital, facilitando a realização de investimentos, com efeitos positivos para o consumidor por meio da melhoria da qualidade e redução das tarifas. Tal questão se mostra ainda mais relevante quando se trata de cláusulas relativas à indenização das empresas em caso de saída do negócio, visto a relação direta existente entre risco e retorno.

Em relação à forma de cálculo proposta para apuração do valor relativo aos investimentos realizados em bens reversíveis ainda não depreciados, **o Grupo CPFL Energia corrobora com a proposta de utilização da metodologia vigente de apuração de Base de Remuneração Regulatória da ANEEL. Contudo, ressalta-se que a redação dada é lacunosa, deixando de abordar de forma objetiva pontos relevantes que não devem ficar à margem da interpretação.** Assim, destaca-se que **o cálculo da indenização a ser paga à antiga concessionária deve prever, além dos ativos elétricos imobilizados na data-base de indenização, os investimentos em curso (Ativo Imobilizado em Curso - AIC), o almoxarifado em operação e os ativos não elétricos que serão revertidos** com a devolução da concessão.

Adicionalmente, como bem destacado pelo MME, também serão considerados saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de faturamento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da licitação da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

Neste interim, **ressalta-se a necessidade de também se considerar que a indenização deve abranger o direito econômico sobre as contas a receber**, direito este que será transferido ao novo concessionário e, por consequência lógica, deve ser incluído no valor de indenização a ser transferido ao antigo concessionário. Tal transferência se mostra devida a partir do momento que o antigo controlador perde acesso a todos os mecanismos usuais de cobrança das faturas inadimplentes. Nesse sentido, é preciso que o novo entrante arque com o risco e arque com o pagamento pelo patamar recuperável das faturas em aberto que ficarão sob sua gestão, podendo lançar mão de mecanismos para mitigação do risco de não recebimento conforme regulamentação vigente.

Ademais, **resta deixar claro que devem ser incluídos todos os impostos diretos e indiretos no cálculo da indenização, de forma que os valores de indenização recebidos estejam integralmente líquidos de impostos**, de forma que os valores investidos e ainda não amortizados sejam integralmente recuperados pelo antigo controlador, observando as especificidades da legislação.

Em relação à forma do pagamento da indenização, a diretriz XXVII da nota técnica ressalta que o pagamento deve ser realizado pelo vencedor do certame à antiga concessionária. Por questões óbvias, **o Grupo CPFL Energia entende que o pagamento da indenização deva ser precedente à transferência da concessão ao outro concessionário ou ao Poder Concedente, necessitando ainda possuir liquidez imediata assegurada.**

Quanto a proposta de se utilizar a RGR como fonte de recurso a ser acionada como garantia ao pagamento da indenização, caso o valor ofertado pela empresa ganhadora do certame não seja suficiente para o pagamento do valor total de indenização, **sugere-se que, preferencialmente, sejam utilizados recursos da RGR, mas que se preveja, subsidiariamente, a utilização de recursos da CDE, na forma do §13 do art. 13 da Lei 10.438/2002, incluído pela Lei 13.360/2016.**

Finalmente, **resta a importância de se estabelecer diretriz clara sobre as regras a serem aplicadas em eventual período de transição compreendido entre o prazo final da concessão e a assunção integral do serviço pela nova concessionária, onde deve ser assegurado à antiga concessionária a neutralidade financeira plena, reembolsando-se integralmente todos os custos da prestação do serviço, uma vez que a empresa estaria agindo a título precário, não mais enquadrada nos termos do contrato de concessão.**

Diante todo o exposto, sugere-se a adoção da seguinte redação para as diretrizes relativas à seção “Licitação”:

“Licitação

XXIV. A licitação será realizada sem reversão prévia dos bens, mas a liquidação financeira dos valores deverá ocorrer antes da alteração do operador da concessão.

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 vigente de apuração de Base de Remuneração Regulatória, devendo considerar o ativo imobilizado em serviço blindado e incremental, o ativo imobilizado em curso, o almoxarifado em operação e os ativos não elétricos necessários à prestação do serviço.

XXVI. A indenização também considerará os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de faturamento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da licitação da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária, além dos valores das contas a receber em aberto, cuja responsabilidade pela cobrança será transferida ao novo operador.

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, de forma prévia à transferência da concessão e com liquidez imediata assegurada.

XXVIII. Caso o valor a ser pago pelo vencedor do certame não seja suficiente para quitar a indenização, o saldo remanescente será preferencialmente pago pela Reserva Global de Reversão – RGR ou, subsidiariamente, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, na forma do §13 do art. 13 da Lei 10.438/2002, incluído pela Lei 13.360/2016.”

3. Conclusão

Ao longo de toda a contribuição, o Grupo CPFL Energia detalhou e justificou sua visão sobre as diretrizes a serem consideradas na condução do processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre os anos de 2025 e 2031, fornecendo sugestões de adequação textual à proposta inicialmente publicada, bem como realizou ponderações e considerações a serem levadas em conta pelo Ministério na definição final de diretrizes.

Neste sentido, apresenta-se uma visão consolidada dos ajustes textuais sugeridos nesta contribuição para o conjunto de diretrizes quanto às concessões de distribuição vincendas, tendo como base o item VII "Diretrizes para o tratamento das concessões vincendas" da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE.

Para auxiliar a visualização dos ajustes propostos, em azul (**exemplo**) estão as alterações de texto realizadas e em tachado (~~exemplo~~), as exclusões. Assim sendo, **segue proposta de redação de Diretrizes para elaboração do Termo Aditivo aos Contratos de Concessão** de Distribuição de Energia Elétrica consolidada:

I - A todas as concessões vincendas será oferecida prorrogação contratual por 30 anos, desde que atendidos os condicionantes.

Condições mínimas para a prorrogação das concessões

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

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 verificação da prestação do serviço adequado será realizada ~~a partir de indicadores de duração e frequência médias das interrupções do serviço e de sustentabilidade econômico financeira~~ **a partir da conformidade da distribuidora aos termos do Módulo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021.**

~~c. O atendimento aos critérios deverá ser constatado por meio do cumprimento dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos e do critério de eficiência com relação à gestão econômico financeira, apurados pela ANEEL, para cada concessionária.~~

c. O descumprimento dos condicionantes será constatado, para cada critério, de forma independente, com base na violação dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos estabelecidos pela ANEEL, isoladamente ou em conjunto, por mais de 1 (um) ano no período de apuração; e na transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico financeira por mais de 1 (um) ano no período de apuração pela existência de processo punitivo de caducidade em âmbito administrativo para a empresa em questão, com base na violação do indicador de eficiência na qualidade e dos critérios de eficiência na gestão econômico-financeira já regulamentados pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021.

d. Cabe à ANEEL apurar e dar publicidade quanto ao cumprimento dos critérios.

III - A concessionária poderá apresentar [plano de recuperação e correção das falhas e transgressões aprovado pela ANEEL](#) ou plano de transferência de controle societário, conforme regulação da ANEEL, como alternativa ao não cumprimento das exigências para prorrogação contratual, 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, a partir de critérios definidos pela ANEEL.

A transferência de 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 das concessionárias, inclusive por meio de aporte de capital;
- b. o atendimento de seu mercado, nos prazos regulamentados, 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 eficiência energética;
- f. a modicidade tarifária;
- g. incentivos à gestão eficiente dos ativos, [de forma a garantir a remuneração sobre ativos totalmente depreciados, desde que ainda sejam operacionais;](#)
- 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, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos, [segregando a caracterização do risco nas naturezas:](#)
 - i. Técnico-Econômico-Financeiras, [cujos critérios de admissibilidade e representatividade deverão ser investigados pela ANEEL;](#) e
 - ii. Político-Jurídicas, [cuja neutralidade deverá ser garantida para as concessionárias.](#)

V - Cláusulas econômicas:

- a. modernização dos serviços 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. permissão 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.~~
- 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 adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão.~~

~~VII – Cláusula de Proteção dos dados dos usuários e compartilhamento com terceiros.~~

VI - Transferência do controle como alternativa à caducidade e futura licitação.

Contrapartidas sociais

VII - Como contrapartida à prorrogação das concessões, haverá obrigação de investimento, a contar da data de assinatura dos contratos, segundo diretrizes do Poder Concedente.

VIII – A fonte dos recursos podem ser:

a. Saldo dos recursos não comprometidos hoje já destinados aos programas de eficiência energética; e

b. Outras receitas relacionadas às atividades acessórias próprias e complementares destinadas à modicidade tarifária, e as relacionadas às penalidades aplicadas pelas distribuidoras, como ultrapassagem de demanda e energia reativa.

IX - 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.

X - Investimentos serão realizados dentro de um período de 5 anos, a partir da assinatura do novo contrato de concessão.

XI - 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.

XII - 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.

Diretrizes para Incentivo à Modernização e Digitalização do Setor

XIII – A ANEEL deverá estabelecer regulamentação que retire barreiras regulatórias à inovação e incentive a realização de investimentos na atualização do parque de medição dos consumidores de baixa tensão, considerando a implantação de medição inteligente, com o objetivo de habilitar a modernização do segmento de distribuição de energia elétrica, proporcionando condições para o empoderamento do consumidor.

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.~~

XVI - Em até 21 meses do advento do termo contratual a ANEEL publicará a versão final do contrato de concessão.

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

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

XIX - Os prazos serão flexibilizados para as concessões vindas nos anos de 2025 e 2026, 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 de investimentos.

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

XXI - Havendo o interesse em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar o pedido de requerimento, destacando sua opção pela prorrogação nas condições definidas. Tal requerimento pode ser protocolado até mesmo antes do prazo de 36 meses do termo final do contrato. Nesse caso, o aditivo contratual conterà 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, nos cinco primeiros anos, após a prorrogação, será prevista majoração na obrigação de investimentos.~~

XXII – Definição de rito processual acelerado para as atuais concessionárias que declararem interesse em apresentar requerimento de antecipação da decisão sobre a prorrogação da concessão.

Licitação

XXIII - A licitação será realizada sem reversão prévia dos bens, **mas a liquidação financeira dos valores deverá ocorrer antes da alteração do operador da concessão.**

XXIV - 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 vigente de apuração de Base de Remuneração Regulatória, **devendo considerar o ativo imobilizado em serviço blindado e incremental, o ativo imobilizado em curso, o almoxarifado em operação e os ativos não elétricos necessários à prestação do serviço.**

XXV - A indenização também considerará os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de faturamento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da licitação da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária, **além dos valores das contas a receber em aberto, cuja responsabilidade pela cobrança será transferida ao novo operador.**

XXVI - A indenização pelos ativos ainda não amortizados a serem transferidos para a nova concessão deverá ser paga pelo vencedor do certame à antiga concessionária, **de forma prévia à transferência da concessão e com liquidez imediata assegurada.**

XXVII - 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, ~~em~~

forma de pagamento definida em ato do MME ou, subsidiariamente, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, na forma do §13 do art. 13 da Lei 10.438/2002, incluído pela Lei 13.360/2016.

Por fim, o Grupo CPFL Energia também aproveita a oportunidade para corroborar com as contribuições realizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) acerca deste tema, buscando nesta contribuição reforçar ou detalhar pontos relevantes do processo.

4. Referências Bibliográficas

- [1] J. C. L. Pires e M. S. Piccinini, Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro, BNDES, 1998.
- [2] N. Hubner, N. Castro, F. Tommaso, M. Moszkowicz e B. Castro, “Prorrogação das Concessões: Análise de indicadores de qualidade de atendimento das Distribuidoras de energia elétrica,” *Texto de Discussão do Setor Elétrico (TDSE), GESEL*, nº 117, 2023.
- [3] T. Jamasb e M. Pollitt, “Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience,” 2000.
- [4] H. Averch e L. L. Johnson, “Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint,” *The American Economic Review*, vol. 52, pp. 1052-1069, 1962.
- [5] V. Sakhrani e J. E. Parsons, “Electricity Network Tariff Architectures: A Comparison of Hour OECD Countries,” Center for Energy and Environmental Policy (CEEPR), 2010.
- [6] M. R. Paradina e J. Schiro, “Taking Stock os Economic Regulation of Power Utilities in the Developing World. A Literature Review,” *Policy Research Working 8461*, 2018.
- [7] CEER, “Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021: Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream,” 2022.
- [8] F. S. El Hage e M. A. P. Delgado, *Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais*, Synergia Editora, 2015.
- [9] M. P. Ribeiro e L. N. Prado, *Comentários à Lei De PPP-Parceria Público-Privada: Fundamentos Econômico-Jurídicos*, São Paulo: Malheiros, 2010.
- [10] M. Justen Filho, “Parecer de sobre a recomposição da equação econômico-financeira em virtude da pandemia: a questão da onerosidade “excessiva”,” Anexo IV da Contribuição Pública da ABRADÉE no âmbito do Processo ANEEL nº 48500.002846/2020-21 | 2ª Fase da Consulta Pública nº 35/2020, enviada através da Carta ABRADÉE/B15.CT2020-0128, Brasília, 2020.

- [11] C. A. Britto, “O Regime Jurídico Do Equilíbrio Econômico-Financeiro Dos Contratos De Concessão De Serviços Públicos,” Anexo II da Contribuição Pública da ABRADÉE no âmbito do Processo ANEEL nº 48500.002846/2020-21 | 2ª Fase da Consulta Pública nº 35/2020, enviada através da Carta ABRADÉE/B15.CT2020-0128, Brasília, 2020.
- [12] M. S. Di Pietro, “Contratos de Concessão de distribuição de energia elétrica. Alteração nas bases econômicas do contrato em decorrência da Covid-19. Direito à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro,” Anexo III da Contribuição Pública da ABRADÉE no âmbito do Processo ANEEL nº 48500.002846/2020-21 | 2ª Fase da Consulta Pública nº 35/2020, enviada através da Carta ABRADÉE/B15.CT2020-0128, Brasília, 2020.
- [13] E. B. Silva, “A Teoria da Imprevisão e sua Aplicabilidade Perante as Matrizes de Risco dos Contratos Concessionais,” ISC/TCU, Brasília, 2023.
- [14] M. A. Perez, O risco no contrato de concessão de serviço público, Belo Horizonte: Fórum, 2006.
- [15] F. J. Oliveira, “Parceria público-privada: aspectos de direito público econômico (Lei 11.079/2004),” Fórum, Belo Horizonte, 2007.
- [16] A. C. M. Pereira, “Alocação de riscos nos contratos de concessão e PPP: um mecanismo rumo à eficiência na implantação de infraestruturas no Brasil,” *Revista de Direito Administrativo Contemporâneo*, 2016.
- [17] K. L. Zanchim, Contratos de parceria público-privada (PPP): risco e incerteza, São Paulo: Quartier Latin, 2012.