

# Contribuições

## CP MME nº 152/23

Concessões Vincendas de Distribuição

# Índice

1.	Introdução	4
2.	Previsões Contratuais e Legais	4
3.	Condicionantes da Prorrogação	6
3.1.	Alternativas para Concessões Vincendas	6
3.2.	Investigação sobre Eventual Excedente Econômico	7
3.2.1.	Regime do Serviço pelo Preço Instituído no Setor Elétrico Brasileiro	8
3.2.2.	Críticas à Formulação para Avaliar Eventual Excedente Econômico	15
3.3.	Critérios Mínimos	18
3.4.	Contrapartidas Sociais em Eficiência Energética	19
3.5.	Incentivo Fiscal	21
3.5.1.	Natureza Jurídica do Benefício Fiscal	22
3.5.2.	Da Questão Sub Judice	24
3.6.	Digitalização de Redes	25
3.7.	Antecipação dos Efeitos da Prorrogação	26
3.8.	Extensão de Contrapartidas Sociais para Demais Distribuidoras	26
4.	Diretrizes para o Novo Contrato	27
4.1.	Modernização	27
4.2.	Alienação do Controle Societário	28
4.3.	Ativos Totalmente Depreciados	30
4.4.	Modernização do Segmento de Distribuição	31
4.5.	Matriz de Risco	32
4.6.	Separação D&C	34
4.7.	Atividades Concorrenciais	35
4.8.	Indenização dos Bens Reversíveis	36
4.9.	Compartilhamento de Dados com Terceiros	38
4.10.	Métricas de Qualidade - Conjuntos	38
4.11.	Indicadores de Sustentabilidade Econômica e Financeira	39

4.12.	Indicadores Adicionais de Caducidade	40
5.	Rito Processual	41
5.1.	Requerimento e Aceite das Condições de Prorrogação	41
5.2.	Verificação dos Requisitos	42
5.3.	Abertura e Resultado de Consulta Pública	43
5.4.	Plano de Recuperação	43
5.5.	Contrapartidas Sociais	44
6.	Considerações Finais	44
	ANEXO 1 – Regimes Regulatórios - Modelos Tarifários	47
	ANEXO 2 - Comparativo prorrogações 2015 versus atuais	51

## 1. Introdução

A partir de 2025, tem-se o término dos contratos de 20 concessões de distribuição energia elétrica, cujas empresas foram privatizadas após 1995, sob a égide da então recém editada Lei nº 9.074. Há previsão legal e contratual quanto à possibilidade de prorrogação desses contratos, a critério do poder concedente, verificado o atendimento do serviço adequado. No grupo Neoenergia, quatro das cinco distribuidoras estão entre as concessões que vencerão nos próximos anos, sendo respectivamente: Neoenergia Coelba (2027), Neoenergia Cosern (2027), Neoenergia Elektro (2028) e Neoenergia Pernambuco (2030).

Em 22 de julho de 2023 o Ministério de Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº737/GM/MME, divulgando para consulta pública, sob nº 152/2023 (“CP 152”), a Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE (“NT”), que apresenta proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 a 2031.

Assim, de forma a contribuir com a discussão do tema, a Neoenergia apresenta, pelo presente, sua contribuição no âmbito da Consulta Pública 152/2023 MME, registrando apoio e alinhamento com a contribuição apresentada pela ABRADDEE no âmbito da mesma consulta pública.

## 2. Previsões Contratuais e Legais

A NT, amparada no artigo 175 da CF/1988 sobre a necessidade de licitação e no art. 4º da Lei 9.074/1995, sobre a possibilidade de prorrogação, versa sobre a compatibilidade dos dois institutos, nos seguintes termos:

*“4.1.3.4. Nesse sentido, **tanto a prorrogação quanto a licitação são institutos que podem ser adotados**, desde que sejam definidas de forma prévia as obrigações dos concessionários em termos de prestação de serviço adequado, que também incorpora a **dimensão modicidade tarifária**. Em suma, de acordo com os diplomas legais, cabe ao Poder Concedente demonstrar a conveniência e a oportunidade de seguir pela direção da prorrogação ou da licitação.” (grifos nossos)*

A proposta prioriza modicidade tarifária e contrapartidas sociais, ao tempo que, acertadamente, afasta a necessidade de alteração em Lei. Apesar de citar as duas possibilidades (prorrogação ou licitação), a NT traz fundamentação robusta pela escolha da prorrogação, condicionada ao atendimento de critérios mínimos de qualidade e gestão econômico-financeira, que atualmente já são aplicados pelo Regulador, por meio do a Resolução Normativa ANEEL nº 948/2021 (“REN 948”). No seu item 5.0.2 destaca que:

*“além da definição de critérios de elegibilidade para eventuais prorrogações, são apresentadas as propostas de diretrizes aplicáveis para os novos contratos, decorrentes de aditivos de prorrogação ou novas licitações.”*

As condicionantes de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira são os pilares para a prestação de um serviço adequado, as quais já são tratadas por meio da REN 948 e alcançam todas as concessões, independente da presente prorrogação.

A expectativa da Neoenergia com relação ao que consta na lei e nos contratos de concessão sempre foi a da prorrogação condicionada à verificação da prestação do serviço adequado, com base em critérios previamente estabelecidos e continuamente perseguidos pelos concessionários.

Os contratos de concessão celebrados em decorrência das privatizações a partir de 1995 têm explicitamente previsto que esse seria o critério para a prorrogação dos contratos, *verbis*:

*“Cláusula Terceira: Prorrogação das Concessões*

*Primeira Subcláusula - A critério exclusivo do PODER CONCEDENTE, (...), o prazo da concessão poderá ser prorrogado no máximo por igual período, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA. (...)*

*Terceira Subcláusula - O PODER CONCEDENTE manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação, o PODER CONCEDENTE **levará em consideração todas as informações sobre os serviços prestados, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento por parte da CONCESSIONÁRIA dos requisitos de serviço adequado.**” (grifos nossos)*

Nesse contexto, entendemos que a proposta de prorrogação com base em critérios previstos em contrato e/ou na regulamentação, previamente conhecidos e acompanhados em relação à prestação de serviço adequado, é o único caminho e representa o atendimento ao interesse público pela continuidade de prestação adequada de um serviço essencial.

Inegável a maior importância para a sociedade de um serviço de distribuição de energia elétrica de qualidade, que promova e permita o desenvolvimento econômico e social, sobretudo porque o preço é regulado e definido por área de concessão independentemente do concessionário. Assim, a variável atrelada ao concessionário é exatamente a qualidade do serviço em conjunto com saúde econômica e financeira, dada a realidade tarifária e de mercado, que permitirá ou não manter essa prestação de serviço com qualidade de forma sustentável. Sendo a qualidade já adequada, a troca de concessionário impõe um risco desnecessário ao atendimento do objetivo público central para o serviço.

A ótica de auferir algum ganho econômico em favor da União, por se atingir na licitação um valor adicional ao da indenização ao concessionário atual, além de secundária numa avaliação de interesse público é muito circunstancial e pode implicar tanto em superavit quanto em déficit em relação ao valor da indenização. Esse valor, como será tratado mais à frente, não se resume somente a BRR líquida, mas o conjunto completo de ativos aplicados para a atividade e também de créditos regulatórios e diretamente junto aos consumidores pelo atual concessionário que, ao sair de operação, precisa ter todos esses valores devidamente compensados.

No entanto, amparados no princípio da segurança jurídica, discordamos da criação de exigências adicionais àquelas preexistentes.

Não nos parece razoável uma mudança de regras às vésperas da prorrogação, diante de uma regulação que já é rigorosa e diligente quanto à melhoria contínua da qualidade e sustentabilidade econômico-financeira, além de que seria um sinal de incerteza jurídica, econômica e operacional.

Entendemos que a regulação é dinâmica e o critério de serviço adequado pode e deve sofrer aperfeiçoamentos, mas sempre com antecedência e transparência, pois esse deve ser o norte não só para a prorrogação, mas para a continuidade da concessão.

Muitos países não adotam um prazo para as concessões de distribuições de energia elétrica exatamente porque os preços já são continuamente regulados e a qualidade do serviço é permanentemente observada e avaliada.

A modicidade tarifária também é um pilar importante, além da qualidade, que já vem sendo atingida por meio das metodologias de revisões tarifárias periódicas. A regulação por incentivos tem possibilitado que os ganhos de produtividade obtidos sejam posteriormente repassados aos consumidores, criando um círculo-virtuoso: aumento de eficiência das empresas que se reverte em benefício aos consumidores pela redução das tarifas.

*“4.1.3.5. [...] Em suma, a prorrogação da concessão é uma opção do Poder Concedente, a ser apreciada sob a ótica do interesse público, não constituindo um direito para os atuais concessionários.” (grifos nossos)*

O interesse público deve sempre pautar a discussão sobre o melhor caminho (prorrogação ou licitação). Atendidas as condicionantes de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira, a prorrogação é o caminho mais adequado e que melhor atende o interesse público, pois evita descontinuidade ou deterioração na prestação do serviço e riscos de frustração nas possíveis licitações, conforme defendido pela própria NT.

Se o preço já é continuamente controlado, se a qualidade do serviço atende aos requisitos preestabelecidos, e o atual concessionário o faz de forma economicamente equilibrada e sustentável, qual poderia ser o interesse público de assumir o risco de uma troca de concessionário? Observadas as condicionantes de serviço adequado, perderiam sentido exigências adicionais.

### 3. Condicionantes da Prorrogação

#### 3.1. Alternativas para Concessões Vincendas

A NT, no item 4.4.13 traz a prorrogação como uma alternativa para as concessões vincendas que atendam requisitos de qualidade, reconhecendo a possibilidade já prevista na lei e nos contratos de concessão.

*“4.4.13. Pelo exposto, de modo a mitigar os riscos de uma regra automática de licitação, entende-se que deve ser dada uma oportunidade de prorrogação das concessões para as concessionárias que atendam requisitos mínimos de qualidade na prestação do serviço, bem como na sua gestão econômico-*

*financeira. De modo alternativo, deve-se dar a oportunidade de troca de controle acionário das concessionárias que não atendam aos referidos requisitos, desde 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, de forma que essa seja considerada como uma diretriz para os novos contratos de concessão. Para os casos em que as concessionárias não atendam aos requisitos citados anteriormente, a alternativa deve ser a de nova licitação, [...]. (grifos nossos)*

A proposta apresenta oportunidade para as concessionárias que estão cumprindo as metas regulatórias de prorrogar seus respectivos contratos. Abre alternativa para as concessionárias que não estão atendendo as metas, de ter seu controle alterado para um novo controlador que comprove capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição. E, se não se enquadrar nessas duas opções, a alternativa residual será licitar.

Entende-se que essa posição é a que melhor atende ao interesse público, no sentido que busca a substituição mais célere. Entretanto, a NT, no item 4.5, estabelece os condicionantes para prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Estes critérios devem ser analisados com cuidado, uma vez que apresentam impacto direto no rito de prorrogação.

### 3.2. Investigação sobre Eventual Excedente Econômico

A NT explicita que será investigada a existência de eventual excedente econômico que possa ser transferido aos consumidores, em decorrência do processo de prorrogação das concessões.

Nos termos expostos pela NT, 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 para a União, ou para a 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 deve considerar a 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.

Conforme apresentado na NT:

*“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. (grifos nossos)

(...)

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)

### 3.2.1. Regime do Serviço pelo Preço Instituído no Setor Elétrico Brasileiro

O Anexo I apresenta aspectos conceituais do modelo tarifário tanto do regime de serviço pelo custo, quanto do regime pelo preço adotado no Brasil.

No regime pelo preço ou internacionalmente denominado *price cap*, o regulador define uma tarifa de equilíbrio que reflete os custos necessários para a prestação do serviço de forma eficiente e atendendo aos critérios de qualidade e sustentabilidade acordados. Em seguida, ao manter esta tarifa fixa por 4 ou 5 anos (atualizada apenas pela inflação), permite-se que as concessionárias aprimorem seu desempenho na prestação do serviço acima da média setorial, conseguindo, assim, obter um ganho de produtividade ao longo desse período, o qual, a partir do próximo ciclo tarifário, será deduzido da tarifa, tornando-a mais módica e gerando o benefício ao consumidor.



Nesse modelo de regulação, a tarifa de equilíbrio é dada pelos custos eficientes da atividade, mas permitindo a incorporação temporária de ganhos de eficiência pelo concessionário. A referência regulatória de custos eficientes é definida com base na observação dos custos reais das empresas. Claramente, para este regime, se adota o denominado modelo de regulação por incentivos em que a busca incessante de eficiência, motivada pela possibilidade de apropriação de ganhos, resulta em assumir riscos adicionais, inclusive pela inovação que ao final podem se traduzir em ganhos efetivos de eficiência real e modicidade das tarifas.

A ANEEL contempla, em diversos itens da metodologia de revisão tarifária, aspectos que buscam refletir esses valores eficientes, a saber:

- **Custos Operacionais:** os custos regulatórios são definidos a partir de uma análise de benchmarking (DEA) que mede a eficiência da empresa em relação às demais empresas do setor, a qual é normalizada pela média das eficiências setoriais, de forma que as empresas busquem obter performance superior à média. O custo regulatório é dado pela eficiência normalizada multiplicada pelo custo da empresa. Ressalta-se ainda que esse custo da empresa já contempla apenas as contas que, na visão da ANEEL, devem ser cobertas pela tarifa, isto é, são inferiores ao custo apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias.
- **WACC:** o WACC regulatório reflete o custo eficiente de capital próprio e de dívida para o segmento de distribuição. É medido tendo como base a média do custo do dinheiro no Brasil e o prêmio de risco do negócio, auferido com base no mercado americano, que possui maior liquidez. Ademais, o custo regulatório da dívida é determinado a partir da taxa paga pelas debêntures emitidas pelas próprias distribuidoras, utilizando-se a média. O grau de alavancagem, por sua vez, é definido a partir de *covenant* financeiro estabelecido como apropriado pela ANEEL. Reitera-se que essa taxa é calculada anualmente, permitindo que os valores reflitam as condições mais recentes de mercado e do custo de captação médio verificado na realidade.
- **Perdas Não Técnicas - PNT:** os percentuais regulatórios de perdas não técnicas são definidos a partir de análise de benchmarking. De forma sintética, as distribuidoras são ordenadas com base na complexidade socioeconômica da sua concessão e, com base nesse ordenamento e na PNT real de cada uma, a ANEEL define a meta de perdas não técnicas para cada concessionária a partir da melhor performance observada entre as empresas de porte similar. A metodologia contempla ainda um ponto de saturação das perdas para as empresas, o qual se tornou mais baixo ainda na revisão da metodologia ocorrida na CP nº 29/2020. Por fim, para as concessionárias com áreas de risco também há a definição dessas perdas a partir desta análise de benchmarking, atenuando-se apenas o critério usado para se chegar no valor regulatório.
- **Receitas Irrecuperáveis - RI:** o percentual regulatório de RI também é definido a partir de uma análise de benchmarking, que usa o mesmo ranking de complexidade socioeconômica das perdas não técnicas e a RI real de cada empresa. Além disso, a RI real de cada empresa já é definida como a inadimplência mediana verificada após 49 a 60 meses de emissão do faturamento.

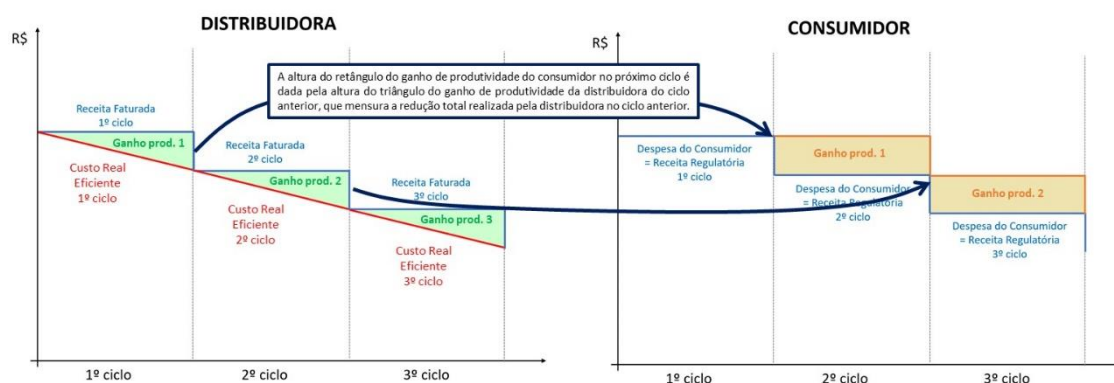
- **Base de Remuneração - BRR:** a BRR é definida a partir dos investimentos prudentes realizados pela concessionária. Ressalta-se ainda que parte desta BRR (Componentes Menores e Custos Adicionais) é valorada pelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL, isto é, por um preço regulatório eficiente obtido da apuração de um conjunto de distribuidoras e não pelo preço real da respectiva empresa.
- **Fator X:** o componente Pd do Fator X tem como objetivo capturar, já ao longo do ciclo, parte dos ganhos de produtividade que a concessionária terá. Dessa forma, o ganho de produtividade será verificado apenas caso ela supere o desempenho estabelecido pelo Componente Pd do Fator X. Para cada distribuidora, o Fator X contempla o desempenho operacional mediano do setor, levando em consideração gastos (OPEX e CAPEX), acrescido do impacto do crescimento de mercado da empresa acima do crescimento médio do setor. Isto é, para empresas cujo mercado cresça mais que a média do setor, o Componente Pd será maior, exigindo-se um esforço ainda maior para obter qualquer ganho ao longo do ciclo.
- **Qualidade:** os níveis de qualidade técnica (DEC e FEC) são definidos a partir de análise de benchmarking para cada conjunto, tendo como base a qualidade verificada em conjuntos semelhantes, utilizando-se como a métrica a performance dos 20% melhores.

A tarifa de equilíbrio de todas as distribuidoras é mensurada com base em análises de benchmarking que buscam capturar o valor eficiente médio adequado para a prestação do serviço de distribuição.

No segmento de distribuição, a regulação por incentivos aplicada pela ANEEL trouxe resultados expressivos para os consumidores em termos de modicidade tarifária da Parcela B, o que, cabe ressaltar, ocorreu paulatinamente com a redução das perdas não técnicas e a melhoria da qualidade do serviço.

### Apropriação de ganhos de eficiência e transferência para o consumidor

Como ressaltado anteriormente, o principal benefício do regime de regulação por incentivos é a busca contínua pela eficiência na prestação do serviço, a qual ocorre por parte das concessionárias e leva à redução das tarifas para os consumidores finais. Esse benefício ocorre pela sistemática do modelo de regulação por incentivos em revisar as tarifas a cada 4 ou 5 anos, em média, e será apresentada na figura a seguir.



A figura acima mostra o caso de uma distribuidora e sua base de consumidores ao longo de três ciclos tarifários. Para visualizar mais facilmente o mecanismo de repasses dos benefícios do *Price Cap*, está se considerando que não há inflação, crescimento de mercado nem Fator X.

No primeiro ciclo, inicialmente é definida uma tarifa para a distribuidora, a qual remunera a prestação do serviço de forma eficiente e garantiu para a distribuidora a receita faturada do 1º ciclo e, para o consumidor, a despesa do 1º ciclo. Contudo, em razão do mecanismo regulatório, a distribuidora tem incentivos para reduzir sua despesa real em relação ao que consta na tarifa. Dessa diferença, obtém-se o ganho de eficiência da distribuidora, o qual será apropriado pela empresa durante o 1º ciclo.

No 2º ciclo, com a nova revisão, o regulador diminuirá a tarifa de equilíbrio, pois considerará uma despesa real menor da concessionária. Em outras palavras, a redução total realizada pela distribuidora no 1º ciclo (altura do triângulo verde) é deduzida da tarifa. Dessa forma, a despesa do consumidor para o 2º ciclo será menor, gerando um benefício para o Consumidor no 2º ciclo (retângulo em laranja).

Contudo, de forma similar ao que foi obtido no 1º ciclo, a distribuidora continuará tendo incentivos para reduzir ainda mais sua despesa real, e o fará, obtendo novo ganho de eficiência da Distribuidora no 2º ciclo.

A partir do 3º ciclo, a sistemática de alocação de benefício econômico para o consumidor e a busca de um novo ganho de produtividade por parte da distribuidora se repetirá sucessivamente.

A apropriação de um ganho de eficiência é legítima e desejada pelo modelo. Também cabe observar que os operadores mais eficientes são exatamente os que definem uma nova fronteira de eficiência em benefício de todas as áreas de concessão e não só a de onde atuam. São esses agentes de distribuição que percebem maior incentivo econômico em contrapartida ao benefício da modicidade tarifária proporcionada.

Sobre a figura acima, ressalta-se que o formato triangular do ganho de produtividade da distribuidora está baseado na hipótese de que a redução da despesa real ocorre de forma linear ao longo do ciclo tarifário. Isso porque inicialmente a distribuidora adota medidas de redução de seus custos (como por exemplo otimização de pessoal e a renegociação de contratos de terceirização) e, somente em seguida, tais reduções são refletidas no seu resultado econômico e financeiro. À medida que o tempo passa, os resultados das medidas se acumulam, aproximando o ganho de produtividade da Distribuidora de uma forma triangular.

No entanto, o ganho de eficiência performado anteriormente pela distribuidora será totalmente repassado pelo regulador aos consumidores ao longo de todo o ciclo tarifário subsequente, obtendo-se a área laranja em formato retangular.

Cabe destaque que a existência de um fator X pressupõe ganhos futuros de produtividade e/ou eficiência. Se bem calibrado, o fator X, deve ser fator que permita a captura de ganhos mínimos de eficiência nos reajustes entre revisões, mas que permita a captura de ganhos ainda maiores nas revisões tarifárias.

O modelo de regulação por incentivo valoriza muito mais a dinâmica da busca contínua de eficiência e sua subsequente apropriação em favor dos consumidores, do que a

verificação exata de remuneração real igual a regulatória, preconizada no modelo de serviço pelo custo que conduz a ineficiência e maiores tarifas aos consumidores.

De fato, o modelo vigente utiliza o regime de tarifas por *price-cap*, com aplicação de Fator X (fator de compartilhamento de ganhos de produtividade) sobre os custos totais, de incidência do custo ponderado de capital (WACC regulatório) sobre a Base de Ativos Regulatório 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 aperfeiçoados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de modo a manter o arcabouço regulatório da atividade de distribuição de energia elétrica no estado da arte.

Um aspecto central a todos estes instrumentos regulatórios é a adoção da abordagem de regulação por incentivo. Nesse regime, o regulador permite que as concessionárias obtenham e se apropriem de ganhos de eficiência realizados no período entre as revisões tarifárias. Trata-se de uma contrapartida em face dos investimentos e práticas que reduzam custos e aumentem a produtividade. Essa dinâmica de otimização conduz a maior eficiência econômica produtiva, alocativa e distributiva e a menores preços e tarifas.

Vale destacar que decisões de investimentos e resultados operacionais que não conduzem a efetivos ganhos de eficiência, não são considerados na tarifa constituindo, por outro lado, um risco de perda para o concessionário.

É oportuno observar que, tal como se pratica hoje, às distribuidoras são atribuídos novos parâmetros de desempenho para período imediatamente posterior à sua revisão tarifária, o que demanda das mesmas alterações de processos, implementação de novos sistemas, equipamentos ou redes para atender aos novos requisitos.

Deste modo, é natural que exista algum ganho de produtividade temporário na concessão, sobretudo aquelas mais eficientes e ajustadas, visto que são essas que mais influenciam a referência regulatória. Por outro lado, também é natural que as empresas menos eficientes possam apresentar um déficit de cobertura tarifária em relação ao custo real. Observando o conjunto de distribuidoras submetidas ao mesmo benchmarking, o resultado pode ser tanto de um ganho médio quanto de um déficit médio, a depender da forma de dispersão do nível de eficiência e competitividade entre as empresas. Qualquer que seja o cenário, não significa a existência de excedente médio a ser capturado.

Tais eventuais ganhos de eficiência são necessários para fazer frente às inovações demandadas pelo regulador que, uma vez implantadas, se convertem em benefícios técnicos e econômicos para os consumidores, inclusive de outras áreas de concessão.

Considerando o grau de abertura adotado nas revisões, onde se escrutina muitos parâmetros da prestação de serviço, a exemplo de: indicadores comerciais, perdas técnicas e não técnicas, indicadores de desempenho técnicos como DEC, FEC, DIC, FIC

e DMIC, pode-se afirmar que todas as distribuidoras são submetidas a metas mais rigorosas no momento da sua revisão tarifária.

De fato, a literatura especializada e a prática dos reguladores em diversos países demonstram que a adoção de abordagem baseadas no custo do serviço e na taxa de retorno real, sem permitir ganhos e perdas operacionais no intervalo entre revisões, conduz a um equilíbrio econômico ineficiente e contaminado por vícios, como o sobre investimento em ativos de capital e infraestrutura, conhecido como efeito Averch-Johnson.

Sendo assim, para que o modelo regulatório adotado no Brasil funcione adequadamente, é preciso haver a possibilidade (sujeita a risco de mercado) de geração e apropriação de ganhos de eficiência que se for retirada do arcabouço regulatório, conduzirá, necessariamente, a maiores tarifas a médio e longo prazo.

Logo, considerando que a possibilidade de apropriação dos ganhos de eficiência pelas concessionárias é a verdadeira essência da regulação econômica por incentivo, ela não pode ser simplesmente suspensa ou capturada, ainda que parcialmente, sem a revisão e readequação dos demais parâmetros de compartilhamento de resultados existentes, como o Fator X e as ferramentas de *yardstick competition* e *benchmark* atualmente empregadas.

A simples apuração e apropriação de ganhos de eficiência por instrumentos *ad-hoc*, sem a revisão global e holística do conjunto normativo e regulatório da atividade de distribuição, certamente geraria efeitos adversos e perda de eficiência econômica.

Seria uma expropriação de ganhos médios de eficiência legítimos do passado, ou a pré-captura de ganhos além do mínimo já contido e calibrado no fator X a cada 4 ou 5 anos com base numa visão única sobre um período pretérito.

Acrescenta-se a isso a gravidade de uma assimetria de tratamentos, pois o conjunto de distribuidoras prorrogáveis é apenas parte do conjunto completo de distribuidoras submetidas as mesmas regras e metodologias de benchmarking realizados pela ANEEL. Conjunto importante de distribuidoras, basicamente as não privatizadas entre 1995 e 2001, mas que posteriormente vieram em parte a ser privatizadas, tiveram duas prorrogações não onerosas e sem qualquer avaliação e muito menos captura de suposto excedente econômico.

Conforme apresentado acima, o trabalho e investigação de eventual excedente econômico, pela comparação entre remuneração real e a regulatória, não coaduna com o regime de regulação por incentivo adotado para o segmento de distribuição, que pressupõe a apropriação de ganhos de eficiência.

Por outro lado, tal investigação, como forma de verificar o nível de severidade da regulação setorial, incluindo a pré-captura de ganhos pelo Fator X, também não se mostra compatível ao objeto de prorrogação das concessões. Pois, constatado déficit ou superávit sistêmico de remuneração pelo conjunto total de distribuidoras, a melhor solução seria a adequação ou aperfeiçoamento dos próprios parâmetros regulatórios

para todas as distribuidoras submetidas ao mesmo, inclusive em atuação mais célere do que a cada 30 anos, que é quando ocorre o instituto da prorrogação das concessões.

Adicionalmente, essa verificação ou teste de consistência no âmbito da regulação entre o desempenho real e a referência regulatória, deveria ser por tema, sujeita a estudos individualizados de benchmarking, e não apenas por uma avaliação global do desempenho societário que resulta na remuneração final para o negócio. De certa forma o Regulador já faz essa verificação com base na disponibilidade de dados reais de desempenho. O que não impede que esse tipo de verificação possa ser melhor realizado. Existem casos notórios de déficit de cobertura, como por exemplo, no caso de perdas não técnicas em que praticamente todas as distribuidoras estão aquém da referência regulatória.

Cabe salientar que a regulamentação hoje adotada, decorre de um processo evolutivo construído pela ANEEL e debatido com todo segmento de distribuição ao longo das últimas décadas e tem se mostrado eficiente para os consumidores, visto que, efetivamente vem permitindo tanto o aumento da eficiência real média das empresas, quanto à captura desses ganhos em prol dos consumidores, num ciclo virtuoso e sustentável. Não à toa o componente tarifário que experimentou maior redução nestas últimas décadas foi exatamente o do segmento de distribuição (denominado por Parcela B).

Adicionalmente, deve-se observar que em diversos momentos ao longo do período de concessão os fluxos de caixa das concessionárias foram utilizados para atenuar acentuadas volatilidades tarifárias. Durante esses períodos, ajudaram na composição desse processo de atenuação e demandaram das distribuidoras ajustes nos seus processos de alocação de recursos.

Nesse contexto, a captura, a priori, de eventual excedente, determinado através de modelos limitados baseado em histórico, fatalmente comprometerá o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, comprometendo o desempenho das concessionárias e quebrando um ciclo virtuoso de ganhos reais eficiência seguido de modicidade tarifária, podendo resultar ainda em aumento significativo do número de litígios no âmbito da justiça.

Vale lembrar, que pelas regras vigentes já é realizada uma captura a priori de ganhos de produtividade e eficiência através do Fator X. Em tese, este parâmetro, que é continuamente ajustado pelo Regulador, tem condições de melhor calibrar uma captura factível e sustentável nas condições atuais de prestação do serviço. Uma captura a priori adicional por ocasião da prorrogação das concessões, certamente traria um desequilíbrio para um conjunto de distribuidoras em processo agora de prorrogação, ou teria de ser incorporada no cálculo do Fator X, o que por consequência acabaria não fazendo qualquer sentido prático.

Se considerarmos que a captura será feita com base em parâmetro já realizado, ou seja, tomando como base o passado, teremos um problema associado ao fato de que os valores obtidos se baseiam em regras de regulação por incentivo e de compartilhamento de eficiência e produtividade adotadas até então e que não serão aplicáveis no futuro, ou



seja, determinados numa situação que não mais se repetirá. Tal dificuldade já é enfrentada no cálculo do Fator X, mas é mitigada pela aferição quase que continua desse parâmetro pela ANEEL.

Assim, temos que o resultado passado de excedente econômico, eventualmente identificado, pode não se realizar no período futuro e acarretar o risco de necessidade de reequilíbrio econômico e financeiro.

Neste cenário, tais reequilíbrios demandarão incrementos tarifários e constituir-se-ão em maior pressão tarifária futura, sobretudo porque o processo de ganhos de eficiência envolve inovação e, portanto, elevado nível de incerteza para previamente ser estabelecido, especialmente numa atividade que já está em pleno regime de avanços de eficiência, já tendo atingido patamares mais elevados de desempenho.

O mesmo risco seria verificado no caso de emprego de valores previstos. Neste caso, todas as variáveis seriam especulativas obtendo-se um valor meramente prospectivo sem relação com os resultados reais da concessão.

Outro aspecto a ser destacado em relação à proposta de apuração de eventual excedente econômico, com vistas a sua captura a favor da modicidade tarifária, é o tratamento histórico conferido nas prorrogações de concessões de distribuição. O Anexo 2 apresenta esse histórico, inclusive comparando a proposta preliminar em Consulta Pública, onde fica evidente a falta de isonomia em relação aos casos anteriores de prorrogação de concessão de distribuição, sem onerosidade ou qualquer verificação de suposto excedente econômico a ser capturado e melhor sintonia com o modelo de regulação por incentivos.

Por todo o exposto, fica demonstrado que eventual remuneração acima ou abaixo da remuneração regulatória, é consequência natural do regime de price cap. Assim, a aplicação de qualquer verificação de excedente conforme proposta preliminar, não coaduna com o regime estabelecido.

Como consequência, a eventual captura, ainda que em nível médio do conjunto de distribuidoras, estaria neutralizando os efeitos de tal regime que tem trazido ganhos de eficiência que se traduzem em reduções tarifárias.

Pelas regras vigentes já é realizada uma captura de ganhos de produtividade e eficiência através do Fator X, o qual é capaz de fazer essa captura com maior precisão e flexibilidade dinâmica comparativamente à definição única no momento da prorrogação da concessão por mais 30 anos.

### 3.2.2. Críticas à Formulação para Avaliar Eventual Excedente Econômico

Ainda que os argumentos acima se mostrem eficientes a demonstrar a impropriedade da metodologia proposta, cabe-nos traçar algumas linhas adicionais de forma a evidenciar impropriedades intrínsecas a ela.

Acerca da formulação proposta pela NT, verifica-se que a abordagem simplificada apresentada busca apurar o excedente econômico com base em três parâmetros (Fluxo

de Caixa do Acionista, Custo de Capital Próprio Regulatório e Base de Remuneração Líquida ajustada pelo participação do capital próprio no investimento) que são fortemente impactados por eventos aleatórios como: políticas macro e microeconômicas, adoção de bandeiras tarifárias, considerações sobre fluxo de caixa real ou contingenciado, Base de Remuneração atrelada por demandas regulatórias pontuais (PLPT), etc.

Ademais, a abordagem proposta, de apuração do excedente econômico com base na relação entre o fluxo de caixa do acionista, que inclui receitas de outras atividades e serviços complementares e acessórios, com a Base de Remuneração Líquida, que não considera os ativos imobilizados em curso e ainda os da base de anuidades regulatória, além dos ativos totalmente depreciados ainda em serviço.

De todo modo, o valor encontrado pela metodologia proposta ou mesmo uma aperfeiçoada, poderia, no máximo, 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 da concessão de apenas um conjunto de distribuidoras ora submetido a análise de prorrogação.

Vale destacar, por todo o exposto, que nessa avaliação da regulação setorial seria natural encontrar algum ganho de eficiência decorrente do modelo de regulação por incentivo.

De outro lado, caso essa análise indicasse a existência de um déficit sistêmico, ou seja, o conjunto de empresas apresentasse desempenho abaixo da referência regulatória, apesar do regime de incentivo, significaria que a regulação está demasiadamente exigente e não cumpre com seu papel, implicando, a necessidade de majoração tarifária, pela revisão dos parâmetros regulatórios aplicados a todas as distribuidoras e não somente do conjunto em análise quanto a prorrogação.

Conforme proposto pela NT, para investigação de eventual excedente econômico seria utilizada a seguinte formulação, que avalia efeitos com base no Fluxo de Caixa do Acionista, Custo de Capital Próprio Regulatório e Base de Remuneração Líquida ajustada pela participação do capital próprio no investimento.

$$\text{Indicador 1} = \frac{\sum_i^n \frac{FCA_i}{Ke_i \cdot BRL KP_i}}{n}$$

Sendo:

FCA - Fluxo de Caixa do Acionista no período i;

Kei - Custo de Capital Próprio;

BRL KP<sub>i</sub> - Base de Remuneração Líquida com Capital Próprio;

i - subscrito que indica o ano;

n - subscrito que indica o ano da janela temporal considerada.

A formulação proposta na CP pretende verificar situações em que o *Equity Value* de cada distribuidora esteja acima do valor da sua Base de Remuneração Líquida-BRL relativa à parcela de Capital Próprio-KP, para um determinado período (n anos), visando que o fluxo



de caixa, descontado pelo Custo de Capital Próprio-Ke no tempo se aproxime de um *valuation* da empresa, isto numa perspectiva de um longo período, quando poderia convergir para o valor de perpetuidade.

A partir desses resultados por empresa, apresenta proposta para consolidação por médias ponderadas ou medianas, para se obter o resultado do setor.

Ainda foi mencionado que eventual utilização dessa proposta se valeria de dados históricos que não levam em conta as expectativas de desempenho futuro das empresas. Ou seja, a própria NT reconhece as limitações de sua proposta preliminar.

Apresentamos as seguintes críticas com relação à formulação proposta:

- **Período de análise:** conforme mencionado na própria proposta, qualquer análise dessa natureza, que vise avaliar rentabilidade com base em fluxo de caixa com esse propósito, de verificar margem de remuneração do negócio de distribuição, precisa ser feito com janelas de observação longas, levando em consideração os prazos das concessões, os prazos de amortização dos ativos, janelas de observação das séries de risco do WACC e ciclos de revisão tarifária de 4 ou 5 anos, evitando que eventos circunstanciais possam interferir na análise. Qualquer análise nesse sentido deveria ser feita com avaliação de desempenho de, no mínimo, 10 anos, para os quais existem dados disponíveis na própria ANEEL. Além disso, a rentabilidade obtida pela formulação proposta analisa o pagamento de dividendos ao longo de um período determinado, assim, desconsidera as diferentes políticas existentes de pagamento de dividendos entre as empresas. Nesse sentido, torna-se ainda mais relevante que o período de análise seja o mais longo possível, em função dos dados disponíveis.
- **Abrangência das empresas:** a análise de eventual excedente médio precisaria considerar o conjunto completo de distribuidoras e não somente as prorrogáveis, pois o processo de benchmarking realizado pela ANEEL considera todas as distribuidoras para definir uma referência de eficiência.
- **Investimentos realizados entre revisões:** desconsiderou investimentos realizados a cada ano, entre as revisões tarifárias, pois não observou os Ativos Imobilizados em Serviço-AIS unitizados entre os ciclos, nem os Ativos Imobilizados em Curso-AIC, dessa forma, subdimensionado a BRL utilizada como base de cálculo da remuneração do retorno ao acionista. Também não foram contemplados os investimentos em ativos não elétricos, tratados na regulamentação como Base de Anuidades Regulatórias-BAR, mas que tratam de investimentos em serviço associado aos terrenos, edificações administrativas, veículos e informática. Assim, o retorno obtido pode estar superdimensionado em função da base reduzida. Então, a inclusão desses elementos seria essencial na análise, para os quais existem dados disponíveis na mesma base de dados da ANEEL.
- **Expectativas de desempenho futuro com base em dados históricos:** a proposta analisa dados históricos, assim, apurou o desempenho do passado, sem nenhum tipo de premissas sobre projeções futuras. Mas a proposta do eventual excedente

econômico, seria no sentido de ser utilizado como contrapartidas a partir da prorrogação, assim, devendo considerar perspectivas de desempenho futuro.

- **Desconsidera as novas condições do aditivo** uma vez que o desempenho futuro será alterado significativamente pelas novas regras econômicas, tais como: troca do indicador de atualização da Parcela B, do IGPM pelo IPCA; neutralidade para toda a Parcela A; Parcela B deixa de ser apurada pela diferença da Receita Anual e Parcela A; Outras Receitas e UDER revertidas anualmente com base no realizado; Fator Xpd calculado anualmente numa janela móvel; entre outras.
- **Não levou em consideração alteração recente na estrutura de mercado das distribuidoras**, que tiveram forte expansão no passado, que não se repetirão, e que trouxeram perspectivas recentes de redução de mercado, em função das recentes crises decorrente da pandemia da Covid, crise econômica e crise da escassez hídrica.
- **Migração de mercado para a MMGD:** não adotou nenhuma premissa e efeitos para a redução da taxa de crescimento futura de mercado da distribuidora em função das fortes migrações e ampliação do mercado de Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD.
- **Migração para o mercado livre:** não adotou nenhuma premissa e efeitos para a redução da taxa de crescimento futura do mercado em função do seu cronograma de abertura.

Conforme exposto, com relação à formulação proposta para avaliar a existência de excedente, apresentam-se diversas críticas e fragilidades, as quais demonstram que, além de ser uma verificação inapropriada, conforme já apresentado no item anterior, a metodologia proposta não é capaz de se prestar a identificar excedente econômico a ser capturado.

### 3.3. Critérios Mínimos

São dois os critérios apresentados pelo MME. O primeiro critério corresponde à qualidade do fornecimento com base em indicadores de frequência e duração média das interrupções (FECi e DECI). O segundo refere-se à eficiência da gestão econômico-financeira da concessão (EBITDA maior que a soma de QRR e Juros da Dívida).

De acordo com a alínea “d”, do inciso II, das condições mínimas para a prorrogação das concessões não fica determinado o período de apuração:

*“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.”*

Com relação à apuração do critério prévio que deve ser atendido para a prorrogação, as diretrizes citam que haverá “descumprimento dos condicionantes” quando ocorrer “violação dos limites” “por mais de 1 ano no período de apuração”. Contudo, não está definido qual é esse “período de apuração”.

Considerando que no item 4.1.4.4 da NT foi destacado trecho do Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário sobre a importância da definição das diretrizes, regras e regulamento com antecedência mínima de 36 meses do termo final dos contratos, de modo a garantir previsibilidade e transparência ao processo de prorrogação. E que seja mantida a periodicidade prevista no anexo VIII, da REN 948, quanto ao número de anos em que pode ocorrer o descumprimento dos requisitos regulatórios.

Dessa forma, sugere-se nova redação para a alínea “d”, como segue:

*“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 1 (um) ano~~ **3 (três) anos consecutivos** no período de apuração; e na transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por ~~mais de 1 (um) ano~~ **2 (dois) anos consecutivos** no período de apuração.”*

Sobre a criação de novos indicadores, tratado no item 4.5.1.5 da NT, descrito a seguir:

*“4.5.1.5. Apesar desses instrumentos, avalia-se a inclusão de um novo mecanismo de mitigação de risco de descontinuidades, 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.**”*

Adicionalmente, ressalta-se que o mencionado plano de recuperação não constou na minuta VII – DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DAS CONCESSÕES VINCENDAS, portanto sugere-se a inclusão do texto no ato normativo final do MME, bem como, a inclusão no inciso i de plano de adequação da sustentabilidade econômica e financeira.

### 3.4. Contrapartidas Sociais em Eficiência Energética

A NT recomenda que, independentemente da existência ou não de excedente econômico, a eventual prorrogação das concessões vincendas deve ser acompanhada de contrapartidas sociais a serem aportadas pelas atuais concessionárias na forma de investimentos em:

- a. Programas de efficientização de prédios públicos;

- b. Programas de efficientização de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas;
- c. Modernização de sistemas de medição com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários; e
- d. Implantação de painéis solares para a redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à insegurança hídrica.

Ainda segundo o referido documento, os investimentos deverão ser realizados dentro de um período de cinco anos, a partir da assinatura do novo contrato de concessão, e em conformidade com um Plano de Investimentos elaborado pela Concessionária e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia. 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.

### **Destinação e Aplicação dos Recursos**

Em relação à proposta de destinação dos recursos provenientes do Programa de Eficiência Energética, conforme abordado pelo seguinte item da NT:

*“4.5.3.4. A destinação dos citados recursos deverá ser realizada de forma coordenada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, com apoio das próprias distribuidoras, de modo a atender questões importantes para a efficientização do setor;”*

Em relação à proposta de aplicação dos recursos, abordado conforme seguintes itens da proposta apresentada pela NT:

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

*(...)*

*2. Os recursos hoje já destinados aos programas de eficiência energética;*

*(...)*

*4.5.3.8. Exemplificando, a utilização poderia se dar em (i) programas de efficientização de prédios públicos; (ii) realização de investimentos em efficientização de áreas da concessão com elevado nível de perdas não técnicas; (iii) promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica; (iv) investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários; (v) investimentos em painéis solares para redução dos custos de energia elétrica na operação de cisternas e poços artesianos em comunidades sujeitas à insegurança hídrica.”*

*(...)*

**“4.5.3.10.** *Por fim, a não utilização dos recursos em contrapartidas sociais em eficiência energética conduz sua utilização, de forma direta, para a modicidade tarifária dentro do processo tarifário das concessionárias.”*

**(...)**

**“4.5.3.12.** *As diretrizes sobre as ações serão definidas pelo MME, tendo também como elemento norteador a realidade regional de cada área de concessão para a decisão da ação a ser realizada. Adicionalmente, propõe-se que os investimentos sejam realizados dentro de um período de 5 anos, a contar da assinatura do aditivo ao contrato de concessão, conforme cronograma de investimentos pactuado com o Poder Concedente.”*

A proposta é compatível com a Lei nº 9.991/2000 e pretende ampliar os recursos para população de baixa renda. As alternativas que venham a ser formuladas com o fito de atender o subitem **iii**, do item 4.5.3.8, devem estar alinhadas com os objetivos fundamentais da legislação do Programa de Eficiência Energética - PEE, sobretudo a efetiva e mensurável economia do consumo de energia elétrica. O que entendemos ser possível, sob a regulação da ANEEL, nos termos já citados da Lei nº 9.991/2000.

Dentro do rol de hipóteses, é importante destacar também a aplicação de investimentos em efficientização de iluminação pública, ações voltadas para educação da população de comunidades populares no tema de conservação de energia, reciclagem de resíduos sólidos com abatimento na conta de energia, regularização de consumidores clandestinos, instalação de aquecedores solares de água, instalação de geração de energia elétrica por fontes incentivadas, em linha com o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Em suma, todas essas possibilidades de ações de eficiência energética para a população de baixa renda podem ser aplicadas pelas distribuidoras sob a coordenação do MME, com o devido regramento por parte da ANEEL.

No caso do PEE, já existem dispositivos que exigem a aplicação de recursos remanescentes em outras tipologias de projetos de eficiência energética. É importante que esses mecanismos sejam mantidos, caso a não utilização de recursos seja devidamente justificada, ao invés de revertê-los para modicidade tarifária. Tal mecanismo assegura uma maior adequação do PEE, preservando a utilização do recurso para efetiva aplicação no uso racional de energia.

### 3.5. Incentivo Fiscal

No âmbito dessa CP, o seu item 4.5.3 trouxe proposta de endereçamento de contrapartidas sociais pelas distribuidoras, indicando, no subitem 4.5.3.5, que uma dentre as fontes de tais recursos, em primeira análise, seria o excedente de “custo regulatório de capital, devido a benefícios fiscais concedidos à determinadas regiões do país.”

Com efeito, na área de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (“SUDENE”)<sup>1</sup>, instituída pela Lei nº 3.692, há empresas concessionárias beneficiárias do incentivo previsto no art. 1º da Medida Provisória nº 2.199-14, com a redação dada pela Lei nº 13.799, **in verbis**:

**Art. 1º.** Sem prejuízo das demais normas em vigor aplicáveis à matéria, a partir do ano-calendário de 2000, as pessoas jurídicas que tenham projeto protocolizado e aprovado até 31 de dezembro de 2023 para instalação, ampliação, modernização ou diversificação, enquadrado em setores da economia considerados, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) e da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam), terão direito à **redução de 75%** (setenta e cinco por cento) do **imposto sobre a renda** e adicionais calculados com base no lucro da exploração. (*grifos nossos*)

Assim a avaliação da proposta de captura regulatória desse benefício, passa pelo enfrentamento de, pelo menos, duas questões:

- a) Natureza jurídica do benefício fiscal SUDENE; e
- b) Possibilidade jurídica de tal captura no âmbito de uma relação de sujeição especial<sup>2</sup>, à luz da legislação aplicável.

### 3.5.1. Natureza Jurídica do Benefício Fiscal

Dentre outras classificações possíveis, os benefícios fiscais subdividem-se em incondicionados e condicionados, conforme se exija, ou não, do beneficiário legal alguma forma de **contrapartida** ou restrição de direitos para o acesso e fruição do benefício.

No caso específico do benefício previsto no artigo 1º da MP nº 2.199-14, é **fato** que se trata de benefício **condicionado**, à medida que a manutenção da redução de 75% (setenta e

---

<sup>1</sup> Compete à SUDENE estimular, por meio de incentivos e benefícios fiscais, os investimentos privados prioritários, as atividades produtivas e as iniciativas de desenvolvimento sub-regional em sua área de atuação, conforme definição do Conselho Deliberativo (CF, art. 43, §2º), editando regulamentos e fiscalizando os projetos e empresas beneficiadas.

<sup>2</sup> A denominada sujeição especial difere da sujeição geral dos cidadãos e do Estado à lei, aplicando-se, em favor do Estado, nas situações em que se estabelecem vínculos específicos com os particulares, como é o caso de servidores públicos, concessionários de serviços públicos e contratados pelo Estado. Nessas situações, é possível à Autoridade Pública promover a restrição de alguns direitos.

Esse tipo de relação permitiria que o Estado criasse obrigações ou restringisse direitos por meio de atos administrativos, a partir de atos de consentimento do particular. Portanto, haveria aí casos de sujeição especial, em que os particulares não poderiam invocar o princípio da legalidade.



cinco por cento) do imposto de renda da pessoa jurídica (“IRPJ”) dependerá do atendimento, pelo beneficiário, das exigências formuladas pelos parágrafos §§3º a 5º do art. 19 do Decreto-Lei nº 1.598, nos seguintes termos:

**Art. 19 – (...)**

**§ 1º -** Aplicam-se ao lucro da exploração:

**a )** As isenções de que tratam os artigos 13 da Lei nº 4.239, de 27 de junho de 1963 (...)³

(...)

**§ 3º -** O valor do imposto que deixar de ser pago em virtude das isenções e reduções de que tratam as alíneas **a, b, c e e** do § 1º **não poderá ser distribuído aos sócios e constituirá a reserva de incentivos fiscais** de que trata o art. 195-A da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, que poderá ser utilizada somente para:

**I.** Absorção de prejuízos, desde que anteriormente já tenham sido totalmente absorvidas as demais Reservas de Lucros, com exceção da Reserva Legal; ou

**II.** Aumento do capital social.

(...)

**§ 5º -** A inobservância do disposto nos §§ 3º, 4º, 8º e 9º **importa em perda da isenção e em obrigação de recolher**, com relação à importância distribuída ou valor da reserva não constituída, não recomposta ou absorvida indevidamente, o imposto que deixou de ser pago. (*grifos nossos*)

Anote-se, ademais, que a Lei nº 6.404 contém dispositivo que trata especificamente da reserva de incentivos fiscais⁴, mencionando a sua exclusão do cálculo do dividendo mínimo obrigatório, dada a sua **indisponibilidade** para os acionistas.

Livre de dúvidas que se trata de benefício fiscal condicionado pelo tratamento que a lei lhe conferiu, a pretensão de captura regulatória de seus efeitos equivaleria, se levada a efeito, em uma **destinação ilícita** da reserva de incentivos fiscais, uma vez que esta não pode ser destinada a terceiros, não importando sejam eles os acionistas ou os usuários do serviço público prestado – uma vez que a isenção, no caso, é um instrumento legal de fomento ao fortalecimento **do empreendimento**.

---

³ Trata-se da mesma isenção parcial referente à alíquota reduzida do IRPJ, atualmente regida pelo art. 1º da MP 2.199-14, com a redação dada pela Lei nº 13.799, e que vem sendo sucessivamente prorrogada. Há, inclusive, um projeto de Lei (PL nº 4.416/2021) em trâmite, cujo objetivo é estendê-la até 2028.

⁴ Lei nº 6.404, art. 195-A

O efeito prático da citada captura regulatória seria a anulação do benefício fiscal, que por sua vez é expressamente vedada pela ressalva contida no artigo 178 do Código Tributário Nacional – Lei nº 5.172, ora transcrito:

**Art. 178** - A isenção, salvo se concedida por prazo certo e em função de determinadas condições, pode ser revogada ou modificada por lei, a qualquer tempo, observado o disposto no inciso III do art. 104. (*grifos nossos*)

Perceba-se que a norma acima não só ressaltou os benefícios condicionados da possibilidade de revogação nela contida, como exigiu que qualquer pretensão revocatória dos entes políticos seja manejada por meio **de Lei**, o que não parece ser o caso da hipótese veiculada na NT.

A matéria, não bastasse a clareza do dispositivo retro do CTN, foi reiteradamente examinada pelo Supremo Tribunal Federal, que ratificou o entendimento legal, através da edição da **Súmula nº 544**, a seguir transcrita:

**544.** Isenções tributárias concedidas, sob condição onerosa, não podem ser livremente suprimidas.

Portanto, o caráter condicionado e por prazo certo do benefício fiscal relativo à SUDENE seria suficiente, **por si só**, para obstar a sua captura em âmbito regulatório.

### 3.5.2. Da Questão Sub Judice

Anota-se, por derradeiro, que a diretriz ora proposta enfrentará, ademais, óbice judicial para sua operacionalização pela ANEEL. Trata-se de ação movida pela ABRADDEE em face da Agência, já julgado em 2ª. instância<sup>5</sup> de forma favorável à Associação, nos seguintes termos:

**“ADMINISTRATIVO E TRIBUTÁRIO. Tarifas de energia elétrica. Resolução n. 457/11 da ANEEL. Distribuidoras de energia situadas nas áreas abrangidas pelas extintas SUDAM e SUDENE. Benefício fiscal instituído pela MP n. 2.199-14/01 (redação da Lei n. 11.196/05). Redução de IRPJ. Isenção onerosa. Dedução no cálculo da taxa de retorno pra diminuição do valor das tarifas. Impossibilidade (...)**

**1.** O benefício fiscal concedido por meio da Medida Provisória n. 2.199-14/01 às sociedades distribuidoras de energia elétrica situadas nas áreas abrangidas pelas extintas SUDAM e SUDENE, consistente na redução do IRPJ e adicionais calculados com base no lucro da exploração, constitui isenção onerosa, nos termos do art. 178 do CTN, visto que concedido por prazo certo e sob determinadas condições;

**2.** A Resolução n. 457/11 da ANEEL, ao dispor sobre a dedução do benefício no cálculo da denominada taxa de

---

<sup>5</sup> TRF 1ª. Região, 8ª. turma, Ap. Cível 0001640-38.2012.4.01.3400



retorno, com o escopo de reduzir o valor das tarifas a serem cobradas dos consumidores finais pelas distribuidoras, neutralizou, ainda que parcialmente, os efeitos da isenção concedida por meio da citada Medida Provisória, ato normativo com força de lei, em violação ao citado artigo do CTN e ao enunciado da súmula 544 do Supremo Tribunal Federal (...)

A pretensão obstada pela decisão judicial coincide com a diretriz ora exposta na NT, o que demonstra a impossibilidade de sua execução, ao menos até o presente, dados os efeitos da ordem em vigor.

Diante do exposto, conclui-se ser contrária à lei a diretriz prevista na quarta figura do subitem 4.5.3.5 da NT emitida pelo MME, no que tange ao benefício fiscal relativo à SUDENE, previsto no art. 1º da MP nº 2.199-14, pelos seguintes motivos:

- a)** Trata-se de benefício fiscal de natureza condicionada e por prazo determinado, impassível de revogação e, com muito mais razão, de anulação de seus efeitos positivos para o beneficiário; e
- b)** Há decisão judicial em vigor a obstar a operacionalização de tal diretriz.

De fato, o incentivo fiscal SUDENE possui bônus, ônus e condições específicas estabelecidas em regramento legal próprio, sendo sua adesão opcional às empresas elegíveis, aí incluída as distribuidoras de energia elétrica das respectivas regiões. Além de ilegal por desnaturar o incentivo, estaria se reduzindo a atratividade para a adesão das empresas prejudicando inclusive os próprios consumidores ao eliminar essa capacidade adicional de investimentos, além daquela prevista na tarifa. O mecanismo de incentivo tem cumprido seu objetivo, na medida que amplia o volume de investimentos pelas distribuidoras, segmento básico de infraestrutura para o desenvolvimento de atividades econômicas na região.

### 3.6. Digitalização de Redes

É esperada ampliação de serviços que podem ser prestados pelas concessionárias, alterando a relação hoje existente com o consumidor. Poderão ser ofertadas informações em tempo real sobre o seu consumo, gestão financeira e novas possibilidades de arranjos tarifários.

*“4.5.6.6. A existência de empresas brasileiras com capacidade tecnológica de fornecer soluções para digitalização do sistema elétrico ainda vai ao encontro da necessidade de promover o desenvolvimento industrial brasileiro, prestigiando o conteúdo local.*

*4.5.6.7. No âmbito do inevitável processo de abertura do mercado, a existência de solução tecnológica digital para o sistema elétrico facilitará a gestão do consumidor na escolha do seu provedor de energia elétrica, também contribuindo para a eficiência sistêmica.”*

A proposta enfatiza a digitalização das redes como grande oportunidade numa espécie de ganha-ganha do consumidor e da concessionária, apontando como premissa

fundamental a ser observada no processo de renovação. Contudo, faltam diretrizes mais efetivas de como essa necessidade irá se inserir no contexto da prorrogação das concessões. Mais detalhes sobre esse tema serão abordados no capítulo de “Modernização de Segmento de Distribuição” desta contribuição.

### 3.7. Antecipação dos Efeitos da Prorrogação

O item 4.5.4.1 que trata da antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, estabelece:

*“4.5.4.1. Conforme já destacado anteriormente, havendo o interesse do Poder Concedente e da atual concessionária em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar o 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 conterá as novas diretrizes e 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.”*

Sob a óptica jurídica, os contratos de concessão podem ser prorrogados ou não, a depender de decisão discricionária do Poder Concedente. E, se tal discricionariedade é admitida para: (i) definir se há conveniência e oportunidade para prorrogar o contrato com o atual concessionário; e (ii) propor condicionantes à prorrogação, inclusive com relação a cláusulas econômicas, então é lícito e possível concluir que tais condicionantes, desde que benéficas à sociedade e sob anuência do concessionário, possam ser celebradas ou mesmo implantadas antecipadamente em relação ao prazo prorrogado, para disciplinar, no segundo caso, os anos finais do contrato atual;

Por outro lado, a antecipação eventual das condições do 2º período contratual não poderia corresponder à antecipação de sua vigência. Se assim fosse, estar-se-ia diminuindo o prazo do contrato atual, fixado em edital de licitação e contrato de concessão e, portanto, atingir-se-ia frontalmente um direito subjetivo do concessionário frente ao Estado (embora as condições da 2ª. etapa não sejam um direito líquido e certo, o prazo contratual, tanto da 1ª. como da 2ª. fase, o é). Esse, aliás, foi o entendimento trazido na proposta constante da nota técnica disponibilizada.

A proposta de antecipação das condições nos parece absolutamente lícita, para sua celebração ou implantação, total ou parcial. Nas hipóteses de atingimento de cláusulas econômicas, sempre mediante anuência do concessionário, uma vez que tais condições significariam, na prática, as vantagens da prorrogação frente a uma nova licitação, daí a escolha discricionária pela sua operacionalização. Isso, porém, não significa antecipação da vigência do novo período do contrato.

### 3.8. Extensão de Contrapartidas Sociais para Demais Distribuidoras

A NT quando trata da extensão das contrapartidas sociais para as demais concessionárias, estabelece no item 4.5.4.2:

*“4.5.4.2. Os aditivos contratuais implicarão alterações nos contratos vigentes, **incluindo disposições para torná-los mais flexíveis às contingências decorrentes do processo de modernização do Setor Elétrico.** Nesse sentido, é razoável estender a possibilidade de adesão a esses novos termos às demais distribuidoras. Obviamente, para esses casos, não haverá discussão acerca de eventual excedente econômico. Contudo, incluirá as obrigações relacionadas a contrapartidas sociais, com recursos já disponíveis. (grifos nossos)*

Tem o condão de uniformizar o tratamento para as demais concessões. Para tanto é importante assegurar a neutralidade para a equação econômica do negócio, considerando a destinação social a partir de recursos já capturados para modicidade tarifária ou destinados à eficiência energética.

A atratividade para adesão é pela otimização proporcionada com o direcionamento social, ou seja, recursos serão canalizados aos que mais necessitam podendo assim trazer maior transformação social e econômica que é algo em geral, também almejado pelas distribuidoras, mas que pode não se mostrar suficiente.

Assim, em linha com as contribuições sobre a “Antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões”, de modo a incentivar que o maior número de concessionárias faça essa opção, sugere-se que os novos aditivos: (i) façam referências diretas à padronização de regras já refletidas em regulamentação da ANEEL (REN 948); e (ii) estabeleçam procedimento intermediário de apresentação de plano de adequação para enquadramento e conformidade dos indicadores de sustentabilidade econômica e financeira.

## 4. Diretrizes para o Novo Contrato

### 4.1. Modernização

A proposta apresentada na CP trouxe um conjunto de diretrizes para avaliação.

Em relação às condições previstas nos atuais contratos de concessão, foi apresentado o seguinte:

*“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, [...].** (grifos nossos)*

*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.” (grifos nossos)*

*“4.3.0.3. Deste 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.” (grifos nossos)

**“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. (grifos nossos)**

É fundamental preservar o que já se tem como prática consolidada e abrir espaço para flexibilidade na exploração de novos modelos de negócio. Nesse sentido, há uma ênfase na modernização da rede, o que é positivo. Entretanto, é preciso desenhar um esquema de incentivos atrativos, uma vez que a autorização para o concessionário oferecer novos serviços ficaria condicionada à análise do Regulador, que poderá autorizar maiores ou menores repasses, a depender do nível de qualidade do serviço, criando-se situação de insegurança jurídica e negocial que poderá limitar o desejo dos concessionários ampliarem esse *roll* de novos modelos de negócio.

A sinalização de instituir incentivos com vistas à gestão eficiente de ativos é positiva. Contudo, resta uma incerteza sobre a métrica a ser adotada pelo Regulador com relação à “possibilidade de remuneração parcial pela BRR compatível com o serviço adequado”. Nesse caso, é importante um esclarecimento acerca dessa remuneração parcial e de onde viriam os recursos para o complemento dessa remuneração.

Deve-se ressaltar que a definição individual de limites de conjuntos específicos está sujeita a erros e limitações em quaisquer metodologias, o que pode indicar limites inadequados e inatingíveis para algumas situações. Por essa razão, o mais razoável é que a matéria seja tratada no âmbito da regulamentação setorial.

## 4.2. Alienação do Controle Societário

O item 4.3.0.18 da NT estabelece que, na hipótese de haver transferência do controle societário da concessionária no período de execução do Plano de Investimentos, se recomenda que as obrigações de investimento em obrigações sociais em eficiência energética sejam majoradas de modo a estimular que apenas empresas com efetivo interesse na manutenção da concessão apresentem pedido de prorrogação, 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, e 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 extremamente sucintas, deixando lacunas e ambiguidades sobre importantes balizas para sua implantação. A título de exemplo, a fundamentação do parágrafo 4.3.0.18 indica que a majoração das contrapartidas serão proporcionais ao valor da transação de alienação e alcançará somente as obrigações de investimentos em eficiência energética, ao passo que a Diretriz XXIII não limita o escopo dos investimentos e tampouco esclarece como será estipulado o valor das obrigações adicionais.

De toda a forma, a captura do benefício da transferência de controle também equivale a desnaturar o modelo de regulação por incentivo estabelecido em lei e contrato e, pelas mesmas razões técnicas apontadas 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 durante o período de execução do Plano de Investimentos, criando-se um paradoxo quanto à sua exequibilidade.

Ademais, existem diferentes razões para que se opere, em prol do interesse público, a transferência do controle societário de uma empresa, e mesmo reconhecendo a impossibilidade de apresentação de um rol exaustivo, 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 consolidação de concessões de um mesmo grupo econômico.

O fato é que, em qualquer alternativa, na 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 deveria haver interesse público na criação de barreiras regulatórias para a concretização da operação. Ou seja, a análise caberá à ANEEL e ao poder concedente para o fim de aceitar o novo pretense controlador, e se aplica para

verificar sua real capacidade, não cabendo qualquer exigência presumida de “pedágio” ou captura além daquela que resulte do regramento em tela.

### 4.3. Ativos Totalmente Depreciados

O item 4.3.0.5 da NT estabelece: uso

*“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.” (grifos nossos)*

A proposta reconhece a possibilidade de manutenção e estímulo à utilização em serviço de ativos totalmente depreciados, visando aparentemente a modicidade tarifária e o incentivo a dirigir a capacidade de caixa das distribuidoras para investimentos em novos ativos, de modo, inclusive, a promover os investimentos na modernização do segmento de distribuição.

Os ativos totalmente depreciados são, como o nome indica, aqueles que já foram 100% depreciados, mas que podem ainda estar em boas condições de operação. Muitos ativos do setor elétrico têm vidas úteis que eventualmente podem ir muito além do período estipulado de depreciação. Ou seja, a depreciação real é mais lenta que a depreciação regulatória, e isso depende de uma série de fatores, como a exposição dos ativos às intempéries e ao próprio esforço de sua manutenção por parte das distribuidoras. Cabe ressaltar que, atualmente, esses ativos, a partir que se tornem 100% depreciados, não são mais remunerados pela tarifa, ainda que operacionais e a serviço dos consumidores.

Embora os ativos totalmente depreciados tenham presença significativa nos ativos em serviço das distribuidoras, é provável que uma regulação melhor adaptada pudesse induzir a um volume ainda maior. Ocorre que esses ativos, inclusive por terem maior idade em operação, trazem riscos para os negócios, mas a regulação atual do setor elétrico não prevê qualquer compensação financeira para os investidores por assumirem esses riscos. A metodologia atual da ANEEL contempla, apenas, a remuneração pelo risco associado aos ativos ainda não totalmente depreciados e às Obrigações Especiais (OE).

Esta falta de reconhecimento remuneratório por riscos associados aos ativos totalmente depreciados tem duas grandes consequências para o desenvolvimento do segmento. Primeiro, torna-se mais interessante para o investidor concessionário de distribuição de energia elétrica substituir esses ativos por ativos novos que passam a ser remunerados. Segundo, como a geração de caixa é finita, essa troca ou renovação de ativos limita ações de modernização do segmento.

É da teoria de finanças que a compensação que um investidor deve receber por investir em um empreendimento pode ser dividida em duas partes: o prêmio de liquidez e o prêmio de risco. O prêmio de liquidez reflete a preferência intertemporal média dos investidores, que tipicamente valorizam mais o presente que o futuro. Em termos percentuais, é o quanto o investidor exige de prêmio de risco ao prescindir de uma determinada quantia



que dispõe em caixa hoje para receber, sem possibilidade de *default*, o mesmo valor no futuro.

O caso dos ativos totalmente depreciados das distribuidoras de energia elétrica brasileiras se encaixa bem na categoria dos ativos sem custo, mas com risco.

Essa situação de risco sem remuneração apropriada poderá induzir o investidor a substituir, tão logo seja possível, os ATD por ativos novos. Esta substituição, no entanto, tende a não ser a alternativa ótima para os consumidores de energia elétrica e para a sociedade como um todo, sobretudo se não se trata de uma mudança tecnológica relevante que possa agregar valor ao serviço.

Para os consumidores, a perda ocorrerá porque a tarifa terá que se elevar para pagar a depreciação e o retorno sobre o capital investido nos novos ativos, o que contraria a modicidade tarifária, que é um pilar dessas diretrizes. A sociedade perderá porque ativos ainda operacionais serão sucateados e substituídos por ativos novos, sendo que o recursos de caixa para investimentos poderiam ser alocados de forma mais eficiente, nos casos em que há modernização ou mudança tecnológica favorável e prestação mais eficiente e melhor do serviço.

Por outro lado, se for adicionada uma remuneração para os ATD, ainda que inferior ao WACC, capaz de retirar o incentivo à sua substituição antecipada (que pouco agregue de qualidade e eficiência), a sociedade ganhará pela postergação da compra de ativos novos e o consumidor deixará de pagar uma tarifa mais elevada. O investidor também será beneficiado, pois na situação corrente não recebe qualquer compensação para o risco trazido pelos ATD. Deve-se mencionar que não cabe qualquer tipo de *waiver* com relação à qualidade, sendo a exigência de sua melhoria indistinta entre ativos novos ou totalmente depreciados.

Do exposto sugere-se que a diretriz ora em discussão contemple a determinação de que os ativos totalmente depreciados das distribuidoras sejam remunerados em decorrência dos riscos envolvidos, tema a ser direcionado para a regulamentação da ANEEL.

A adoção deste procedimento, além da contribuição para modicidade tarifária, mediante o adiamento da substituição por um ativo novo, também vai abrir espaço para os investimentos tão necessários não só na expansão da rede, como para a modernização do segmento.

#### 4.4. Modernização do Segmento de Distribuição

A NT menciona em vários pontos a questão da modernização do segmento de distribuição, das redes inteligentes e da disponibilização de recursos energéticos compatíveis com as demandas de transformação do segmento.

Entretanto, não foram apresentadas diretrizes com a abrangência adequada que possa dar um direcionamento e uma orientação quanto aos programas pertinentes para a regulação.

Sobre as diretrizes para a modernização, é imperioso reconhecer e considerar na análise a disparidade das concessões no Brasil. Nesse mesmo país, sob a mesma regulação, coexistem concessões em diferentes estágios de desenvolvimento e perfis de necessidades.

Nesse sentido, é preciso considerar as realidades regionais e as demandas mais prementes de cada concessão, diante da escassez de recursos para uma demanda de investimentos que ainda é relevante.

Notadamente, as concessões mais maduras demandam menos investimentos em expansão e possuem um maior espaço para a modernização e digitalização das redes. Em contrapartida, concessões ainda em fase de desenvolvimento necessitam volumes maiores de investimentos em expansão, normalmente, com custos médios crescentes.

Nesse contexto, é preciso criar um modelo regulatório que seja capaz de abranger as diversas realidades do país, fomentando a modernização e digitalização das redes em algumas regiões, mas sempre pautado na racionalidade econômica no uso dos recursos e na modicidade tarifária.

Como mencionado anteriormente, a ANEEL, ao se posicionar sobre a implementação de novas tecnologias, conforme Ofício nº 308/2019 em resposta ao projeto de Smart Metering proposto por uma distribuidora, tem se manifestado da seguinte forma:

*“6. Inicialmente, destacamos que a atuação da ANEEL se pontua no desenvolvimento de ambiente regulatório estável que favoreça o aprimoramento do Setor Elétrico Brasileiro, apoiando iniciativas e tecnologias que busquem, concomitantemente, melhoria na qualidade, redução de custos globais e, conseqüentemente, modicidade das tarifas. Desse modo, ações que proponham a eficiência na prestação do serviço público de energia elétricas e sejam exitosas frente às transformações do setor são ansiados pela Agência.*

Embora, tenha havido repetidas negativas por parte da ANEEL, a incorporação de tais inovações tecnológicas não devem prescindir de uma contrapartida econômica e financeira, considerando a heterogeneidade do estágio de maturação dos diferentes mercados.

Portanto, é importante que as diretrizes busquem um equilíbrio entre o fomento a implementação de novas tecnologias e a modernização do sistema elétrico, mas sem perder de vista que há um processo evolutivo na tecnologia prevalente e na modicidade tarifária. Não obstante, é preciso que a regulação estabeleça regras claras para absorver os investimentos em modernização com regras claras e que limitem os riscos de glosas por eventuais lacunas regulatórias.

## 4.5. Matriz de Risco

O item 4.3.013 da NT sugere a inclusão no novo contrato de concessão de seção tratando de Matriz de Risco, que tem por objetivo identificar os principais riscos aos quais a concessionária e o Poder Concedente estarão expostos ao longo da execução contratual, bem como a alocação de responsabilidade correspondente à sua materialização, considerando o regime de concessão administrativa. É fundamental que a matriz apresente a identificação dos riscos estabelecendo as causas e os efeitos, bem como a fundamentação jurídica regulatória para a alocação de cada risco.

De forma geral, os direitos, obrigações e riscos nos serviços concedidos dependem basicamente das características do negócio, da legislação vigente, especialmente a



setorial e do contrato de concessão. Nesse sentido, cada risco sugerido na matriz deve vir suportado por uma motivação envolvendo essas três vertentes.

Os contratos de concessão são de longo prazo e é natural que ao longo de sua vigência ocorram situações que venham a onerar excessivamente uma das partes (ou ambas); por isso, é importante que haja uma alocação de riscos, a mais completa possível *a priori*, a fim de dirimir a imprevisibilidade e aumentar a segurança jurídica dos contratos.

No setor elétrico, temos vários exemplos de situações ao longo dos anos que mudaram a relação de riscos entre distribuidoras e Poder Concedente. Podem ser citadas, por exemplo, racionamento, risco hidrológico, MRE, pandemia da Covid, entre outras, mostrando ser praticamente impossível, de forma antecipada, uma definição abrangente de riscos entre as partes.

Assim, existe a expectativa de melhor delimitar, deixando mais claro, qual o tipo ou natureza de risco alocado ao concessionário e quais não devem ser alocados, mas tendo em vista a dinâmica dos acontecimentos e possíveis novas realidades, essa conceituação também deve observar a possibilidade de ocorrência de fatos ou situações totalmente fora do já estabelecido, que precisariam de tratamento a ser desenvolvido pelo regulador para ser neutralizado.

Também ocorrem situações em que, embora possa haver a classificação do risco como ordinário do concessionário, possuem uma extensão ou relevância de impacto que foge ao esperado, ou seja, mesmos riscos previstos podem por passar por impactos extraordinários, além de determinados limites, que mereçam tratamento, de forma simétrica, podendo haver situações ora a favor da concessionária e ora a favor do consumidor.

Por outro lado, há riscos não ordinários, por si próprios, como aqueles decorrentes de alterações de legislações ou regulamentação, conhecido como “Fato do Príncipe”, em que direta ou indiretamente, gerem efeitos implicando em desequilíbrio da concessão. Nestes casos, a mera interferência já pode ser entendida como conclusiva para efeito do direito ao reequilíbrio, independentemente da extensão de seus efeitos.

Outro ponto que merece destaque se dá pelo fato de que a maioria das vezes em que se estabelece uma Matriz de Riscos, tende-se a utilizá-la como um balizador definitivo do que cabe ou não discussão. Assim, é importante destacar que eventuais omissões de tratamento na matriz, como de fatos novos, não devem ensejar ausência de tratamento regulatório.

Dessa maneira, o estabelecimento de uma Matriz de Riscos merece cautela e uma mais discussão ampla, uma vez que pode restringir a interação com o regulador para possíveis tratamentos regulatórios necessários, não previstos na matriz, o que traria resultados contrários aos pretendidos.

Sobre a abrangência, considerando que as demais distribuidoras (já prorrogadas) também terão a oportunidade de aderir ao aditivo, seria preferível que as diretrizes de risco seja algo que tivesse uma perspectiva de ser aplicável a todas as distribuidoras.

Dessa forma, a Neoenergia concorda com a instituição de uma matriz de risco ao menos em termos de diretrizes e naturezas que possa delimitar o que seja risco da concessionária, mas recomenda que tal discussão seja segregada dos debates acerca da presente diretriz relativa à prorrogação das concessões. Assim, sugere-se que o próprio

MME, como Poder Concedente, e a ANEEL estabeleçam tal discussão em âmbito próprio, através das etapas de debate com agentes e sociedade, com o estabelecimento inicial de uma Tomada de Subsídios, seguida de Consulta Pública, como forma de colher subsídios e explorar o máximo de percepções dos pontos relevantes a serem incluídos e dos tipos e naturezas de riscos associados para cada parte envolvida.

#### 4.6. Separação D&C

O tema de separação das atividades de Distribuição (D) e Comercialização (C) Regulada no setor de distribuição, ainda que seja desejável ter um início de tratamento o mais breve possível, não está relacionado diretamente com o processo de prorrogação das concessões do que trata esta CP.

A separação das atividades vem de um cronograma previsto de abertura de mercado para o ambiente livre e engloba diversos aspectos do modelo atual do setor, desde questões econômicas até aspectos técnicos e comerciais, além de que precisa ter aplicação para todas as distribuidoras e não somente para as que tem cronograma de prorrogação previsto nos próximos anos.

As atividades de transporte (uso da distribuição) e comercialização (fornecimento de energia regulada) possuem naturezas muito distintas, exigindo diversas alterações da legislação e da regulamentação. Por exemplo, é fundamental garantir o equilíbrio das atividades de distribuição e comercialização em separado. A remuneração do negócio de distribuição hoje está baseada exclusivamente nos ativos em serviço, não havendo nenhuma remuneração específica para a atividade de comercialização regulada. Será necessário definir como funcionará o atendimento ao mercado no novo arcabouço, as responsabilidades, a figura da comercializadora de última instância, reavaliação de subsídios, dos riscos do negócio, dos procedimentos comerciais, das regras aplicáveis aos consumidores, representação no mercado livre, possibilidade da distribuidora exercer atividade de comercialização livre entre outras questões.

Uma outra questão importante que precisa ser reavaliada com a separação das atividades D e C, é a alocação do risco de mercado para a distribuição, tendo em vista que, nesse novo modelo, as concessionárias estariam reduzindo sua atividade relacionada ao fornecimento de energia drasticamente, passando a um papel predominante no transporte da energia, mais próximo ao praticado pelo setor de transmissão e, assim, deveria possuir alocação proporcional de riscos.

A simples separação contábil das atividades, não gera efeitos práticos, e já seria possível mediante regulamentação da ANEEL acerca do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Dessa forma, entendemos que o tema transcende esse conjunto de empresas prorrogáveis, devendo ser tratado em caráter geral para todas as distribuidoras e necessitando passar por uma revisão da legislação. De toda a forma, passaria também por aditivo aos contratos.

Nesse contexto, cabe registrar a pertinência de, além da mudança de objeto, com a segregação das atividades, a distribuição passando a ser a infraestrutura de transporte, possa ser reavaliada a alocação de riscos de mercado, observando-se as melhores práticas regulatórias, visando a neutralidade.

## 4.7. Atividades Concorrenciais

A proposta apresentada na CP traz abordagem sobre novos modelos de negócios e a possibilidade da exploração de novas atividades por parte das distribuidoras, como oferta de novos serviços, sendo indicado que as diretrizes tragam incentivos para sua exploração em bases concorrenciais.

No modelo atualmente vigente, há possibilidade das distribuidoras exercerem outras atividades, desde que sejam relacionadas à distribuição, como atividades complementares e assessórias. Nestes casos, parte das receitas envolvidas, denominadas Outras Receitas (OR) são revertidas para modicidade, uma vez que têm relação com a atividade de distribuição, portanto, à sua estrutura e seus custos.

Dessa forma, a inclusão da possibilidade de desenvolvimento de outras atividades concorrenciais traz uma perspectiva de prestar serviços extra concessão, não relacionados com a distribuição, portanto, uma primeira premissa seria a de calibrar de forma proporcional a captura para modicidade, evitando implicar em prejuízo ou em condição não isonômica de mercado, uma vez que se atuaria em ambiente concorrencial, sem cobertura tarifária, mas em benefício indireto para os consumidores.

Esses serviços adicionais, se adequadamente fomentados, podem contribuir para melhor condição econômica e financeira das distribuidoras, para o que há efetivo interesse público, como também para melhor satisfação dos consumidores, na medida em que seria uma opção adicional de fornecedor de serviços, implicando no aumento da concorrência e melhores condições de preço.

A NT cita a dinâmica da transformação tecnológica no Setor Elétrico Brasileiro - SEB e enfatiza ser oportuno que as novas diretrizes se enquadrem a essa nova realidade:

*“4.2.1.6. Com isso, **o vencimento dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, nos próximos anos, traz desafios que também podem representar oportunidades.** Tais desafios, a bem da verdade, são os mesmos que os apresentados em todo o setor elétrico, em virtude da **evolução tecnológica, da transição energética e dos novos modelos de negócio que podem ser explorados, tais como a oferta de serviços de flexibilidade e ancilares, instalação de medidores e estações de recarga elétrica, entre outros, sendo desejável que as diretrizes para novas cláusulas dos contratos tragam incentivos para a exploração desses serviços em bases concorrenciais.** (grifos nossos)*

*4.2.1.7. Nesse paradigma, o Poder Concedente possui oportunidade de trazer diretrizes que se adequem a essa nova realidade[...].*

**4.2.1.8. Não obstante, é preciso observar a divisão de papéis entre as instituições do setor, de modo que o MME, em seu papel de Poder Concedente, deve fornecer diretrizes para a ANEEL elaborar os novos contratos de concessão de distribuição, sem um nível demasiadamente detalhado que possa limitar o trabalho da Agência, mas sem ser tão genérico a ponto de as diretrizes não serem diretamente aplicáveis. Da mesma maneira, as diretrizes do Poder Concedente devem se preocupar em estabelecer a política pública, não adentrando em questões regulatórias.” (grifos nossos)**

É fundamental a sinalização de clareza e segurança jurídica quanto às diretrizes, deixando claros os papéis do Regulador e do Poder Concedente.

A ênfase de que é desejável que as diretrizes para novas cláusulas dos contratos tragam incentivos adicionais para a exploração desses serviços em bases equivalentes a concorrenciais, é positiva e deve ser promovida.

Afinal, se são serviços num ambiente de competição, quanto maior o número de potenciais ofertantes, maior é a competição e indução pela eficiência e, ainda que esses serviços não afetem o serviço concedido e nem diretamente os consumidores, podem agregar resultado econômico à concessionária, contribuindo pela saúde econômica e financeira, o que é positivo para a sustentabilidade do serviço concedido.

Dessa forma, entendemos que seria uma oportunidade o estabelecimento de diretrizes relativas à possibilidade do desenvolvimento de outras atividades concorrenciais pelas distribuidoras, não vinculadas ao serviço concedido e sem captura para a modicidade tarifária, o que traria melhor desempenho para as empresas bem como satisfação para o consumidor.

## 4.8. Indenização dos Bens Reversíveis

Na proposta desta CP, o tema de indenização de bens reversíveis traz os seguintes aspectos:

**“4.3.1.2. A indenização também considerará os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento 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.[...] (grifos nossos)**

**4.3.1.4. Além disso, caso o valor a ser pago pelo vencedor do certame não seja suficiente para quitar a indenização, o saldo remanescente será pago pela Reserva Global de Reversão (RGR), com forma de pagamento definida em ato do MME.” (grifos nossos)**

No modelo de aditivo vigente, aplicado às empresas renovadas a partir da Lei 12.783/13, o tema da indenização é tratado, trazendo as seguintes regras para reversão:

**“Subcláusula Segunda** – Extinta a Concessão, operar-se-á, de pleno direito, a Reversão dos Bens e Instalações Vinculados ao Serviço ao PODER CONCEDENTE, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do

Montante de Indenização devida à DISTRIBUIDORA, considerando os seguintes Procedimentos:

- a) Realização de Inventário dos Bens Reversíveis;
- b) Valoração destes Bens pelo Valor Novo de Reposição – VNR;
- c) Consideração da Depreciação Acumulada observada as Datas de Incorporação do Bem ao Sistema Elétrico obtendo-se o Valor Líquido; e
- d) Abatimento das Obrigações Especiais – OE do Cálculo do Valor a ser indenizado.

(...)

**Subcláusula Quarta** – Serão considerados Bens Reversíveis aqueles Vinculados ao Serviço Concedido, indispensáveis para a continuidade da Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.”

Essa diretriz busca respeitar uma condição que considere os direitos do agente entrante e do que está deixando o controle, mas será importante que no edital de licitação já estejam aprovados e homologados pela ANEEL e MME os valores a serem indenizados. Outra questão importante é de que já estejam previstas as correções monetárias bem como a remuneração dos valores a serem indenizados e, se possível, um cronograma desse pagamento e sua respectiva fonte de recursos.

No modelo de aditivo vigente, aplicado às empresas renovadas a partir da Lei 12.783/13, não está bem esclarecido a composição dos Bens Reversíveis, sendo necessário seu detalhamento, para considerar além dos **Ativos Imobilizados em Serviço – AIS**, também os **Ativos Imobilizados em Curso – AIC**, decorrente de investimentos em andamento já aportados pelas distribuidoras. Também é necessário a consideração dos ativos não elétricos, aqueles relativos às atividades administrativas, tais como: terrenos e edificações administrativas, veículos e informática. Esses são tratados na tarifa, segregados da **Base de Remuneração Regulatória – BRR**, mediante a apuração de uma **Base de Anuidade Regulatória - BAR**, por uma questão regulatória, mas em relação à reversão, também precisarão serem revertidos, pois são ativos que estão em serviço da concessão. Dessa forma, solicitamos que sejam incluídos esclarecimentos da composição dos Bens Reversíveis, com inclusão dos **Ativos Imobilizados em Curso – AIC** e dos ativos não elétricos (terrenos e edificações administrativas, veículos e informática), com base no laudo de avaliação por ocasião do processo que antecede a licitação.

Tendo em vista o processo de licitação, considerando a transferência de controle acionário, além dos valores para pagamento da indenização dos bens reversíveis, é necessário ser previsto na valoração da operação, montantes relacionados ao contas a receber e à dívida, bem como acerca dos impostos incidentes na operação, devendo os valores de indenização ser recebidos líquidos de impostos, observando-se a legislação, para assegurar a liquidez imediata.

## 4.9. Compartilhamento de Dados com Terceiros

A proposta traz abordagem sobre a necessidade de inclusão de cláusula no contrato sobre a proteção de dados de usuários e compartilhamento com terceiros.

Embora sob o entendimento de que a legislação sobre proteção de dados já é suficientemente abrangente, não há restrição que conste no novo contrato cláusula sobre proteção dos dados dos usuários e regras para seu compartilhamento com terceiros.

A Lei nº 13.709, Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD, já contém um conjunto de regras a serem observadas por quaisquer empresas, competindo à Agência Nacional de Proteção de Dados - ANPD a sua regulação e fiscalização. Portanto, entendemos que tal obrigação pode constar do contrato, mas já deriva da Lei.

## 4.10. Métricas de Qualidade - Conjuntos

O item 4.3.04 define que:

“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.”

Destaca-se que o contrato de concessão das distribuidoras que atualmente está vigente, prevê uma série de mecanismos de controle técnico e de prestação de informações considerando limites necessários para a prestação dos serviços. Contudo, as metodologias estabelecidas nos anexos dos referidos contratos, atualmente estão desatualizadas com relação à legislação setorial. Por exemplo, o “apêndice E” do contrato de concessão da Neoenergia Elektro prevê quais são os indicadores de qualidade comercial, enquanto estes estão devidamente refletidos nos regulamentos atuais, bem como com limiares de cumprimento estabelecidos e padronizados em nível Brasil.

Isso escapa ao dinamismo natural das cláusulas regulamentares ou de serviço, daí porque seria mais razoável que tais parâmetros fossem previstos pela regulamentação.

Fato é que, com relação ao item 4.3.0.4, a ANEEL cumpre papel relevante no arbitramento de limites de conjuntos, inclusive sendo revisitado na Tomada de Subsídios 22/2021, que trouxe o tema à pauta, buscando tratar de forma heterogênea apenas aqueles que precisam ser tratados, incluindo a questão de baixa densidade de carga.

Diante do exposto, a diretriz trazida é importante, mas não se deveria contratualizar cláusulas de desempenho operacional, especificando indicadores a serem cumpridos, uma vez que o ambiente altamente regulado passará por transformações consideráveis, e que as empresas já têm limites específicos para cada um de seus conjuntos elétricos, com metodologia prevista na regulamentação de serem revistos a cada ciclo tarifário.



## 4.11. Indicadores de Sustentabilidade Econômica e Financeira

Na proposta atual, no âmbito das discussões sobre diretrizes, foi trazido um tema relacionado à necessidade dos contratos se adaptarem a novas condições sobre o tema de indicadores da prestação do serviço adequado.

*“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.”*

*“4.7.1. (...)*

*Diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão*

*(...)*

*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.”*

Nesse sentido, abordamos uma questão relacionada aos indicadores de sustentabilidade econômica e financeira previsto nos aditivos aplicados desde 2015.

Ocorre que os aditivos estabeleceram não somente a necessidade de apuração e acompanhamento de indicadores de eficiência e parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, mas trouxeram toda a formulação detalhada, incluindo contas contábeis, bem como regras de apuração de eventos não recorrentes, expurgos de lançamentos e referências da faixa de taxa de juros, para se obter os níveis de sustentabilidade.

Basicamente, trata-se de indicadores financeiros que visam apurar o nível de endividamento relacionado com a geração de caixa disponível, avaliando sua suficiência para pagamento de juros da dívida ao longo de um período.

As regras previstas nos atuais aditivos têm tido críticas e limitações. Após 2015, quando foram estabelecidos os modelos de aditivos, a ANEEL já estabeleceu nova regulamentação, conforme o atual Anexo VIII da REN 948, de 16 novembro de 2021, que traz evolução do tema, inclusive, com regra aplicada a partir de 2022, para as demais distribuidoras, mesmo que não tenham aderido ao novo aditivo.

A REN 948, trouxe aperfeiçoamentos relacionados a apuração desses indicadores, passando a limitar a faixa mínima e máxima da taxa de juros, mais coerente com as variações que têm ocorrido, bem como analisando a geração de caixa recorrente do ponto de vista regulatório.

Assim, atualmente, estamos com distribuidoras que seguem a apuração desses indicadores por 2 regras, algumas com base no contrato e outras pela REN 948, uma vez que a regra ficou especificada nos aditivos.

Desta forma, para evolução do tema no novo contrato que se propõe, é importante que sejam revisadas as cláusulas de forma que se estabeleça a obrigação de cumprimento nos contratos, mas os parâmetros de apuração, as contas contábeis, limites de juros,

tratamento de eventos recorrentes e outros, possam ficar a termos da regulamentação da ANEEL, que pode trazer evoluções ao longo do tempo.

Além disso, considerando que a apuração de indicadores financeiros de dívida sobre geração de caixa, podem passar por situações circunstanciais e de eventos não recorrentes, sugere-se que seja incluída diretriz para esse indicador com a possibilidade de apresentação pelo controlador atual de plano de adequação da sustentabilidade econômica e financeira, antes da abertura de processo de caducidade.

## 4.12. Indicadores Adicionais de Caducidade

O item 4.3.0.14 que trata da possível instituição de novos indicadores para fins de instrução de processo de caducidade da Concessão, estabelece:

*“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.”*

Atualmente, para tal finalidade a ANEEL já estabelece o acompanhamento de indicadores técnicos (DEC e FEC) e de sustentabilidade econômico-financeiro, e que já abrangem um espectro relevante relacionado à qualidade da prestação de serviço e sua capacidade de oferecê-los.

É muito difícil supor que concessões que atendem aos indicadores de continuidade (DEC e FEC) e que possuam boa saúde econômico-financeira possam ser alvo de abertura de processo de caducidade, uma vez que o atendimento dessas dimensões já garante com abrangência a competência do concessionário.

É importante destacar que a inclusão das metas contratuais nos contratos já prorrogados consistiu apenas em uma transição para adequação daquelas concessionárias à prestação de um serviço adequado, onde após esse período de transição todas as demais concessionárias passaram a ter de cumprir esses indicadores por força da REN 948.

Destaca-se que ANEEL já possui diversos mecanismos regulatórios e fiscalizatórios para induzir a melhoria da qualidade e a sustentabilidade econômico-financeira, calibrando os incentivos de forma mais responsiva e adequando-os aos indicadores que mais carecem de melhoria.

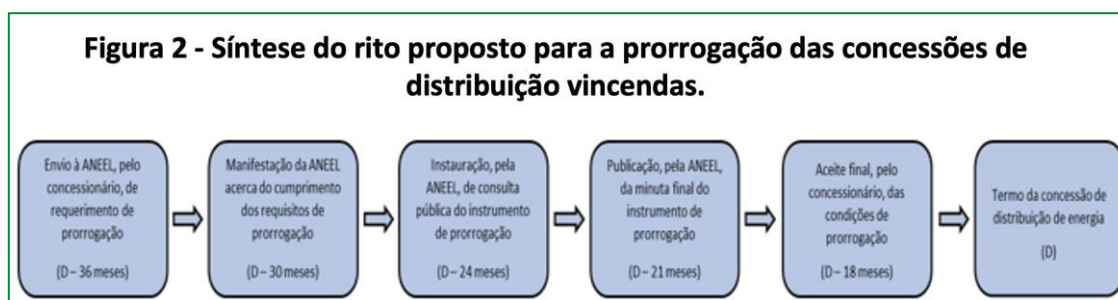
Dentre os principais mecanismos adotados destacam-se o Fator Q (que aumentou o sinal de incentivo para melhoria da qualidade, inclusive nos conjuntos) e instituição e fiscalizações dos Plano de Resultados, que resultam em multas nos casos de descumprimento. Reitera-se que o segmento de distribuição de energia elétrica já é fortemente regulado, sendo a prestação de serviço acompanhada de perto por diferentes mecanismos pela ANEEL.

Assim, se considera desnecessária a introdução de novos indicadores, além dos existentes, para fins de instrução de processo de caducidade das concessões de distribuição de energia elétrica, mas é recomendável que os indicadores em contrato contem com detalhamento por norma da ANEEL em vista de possíveis situações adversas e o próprio dinamismo para um período de concessão tão longo.



## 5. Rito Processual

O item 4.6 da NT estabelece o rito processual da prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Em síntese o rito proposto é apresentado na figura a seguir:



A proposta do MME, conforme NT, estabelece 6 (seis) eventos para o rito processual da prorrogação das concessões de distribuição, a saber: (i) Requerimento de Prorrogação; (ii) Verificação dos Requisitos; (iii) Abertura Consulta Pública; (iv) Resultado Consulta Pública; (v) Aceite das Condições de Prorrogação; e (vi) Assinatura do Contrato.

### 5.1. Requerimento e Aceite das Condições de Prorrogação

Conforme NT, a Concessionária deverá apresentar requerimento de manifestação de interesse à ANEEL até 36 meses antes do respectivo termo contratual, conforme dispõe a Lei nº 9.074/1995. Adicionalmente, a concessionária deverá manifestar a aceitação das condições até 18 meses do termo contratual.

Sobre os ritos (i) e (v) acima descritos, a NT, no seu item 4.6.2. cita a previsão legal dos prazos e no item 4.6.6. sugere flexibilidade de prazos para as concessões vincendas nos anos 2025 e 2026, conforme:

*“4.6.2. Alguns prazos já estão definidos na legislação. A Lei nº 9.074, de 1995, estabelece que, caso tenha interesse na prorrogação, o atual concessionário deverá apresentar requerimento ao Poder Concedente no prazo de até 36 meses do respectivo termo contratual. Ademais, a manifestação do **Poder Concedente** acerca do requerimento deverá ser emitida até 18 meses antes do termo contratual (art. 4º, §3º).”*

*“4.6.6. Os prazos estabelecidos serão flexibilizados para as concessões vincendas 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.”*

*[...] Rito Processual [...]*

*“XX - Os prazos serão flexibilizados para as concessões vincendas 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.”*

De acordo com o estabelecido no item 4.6.2 alguns prazos já estão definidos, citando o prazo de até 36 meses do respectivo termo contratual para o requerimento da prorrogação e de 18 meses antes do termo final para a manifestação do Poder Concedente. Ocorre que o art. 4º, §3º da Lei nº 9.074/1995 trata da manifestação do Poder Concedente, e não do aceite final pela concessionária das condições de prorrogação. Entende-se que deve haver um espaço temporal entre o aceite final e a manifestação do Poder Concedente, conforme sugestão a seguir:

XVIII - Em até 20 meses do advento do termo contratual, a empresa deverá se manifestar quanto ao aceite das condições finais de prorrogação e em até 18 meses o Poder Concedente deverá se manifestar acerca do Requerimento.

## 5.2. Verificação dos Requisitos

Conforme NT, a ANEEL deverá verificar o cumprimento dos requisitos de prorrogação até 30 meses antes do termo contratual. Caso se constate o descumprimento, nova licitação será realizada para a escolha de um novo concessionário.

*“4.6.4. Recebido o requerimento, a ANEEL procederá à verificação dos requisitos de prorrogação, devendo se manifestar quanto ao cumprimento ou não desses até 30 meses antes do termo contratual. Na hipótese de não cumprimento, nova licitação será promovida para a escolha de um novo concessionário.”*

*[...] Rito Processual [...]*

*“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.”*

Considerando a particularidade factual para as concessões vincendas entre 2025 e 2026, sugerimos a alteração da redação do inciso XV da minuta de diretrizes para:

XV - Em até 30 meses do advento do termo contratual, a ANEEL procederá à avaliação quanto ao atendimento dos critérios para prorrogação, salvo para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026. Em caso de não atendimento, o concessionário terá 2 (dois) meses para apresentação de plano de recuperação e correção das falhas e transgressões a ser aprovado pela ANEEL em até 2 (dois) meses. O não atendimento dos critérios e da não aprovação do Plano de Recuperação implicará a licitação da concessão.

### 5.3. Abertura e Resultado de Consulta Pública

De acordo com NT, a ANEEL deverá instaurar Consulta Pública com as condições de prorrogação até 24 meses antes do advento do contrato (D – 24 meses). A versão final do instrumento contratual, considerando as contribuições da Consulta Pública, deverá ser disponibilizada até 21 meses (D – 21 meses) antes do termo contratual. Os prazos serão flexibilizados para as concessões vincendas em 2025 e 2026, conforme:

*“4.6.5. Na sequência, após a manifestação da ANEEL pelo cumprimento dos requisitos de prorrogação, a Agência instaurará consulta pública acerca das condições de prorrogação, com a disponibilização da minuta de contrato. A consulta pública deverá ser instaurada até 24 meses antes do advento do contrato. A versão final do instrumento contratual, já considerando os subsídios da referida consulta, deverá ser publicado até 21 meses antes do termo contratual.”*

*[...] Rito Processual [...]*

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

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

Pela apresentação do Rito Processual na NT, infere-se que cada concessão terá uma Consulta Pública para o instrumento de prorrogação, qual seja, o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Como forma de simplificação processual e maior isonomia, sugere-se a instauração de uma única CP, cuja minuta de contrato alcance todas as 20 concessionárias, incluindo suas especificidades, a exemplo das prorrogadas de 2015. Nesse sentido, sugere-se nova redação para os incisos XVI e XVII, conforme segue:

XVI - Em até 3 meses da publicação do ato normativo do MME com as diretrizes para o tratamento das 20 concessões vincendas, a ANEEL instruirá processo de Consulta Pública com as condições para a prorrogação, por meio de minuta do termo aditivo ao contrato de concessão.

XVII - Em até 3 meses da abertura da Consulta Pública do que consta o inciso XVI, a ANEEL publicará a versão final do contrato de concessão.

### 5.4. Plano de Recuperação

Em relação a prorrogação, o item 4.5.1.5 da NT abre espaço para as distribuidoras que enfrentam desafios com suas 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.

Considerando que o Rito não aborda o plano de recuperação e correção das falhas e transgressões, é sugerida a inclusão de um item específico, conforme sugestão a seguir:

XXV - Alternativamente ao não atendimento dos critérios para prorrogação, em até 28 meses do advento do termo contratual, o concessionário deverá apresentar um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões para aprovação da ANEEL.

XXVI - A manifestação da ANEEL acerca do plano de recuperação e correção das falhas e transgressões deverá ser emitida até 26 meses antes do termo contratual.

## 5.5. Contrapartidas Sociais

O item 4.5.3.12 da NT estabelece em relação aos investimentos em contrapartidas sociais que:

*“As diretrizes sobre as ações serão definidas pelo MME, tendo também como elemento norteador a realidade regional de cada área de concessão para a decisão da ação a ser realizada.”*

Dado a relevância do assunto e a necessidade de as concessionárias apresentarem seu Plano de Investimentos em contrapartidas sociais é importante que o MME estabeleça um prazo temporal para divulgação dessas diretrizes.

De fato, em relação às contrapartidas sociais, as diretrizes estabelecem que 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.

Nesse sentido, sugere-se a inclusão do plano de investimentos de contrapartidas sociais no Rito, conforme sugestão a seguir:

XXVII - Em até 24 meses do advento do termo contratual, a concessionária enviará Plano de Investimentos para aprovação do Ministério de Minas e Energia.

XXVIII - A manifestação do Poder Concedente acerca do Plano de Investimentos deverá ser emitida até 22 meses antes do termo contratual.

## 6. Considerações Finais

Inicialmente, reafirmamos pleno alinhamento com as contribuições apresentadas pela ABRADÉE com relação à Consulta Pública em tela.

A proposta apresentada pelo MME na Consulta Pública 152/2023, trouxe alternativas para as concessões vincendas nos próximos anos, reafirmando e trazendo critérios mínimos para viabilizar a possibilidade de prorrogação prevista nos contratos, bem como de outras diretrizes e novas condições a serem contempladas no novo contrato.

Dessa forma, em resumo, a Neoenergia apresentou contribuições nos seguintes termos:

- (i) Concordar com o posicionamento do MME, contido na NT, de que a prorrogação das concessões representa a melhor solução para atender ao interesse público,

desde que o serviço prestado pelo atual concessionário esteja adequado. Nesse sentido, afigura-se relevante a possibilidade de antecipar a decisão de prorrogação em benefício de reduzir as incertezas e manter a continuidade desse serviço;

- (ii) Discordar sobre a existência e potencial captura de excedente econômico. A investigação de eventual excedente econômico, desconsidera os ganhos de eficiência decorrentes do modelo de regulação por incentivo. A aplicação de qualquer verificação de excedente não se coaduna com o regime de regulação por incentivos estabelecido para o segmento de distribuição no Brasil, que tem trazido ganhos de eficiência que se traduzem em ganhos sociais efetivos. Esse modelo estimula a livre iniciativa, trazendo dinamismo e eficiência ao processo, em que mais importante do que a situação momentânea de equilíbrio, é o ciclo virtuoso e sustentável de busca contínua de eficiência e ganhos sociais advindos. Além disso, a formulação proposta apresenta diversas fragilidades não sendo capaz de se prestar a identificar excedente econômico a ser capturado;
- (iii) A medida proposta de captura do incentivo de natureza fiscal é ilegal, conforme já foi reconhecido pelo TRF da 1ª Região em decisão judicial de mérito em vigor, pois se trata de mecanismo opcional para as empresas e que exige contrapartidas próprias, já definidas em lei. Além disso, dessa proposta, resultaria a limitação de um incentivo que tem propiciado o aumento do volume de investimento pelas distribuidoras, o que atende aos objetivos de desenvolvimento econômico e social dessas regiões, previsto em lei e na Constituição;
- (iv) Apoiar a proposta de concentrar, para ações sociais, recursos já capturados para modicidade tarifária ou programas de eficiência energética, otimizando o potencial de transformação econômica e social resultante; e
- (v) Concordar com a definição em contrato de uma matriz de riscos assumidos pelos concessionários, pelo menos em termos de diretrizes para essa delimitação.

# ANEXOS



## ANEXO 1 – Regimes Regulatórios - Modelos Tarifários

### Regulação pelo custo do serviço

O modelo de regulação pelo custo do serviço (ou com taxa de retorno regulada) surgiu no final do século XIX, nos EUA, quando da criação das *public utilities commissions*, que iniciaram a regulação dos monopólios privados de serviço público.

A regulação pelo custo do serviço tem como objetivo definir uma tarifa que assegure a cobertura dos custos totais incorridos pelo concessionário e uma remuneração que proporcione atratividade para o negócio. Dessa forma, a receita que leva à tarifa é calculada considerando os custos operacionais, o nível de estoque de capital, a depreciação dos investimentos, a eliminação de despesas injustificadas e da taxa de retorno do capital.

Nesse modelo, as revisões das tarifas são realizadas de forma mais frequente, usualmente anuais. Além disso, caso a taxa de remuneração real seja superior à regulatória, essa diferença é repassada aos consumidores. De outro lado se for inferior à regulatória, é compensada pelos consumidores. Desta forma, a concessionária receberá em qualquer circunstância a remuneração regulatória.

Ao cobrir os custos e especificar a remuneração a ser atribuída às concessionárias, esse modelo leva a uma previsibilidade da remuneração que a concessionária receberá pelo capital investido.

Contudo, possui duas desvantagens principais, quais sejam:

- (i) Ao realizar revisões das tarifas anualmente e não permitir a incorporação de ganhos de eficiência, esse modelo de regulação desestimula a inovação dos processos em busca de aumento de eficiência. Com isso o modelo fica limitado a uma visão de eficiência do regulador que não é quem efetivamente opera o negócio. O desestímulo ao concessionário ocorre pois, na prática, a melhoria do desempenho operacional não ocorre de forma imediata e envolve algum tipo de risco pela mudança. Nesse modelo, os resultados de ações de aumento de eficiência de resultado mais rápido, como por exemplo as renegociações contratuais e a redução de custos de pessoal, aparecem no ano subsequente. Ao se realizar a revisão no ano seguinte, os efeitos desta redução já são repassados ao consumidor.

Portanto, na regulação pelo custo do serviço as empresas não possuem incentivo à melhoria na eficiência operacional e à inovação, o que, em última instância, não contribui para a modicidade tarifária.

- (ii) Esse modelo fornece incentivos às empresas para que aumentem sua expansão em capital de forma excessiva (*gold plating*). Ou seja, a remuneração garantida faz com que as firmas aumentem seus investimentos e operem com custos mais altos do que o necessário, tendo

em vista que a alocação mais eficiente seria menos intensiva em capital do que a que de fato é adotada.

Em outras palavras, esse modelo faz com que as empresas tenham incentivos para investir acima do necessário, uma vez que a remuneração é garantida e a ineficiência em adotar uma planta de produção inadequada é repassada ao consumidor via aumento tarifário. Essa desvantagem é denominada efeito Averch-Johnson.

O modelo de regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno) foi utilizado nos setores de eletricidade e gás da Espanha e Itália até os anos de 1997 e 1999, respectivamente, sendo substituídos pelo modelo de regulação por incentivos. No Brasil, foi adotado no setor elétrico até a segunda metade da década de 1990, sendo substituído também pelo modelo de regulação por incentivos.

### **Regulação por incentivos**

O modelo de regulação por incentivos surgiu em 1983, por recomendação do economista Stephen Littlechild ao Governo Britânico no contexto da privatização da British Telecom – BT. Até 1982, as privatizações ocorridas na Inglaterra eram pequenas e a British Telecom foi a primeira indústria nacional a ser privatizada.

Como se tratava de um monopólio, o Departamento de Indústria do Reino Unido argumentou inicialmente em favor da regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno) usada nos EUA.

De forma detalhada, a proposta do Grupo de Trabalho do Governo era de que uma taxa de retorno fosse utilizada para remunerar as atividades da concessão e que, caso a rentabilidade verificada superasse essa taxa, mais da metade desta diferença (mas menos que 100% dela) seria revertida para os consumidores.

Sobre essa proposta, Littlechild destaca que se aproxima do modelo de regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno) dos EUA. Para o autor, enquanto a regulação dos EUA traria um controle *ex ante* da tarifa, a proposta do Governo traria um controle *ex post*, uma vez que se avaliaria a tarifa apenas se a rentabilidade acordada fosse excedida. Ademais, Littlechild ressalta, dentre outros fatores, que essa regulação não levou a diferenças significantes no nível de preços nas empresas do setor elétrico nos EUA em relação àquelas que não eram reguladas e que esse modelo de regulação reduziria o incentivo das empresas para reduzir custos e aumentar eficiência, uma vez que qualquer redução faria com que a taxa de retorno ultrapasse o limite máximo, sendo o ganho de produtividade direcionado para os consumidores.

No mesmo sentido, Littlechild destaca que, Alan Walters, conselheiro econômico da Primeira-Ministra à época, se opôs a essa proposta de regulação pela taxa de retorno (custo do serviço), argumentando ter consequências indesejáveis para o controle de custo e para a empresa, além de ser burocrática e não proporcionar qualquer incentivo a uma maior eficiência, que era um objetivo central do programa de privatizações do Reino Unido. Também resultava em “desperdício de investimento”.

Por outro lado, o modelo de regulação por incentivos, proposto por Littlechild neste estudo, era visto como um modelo tarifário mais simples, transparente e que

proporcionava maior liberdade na gestão própria das concessionárias ao passo que tem como foco o incentivo à eficiência operacional das concessionárias. Nesse modelo, há a fixação de um preço-teto (tarifa) para determinada atividade regulada. Essa tarifa é revisada periodicamente com base nos custos reais das firmas reguladas e no conjunto de normas definidas a priori pelo Regulador. Entre esses processos revisionais, é ajustada pela inflação subtraída de um fator de ganho de produtividade esperado, o Fator X.

Ao fixar a tarifa por determinado período, o regulador produz incentivos adequados à operação eficiente. Isso ocorre porque: (i) ao longo do ciclo tarifário, o concessionário deve obter ao menos o ganho de produtividade do Fator X, para recuperar a remuneração regulatória estabelecida; (ii) no intervalo de tempo entre duas revisões, os ganhos de eficiência que superem o Fator X são apropriados pela empresa. Na revisão subsequente, a tarifa é reduzida na medida do ganho de eficiência auferido anteriormente pela concessionária, fazendo com que, a partir de então e pela modicidade tarifária, os consumidores obtenham benefício econômico decorrente dos ganhos de eficiência.

Nesse contexto, para se obter o modelo que seria recomendado à privatização da BT, Littlechild avaliou o modelo de regulação por incentivos (*local tariff reduction*) em comparação ao modelo de regulação pelo custo do serviço (*Working Group MRR*) e outros três possíveis cenários. Essa avaliação ocorreu sob a forma de ranking, em que os modelos foram ordenados seguindo os critérios de (i) proteção contra o monopólio; (ii) eficiência e inovação; (iii) custo regulatório; (iv) promoção da competição; e (v) receitas e perspectivas. A tabela a seguir apresenta o ranking realizado.

*Final Ranking of Schemes for Regulating BT's Profitability*

	No Explicit Constraints	Working Group MRR	ORPL	Profit Ceiling	Local Tariff Reduction
Protection against Monopoly	5	3	2	4	1
Efficiency and Innovation	1 =	4 =	4 =	3	1 =
Burden of Regulation	1	5	4	3	2
Promotion of Competition	1	5	4	2 =	2 =
Proceeds and Prospects	1 =	4	5	3	1 =

em que:

- *Local Tariff Reduction*: é o regime de regulação por incentivos *price cap*;
- *Working Group MRR*: regulação pelo custo do serviço proposta pelo Governo;
- *ORPL*: é o modelo *Output-Related Profits Levy* proposto por Walters, conselheiro econômico da Primeira-Ministra;
- *No Explicit Constraints*: alternativa em que não se incluiria nenhuma outra restrição aos lucros da empresa além daqueles já estabelecidos em Lei; e

- *Profit Ceiling*: alternativa em que se imporia um teto para os lucros da concessionária.

Nota-se que o modelo de regulação por incentivos possui colocações elevadas em todos os itens (1º ou 2º lugar). Com base nisso, o autor recomendou esse modelo para a privatização da British Telecom.

Portanto, nota-se que o modelo de regulação por incentivos é vantajoso para casos em que se busca o aumento da eficiência operacional. Por esta razão, foi recomendado e adotado no contexto das privatizações no Reino Unido e foi também o modelo adotado para o segmento de distribuição do Setor Elétrico Brasileiro.

## ANEXO 2 - Comparativo prorrogações 2015 versus atuais

A proposta do MME visa apurar o *benchmarking*, ou seja, um nível médio, de eventual excedente econômico, obtido pelas concessionárias vincendas, em um determinado período de seus respectivos contratos de concessão atuais. Uma vez obtido esse benchmarking, o correspondente valor médio desse indicador, em Reais, seria transferido conforme procedimento estabelecido no tópico “3) *Contrapartidas sociais em eficiência energética*”.

Desde o processo de privatização das distribuidoras de energia elétrica, a partir de 1995, tem-se um tratamento distinto entre as concessões das empresas de controle privado e aquelas que foram prorrogadas, que envolveu as concessionárias controladas pelos Estados e União e as distribuidoras de pequeno porte.

Para entender a forma pela qual isso ocorre, cabe trazer um panorama do tratamento das prorrogações para os dois conjuntos de distribuidoras.

### **Prorrogadas (Distribuidoras Estatais e de Pequeno Porte)**

As empresas estatais e de pequeno porte tiveram seus contratos de concessão alterados por três dispositivos legais, quais sejam: Lei nº 8.987/95, Lei nº 9.074/95 e Lei nº 12.783/2013. A Lei nº 8.987/95 trouxe a perspectiva de delegação a terceiros, conforme a seguinte redação.

#### **Lei nº 8.987/1995**

*“Art. 42. As concessões de serviço público outorgadas **anteriormente à entrada em vigor desta Lei** consideram-se **válidas pelo prazo fixado no contrato** ou no ato de outorga, observado o disposto no art. 43 desta Lei. (Vide Lei nº 9.074, de 1995) (grifos nossos)*

*§ 1º **Vencido o prazo** mencionado no contrato ou ato de outorga, **o serviço poderá ser prestado por órgão ou entidade do poder concedente, ou delegado a terceiros, mediante novo contrato.** (Redação dada pela Lei nº 11.445, de 2007). (Vigência) (Vide ADIN 4058)” (grifos nossos)*

Em prosseguimento, a Lei nº 9.074/95 possibilitou a prorrogação dos contratos até 2015, o que foi implementado para todas as concessionárias que mantiveram o controle estatal. Portanto, a primeira prorrogação dos contratos de concessão das estatais se deu a partir de 1995, conforme previsto pela Lei nº 9.074/95, a seguir transcrita.

#### **Lei nº 9.074/1995**

*“Art. 22. **As concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 42 da Lei no 8.987, de 1995, poderão ser prorrogadas**, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do poder concedente. (Vide MPV nº 579, de 2012)*

§ 1º Na hipótese de a concessionária não concordar com o reagrupamento, serão mantidas as atuais áreas e prazos das concessões.

§ 2º A **prorrogação terá prazo único**, igual ao maior remanescente dentre as concessões reagrupadas, ou **vinte anos**, a contar da data da publicação desta Lei, prevalecendo o maior.” (grifos nossos)

Quando da proximidade do vencimento dos contratos com vigência de 20 anos, a partir de 1995, o Governo Federal emitiu a MP nº 579/2012, convertida posteriormente na Lei nº 12.783/2013, que permitiu uma segunda prorrogação extraordinária não onerosa dos contratos de concessão das estatais. A redação está reproduzida a seguir.

### **Lei nº 12.783/2013**

“Art. 7º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de **distribuição** de energia elétrica alcançadas pelo **art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas**, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até **30 (trinta) 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”. (grifos nossos)

Esta Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 8.461/2015, que contém a seguinte descrição:

**Decreto nº 8.461/2015:** *Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783/2013, e o art. 4º-B da Lei nº 9.074/1995.*

Portanto, essas empresas, dentre as quais estão as estatais e as de pequeno porte, tiveram seus respectivos contratos de concessão prorrogado até 2045. Trinta e uma distribuidoras foram alcançadas pelo dispositivo acima, a saber:

- Copel, Celesc, Boa Vista, Amazonas, Neoenergia Brasília (antiga CEB), Equatorial AL, Energisa AC, Energisa RO, Equatorial PI, Enel GO, CEEE, ENF, EMG, Cemig, Hidropan, Nova Palma, Eletrocar, Sulgipe, Forcel, Iguaçu, DMED, Chesp, João Cesa, EFLUL, ELFSM, Cocel, Cooperaliança, DEMEI, MUXFELDT, CPFL Santa Cruz (agrupamento de 5 concessões anteriormente prorrogadas: CPFL Mococa, CPFL Jaguarí, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista e CPFL Leste Paulista) e Energisa Sul-Sudeste (agrupamento de 5 concessões anteriormente prorrogadas: Caiuá, CFLO, CNEE, EDEVP e EEB).

Assim, em 1995, esse grupo de empresas teve sua concessão prorrogada por adicionais 20 anos e, em 2015, foi dada, para os mesmos controladores, a possibilidade de uma segunda prorrogação da concessão por mais 30 anos.

No tocante à qualidade do serviço, foi dado um período de adequação, ou seja, mesmo não cumprindo os quesitos para o serviço adequado foi permitida a prorrogação, mas com período inicial de gradual adequação, cujo descumprimento poderia implicar caducidade.

Diferente do atual momento, não existia um regramento objetivo de indicadores de eficiência e de cumprimento de serviços adequados, como o previsto atualmente pela REN 948, de 2021, que estabelece mecanismos para avaliar a qualidade e a



sustentabilidade do serviço prestado. Além do período de transição para adequação, nos aditivos foi inserida a possibilidade adicional de um plano de mudança de controle, caso as metas fossem descumpridas.

De forma resumida, as principais exigências adicionais dadas no escopo da segunda prorrogação foram: (i) revisão das cláusulas econômicas do contrato (p.e. com troca do IGPM pelo IPCA como indexador da Parcela B); (ii) cláusulas de eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias; e (iii) critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, que também foram propostos pelo MME na NT.

Portanto, não houve na primeira nem na segunda renovação, qualquer onerosidade em favor da União ou dos consumidores, e nem a verificação de excedente econômico a ser revertido como contrapartida.

### **Empresas de Controle Privado (Distribuidoras de Grande Porte)**

No caso das empresas que foram privatizadas a partir de 1995, o comando também veio da Lei nº 8.987/1995, conforme transcrito abaixo.

#### **Lei nº 8.987/1995**

*“Art. 14. **Toda concessão de serviço público, precedida ou não da execução de obra pública, será objeto de prévia licitação**, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.*

*[...]*

*Art. 23. São **cláusulas essenciais do contrato de concessão** as relativas:*

*I - ao objeto, à área e ao prazo da concessão;*

*II - ao modo, forma e condições de prestação do serviço;*

*III - aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço;*

*IV - ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;*

*V - aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço e consequente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações;*

*VI - aos direitos e deveres dos usuários para obtenção e utilização do serviço;*

*VII - à forma de fiscalização das instalações, dos equipamentos, dos métodos e práticas de execução do serviço, bem como a indicação dos órgãos competentes para exercê-la;*

*VIII - às penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;*

*IX - aos casos de extinção da concessão;*

*X - aos bens reversíveis;*

*XI - aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso;*

***XII - às condições para prorrogação do contrato;***

*XIII - à obrigatoriedade, forma e periodicidade da prestação de contas da concessionária ao poder concedente;*

*XIV - à exigência da publicação de demonstrações financeiras periódicas da concessionária; e*

*XV - ao foro e ao modo amigável de solução das divergências contratuais.” (grifos nossos)*

Em razão de agrupamento e cisão parcial de concessões ocorridas nos últimos anos, 20 empresas são alcançadas pelo dispositivo acima, a saber:

- EDP ES, CPFL Piratininga, Light, Enel RJ, Neoenergia Coelba, RGE Sul (agrupamento entre as concessões da RGE e AES Sul), CPFL Paulista, Energisa MS, Energisa MT, Energisa SE, Neoenergia Cosern, Enel CE, Enel SP, Equatorial PA, Neoenergia Elektro, EDP SP, Neoenergia Celpe, Equatorial MA, Energisa PB e Energisa BO.

Assim, por intermédio da mesma Lei, essas distribuidoras foram licitadas a partir de 1995, sendo a primeira delas a Escelsa (atual EDP Espírito Santo), seguida da Light. Ao todo, 20 empresas foram licitadas a partir do dispositivo de 1995. Em observância ao art. 23 da mesma Lei, todos os contratos assinados, após o processo licitatório, possuem a cláusula que prevê a prorrogação do prazo da concessão por mais 30 anos.

Nesse contexto, a tabela a seguir elenca as concessionárias que foram privatizadas entre 1995 e 2000, os vencedores e os atuais controladores.

#### **Resumo das privatizações das distribuidoras brasileiras ocorridas entre 1995 e 2000**

<b>Distribuidora</b>	<b>Data priv.</b>	<b>Vencedor</b>	<b>Troca de Controle</b>	<b>Atual Controlador</b>
Escelsa atual EDP ES	jul/95	Iven S.A e GTD Participações	Sim	EDP
Light	mai/96	Electricité de France (EdF), Houston Industries Energy, AES Coral Reef Inc, BNDESPAR, CSN e outros	Sim	Full corporation
Coelba atual Neoenergia Coelba	jul/97	Neoenergia/Iberdrola	Não	Neoenergia
CERJ atual Enel RJ	nov/96	Empresa Electrica de Panamá, Sociedad	Sim	Enel

Distribuidora	Data priv.	Vencedor	Troca de Controle	Atual Controlador
		Panamena de Eletricidad, EDP e Endesa		
CEEE-N-NE atual RGE Sul	out/97	VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa), Previ e Community Energy Alternatives	Sim	State Grid
CEEE-CO atual RGE Sul	out/97	AES	Sim	State Grid
CPFL Paulista	nov/97	VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa), Previ e Fundação Cesp	Sim	State Grid
Energisa atual Energisa MS	nov/97	Escelsa	Sim	Energisa
Cemat atual Energisa MT	nov/97	Grupo Rede, Inepar	Sim	Energisa
Cosern atual Neoenergia Cosern	dez/97	Iberdrola, UPTICK Participações S/A	Sim	Neoenergia
Energisa atual Energisa SE	dez/97	Energisa	Não	Energisa
Coelce atual Enel CE	abr/98	Cerj	Sim	Enel
Celpe atual Equatorial PA	jul/98	Grupo Rede, Inepar	Sim	Equatorial Energia
Elektro atual Neoenergia Elektro	jul/98	Enron	Sim	Neoenergia
Bandeirante atuais EDP SP e CPFL Pirat.	set/98	EDP e CPFL	Sim	Em 2002, a área foi dividida em duas concessões, uma é controlada pela EDP (EDP SP) e a outra pela CPFL (CPFL Piratininga)
Eletropaulo atual Enel SP	set/98	AES	Sim	Enel
CELB atual Energisa BO	nov/99	Energisa	Não	Energisa
Celpe atual Neoenergia Celpe	fev/00	Iberdrola	Não	Neoenergia

Distribuidora	Data priv.	Vencedor	Troca de Controle	Atual Controlador
Cemar atual Equatorial MA	jun/00	PP&L (Pennsylvania Power and Light Company)	Sim	Equatorial Energia
Saelpa atual Energisa PB	nov/00	Energisa	Não	Energisa

Fonte: As informações da tabela foram extraídas dos Relatórios de Atividades do PND disponíveis no [site](#) do BNDES, do site das concessionárias e de outras publicações do BNDES que podem ser acessadas [aqui](#) e [aqui](#).

A contextualização mostra que existem dois grupos de concessões de distribuição no Brasil:

- (i) o primeiro grupo de concessionárias, em maioria estatais ou privadas de pequeno porte, tiveram, em 1995, seu contrato de concessão prorrogado por 20 anos e, em 2015, renovado por mais 30 anos. Em ambos os casos, a prorrogação ocorreu sem contrapartida financeira, exigindo-se apenas o cumprimento das cláusulas econômico-financeiras e de qualidade;
- (ii) o segundo grupo contempla as concessionárias que foram privatizadas por meio de leilões realizados entre 1995 e 2000, com prazo do contrato de 30 anos. Para essas empresas, a aquisição do direito de exploração da concessão ocorreu via licitação. Na sequência, o MME estabeleceu diretrizes para prorrogação dessas concessões exigindo-se, além do cumprimento de cláusulas econômico-financeiras e de qualidade, contrapartida financeira, dada por eventual excedente econômico.

Portanto, do ponto de vista comparativo, há um grupo de concessões de distribuição cuja renovação foi feita em duas oportunidades sem qualquer custo; enquanto o outro grupo poderia ter uma prorrogação com exigência de contrapartidas adicionais com base em eventuais excedentes a serem apurados.