

Contribuições CP nº 152/2023/MME

**Prorrogação das Concessões de
Distribuição de Energia Elétrica**

**Nota Técnica MME nº
14/2023/SAER/SE**

24/07/2023

Contribuições para a CP nº 152/2023/MME - Prorrogação das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	Introdução	3
2	Objetivo	3
3	Análise e Contribuições	3
	A análise e as contribuições serão feitas obedecendo a ordem e estrutura da NT nº 14/2023.....	3
3.1	INTRODUÇÃO.....	3
3.1.1	Aspectos jurídicos afeitos ao vencimento das concessões de distribuição	3
3.2	O NOVO CONTRATO DE CONCESSÃO	5
3.2.1	Contexto do setor elétrico.....	5
3.3	DIRETRIZES PARA O NOVO CONTRATO.....	6
3.3.1	Ativos Totalmente Depreciados	7
3.3.2	Alienação de Controle Societário	22
3.3.3	Cláusula para indenização de ativos não amortizados	23
3.4	ALTERNATIVAS PARA AS CONCESSÕES VINCENDAS	23
3.5	CONDICIONANTES PARA PRORROGAÇÃO DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO	24
3.5.1	Critérios Mínimos	24
3.5.2	Investigação acerca de eventual excedente econômico.....	27
3.5.3	Contrapartidas sociais em eficiência energética	53
3.5.4	Antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões.....	54
3.5.5	Extensão das contrapartidas sociais para as demais concessionárias	55
3.5.6	Digitalização das redes	55
3.6	RITO PROCESSUAL DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES	56
4	Outros Temas Relevantes para as Diretrizes.....	61
4.1	Matriz de Riscos	61
4.2	Atribuições para a ANEEL a partir das diretrizes	65
4.3	Modernização do Segmento	66
5	Considerações Finais	71



1 Introdução

1. Em 22/06/23, o Ministério de Minas Energia - MME divulgou a Nota Técnica MME nº 14/202/SAER/SE, referente à Consulta Pública nº 152/2023 (CP nº152/2023 - Minuta Interna nº 0745459), para receber contribuições até 24/07/2023 sobre as diretrizes propostas para a prorrogação das concessões de 20 distribuidoras de energia elétrica privatizadas, cujos contratos de concessão vencem de 2025 a 2031.

2. A NT nº 14/2023 apresenta para discussão, por meio da CP nº 152/2023, as diretrizes a serem observadas na condução do processo das concessões de distribuição não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, ou seja, aquelas outorgadas a partir da publicação da Lei nº 9.074, de 1995. As alcançadas pelo citado artigo foram prorrogadas em 2015 conforme regulamentação do Decreto nº 8.461/2015.

2 Objetivo

3. Este relatório tem como objetivo apresentar as contribuições da Equatorial para as principais propostas contidas na Nota Técnica MME nº 14/2023/SAER/SE.

4. Nesse sentido, o documento aborda de forma sequencial o disposto na NT do MME, trazendo contribuições e ponderações sobre cada um dos temas abordados.

5. Para alguns temas específicos, com destaque para Investigação sobre Excedente Econômico, Ativos Totalmente Depreciados, Matriz de Riscos, Atribuições para a ANEEL e Modernização do Segmento, a contribuição se debruça com maiores detalhes, apresentando um texto mais abrangente e que não se restringe apenas ao conteúdo da NT.

6. Por fim, ainda que esta contribuição traga visões adicionais às propostas para as diretrizes da prorrogação, destaca-se que o Grupo Equatorial endossa as contribuições da ABRADEE, conforme será verificado no decorrer deste documento.

3 Análise e Contribuições

A análise e as contribuições serão feitas obedecendo a ordem e estrutura da NT nº 14/2023.

3.1 INTRODUÇÃO

3.1.1 Aspectos jurídicos afeitos ao vencimento das concessões de distribuição

7. A NT traz como respaldo legal o artigo 175 da CF/1988 sobre a necessidade de licitação e o art. 4º da Lei 9.074/1995 sobre a possibilidade de prorrogação, e em seguida defende que os dois institutos são possíveis.

*“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.”*

8. Contribuição: A proposta traz foco em modicidade tarifária e contrapartidas sociais. Afasta a necessidade de alteração em Lei. Apesar de citar as duas possibilidades (prorrogação ou licitação), a NT nº 14/2023 traz fundamentação robusta pela escolha da prorrogação mediante atendimento de critérios mínimos de qualidade e gestão econômico-financeira, que atualmente já são aplicados pelo Regulador, por meio do a REN nº 948/2021. 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.”

9. Entende-se que as condicionantes de qualidade e sustentabilidade econômico-financeira são importantes pilares para a prestação de um serviço adequado. No entanto, esses dois aspectos já são tratados por meio da REN 948/2021 e já alcançam todas as concessões. Nesse contexto, criar exigências adicionais não parece razoável ante a uma regulação que já é rigorosa e diligente quanto à melhoria da qualidade e sustentabilidade econômico-financeira.

10. Vale frisar que, quando das prorrogações anteriores com base na publicação da MP 579/2012, que norteou as prorrogações ocorridas em 2015, a ANEEL não dispunha de uma regulamentação consolidada sobre o tema, nos moldes da REN 948/2001, como a existente atualmente.

11. Assim, o arcabouço regulatório atual já incorpora, em grande medida, diretrizes que preconizam a sustentabilidade econômico-financeira das concessões e a melhoria da qualidade, o que inibe a necessidade de novas diretrizes nesse mesmo sentido.

12. A modicidade tarifária também é um pilar importante, mas que também já vindo sendo endereçado por meio das metodologias de revisões tarifárias periódicas, onde a regulação por incentivos tem possibilitado que os ganhos de produtividade sejam repassados aos consumidores, criando um círculo-virtuoso benéfico às concessionárias e principalmente aos consumidores que resultam em 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.”*



13. **Contribuição:** O interesse público deve sempre pautar a discussão sobre o melhor caminho (prorrogação ou licitação). Atendidas as condicionantes, a prorrogação é o caminho mais adequado e que melhor atende o interesse público, pois evita descontinuidade na prestação do serviço e riscos de frustração nas possíveis licitações, conforme defendido pela própria NT nº 14/2023 e que será mais detalhado no decorrer deste documento.

3.2 O NOVO CONTRATO DE CONCESSÃO

3.2.1 Contexto do setor elétrico

14. A NT nº 14/2023 cita a dinâmica transformação tecnológica no SEB e enfatiza que é oportuna as novas diretrizes se enquadrarem 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.

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.”

15. **Contribuição:** É fundamental a sinalização da necessidade de clareza quanto às diretrizes e o alcance de uma solução de compromisso entre o detalhamento excessivo ou a superficialidade, deixando claros os papéis do Regulador e do Poder Concedente.

16. A ênfase de que é desejável que as diretrizes para novas cláusulas dos contratos tragam incentivos para a exploração desses serviços em bases concorrenciais é positivo e deve ser promovido.

3.3 DIRETRIZES PARA O NOVO CONTRATO

“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, [...].

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.”

17. **Contribuição:** 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 atrativo, 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, o que poderá limitar o desejo dos concessionários ampliarem esse *roll* de novos modelos de negócio

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

18. **Contribuição:** 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, pois a premissa fundamental de que todo ativo a disposição da concessão deve ser remunerado, precisa ser mantida.

“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.

19. **Contribuição:** Esse ponto é muito desafiador para as distribuidoras que terão de melhorar o desempenho de DEC em alguns conjuntos elétricos mais críticos, o que já sendo exigido pela ANEEL (atendimento dos limites de 80% dos conjuntos). Deve-se ressaltar que a ANEEL adota uma metodologia consolidada para definir o limite dos conjuntos elétricos, que foi aprimorada ao longo dos anos e que busca tratar diferenças entre os conjuntos, mas

que a longo prazo tem trazido sinais claros de melhoria de qualidade. Claro que a definição individual de limites de conjuntos específicos, por melhor que seja a metodologia empregada, está sujeita a imperfeições oriundas de limitações em quaisquer metodologias, o que pode indicar limites inadequados e inatingíveis para algumas situações. Deve-se ressaltar também que, em que pese o desejo legítimo de melhora dos indicadores de todos os conjuntos elétricos, há casos em que a solução exige investimentos vultosos, desequilibrando a relação custo/benefício, o que acaba onerando as tarifas e conseqüentemente o pilar da modicidade tarifária.

3.3.1 Ativos Totalmente Depreciados

*“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.”*

20. **Contribuição:** A proposta reconhece a possibilidade de manutenção de ativos totalmente depreciados, visando aparentemente a modicidade tarifária e o incentivo aos investimentos mais eficazes, de modo inclusive a não comprometer os investimentos na modernização do segmento de distribuição, o que é louvável como proposta para esta CP.

21. Os ativos totalmente depreciados são, como o nome indica, aqueles que já foram 100% depreciados, mas que ainda estão em operação. Muitos ativos do setor elétrico têm vidas úteis que vão muito além do período estipulado de depreciação. Ou seja, a depreciação econômica é mais lenta que a depreciação contábil e isso depende de uma série de fatores como a exposição dos ativos às intempéries e à sua própria manutenção. Cabe ressaltar que esses ativos, após o alcance da vida útil contábil, não são remunerados pela tarifa, ainda que operacionais e a serviço dos consumidores.

22. É conspícua a presença, em volume expressivo, de ativos totalmente depreciados nos Ativos Imobilizados em Serviço (AIS) das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. A Tabela 1 abaixo mostra o vulto dos ativos e que não são remunerados para as distribuidoras de energia elétrica brasileira após o alcance da vida útil contábil.

Tabela 1 - Participação de ATD nos Ativos de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

Nº	CONCESSIONÁRIA	ANO ÚLT. REVISÃO	BRL	ATD	ATD/BRL
1	CEB	2021	1.143.801.674	1.788.289.192	156,35%
2	EAC	2023	596.000.791	916.245.626	153,73%
3	CEMIG	2023	15.200.082.508	17.946.066.014	118,07%
4	COPEL	2021	8.362.118.368	9.074.860.258	108,52%

Nº	CONCESSIONÁRIA	ANO ÚLT. REVISÃO	BRL	ATD	ATD/BRL
5	ELETROPAULO	2019	8.573.797.791	7.171.016.943	83,64%
6	ELEKTRO	2019	3.904.581.277	3.216.983.849	82,39%
7	EQTL PI	2020	1.671.301.647	1.337.303.282	80,02%
8	EMG	2021	518.670.103	406.840.251	78,44%
9	CPFL PAULISTA	2023	10.650.950.118	6.387.708.783	59,97%
10	EDP ES	2021	3.787.333.663	2.205.676.392	58,24%
11	EQTL GO	2018	2.961.171.341	1.685.890.937	56,93%
12	ESS	2021	1.102.566.874	620.783.049	56,30%
13	UHENPAL	2022	30.611.110	16.588.108	54,19%
14	COCEL	2021	37.284.766	18.968.667	50,88%
15	EBO	2020	160.706.415	79.778.507	49,64%
16	EMS	2023	3.341.685.792	1.586.418.792	47,47%
17	LIGHT	2022	10.133.382.207	4.564.916.172	45,05%
18	EQTL AL	2020	1.354.070.251	600.946.389	44,38%
19	CHESP	2021	43.469.116	18.291.844	42,08%
20	EDP SP	2019	2.423.065.251	983.337.119	40,58%
21	ESE	2023	1.298.083.112	488.530.483	37,63%
22	AMAZONAS	2020	1.780.475.465	638.610.523	35,87%
23	ETO	2020	1.370.455.804	454.613.072	33,17%
24	CERON	2020	1.578.865.067	490.805.345	31,09%
25	ENF	2021	121.993.699	37.028.890	30,35%
26	COOPERALIANÇA	2022	64.641.432	19.586.428	30,30%
27	COELBA	2023	15.278.568.814	4.588.710.751	30,03%
28	ELETROCAR	2022	69.307.707	18.825.085	27,16%
29	CPFL SANTA CRUZ	2021	1.213.456.643	300.223.545	24,74%
30	EMT	2023	6.624.985.146	1.632.791.381	24,65%
31	DMED	2020	164.414.371	40.293.902	24,51%
32	CELESC	2021	4.834.649.364	1.174.339.650	24,29%
33	DEMEI	2022	35.267.316	8.399.340	23,82%
34	EPB	2021	1.762.271.963	403.675.715	22,91%
35	ENEL CE	2019	4.241.297.386	958.058.337	22,59%
36	EQTL PA	2019	5.046.755.168	1.114.859.647	22,09%
37	EQTL MA	2021	4.365.600.367	935.965.036	21,44%
38	CEEE	2021	2.953.460.035	622.769.387	21,09%
39	CELPE	2021	5.648.102.700	1.172.712.206	20,76%
40	ENEL RJ	2023	8.920.631.367	1.731.576.531	19,41%
41	HIDROPAN	2022	36.585.122	6.886.037	18,82%

Nº	CONCESSIONÁRIA	ANO ÚLT. REVISÃO	BRL	ATD	ATD/BRL
42	CEA	2017	465.508.592	82.362.167	17,69%
43	RGE SUL	2023	11.009.507.284	1.870.937.304	16,99%
44	COSERN	2023	3.448.020.099	473.848.579	13,74%
45	BOA VISTA	2020	451.699.570	45.576.304	10,09%

Fonte: ANEEL – Revisão Tarifária Periódica das Distribuidoras

23. Observe que, para muitas concessionárias, a proporção dos Ativos Totalmente Depreciados é bastante acentuada quando comparadas com Base de Remuneração Líquida (BRL – base pela qual os investimentos são remunerados), sendo que em algumas situações a razão ATD/BRL é maior do que 100%, como ocorre na CEB, EAC, CEMIG e COPEL. A situação mais grave ocorre com a CEB. Seus ativos totalmente depreciados equivalem a 156,35% da BRL. A consequência da presença significativa de ATD sem remuneração aumenta consideravelmente o risco do negócio.

24. Embora os ativos totalmente depreciados tenham presença expressiva nos ativos em serviço das distribuidoras e tragam riscos para os negócios, a regulação atual do setor elétrico não prevê compensação financeira para os investidores por assumirem esses riscos. A metodologia atual da ANEEL contempla apenas o risco associado aos ativos remunerados e às Obrigações Especiais (OE).

25. 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 ativos não remunerados por ativos remunerados, pelo menos aqueles totalmente depreciados, pois isto reduz a parte do risco não remunerado. Segundo, torna-se desinteressante investir no segmento por meio da aquisição de uma concessão que tenha ativos não remunerados em grande quantidade.

26. E dá 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 ao prescindir de uma determinada quantia que dispõe em caixa hoje para receber, sem risco de *default*, o mesmo valor no futuro.

27. Esse prêmio de liquidez nada mais é que do que a taxa de juros livre de risco, ou seja, a taxa usada para descontar fluxos de caixa futuros livres de risco. Um ativo sem risco é, por definição, aquele que paga um fluxo de caixa livre de risco. Embora seja questionável a existência de ativo sem risco no mundo real, é prática comum entre os analistas considerar os bônus do tesouro dos EUA como uma boa aproximação deste ativo.

28. Investidores são tipicamente avessos ao risco e exigem receber um prêmio de risco para investirem em ativos que geram fluxos de caixa arriscados. Este prêmio de risco é uma taxa esperada adicional à taxa livre de risco. A soma da taxa livre de risco com o prêmio de risco é chamada de taxa de retorno (esperada).

29. A expressão que representa a taxa de retorno é:

$$E[r_i] = r + r_i^r$$

Onde $E[r_i]$ é a taxa de retorno esperado do ativo i , r é a taxa de juros sem risco e r_i^r é o prêmio de risco.

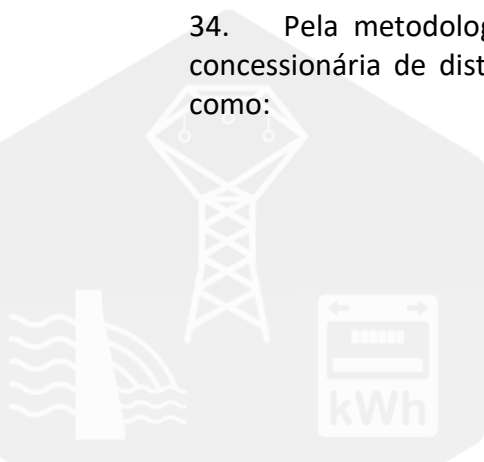
30. Um investimento típico exige a compra de um ativo (o preço do ativo) e contém risco, mas a fórmula acima se aplica também a casos particulares. Por exemplo, quando o ativo é livre de risco a fórmula se resume a $E[r_i] = r$. Já quando o ativo não tem custo para o investidor (ou seja, o preço é zero), mas traz risco, a taxa de retorno é dada por $E[r_i] = r_i^r$.

31. Existem diversos exemplos de empreendimentos arriscados que não exigem investimento (em capital). O dono de uma empresa que só tem trabalhadores avulsos, por exemplo, precisa apenas de um telefone, que pode ser o da sua casa, e dos nomes e números de telefone dos trabalhadores avulsos. Ele não precisa fazer qualquer investimento em capital, mas esse empreendimento tem risco. Se ele não entregar o produto para o qual foi contratado porque, por exemplo, seu empregado faltou ao trabalho, ele pode ser obrigado a pagar uma multa ou estar sujeito a outras penalidades. Pode acontecer também de o dono da empresa ter que pagar o salário dos seus empregados mesmo que a empresa não receba por serviços prestados. Sendo assim, o dono da empresa só entrará em um empreendimento desse tipo se receber uma remuneração média bem acima daquela que exigiria para fazer o serviço de agenciamento dos trabalhadores avulsos mediante uma renda fixa.

32. Outro exemplo é o de uma companhia de seguros, que também pode ser interpretada como um empreendimento que não exige investimento inicial em capital (se forem ignoradas as instalações da empresa). Ao vender uma apólice de seguro, a empresa não faz nenhum investimento, ao contrário, recebe do segurado o pagamento referente ao prêmio. Todavia, ela corre o risco de ter que reembolsar o segurado caso ocorra um sinistro. Para compensar esse risco, a companhia de seguro calibra o valor do prêmio de forma a ter um ganho esperado positivo.

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

34. Pela metodologia atual da ANEEL de revisão tarifária, a receita requerida de uma concessionária de distribuição de eletricidade pode ser calculada, de maneira simplificada, como:



$$\text{Receita} = \text{Parcela A} + \text{Parcela B}$$

$$\text{Parcela B} = O\&M + (r_{wacc} \times BRL + RCOE) + \text{Depreciação}$$

35. A remuneração líquida dos investidores (em capital próprio e de terceiros) é o produto da taxa de retorno calculada pela ANEEL (r_{wacc}) pela base de remuneração líquida (BRL), somado pela Remuneração de Capital das Obrigações Especiais (RCOE). Como a BRL e as Obrigações Especiais (OE) comportam apenas os ativos não totalmente depreciados, a remuneração líquida dos investidores é invariante ao volume de ATD presente nos ativos imobilizados em serviço da distribuidora. Como a presença de ATD traz risco à distribuidora, este restante claramente não está sendo remunerado.

36. Quais são as fontes de risco para o investidor? Como o que lhe interessa é, de forma simplificada, a diferença entre receita e despesa operacional, tudo que afeta estas duas variáveis afeta seu risco. A presença de ATD nos ativos em serviço da concessionária (AIS) faz com que seus custos sejam maiores do que seriam caso o AIS fosse do mesmo tamanho da Base de Remuneração Bruta (BRB), e dessa forma aumenta o risco do negócio. Além disso, o incremento de custo gera incremento de receita, como pode ser visto na fórmula da receita requerida apresentada acima. Com receitas e despesas maiores, as variações no lucro aumentam, em geral quase na mesma proporção.

37. Para ilustrar esta afirmação, considere o exemplo de quatro concessionárias com diferentes estruturas de ativos. No caso 1 (concessionária pequena), o valor do ativo total é de \$400, financiado com \$100 de capital próprio e \$300 de capital de terceiros. No caso 2 (concessionária grande, sem ATD) a concessionária tem o dobro de tamanho, mas a mesma estrutura de capital, isto é, o ativo total de \$800 é financiado com \$200 de capital próprio e \$600 de capital de terceiros. No caso 3 (concessionária grande, com ATD), a concessionária tem \$800 de ativos, mas \$400 são referentes a ATD, sendo os \$400 restantes financiados com \$100 de capital próprio e \$300 de capital de terceiros. Finalmente, o caso 4 (concessionária grande, muito alavancada) é o de uma concessionária com ativo de \$800 financiado com \$100 de capital próprio e \$700 de capital de terceiros. Neste exemplo, a taxa de juros sobre capital de terceiros é igual a 10% e a taxa de retorno do capital próprio (calculado pelo CAPM) é de 20%. A tabela a seguir resume essas informações:¹

¹ O Exemplo omite vários detalhes como depreciação, existência de capital parcialmente depreciado etc. Embora acrescentasse realismo ao exemplo, a presença dessas variáveis o tornaria bem mais complexo, dificultando sua apresentação e compreensão, sem alterar qualitativamente o que se quer demonstrar.

Tabela 2 - Estruturas de Capital Alternativas

38.

Ativos e Capital	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Ativos	400	800	800	800
Cap. Próprio (S)	100	200	100	100
Cap. Terceiros (B)	300	600	300	700
ATD	0	0	400	0
Juros	10%			
Retorno CP	20%			

39. Os casos 1 e 2 representam duas concessionárias semelhantes, mas que diferem pelo fato de que a segunda é o dobro do tamanho da primeira (em termos do valor dos ativos). Para simplificar, suponha que exista apenas risco de receita e que haja três cenários possíveis: um cenário esperado, em que a receita é aquela calculada pelo regulador; um cenário de recessão, em que a receita é 5% menor que a esperada; e um cenário de expansão, em que a receita é 5% maior que a esperada. A Tabela 3 apresenta os três cenários para o caso 1.

Tabela 3 - Concessionária Pequena

Colunas1	Recessão	Esperado	Expansão
Receita	475	500	525
Custo	450	450	450
Juros	30	30	30
Lucro (L)	-5	20	45
L/S	-5%	20%	45%

40. Observe que no cenário esperado o investidor recebe 20% de remuneração, conforme estabelecido pelo regulador, e tem um risco, calculado como o desvio padrão da taxa de lucro, de 20%.

41. Os cenários para o caso 2, aquele da concessionária grande semelhante à concessionária pequena, estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Concessionária Grande, Sem ATD

Colunas1	Recessão	Esperado	Expansão
Receita	950	1000	1050
Custo	900	900	900
Juros	60	60	60
Lucro (L)	-10	40	90
L/S	-5%	20%	45%

Desvio Padrão	20%		
---------------	-----	--	--

42. Como pode-se notar, a situação financeira é bastante semelhante. O investidor obtém as mesmas taxas de lucro por real investido e está sujeito ao mesmo risco. Isto acontece porque, embora o risco da concessionária aumente, o aumento do capital próprio faz com que o risco por real investido fique constante.

43. Quando a concessionária é grande, mas tem 50% dos seus ativos na forma de ATD (caso 3), a situação se altera. Pode-se observar que o risco é quase o dobro do risco da concessionária grande sem ATD. Isso demonstra que o risco da concessionária grande é semelhante, qualquer que seja a estrutura de capital, mas o risco por real investido se eleva muito quando o crescimento da concessionária se dá via ATD. A Tabela 5 apresenta estes resultados.

Tabela 5 - Concessionária Grande, com ATD

Colunas1	Recessã	Esperad	Expansã
Receita	902,5	950	997,5
Custo	900	900	900
Juros	30	30	30
Lucro (L)	-27,5	20	67,5
L/S	-28%	20%	68%
Desvio Padrão	39%		

44. Finalmente, a tabela 6 apresenta os cenários para o caso de uma concessionária grande e bastante alavancada. Ela tem o mesmo capital próprio da concessionária pequena, mas seu capital de terceiros é de \$700, bem maior do que os \$300 de capital de terceiros da concessionária pequena.

Tabela 6 - Concessionária Grande muito Alavancada

Colunas1	Recessã	Esperad	Expansã
Receita	940,5	990	1039,5
Custo	900	900	900
Juros	70	70	70
Lucro (L)	-29,5	20	69,5
L/S	-30%	20%	70%
Desvio Padrão	40%		

45. Este caso ilustra mais uma vez como o risco aumenta com o tamanho da concessionária, independente da sua estrutura de capital, mas como o risco por real investido se altera substancialmente. É surpreendente verificar que a presença de ATD (caso 3) aumenta o risco

praticamente na mesma proporção que ele aumenta quando uma concessionária sem ATD se alavanca com capital de terceiros em um valor igual ao dos ATD do caso 3 (além do capital de terceiros que já possuía).

46. Resta evidente, portanto, que a presença de ATD eleva substancialmente o risco da concessionária, e que este risco adicional não está sendo compensado e acaba por gerar um incentivo pela troca de ativos que poderiam ter sua vida útil estendida. No exemplo acima, a taxa de remuneração do capital próprio (e, por conseguinte do WACC) da concessionária grande é a mesma, tenha ela ATD ou não (casos 2 e 3, respectivamente).

47. Essa situação de risco sem remuneração apropriada poderá induzir o investidor a substituir, tão logo seja possível, os ATD por ativos novos. Esta substituição tende a não ser a alternativa ótima para os consumidores de energia elétrica e para a sociedade como um todo.

48. 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 estes últimos poderiam ser alocados de forma mais eficiente.

49. Por outro lado, se for adicionada uma remuneração para os ATD que retire o incentivo à sua substituição antecipada, 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 melhoria da qualidade indistinta entre ativos novos ou totalmente depreciados.

50. Cabe aqui um adendo importante. Ativos que ainda não foram totalmente depreciados são, evidentemente, ativos parcialmente depreciados. A sua parte não depreciada compõe a Base de Remuneração Líquida (BRL), sobre a qual se aplica o WACC, enquanto sua parte já depreciada entra apenas na Base de Remuneração Bruta (BRB) (de maneira simplificada, a BRB é igual à BRL mais a depreciação dos ativos não totalmente depreciados).

51. Em média, os ativos não totalmente depreciados estão, aproximadamente, 50% depreciados. Como o WACC se aplica somente à BRL, surge a seguinte pergunta: A parte depreciada dos ativos não totalmente depreciados, que também gera risco, está tendo sua remuneração negligenciada? A resposta é não. Quando os dados do CAPM internacional são usados para determinar o WACC, o que está sendo calculado é a remuneração que os investidores exigem para comprar ações de concessionárias que têm ativos parcialmente depreciados.

52. Os investidores só investem nesses ativos, comprando ações ou títulos de dívidas, se o seu retorno (o WACC) compensa todo o risco do negócio. Portanto, o WACC está implicitamente

remunerando também o risco trazido pela existência de ativos parcialmente depreciados. **O que não está no WACC é a remuneração pela presença de ativos totalmente depreciados.**

53. Diante do exposto, é sugerido a seguir forma de cálculo do risco e da remuneração relativos aos ativos totalmente depreciados.

Proposta de forma de cálculo do risco relativo ao ATD

54. As propostas de solução para o problema do risco trazido pelos ATD têm duas raízes. A raiz de finanças afirma que o investidor deve ser compensado pelo risco gerado pelos ativos. A raiz econômica diz que o investidor deve ser compensado pelo seu custo de oportunidade de forma a evitar que ele retire seu investimento ou substitua o ativo não remunerado por ativo remunerado.

55. Traduzida para o caso em tela, a abordagem do custo de oportunidade diz que o investidor em concessionária com ATD deve receber uma remuneração adicional que o deixe indiferente entre substituir ou não os ATD por ativos novos. Isto certamente melhorará sua situação vis-à-vis a situação atual em que o investidor gerencia os ATD, mas não recebe qualquer remuneração por esta atividade (apenas recebe pela atividade de gerenciar a base de remuneração regulatória).

56. Não existe literatura doméstica ou internacional que trate da remuneração de ATD. Ao que tudo indica, esses tipos de ativos não existem de maneira relevante em empreendimentos em países desenvolvidos e mesmo na maioria dos países emergentes. É preciso, portanto, desenvolver uma metodologia nova, o que demanda inicialmente duas adaptações dos valores dos ATD.

57. A primeira adaptação é resultado da constatação de que ATD traz risco, mas não da mesma forma que ativos remunerados. Em particular, ATD não gera aumento na receita para depreciação nem remuneração de capital. É preciso, portanto, identificar o “capital remunerado equivalente” aos ATD, o que não é um exercício trivial. No caso dos ATD, esse capital remunerado equivalente será chamado de ATD equivalente.

58. O risco que um investidor incorre é o risco sobre seu lucro, isto é, o risco da diferença entre receita e custo.

59. Uma simplificação razoável, que será utilizada no restante dessa análise, é a de que tanto o O&M quanto a depreciação e a remuneração do capital são proporcionais ao ativo remunerado. Adicionalmente, o impacto sobre O&M por um real a mais de ativo será considerado o mesmo, independentemente do tipo de ativo (OE, AT, BRL, BRB-BRL).

60. Seja λ a proporção de ATD do restante do ativo imobilizado em serviço (AIS) ($\lambda = ATD / (AIS - ATD)$). A presença de ATD aumenta então a Parcela B em λ O&M. O objetivo é encontrar o aumento em ativo remunerado com meia vida útil contábil que traga o mesmo

risco que os ATD. Seja este valor M , e seja θ a razão entre M e $AIS-ATD$, ($\theta = M/(AIS - ATD)$). Sob a hipótese de proporcionalidade, este valor M acarretará um aumento na parcela B igual a $\theta(O\&M + Deprec + Remun Cap)$. Se não há risco de custo, o aumento do risco é proveniente apenas do impacto sobre a parcela B. O valor de M pode então ser facilmente calculado:

$$M = ATD \times \frac{O\&M}{O\&M + Deprec + Remun Ativ}$$

61. É importante mencionar que a expressão para determinação do capital remunerado equivalente apresentada acima é a que dá o menor valor para o capital equivalente entre todas as hipóteses alternativas sobre a distribuição de probabilidade da diferença entre receita e custo, desde que a razão entre os desvios padrões do custo e da receita não seja menor que 1 (dados do setor indicam que esta razão é significativamente maior que 1). Portanto, é possível interpretar a expressão acima como o menor valor para o “capital remunerado equivalente”, ou seja, a que dará a menor remuneração para os ATD.

62. A segunda adaptação está associada à questão da depreciação de ativos. Não é necessário nem desejável renumerar o ATD equivalente integralmente, pois, em um estado estacionário para o setor de distribuição de eletricidade, espera-se que os ativos de uma concessionária estejam, em média, na metade do seu período de depreciação. Aplicando esse raciocínio ao ATD equivalente, conclui-se que apenas 50% do valor do ATD equivalente deve ser remunerado.

63. Para entender melhor a necessidade de fazer esse ajuste, compare o caso em que uma concessionária simplesmente adquire ativos novos com aquele em que ela substitui ATD equivalente por ativos novos. No primeiro caso, a sua base de remuneração aumentará no mesmo valor dos ativos novos, e ela fará jus no primeiro ano após a aquisição a uma remuneração adicional igual ao custo de capital vezes o valor integral dos ativos novos.

64. No segundo ano, parte dos ativos novos terá sido depreciada, de forma que sua remuneração naquele ano será igual ao valor não depreciado daqueles ativos vezes o custo de capital. O mesmo tipo de raciocínio se aplica aos anos subsequentes, até que, no último ano de vida útil daqueles ativos, a remuneração será calculada como o custo de capital vezes o seu valor residual.

65. Considere agora a remuneração que faria com que a concessionária mantivesse o ATD equivalente. Se a concessionária recebesse esse mesmo valor a cada ano, não seria levada em consideração a depreciação que o ativo substituído sofre ao longo do tempo. É preciso, portanto, fazer um ajuste que reflita o fato de que há essa depreciação. A hipótese utilizada para o ajuste é que uma remuneração constante sobre 50% do ATD equivalente corresponde a remunerações variáveis ao longo do tempo em que o valor do ativo substituído é reduzido de período a período pelo valor da depreciação, o que faz sentido em um estado estacionário.

Proposta de forma de cálculo da remuneração do ATD

66. Nesse contexto, para calcular a remuneração dos ATD de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, pode-se utilizar o modelo descrito a seguir. O modelo tem uma lógica bastante simples: a remuneração do capital próprio é feita aplicando o CAPM próprio. Esta taxa de retorno r_p pode ser decomposta em duas partes:

$$r_p = r_f + r^r_p$$

Onde r_f , a taxa de risco, é o prêmio de liquidez que o investidor deve receber para uma aplicação livre de risco, e r^r_p é o prêmio de risco que o investidor deve receber por investir seu capital em uma atividade com risco. Este prêmio de risco, multiplicado pelo montante de capital dada pela estrutura de capital ótimo brasileira que contém entre seus ativos em serviço uma quantidade grande de ATD.

67. Todavia, essa taxa de retorno, baseada no CAPM internacional, é a compensação adequada para empreendimentos nos EUA, que não têm ATD com participação relevante nos ativos em serviço. Mas os ATD trazem considerável risco ao empreendimento. Conforme mostrado anteriormente, o risco trazido pelos ATD é equivalente ao risco trazido por um capital remunerado equivalente, chamado de ATD equivalente. Ainda, conforme discutido anteriormente, apenas 50% do valor do ATD equivalente são considerados, que será chamado de ATD líquido daqui em diante.

68. Se a concessionária tivesse o ATD equivalente como ativo não totalmente depreciado (com o ATD líquido fazendo parte da BRL), o investidor estaria sujeito ao mesmo risco que está sujeito ao ter em seus ativos em serviço o ATD existente. Pelo princípio de finanças de que ativos com mesmo risco devem ter a mesma compensação, o investidor com o ATD entre seus ativos em serviço deve receber a mesma compensação que receberia se tivesse o ATD líquido em sua BRL. Esta compensação é a taxa de retorno do capital próprio r_p .

69. Todavia, como não está trazendo efetivamente capital próprio nem de terceiros, não necessita ser recompensado pelo custo de oportunidade de trazer o capital próprio (a taxa livre de risco). Portanto requer ser remunerado apenas pelo prêmio de risco vezes o montante de capital próprio no ATD líquido. Sendo γ a fração do capital próprio no capital total da empresa, conforme a estrutura de capital ótima definida pela ANEEL, a remuneração que o investidor deve receber pela presença do ATD é:

$$\text{Remuneração} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times \gamma \times \text{ATD líquido}$$

70. A fórmula acima pode ser expressa em termos de ATD da seguinte forma:

$$\text{Remuneração} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times 0,5\gamma \times \frac{O\&M}{O\&M + \text{Deprec.} + \text{Remun. do Capital}} \times \text{ATD}$$

71. O mais conveniente da expressão acima é que todos os seus parâmetros são obtidos diretamente dos dados das distribuidoras e das taxas de remuneração estabelecidas pelo WACC calculado pela ANEEL.

72. Contribuição: Do exposto sugere-se que a diretriz ora em discussão contemple a determinação que os ativos totalmente depreciados das distribuidoras sejam remunerados em decorrência dos riscos envolvidos, para tanto nesta contribuição foi sugerida uma fórmula para cálculo dessa remuneração.

73. A adoção desse 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 dos atendimentos como para a modernização do segmento.

*“4.3.0.6. Outra diretriz diz respeito à autorização para o concessionário oferecer **novos serviços** aos consumidores, **por sua conta e risco**, que favoreçam a modicidade tarifária, de forma a estimular a atuação das concessionárias.*

*4.3.0.7. Tendo em vista que cabe à ANEEL avançar no tratamento regulatório desse assunto, a diretriz do **Poder Concedente** iria no sentido de **permitir a oferta**, por parte das distribuidoras, de serviços acessórios, **podendo a ANEEL autorizar maiores ou menores repasses a depender do grau de competição a que o serviço esteja sujeito e do nível de atendimento da concessionária às metas de qualidade do serviço, ou outro critério que lhe convenha.**”*

74. Contribuição: Este é um aspecto relevante que foi trazido à discussão na NT nº 14/2023 e que deve ser fomentado. No entanto, deve-se atentar para o melhor equilíbrio possível entre o nível de incentivo e o nível repasse reconhecido, de modo que esses novos serviços não sejam desincentivados. Assim, sugere-se instituir como premissa manter um nível de incentivo adequado.

75. Adicionalmente, para manter o nível de incentivo de forma mais clara e explícita, sugere-se que o valor sob o qual deve-se aplicar o compartilhamento deve ser obtido a partir do resultado líquido da atividade, sendo descontados todos os tributos e despesas associadas, pois da forma simplificada com que é feito atualmente algumas atividades podem estar gerando prejuízo operacional, o que desestimula a atividade.

*“4.3.0.8. Em relação às cláusulas econômicas, propõem-se quatro abordagens. A **primeira** diz respeito à ocorrência de **modernização dos serviços compatível com a prestação adequada do serviço de distribuição**. Com isso, procura-se deixar claro que são admitidas inovações na medida em que não causem prejuízo na prestação do serviço adequado.”*



76. **Contribuições:** Entende-se como prudente a busca pela modernização com foco na prestação de serviço adequado, devendo a modernização ser sempre cotejada com algum benefício para o consumidor ou para o sistema, como melhoria no atendimento ou redução de custos.

*“4.3.0.9. A **segunda** se refere a flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Como exemplo, cita-se situação hipotética em que, no futuro, determinados serviços prestados sob monopólio passem a ser prestados por outros agentes em um ambiente concorrencial.*

77. **Contribuição:** aqui, deve-se observar não só o equilíbrio do contrato, mas de cada serviço individualmente, de forma a evitar subsídios cruzados entre os diferentes serviços, o que pode inviabilizar a transferência para outros agentes de forma equilibrada.

78. No entanto, entende-se que esse tipo de mudança não deve ser objeto de alteração no âmbito do processo de prorrogação dos contratos de concessão de distribuição, mas que se dê de forma ampla para as demais concessionárias no curso da regulação setorial.

*4.3.0.10. A **terceira** permite a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem executados por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o consumidor com a ampliação da concorrência no setor elétrico. Vislumbra-se, nesse caso, os mesmos objetivos presentes na segunda cláusula.*

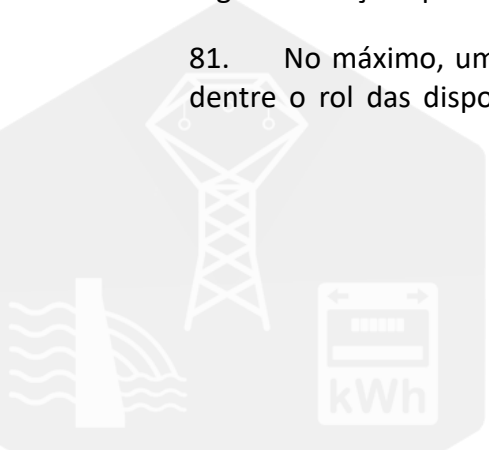
*4.3.0.11. A **quarta** cláusula econômica se refere a utilização do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como indexador para os reajustes tarifários anuais, a fim de trazer isonomia e uniformidade entre as concessões.”*

79. **Contribuição:** Essas abordagens não trazem maiores novidades e já vêm sendo implementados nos novos contratos e discutidas em outros fóruns.

*“4.3.0.12. Será prevista, também, cláusula de sustentabilidade econômico-financeira, que considere a possibilidade de aporte de capital dos acionistas, [...]. Isso pode ocorrer, inclusive, **para casos em que haja concessões com indicadores adequados e não adequados sob a tutela do mesmo acionista.** Como já comentado, o Setor Elétrico deverá passar por significativas transformações [...].*

80. **Contribuição:** o tema já é regulamentado pela ANEEL, por meio da REN 948/2021, e neste sentido não há necessidade de cláusulas específicas adicionais que geram “dupla regulamentação” para o mesmo tema.

81. No máximo, uma diretriz para que aporte de capital seja uma das possíveis soluções dentre o rol das disponíveis. Além disso, introduzir condições especiais para a questão do



controle de dois ou mais ativos pelo mesmo acionista viola o princípio da independência e da individualidade das concessões, razão pela qual deve ser evitado.

*4.3.0.13. Como já comentado, o Setor Elétrico deverá passar por significativas transformações nas próximas décadas. **Trata-se de um contexto que demandará regulação flexível**[...] Nesse sentido, entende-se oportuna a inclusão, nos contratos de concessão, de seção dedicada a alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusulas subsidiárias para a solução de conflitos.”*

82. Contribuição: Dada a sua relevância, o item que trata da matriz de risco será abordado de forma individualizada mais à frente.

“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.”

83. Contribuição: Atualmente, a ANEEL já estabelece o acompanhamento de indicadores técnicos (DEC e FEC) e econômico-financeiro, que já abrangem um espectro relevante relacionado à prestação de serviço adequado.

84. É muito difícil supor que concessões que atendem aos indicadores de continuidade 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 uma boa prestação de serviço.

85. Nesse contexto, incluir outros indicadores aumenta o risco potencial de abertura de um processo de caducidade, que são complexos e dolorosos, **sem necessariamente garantir os benefícios que poderiam emergir**.

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

87. 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 reiterando o fato de o segmento de distribuição de energia elétrica ser fortemente regulado.

88. Neste sentido vislumbra-se que trazer mais indicadores para nortear a aplicação de pena capital (caducidade) pode resultar em excesso de situações gatilho que irão sobrecarregar tanto concessionários, quanto o próprio regulador. Os indicadores atuais já se mostram adequados, a exemplo os processos que licitação (CEEE-D e CEB) ou troca de controle que foram

deflagrados a partir da observação de indicadores de qualidade e sustentabilidade econômica em níveis inadequados.

89. Deste modo, em nossa visão, não há necessidade de indicadores adicionais, e, em verdade, não há necessidade também de regras específicas no contrato, visto que a ANEEL já regulamenta o tema por meio da REN 948/2021, norma esta aplicável a todas as distribuidoras.

*“4.3.0.16. Propõe-se a inclusão de diretriz que diz respeito à possibilidade de **transferência do controle como alternativa à extinção de outorga**, como previsto no art. 4º-C da Lei 9.074, de 1995. Essa alternativa busca evitar que uma distribuidora que não tenha atendido aos critérios para prorrogação tenha que continuar a prestação do serviço até o término do contrato, mas sem incentivo à melhoria da qualidade, inclusive com dificuldades para captação de recursos, ou seja, existiria a possibilidade de a prestação do serviço piorar ainda mais até a conclusão da licitação. Além disso, considerando que a transferência de controle já está estabelecida por lei, ao permitir que o novo participante possa escolher prorrogar, desde que atenda aos critérios mínimos, previne-se o risco de ocorrerem duas transições em um intervalo curto de tempo.”*

90. Contribuição: Manter a previsão de transferência de controle como alternativa à extinção da concessão atende ao interesse público, na medida em que dá celeridade ao processo de retomada das concessões com problemas de qualidade e/ou econômico-financeiros e deve continuar sendo prevista como solução menos traumática e de menor custo para todos os envolvidos. Algumas trocas de controle foram viabilizadas com base nesse instituto, o que evitou descontinuidade da prestação do serviço e maiores prejuízos aos consumidores.

*“4.3.0.17. Por fim, 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 incorporará as novas diretrizes e as eventuais contrapartidas sociais a serem efetuadas a partir de sua assinatura, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do seu termo final.”*

91. Contribuição: Importante a clareza dada para a possibilidade do instituto da antecipação da prorrogação da concessão, vinculando às novas diretrizes e as eventuais contrapartidas sociais. Essa possibilidade, diante de condições vantajosas para ambas as partes, viabiliza a maior adesão por parte das demais concessionárias, o que permite uma maior cobertura de atendimento às contrapartidas sociais e uniformiza as diretrizes consignadas em contrato para as concessionárias, o que torna a regulação mais efetiva dada uma maior unidade nas diretrizes a serem seguidas pelas concessionárias.

3.3.2 Alienação de Controle Societário

*“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.*

92. Contribuição: Vê-se essa proposta com muita preocupação e reserva, uma vez que interfere de forma direta no direito potestativo que os acionistas possuem de alienar o seu controle societário, conferindo claramente uma afronta à liberdade de gestão por parte daqueles que detém o controle das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

93. Logicamente, as alienações devem ser analisadas pelo Regulador para que sejam avaliadas as credenciais e qualificações do pretense adquirente e que seja avaliado um plano que confira sustentabilidade à concessão, mas estabelecer óbices às transferências com previsões de dispêndios vão de encontro à busca por uma solução mais célere possível para as concessões alvo de transferência. Ou seja, uma solução ótima para a sociedade pode ser postergada pela existência de um mecanismo como o proposto, mesmo em situações em que a troca do controle venha a ser recomendada pelo Regulador.

94. Em que pese a intenção do Poder Concedente em manter apenas os concessionários que tenham o efetivo interesse em manter a concessão façam o pedido de prorrogação, nada impede que haja intenção, a priori, de manter o controle, mas que o interesse se altere no decorrer do tempo ou até mesmo por necessidade se decida alienar o controle. Esse tipo de mudança de estratégia e de direcionamento no rumo dos negócios é bastante comum, devendo esse direito ser resguardado. E lembrando que em determinadas situações a transferência do controle societário é do interesse público, como foi nos casos da CEB, CEEE e antigo Grupo Rede.

95. Nesse esteio, sugerir que toda troca de controle feita após o pedido de prorrogação foi premeditada sugere reducionismo e afronta ao princípio da boa-fé objetiva, que deve pautar todas as relações de longo prazo como as previstas em concessões de distribuição de energia elétrica.

96. Destaca-se que é legítimo que se busquem outras fontes de recursos para fomentar as contrapartidas sociais almejadas, no entanto essas fontes de recursos não podem malferir alguns princípios caros aos negócios privados, como a liberdade de gestão dos acionistas para alienar o controle societário quando for conveniente ou necessário.

97. Assim, propor que uma parcela da alienação das concessionárias que pediram a prorrogação seja revertida em benefícios sociais avilta a liberdade dos acionistas controladores de alienarem o controle da concessão e é contrário a busca por uma solução mais célere e que

atenda ao interesse público, no caso a retomada da sustentabilidade da concessão. Nesse sentido, sugere-se a retirada dessa proposição.

3.3.3 Cláusula para indenização de ativos não amortizados

“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.[...]”

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.”

98. Contribuição: 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. Além disso, deve constar explicitamente que em caso de insucesso, de qualquer tipo, a obrigação final de indenização recai sobre a união.

99. Outro ponto é que além dos ativos elétricos, deve ser previsto o tratamento para a indenização de ativos em serviços, mas ainda não incorporados à Base de Remuneração, ativos em curso e ativos não elétricos, visto que, no caso desses últimos, pode ser interessante a transferência deles para o novo concessionário. Também para o volume de contas a receber, valores pertencentes ao atual concessionário (que prestou o serviço), mas ainda não arrecadados. Considerando que o novo concessionário é quem irá receber tais valores, mesmo sem a contrapartida do serviço prestado, caberá a este indenizar o concessionário anterior.

3.4 ALTERNATIVAS PARA AS CONCESSÕES VINCENDAS

“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, [...].

100. **Contribuição:** A proposta apresenta flexibilidades, mediante oportunidade para as concessionárias que estão cumprindo as metas regulatórias. Abre alternativa para as concessionárias que não estão atendendo as metas, desde que haja mudança de controle e o novo controlador comprove capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição. E se não se enquadrar nessas duas opções a alternativa será licitar. Entende-se que essa posição é a que melhor atende o interesse público, no sentido que busca a substituição mais célere de um operador que não está atendendo aos requisitos regulatórios.

101. Assim, amparada no interesse público e na melhoria da qualidade, a troca de controle societário deve ser sempre uma alternativa para evitar a deterioração do serviço de distribuição. Caso necessário, deve-se estipular um período para o novo concessionário apresentar melhorias na qualidade, desde que fundamentado por um plano de resultados com ações e melhorias concretas e que haja o acompanhamento do Regulador.

3.5 CONDICIONANTES PARA PRORROGAÇÃO DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO

3.5.1 Critérios Mínimos

102. São dois. O primeiro critério corresponde à da qualidade do fornecimento com base em indicadores de frequência e a 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**).

103. 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.”

104. **Contribuições:** 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”, o que merece esclarecimento.

105. É relevante destacar que o não cumprimento dos *covenants* regulatórios em um curto período não implica na perda de capacidade econômica e financeira para fornecer um serviço de qualidade e segurança adequada.

106. Alguns exemplos que ilustram essa situação estão relacionados às providências complementares e concessionárias que passam por um processo de transformação em relação ao sistema elétrico, incluindo expansão, melhoria, renovação e substituição.

107. Esses desafios temporários enfrentados durante esta fase de transição não devem ser subestimados. No entanto, é importante reconhecer que tais investimentos visam fortalecer e modernizar as operações, preparando-as para fornecer serviços aprimorados e atender às demandas futuras com ainda mais eficiência e confiabilidade.

108. Inicialmente, um cenário com elevado volume investimentos implica em um significativo aumento no aporte de capital e no endividamento das empresas no curto prazo. Esse contexto pode ser motivado por diversas razões associadas as demandas da concessão, como a necessidade de expansão do sistema, o desenvolvimento de novas tecnologias ou a melhoria da qualidade. No caso de concessionárias em transformação, como empresas recém-privatizadas, por exemplo, esse volume inicial elevado faz parte do processo subsequente ao takeover, buscando recuperação na defasagem de investimentos do período anterior e promovendo adequação de possíveis requisitos regulatórios.

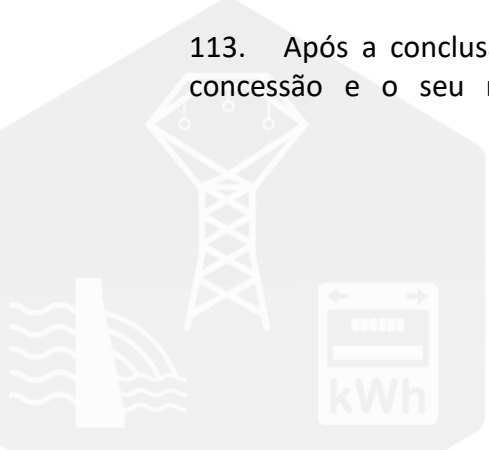
109. Nesse sentido, o maior endividamento circunstancial consiste em uma forma para atender as demandas da concessão no curto prazo, com a perspectiva de que os retornos financeiros sejam capturados no futuro.

110. Nesse contexto, após a realização dos investimentos, o seu reconhecimento na base de remuneração da concessionária se dá na próxima revisão tarifária, de acordo com o modelo regulatório vigente.

111. Na mesma esteira, há também uma defasagem entre o reconhecimento da remuneração do capital e da quota de reintegração regulatória associada aos investimentos realizados e à dívida contraída para estes investimentos.

112. Essa defasagem pode representar um desafio temporário para as empresas, mas que é plenamente administrável para uma concessionária com gestão financeira diligente, uma vez que há plena convicção que haverá aumento no fluxo de caixa em um momento subsequente.

113. Após a conclusão de todo o volume de investimento da fase de transformação da concessão e o seu reconhecimento na Base de Remuneração Regulatória, os novos



investimentos entram em um cenário de estabilidade, e a receita da concessionária continua a crescer de forma mais compatível com o fluxo de caixa da concessionária.

114. Nesse momento, observa-se o cumprimento dos indicadores de sustentabilidade com relativa folga, indicando que os esforços empreendidos estão gerando resultados positivos para a concessão.

115. Assim, mais importante do que a situação econômico-financeira corrente da concessionária são as suas perspectivas futuras, diante de um contexto que melhorará a sua geração de caixa.

116. Assim, para casos de concessionárias que apresentam elevado volume de investimentos, é preciso que seja feita uma análise mais detalhada por meio de um fluxo de caixa *forward looking*, pois a mera análise circunstancial de indicadores pode trazer uma certa miopia para essas situações específicas.

117. Para os casos de elevado volume de investimentos concentrados em um curto espaço de tempo é mais adequado que seja analisada a condição de liquidez (capacidade de honrar os compromissos financeiros) do que a utilização exclusiva do indicador proposto.

118. Outro ponto de destaque é que a adoção do indicador visa evitar que a deterioração econômico-financeira leve à redução na capacidade de investimentos e que resulte na prestação de um serviço inadequado.

119. O caso apresentado é o oposto, pois o aumento circunstancial do endividamento (ancorado em uma melhora subsequente do EBITDA) visa majoritariamente a melhoria da qualidade do serviço.

120. Nesse contexto, não é que os *covenants* propostos não tenham qualquer utilidade, mas que a sua utilização de forma indistinta como um critério de julgamento pode trazer iniquidades e trazer incentivos diversos do pretendido, que é a melhoria da prestação do serviço.

121. Assim, a utilização dos *covenants* podem servir de ferramenta de monitoramento das concessões e que eventuais descumprimentos devam acionar um gatilho para apresentação de um Plano de Resultados que demonstre a sustentabilidade da concessão dentro de um prazo estipulado, por exemplo de cinco anos.

122. Dentro desse contexto, não faz sentido penalizar uma distribuidora que se encontra nas situações apresentadas. Não obstante que o uso de ferramentas dessa natureza seja comum no mercado financeiro e de capitais, mas usados de forma complementar na análise ou servirem de alertas para a necessidade de uma análise mais aprofundada da situação de cada empresa.



123. Além disso, considerando a referência da Nota Técnica à Resolução Normativa nº 948/2021 da ANEEL, é relevante apresentar nossas considerações, visto que as distribuidoras associadas à ABRADDEE possuem pedido de reconsideração sobre aplicação da Resolução.

124. É importante ressaltar que, no que diz respeito à qualidade, principal objetivo da REN nº 948/2021, não há grandes controvérsias na Agência, evidenciando que essa norma tem desempenhado adequadamente seu papel.

125. Contudo, as discussões e questionamentos em torno dos indicadores econômicos e financeiros indicam que a experiência com esses indicadores tem sido problemática e que podem trazer uma visão inadequada da condição da concessão.

“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.”

126. Contribuições: 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, haja vista que tal expediente de realização de planos de recuperação deve ser utilizado para garantia da prorrogação com o compromisso do concessionário de atender as metas pactuadas para o DEC e FEC globais e para os *covenants* econômico-financeiros.

3.5.2 Investigação acerca de eventual excedente econômico

127. Na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE o MME explicita que será investigada a existência de excedente econômico que possa ser transferido aos consumidores, em decorrência do processo de prorrogação das concessões. O MME destaca ainda que essa investigação será realizada a partir da comparação entre os retornos aos acionistas estimados pela regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos.

Contribuições:

Comparativo das prorrogações de 2015 e 2023

128. A proposta do MME visa apurar o *benchmarking* do 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 em Reais desse indicador seria transferido conforme procedimento estabelecido no tópico “*Contrapartidas sociais em eficiência energética*”.

129. 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)

130. 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.

1. 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)*

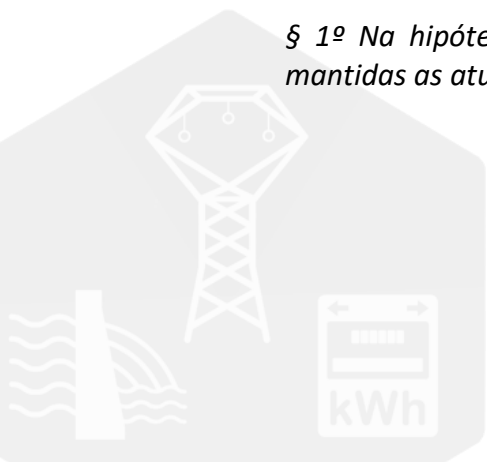
*§ 1º **Vencido o prazo** mencionado no contrato ou ato de outorga, **o serviço poderá ser prestado por órgão ou entidade do poder concedente, ou delegado a terceiros, mediante novo contrato.** (Redação dada pela Lei nº 11.445, de 2007). (Vigência) (Vide ADIN 4058)”*

131. 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.

2. 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.”*

132. 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 dos contratos de concessão das estatais. A redação está reproduzida a seguir.

3. 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”.*

133. 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.*

134. Portanto, essas empresas, dentre as quais estão as estatais e as de pequeno porte, tiveram seu contrato 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 Jaguari, 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).

135. Logo, como mostrado, as empresas de controle do estado e as distribuidoras privadas de pequeno porte tiveram duas prorrogações previstas, em 1995 e em 2012.

136. Assim, em 1995, esse grupo de empresas teve sua concessão renovada por 20 anos e, em 2015 foi dada, para os mesmos controladores, a possibilidade de exploração da concessão por mais 30 anos. De forma resumida, as principais exigências adicionais dadas no escopo da segunda prorrogação foram: (i) cláusulas de eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias; e (ii) critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira, os quais também foram propostos pelo MME na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE.

Portanto, não houve na primeira nem na segunda renovação a cobrança de qualquer excedente econômico para este grupo de concessionárias.

Empresas de Controle Privado (Distribuidoras de Grande Porte)

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

1. 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;

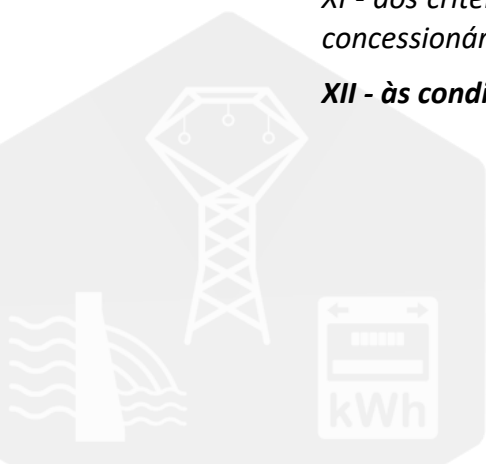
VIII - às penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;

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.”

138. 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.

139. Assim, por intermédio da mesma Lei, essas distribuidoras foram licitadas a partir de 1995, sendo a primeira delas a Escelsa, 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 possuem a cláusula de que prevê a prorrogação do prazo da concessão. Contudo, dado o processo licitatório, a aquisição destas concessionárias a partir de 1995 foi realizada com a contrapartida financeira mediante aquisição do controle societário.

140. Nesse contexto, a tabela a seguir elenca as concessionárias que foram privatizadas entre 1995 e 2000, apresentando o valor total arrecadado em cada um desses processos, os vencedores e os atuais controladores.

Resumo das privatizações das distribuidoras brasileiras ocorridas entre 1995 e 2000

Distribuidora	Data priv.	Receita de Venda (US\$ milhões)	Dívida Transferida (US\$ milhões)	Valor Total (US\$ milhões)	Vencedor	Troca de Controle	Atual Controlador
Escelsa atual EDP ES	jul/95	519	2	521	Iven S.A e GTD Participações	Sim	EDP
Light	mai/96	2.509	586	3.094	Electricité de France (EdF), Houston Industries Energy, AES Coral Reef Inc, BNDESPAR, CSN e outros	Sim	Full corporation
Coelba atual Neoenergia Coelba	jul/97	1.598	213	1.811	Iberdrola	Não	Iberdrola
CERJ atual Enel RJ	nov/96	587	364	951	Empresa Electrica de Panamá, Sociedad Panamena de Eletricidad, EDP e Endesa	Sim	Enel
CEEE-N-NE atual RGE Sul	out/97	1.486	149	1.635	VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa), Previ e Community Energy Alternatives	Sim	State Grid
CEEE-CO atual RGE Sul	out/97	1.372	64	1.436	AES	Sim	State Grid

Distribuidora	Data priv.	Receita de Venda (US\$ milhões)	Dívida Transferida (US\$ milhões)	Valor Total (US\$ milhões)	Vencedor	Troca de Controle	Atual Controlador
CPFL Paulista	nov/97	2.731	102	2.833	VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa), Previ e Fundação Cesp	Sim	State Grid
Enersul atual Energisa MS	nov/97	565	218	783	Escelsa	Sim	Energisa
Cemat atual Energisa MT	nov/97	353	461	814	Grupo Rede, Inepar	Sim	Energisa
Cosern atual Neoenergia Cosern	dez/97	606	112	718	Iberdrola, UPTICK Participações S/A	Sim	Iberdrola
Energipe atual Energisa SE	dez/97	520	40	560	Energisa	Não	Energisa
Coelce atual Enel CE	abr/98	868	378	1.246	Cerj	Sim	Enel
Celipa atual Equatorial PA	jul/98	388	116	504	Grupo Rede, Inepar	Sim	Equatorial Energia
Elektro atual Neoenergia Elektro	jul/98	1.273	428	1.701	Enron	Sim	Iberdrola
Bandeirante atuais EDP SP e CPFL Piratininga	set/98	860	375	1.235	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	1.777	1.241	3.018	AES	Sim	Enel
CELB atual Energisa BO	nov/99	45		45	Energisa	Não	Energisa
Celpe atual Neoenergia Celpe	fev/00	1.004	131	1.135	Iberdrola	Não	Iberdrola
Cemar atual Equatorial MA	jun/00	289	158	447	PP&L (Pennsylvania Power and Light Company)	Sim	Equatorial Energia
Saelpa atual Energisa PB	nov/00	185		185	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](#).

141. Observa-se que em todos os processos licitatórios realizados na segunda metade da década de 1990 houve a contrapartida financeira, pela receita de venda e/ou pela transferência da dívida. Deste modo, o cálculo de eventual excedente econômico deveria também levar em consideração o elevado desembolso financeiro efetuado pelos players no processo licitatório, o que não foi identificado.

142. Atualmente, para estas concessionárias, as diretrizes de renovação apresentadas pela Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE do MME propõem a cobrança de um eventual excedente econômico, sendo que, como mostrado na tabela anterior, seus controladores já tiveram a aquisição concedida de maneira onerosa.

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

- (i) o primeiro grupo de concessionárias, em maiorias estatais ou privadas de pequeno porte, tiveram, em 1995, seu contrato de concessão prorrogado por 20 anos e, em 2015, por mais 30 anos. Em ambos os casos essa 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, portanto, com contrapartida financeira. Na sequência, o MME estabeleceu diretrizes para prorrogação dessas concessões exigindo, em sua proposta ainda em discussão, além do cumprimento cláusulas econômico-financeiras e de qualidade, outra contrapartida financeira, dada por eventual excedente econômico.

144. 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 terá tanto a aquisição quanto a renovação de forma onerosa, caso o Ministério mantenha a premissa explorada na NT 14, ainda que esta não tenha fundamentos reais.

Regime regulatório

Regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno) x Regulação por incentivos

Regulação pelo custo do serviço

145. O modelo de regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno), 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.

146. 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.

147. Nesse modelo, as revisões das tarifas são realizadas de forma mais frequente, usualmente anuais². Além disso, caso a taxa de remuneração real seja superior à regulatória,

² DECKER, CHRIS. Characteristics of alternative price control frameworks: An overview. Report for Ofgem, 2009.

essa diferença é repassada aos consumidores. Desta forma, a concessionária receberá apenas a remuneração regulatória³.

148. 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.

149. Contudo, possui duas desvantagens principais, quais sejam:

- (i) Ao realizar revisões das tarifas anualmente, esse modelo de regulação repassa os ganhos operacionais obtidos integralmente aos consumidores. Isso ocorre pois, na prática, a melhoria do desempenho operacional não ocorre de forma imediata. Ao contrário, os resultados de ações de aumento de eficiência, como por exemplo as renegociações contratuais e a redução de custos de pessoal, aparecem apenas no ano subsequente. Ao se realizar a revisão no ano seguinte, os efeitos desta redução já são repassados ao consumidor. Além disso, a empresa recebe apenas a remuneração regulatória.

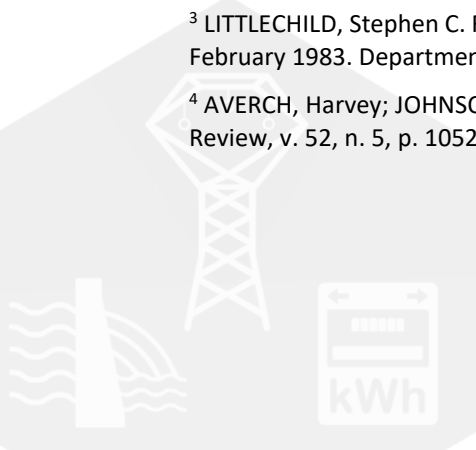
Portanto, na regulação pelo custo do serviço as empresas não possuem incentivo à melhoria na eficiência operacional e à inovação, o que, em última instância, não contribui para a modicidade tarifária.

- (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 substituir trabalho por capital, 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-Johnson⁴.

³ LITTLECHILD, Stephen C. Regulation of British Telecommunications' profitability: report to the Secretary of State, February 1983. Department of Industry, 1983.

⁴ AVERCH, Harvey; JOHNSON, Leland L. Behavior of the firm under regulatory constraint. The American Economic Review, v. 52, n. 5, p. 1052-1069, 1962.



150. 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 incentivos⁵. 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

151. O modelo de regulação por incentivos surgiu em 1983⁶, 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.

152. 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.

153. 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 excedente direcionado para os consumidores.

154. No mesmo sentido, Littlechild destaca que, Alan Walters, conselheiro econômico da Primeira-Ministra à época, se opôs à 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”.

⁵ CAMBINI, Carlo; RONDI, Laura. Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of regulatory economics*, v. 38, n. 1, p. 1-26, 2010.

⁶ LITTLECHILD, Stephen C. Regulation of British Telecommunications' profitability: report to the Secretary of State, February 1983. Department of Industry, 1983.

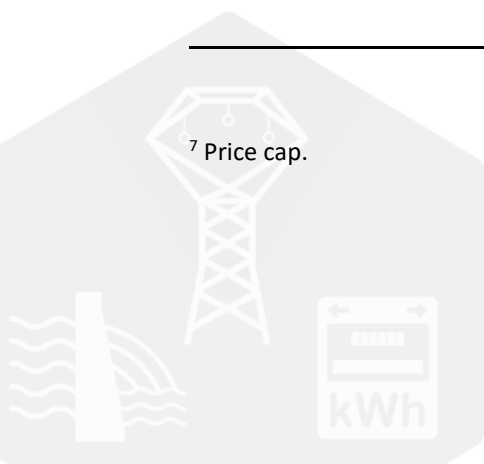
155. Por outro lado, o modelo de regulação por incentivos, proposto por Littlechild neste estudo, era visto como um modelo tarifário mais simples, transparente e que proporcionava maior liberdade na gestão própria das concessionárias ao passo que tem como foco o incentivo à eficiência operacional das concessionárias. Nesse modelo, há a fixação de um preço-teto⁷ (tarifa) para determinada atividade regulada. Essa tarifa é revisada periodicamente com base nos custos da firma regulada e no conjunto de normas definidas a priori pelo Regulador. Entre esses processos revisionais, é ajustada pela inflação subtraída de um fator de produtividade, o Fator X.

156. 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, obtendo-se o excedente da concessionária.

157. Na revisão subsequente, a tarifa é reduzida na medida do excedente anterior da concessionária, fazendo com que, a partir de então e pela modicidade tarifária, os consumidores obtenham seu excedente.

158. 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.

⁷ Price cap.



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.

159. 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.

160. 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.

161. Também foi adotado no Brasil, tanto para o segmento de distribuição como de transmissão de energia elétrica, além do saneamento básico. Em outros países, identificou-se que é o modelo de regulação por incentivos é usado na distribuição de energia elétrica da Romênia, Eslováquia, Áustria e Lituânia. Também é utilizado no setor de saneamento básico no Chile, em Portugal e no Reino Unido.

- **Regime de regulação por incentivos no âmbito da ANEEL**

162. No segmento de distribuição de energia elétrica do Brasil, o modelo de regulação por incentivos é observado em diversos itens relativos ao cálculo tarifário, bem como à qualidade do serviço.

163. Como ressaltado, neste regime 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 5⁸ anos, permite-se que as concessionárias aprimorem seu desempenho na prestação do serviço acima da média setorial, conseguindo, assim, obter um excedente ao longo desse período, o qual, a partir do próximo ciclo tarifário, será deduzido da tarifa, tornando-a mais módica e gerando o excedente do consumidor. Ou seja, nesse modelo de regulação a tarifa de equilíbrio é dada pelos custos eficientes da atividade.

164. Nesse sentido, 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 real 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:** 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

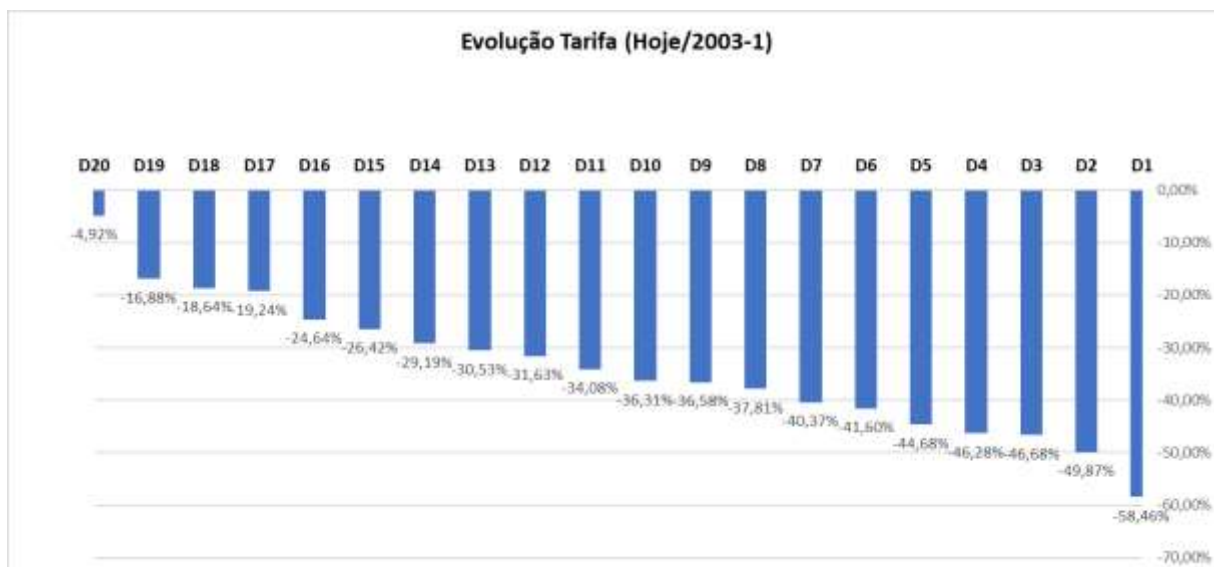
⁸ O prazo de 5 anos é o vigente nos contratos que foram renovados a partir de 2015. Para os contratos em discussão há empresas com prazos de 3 a 5 anos, sendo a maioria com 4 anos.

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:** 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:** a BRR é definida a partir dos investimentos prudentes realizados pela concessionária. Ressalta-se ainda que mais de 40% desta BRR (Componentes Menores e Custos Adicionais) é valorada pelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL, isto é, por um preço regulatório eficiente e não pelo preço da 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 excedente 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, 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 excedente 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 conjunto semelhantes, utilizando-se como a métrica a performance dos 20% melhores.

165. Portanto, observa-se que a tarifa de equilíbrio de todas as distribuidoras é mensurada com base em análises de benchmarking que buscam capturar o valor eficiente necessário para a prestação do serviço de distribuição. O modelo de regulação por incentivos trouxe resultados expressivos para os consumidores em termos de modicidade tarifária, conforme gráfico a seguir.



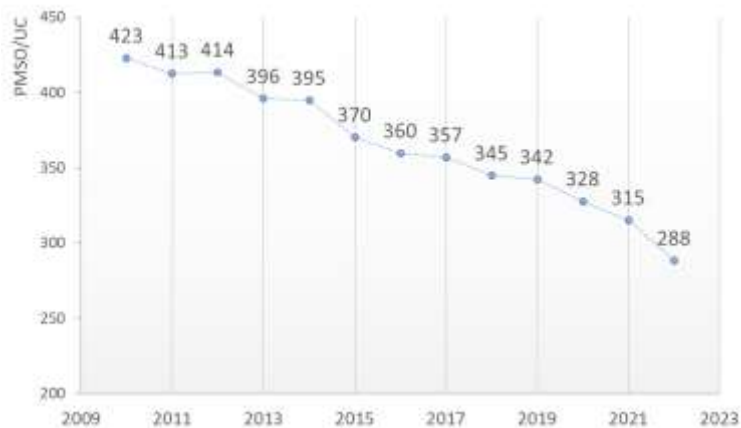


166. Os percentuais referem-se à redução na TUSD Fio B verificada desde 2003 para as distribuidoras cuja prorrogação se discute na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE do MME. Verifica-se que em todos os casos a tarifa média da distribuição apresentou uma queda na janela do modelo de regulação por incentivos, apresentando reduções que variaram de 4,92% até 58,46.

167. O gráfico acima considera a TUSD Fio B completa, ou seja, engloba a remuneração, amortização, receitas irre recuperáveis e custos operacionais eficientes das distribuidoras. Contudo, ressalta—se que, em 2003, as concessões possuíam encontravam contextos distintos, levando à necessidade de volumes muito maiores de investimentos por parte delas, o que afeta a base de ativos e, conseqüentemente, a remuneração e amortização. Desta forma, no intuito de identificar os efeitos da ação das distribuidoras prorrogáveis no que tange ao aumento de eficiência operacional, o gráfico a seguir apresenta a evolução do PMSO/UC.

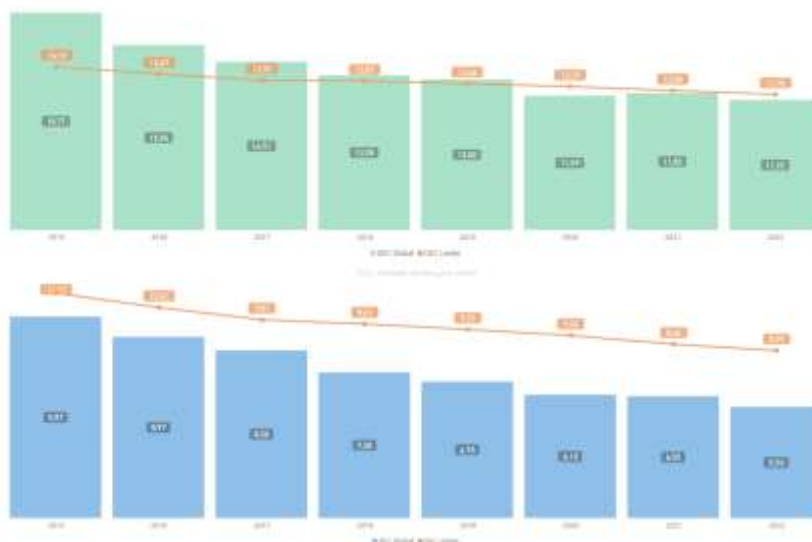


PMSO/UC do Setor de Distribuição – Preços de jan/2023⁹



168. Observa-se que, no período de 2009 a 2023, o PMSO/UC passou de R\$ 423 para R\$ 288, o que representa uma redução de 32% em 14 anos, corroborando os resultados da regulação por incentivos aplicada pela ANEEL.

169. É importante destacar que a redução do Custos Operacionais se deu em conjunto com a melhoria dos Indicadores de Continuidade (DEC e FEC), o que torna evidente, ao mesmo tempo, o ganho de eficiência, a melhoria na prestação do serviço e o alcance e a eficácia dos objetivos da regulação.

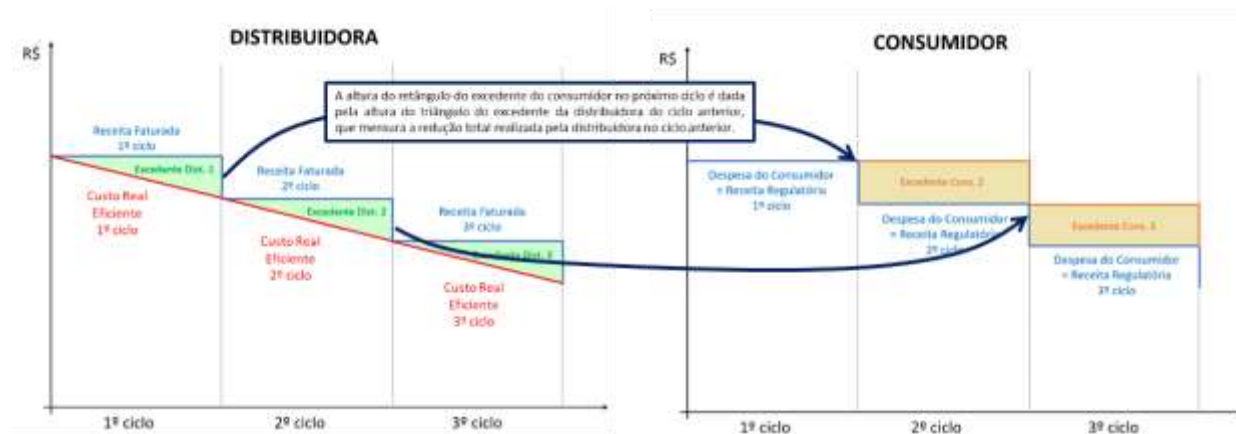


⁹ Considera-se nessa simulação as contas contábeis adotados pela ANEEL nos estudos de benchmarking de custos operacionais.

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

Excedente Econômico

171. 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 5 anos, em média, e será apresentada na figura a seguir.



172. A figura acima mostra o caso de uma distribuidora e sua base de consumidores ao longo de três ciclos tarifários, com um custo real eficiente decrescente ao longo dos ciclos. A análise é realizada com base no custo real eficiente das distribuidoras, o qual é dado pelo custo real praticado pelas empresas, retirando-se as contas que o Regulador entende como custo ineficiente, a exemplo da provisão para litígios ambientais, bem como apurando a eficiência da empresa a partir da análise de benchmarking. Conseqüentemente, trata-se dos custos reais já devidamente expurgados e avaliados pela ANEEL como eficiente. 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.

173. No primeiro ciclo, inicialmente é definida uma tarifa para a distribuidora, a qual remunera a prestação do serviço de forma eficiente e garante 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 Excedente da Distribuidora, o qual será apropriado pela empresa durante o 1º ciclo.

174. 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 Excedente do Consumidor no 2º ciclo (retângulo em laranja).

175. 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 Excedente da Distribuidora no 2º ciclo.

176. A partir do 3º ciclo, a sistemática de alocação de Excedente Econômico para o consumidor e a busca de um novo Excedente por parte da distribuidora se repetirá sucessivamente.

177. Sobre a figura acima, ressalta-se que o formato triangular do excedente 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 Excedente da Distribuidora de uma forma triangular.

178. 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.

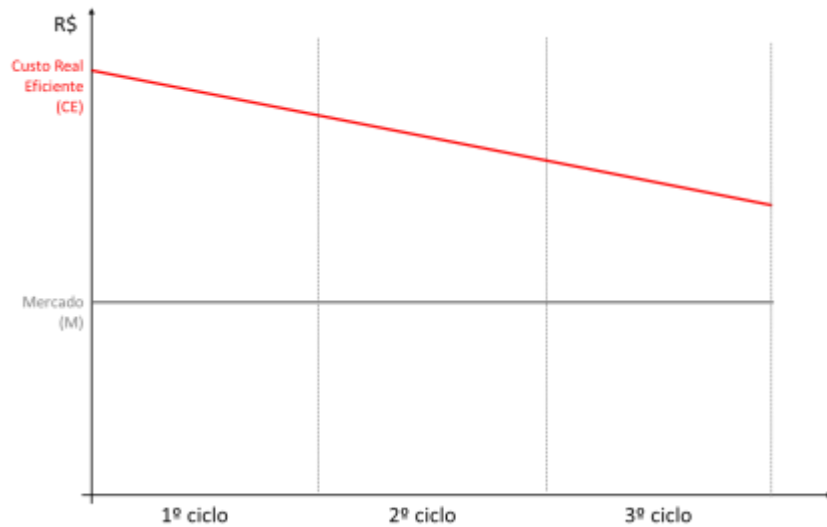
Apuração do excedente econômico da distribuidora e do consumidor

179. Conforme mostrado anteriormente, a regulação por incentivos proporciona benefício tanto para o consumidor quanto para a distribuidora. Esses benefícios são o Excedente da Distribuidora (ED) e o Excedente do Consumidor (EC). Nesta seção, serão apurados ambos os excedentes e, em seguida, analisar-se-á a relação entre eles.

180. Para apurar o montante desses excedentes, considere um caso geral com os seguintes dados de entrada referente ao custo real eficiente performado pela distribuidora e seu mercado:

Dados de entrada (Custo real eficiente e mercado)





em que:

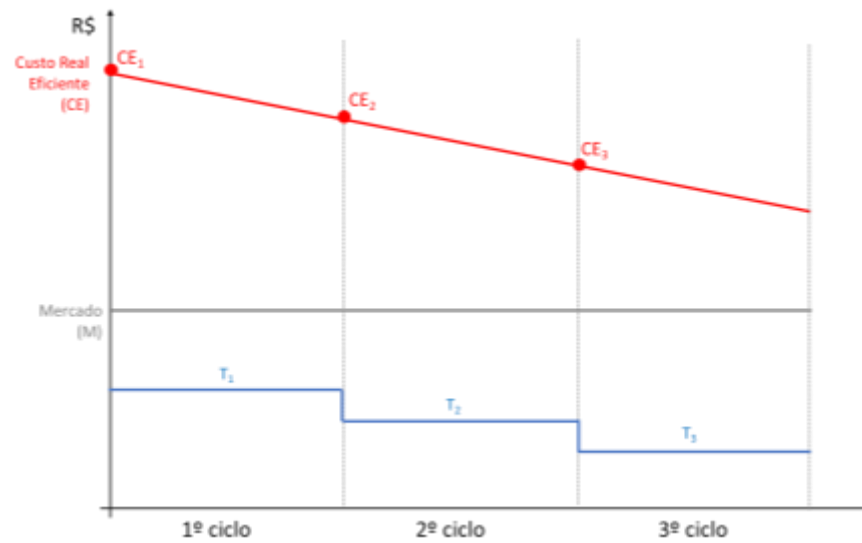
- Custo Real Eficiente (CE): custo real de Parcela B estabelecido por um benchmarking;
- Mercado (M): mercado faturado da distribuidora.

181. Nota-se que o comportamento dos dados de entrada é de uma redução dos custos reais eficientes e o mercado se mantendo constante. Reitera-se que, como o objetivo é apurar os excedentes e identificar a mecânica de alocação entre distribuidora e consumidores, o restante será mantido constante (inflação, Fator X e crescimento de mercado nulos).

182. Com base nesses dados, nas revisões tarifárias serão estabelecidas as tarifas para os respectivos ciclos. Essa tarifa deve recuperar o custo eficiente da distribuidora no momento da revisão (CE_1 , CE_2 e CE_3), e é obtida dividindo-se esse custo pelo mercado observado no momento da RTP (M), conforme gráfico a seguir.



Revisões tarifárias periódicas



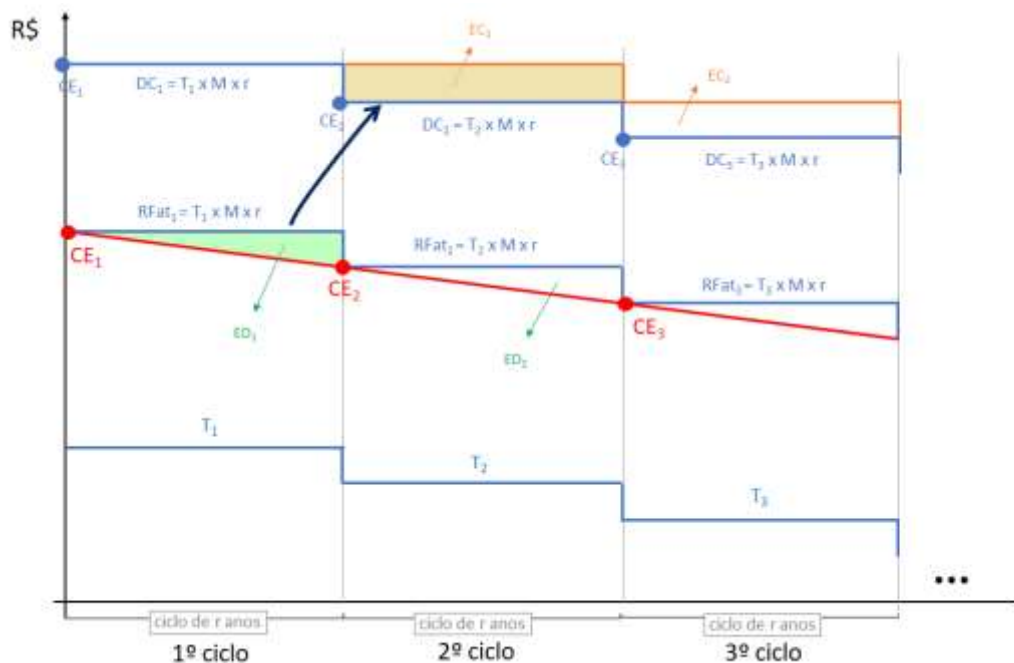
em que:

- T_1 : é a tarifa homologada para o 1º ciclo, dada por $T_1 = CE_1/M$;
- T_2 : é a tarifa homologada para o 2º ciclo, dada por $T_2 = CE_2/M$; e
- T_3 : é a tarifa homologada para o 3º ciclo, dada por $T_3 = CE_3/M$.

Apuração do primeiro excedente econômico da distribuidora e do consumidor (ED_1 e EC_1)

183. Considerando os parâmetros apresentados acima, é possível estabelecer o ED_1 e EC_1 , conforme mostrado no gráfico a seguir.





184. No gráfico acima, tem-se que:

- DC_1 : é a despesa do consumidor ao longo do 1º ciclo, dado pela despesa do primeiro ano, que é o próprio custo real eficiente ($CE_1 = T_1 \times M$), multiplicada pelo número de anos do ciclo (r);
- DC_2 : é a despesa do consumidor ao longo do 2º ciclo, dado pela despesa do primeiro ano, que é o próprio custo real eficiente ($CE_2 = T_2 \times M$), multiplicada pelo número de anos do ciclo (r);
- DC_3 : é a despesa do consumidor ao longo do 3º ciclo, dado pela despesa do primeiro ano, que é o próprio custo real eficiente ($CE_3 = T_3 \times M$), multiplicada pelo número de anos do ciclo (r);
- $RFat_1$: receita que será faturada pela empresa no 1º ciclo, $RFat_1$, dada pela receita faturada do primeiro ano, que é o próprio custo real eficiente ($CE_1 = T_1 \times M$), multiplicada pelo número de anos do ciclo (r). Portanto, $DC_1 = RFat_1$;
- $RFat_2$: receita que será faturada pela empresa no 2º ciclo, $RFat_2$, dada pela receita faturada do primeiro ano, que é o próprio custo real eficiente ($CE_2 = T_2 \times M$), multiplicada pelo número de anos do ciclo (r). Portanto, $DC_2 = RFat_2$; e
- $RFat_3$: receita que será faturada pela empresa no 3º ciclo, $RFat_3$, dada pela receita faturada do primeiro ano, que é o próprio custo real eficiente ($CE_3 = T_3 \times M$), multiplicada pelo número de anos do ciclo (r). Portanto, $DC_3 = RFat_3$.

185. Usando as informações acima, é possível calcular os Excedentes da Distribuidora e do Consumidor para o 1º ciclo tarifário destacados em verde e laranja (ED_1 e EC_1).

$$ED_1 = \frac{RFat_1 \times (CE_1 - CE_2)}{2}$$

$$ED_1 = \frac{T_1 \times M \times r \times (CE_1 - CE_2)}{2}$$

$$ED_1 = \frac{\frac{CE_1}{M} \times M \times r \times (CE_1 - CE_2)}{2}$$

$$ED_1 = \frac{CE_1 \times r \times (CE_1 - CE_2)}{2}$$

186. e, para o consumidor:

$$EC_1 = DC_1 \times (CE_1 - CE_2)$$

$$EC_1 = T_1 \times M \times r \times (CE_1 - CE_2)$$

$$EC_1 = \frac{CE_1}{M} \times M \times r \times (CE_1 - CE_2)$$

$$EC_1 = CE_1 \times r \times (CE_1 - CE_2)$$

187. Portanto, obtém-se que

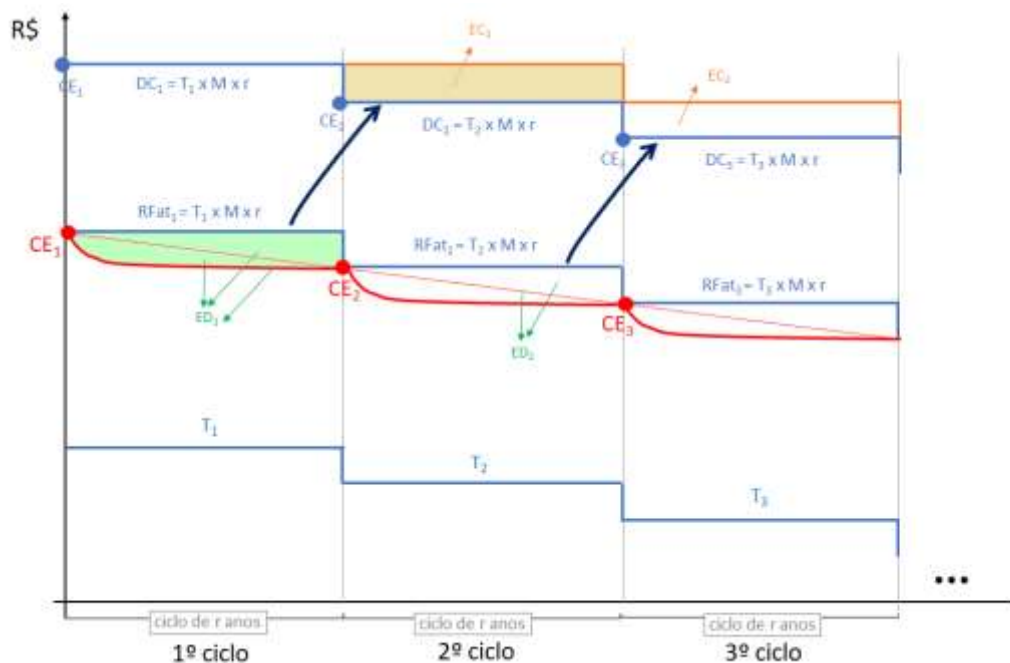
$$EC_1 = 2 \times ED_1$$

188. Conforme mostrado anteriormente, o formato triangular do excedente da distribuidora é a melhor representação de como é feita a redução do custo real vis-à-vis o acúmulo dos benefícios dessa redução no resultado econômico e financeiro. Essa é uma boa consideração porque as ações de gestão para aumento de produtividade não têm resultado imediato e costumam gerar ED a partir de 12 meses. Por exemplo, a redução de custo de pessoal é precedida de custos indenizatórios, a renegociação de contratos terceirizados têm impacto contábil no exercício seguinte. Em razão desse caso, obtém-se que, na prática:

$$EC_1 \sim 2 \times ED_1$$

189. Contudo, pode-se considerar que a distribuidora tem grande capacidade e velocidade de implantação de ganhos de eficiência operacional. Nesse caso, o ED_1 e EC_1 teriam a seguinte configuração:

Modelagem dos excedentes na regulação por incentivos



190. Nessa situação, é possível afirmar que mesmo com tal performance, ED_1 não irá superar EC_1 . Isso já seria de esperar porque, como argumentado anteriormente, EC_1 será dado aos consumidores considerando todo o ganho de performance operacional obtido pela distribuidora em todo o ciclo anterior. Em outras palavras o esforço paulatino exercido pela empresa ao longo do ciclo é entregue de forma integral ao consumidor no próximo ciclo tarifário, seguindo a regulação por incentivos. Portanto, conclui-se que:

$$EC_1 \geq ED_1$$

Demais Excedentes da Distribuidora e dos Consumidores

191. Considerando que a cada início de ciclo tarifário se dá a revisão tarifária, na qual são repassados os ganhos de eficiência nos custos de Parcela B, pode-se concluir que o processo e os ganhos de excedente econômico mostrado para o par ED_1 e EC_1 se repetirão de forma continuada, sempre sob a forma de par ordenado vinculado, $ED_i \rightarrow EC_i$.

192. Assim, pode-se concluir que:

$$\sum_{i=1}^n EC_i \geq \sum_{i=1}^n ED_i$$

em que:

- i : é o i -ésimo excedente apurado; e
- n : é o total de excedentes ao longo do prazo da concessão.

193. Portanto, o esquema regulatório do modelo de regulação por incentivos faz com que o somatório dos excedentes dos consumidores ($\sum_{i=1}^n EC_i$) seja pelo menos igual ao somatório dos excedentes da distribuidora ($\sum_{i=1}^n ED_i$).

194. Cumpre destacar que o caráter dinâmico da regulação por incentivos, repetindo o processo por vários ciclos, é o que faz com que o incentivo ao distribuidor seja relevante. Caso o processo se limitasse a apenas um ciclo tarifário, o excedente da distribuidora seria marginal para assumir um negócio que: (i) arrecada a maior parte da receita de toda a cadeia do setor elétrico (geradores, transmissores, encargos setoriais e tributos); (ii) tem uma base de clientes, e, conseqüentemente, de ativos, pulverizada em sua área de concessão; e (iii) possui exigências regulatórias técnicas e comerciais desafiadoras e em constante elevação. Sendo assim, a atratividade do setor privado está vinculada à existência de excedentes para a distribuidora ao longo dos ciclos tarifários da concessão.

195. Adicionalmente, da modelagem acima, verifica-se que o excedente do consumidor obtido no âmbito da regulação por incentivos já foi calculado e aplicado no processo revisional das concessionárias. Ou seja, não há mais excedente a ser alocado aos consumidores, pois todo ele já foi repassado via redução das tarifas.

196. Reitera-se que o consumidor paga, nas tarifas, o custo eficiente da prestação do serviço. Desse modo, as concessionárias que são ineficientes não auferem o excedente apresentado. Ademais, o consumidor não é prejudicado pela gestão dessa distribuidora, pois sua tarifa se manterá constante, cobrindo apenas os custos eficientes definidos pelo Regulador.

197. Portanto, foi demonstrado que: (i) o esquema regulatório do modelo de regulação por incentivos faz com que o somatório dos excedentes dos consumidores seja pelo menos igual ao somatório dos excedentes da distribuidora; (ii) não há mais excedente do consumidor a ser alocado, pois todo ele já foi repassado via redução das tarifas; (iii) o caráter dinâmico do incentivo do modelo *price cap* ao longo dos ciclos é que faz com o excedente da distribuidora seja relevante e atrativo dadas as características do negócio; e (iv) caso a distribuidora não seja eficiente, não terá o excedente apresentado, mas seus consumidores não serão prejudicados, pois permanecerão com a tarifa constante, cobrindo apenas os custos eficientes.

Análise das diretrizes do MME sob a ótica da regulação por incentivos

198. Conforme mostrado anteriormente, no regime de regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno) todos os ganhos de eficiência obtidos pela distribuidora ao longo do ciclo e que levariam a um retorno superior à taxa regulatória são repassados aos consumidores. Em razão disso, esse modelo de regulação tem baixo incentivo à busca por ganhos de produtividade por parte da concessionária.

199. Por outro lado, no modelo *price cap* utilizado no segmento de distribuição de energia elétrica, há o incentivo para esse ganho de produtividade. 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; e (ii) no intervalo de tempo entre duas revisões, os ganhos de eficiência que superem o Fator X são apropriados pela empresa, obtendo-se o excedente da distribuidora. Em outras palavras, é a possibilidade de existir ED que faz com que haja a redução do custo real eficiente.

200. Na revisão subsequente, a tarifa será calculada com base em um custo real eficiente menor, isto é, será reduzida na medida do excedente anterior da distribuidora, fazendo com que, a partir de então e pela modicidade tarifária, os consumidores obtenham seu excedente. Reitera-se ainda que o excedente da distribuidora não decorre de uma falha da regulação implementada pela ANEEL, mas sim da regulação por incentivos e é a existência deste excedente (ED) que viabiliza a existência do excedente do consumidor (EC).

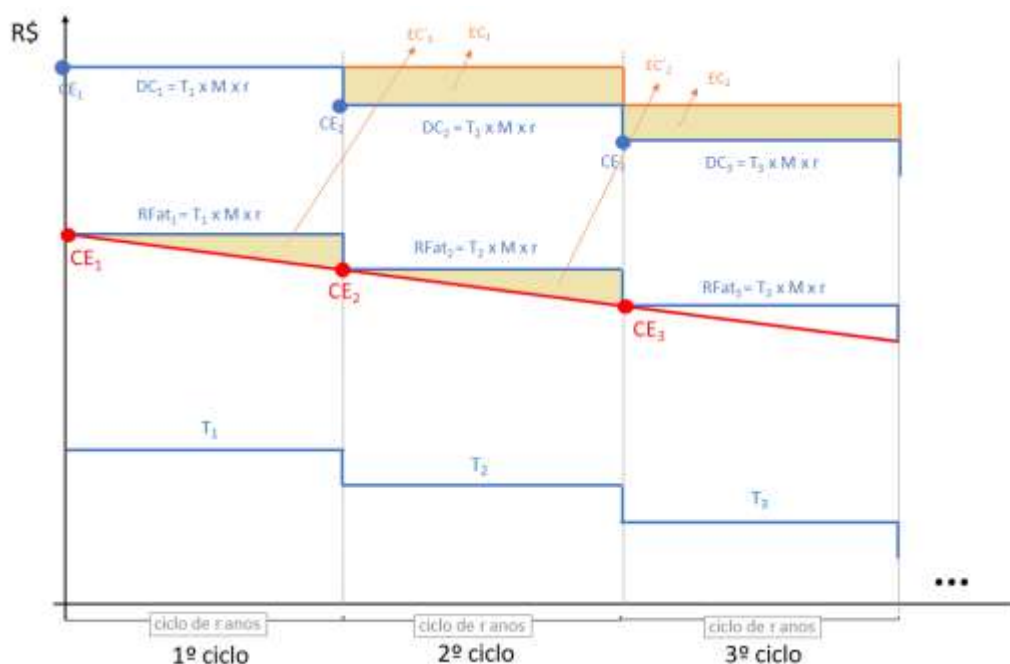
201. A modelagem realizada permitiu identificar, dentre outros fatores, que o caráter dinâmico da regulação por incentivos, repetindo o processo por vários ciclos, é o que faz com que o incentivo ao distribuidor seja relevante e atrativo dadas as particularidades do negócio.

202. Adicionalmente, foi destacado que não há mais excedente do consumidor a ser alocado, pois todo ele já foi repassado via redução das tarifas. No entanto, caso fosse mapeada a existência de excedente do consumidor remanescente a ser repassado por meio da contrapartida social proposta pelo MME, cabe indagar como ficariam os consumidores das distribuidoras prorrogadas no escopo da Lei nº 12.783/2013 e que representam mais de 30% dos consumidores brasileiros.

203. Uma vez que não há mais EC a ser alocado, nota-se que a proposta do MME implica que o consumidor permanecerá com seu excedente, o qual já foi integralmente realizado, e que ED geraria os recursos necessários para o programa de contrapartidas sociais em eficiência energética. Contudo, a consequência disso é que passa a não existir mais a regulação por incentivos, já que uma das premissas da regulação por incentivos é o compartilhamento dos benefícios dessa regulação entre consumidores e distribuidoras. Ao contrário, com essa proposta, a regulação da distribuição se aproximaria do mecanismo de regulação pelo custo do serviço, como pode ser observado no gráfico a seguir.



Modelagem dos excedentes na proposta do MME



204. Observa-se que com a proposta do MME, todos os excedentes que foram auferidos seriam dos consumidores. Não haveria, assim, excedente da distribuidora, de forma que esta irá auferir, no melhor cenário, apenas a remuneração regulatória. Entretanto, essa subversão do mecanismo de regulação por incentivos levaria à aplicação da regulação pelo custo do serviço.

205. Como mostrado anteriormente, é o excedente da distribuidora que gera o do consumidor. Dessa forma, no modelo de regulação pelo custo do serviço, como não há a possibilidade de excedente da distribuidora, então não existirá também o do consumidor. Isto é, ambos os agentes perdem os benefícios. Em outras palavras, essa subversão praticada pelo Poder Concedente para a regulação pelo custo do serviço fará com que as distribuidoras não tenham motivos para, no futuro, se esforçar na busca de ganhos de eficiência econômica.

206. Reitera-se ainda que a regulação pelo custo de serviço já foi praticada no Reino Unido, levando à necessidade de avaliação para obtenção de eficiência operacional, como delineado pela Lei de Telecomunicações prévia ao estudo de Littlechild. Por fim, em seu estudo, Littlechild avaliou e rechaçou esse modelo, confirmando que, dentre outros motivos, reduz o incentivo das empresas para reduzir custos e aumentar eficiência, tendo em vista que qualquer redução fará com que a taxa de retorno ultrapasse o limite máximo, sendo o excedente direcionado para os consumidores.

Considerações sobre o cálculo do excedente da distribuidora

207. Na Nota Técnica nº 14/2023, o MME propõe que metodologia de cálculo do excedente que é dada pela comparação entre o “custo de capital próprio regulatório” e o fluxo do acionista e tem como objetivo estimar o *equity value* da distribuidora, conforme equação a seguir.

$$I1_i = \frac{\sum_i^n \frac{FCA_i}{Ke \times BRL KP_i}}{n}$$

em que:

- $I1_i$: Indicador 1
- FCA_i : Fluxo de Caixa do Acionista
- Ke : Custo de Capital Próprio Regulatório
- $BRL KP_i$: Base de Remuneração Líquida do Capital Próprio
- i : ano
- n : período

208. Sobre esta proposta, destaca-se que:

- é fundamental que se tomem cuidados na aplicação do teste, sendo o primeiro deles em relação à amostra de empresas;
- o período considerado no cálculo também deve ser ponderado, pacificando a necessidade distinta de investimentos das concessões ao longo dos 30 anos de concessão com a coerência com a própria sistemática de apuração do custo de capital próprio, tomado como rentabilidade de referência para a apuração do indicador; e
- o MME não apresentou detalhes do cálculo da “Base de Remuneração Líquida com Capital Próprio” – $BRL KP_i$. A NT 14/2023 não apresentou detalhes a respeito da forma como o seu cálculo será realizado. Ademais, o cálculo realizado pela ANEEL para este parâmetro subestima o capital investido de cada empresa, pois desconsidera a defasagem de dados entre as revisões tarifárias, os investimentos em curso (obras não concluídas) e os ativos não elétricos.

209. Ademais, foi observado que com a proposta do MME, todos os excedentes que foram auferidos seriam dos consumidores. Não haveria, assim, excedente da distribuidora, de forma que esta irá auferir apenas a remuneração regulatória. Essa subversão do mecanismo de regulação por incentivos levaria à aplicação da regulação pelo custo do serviço.

210. Como ressaltado anteriormente, o regime de regulação por incentivos *price cap* criado em 1983 pelo economista Littlechild no contexto da privatização da British Telecom, no Reino Unido tendo como objetivo levar a um aumento da eficiência operacional. Para que isto ocorra, pressupõe-se que, ao longo dos ciclos tarifários as empresas poderão se apropriar dos ganhos praticados, obtendo um excedente. Ao final do ciclo, no próximo processo revisional, esse

ganho é deduzido da tarifa de equilíbrio, gerando um excedente para os consumidores. Ou seja, é a existência do excedente da empresa que leva à existência do excedente dos consumidores.

211. Adicionalmente, demonstrou-se que, ao longo do prazo contratual, o excedente do consumidor será maior ou igual ao da concessionária e que é a repetição dinâmica desse mecanismo que leva a benefícios relevantes para a empresa e, conseqüentemente, para o consumidor.

212. No segmento de distribuição essa sistemática levou a uma redução de 32% no PMSO/UC entre 2009 e 2023, o que se refletiu em modicidade tarifária mesmo com a expansão do atendimento verificada de 2003 a 2023.

213. Dessa forma, a subversão praticada pelo Poder Concedente para a regulação pelo custo do serviço fará com que as distribuidoras não tenham motivos para, no futuro, se esforçar na busca de ganhos de eficiência econômica, o que levará a inexistência também dos benefícios repassados aos consumidores.

3.5.3 Contrapartidas sociais em eficiência energética

214. Pela proposta, caberá ao MME coordenar a destinação de recursos das contrapartidas sociais pela prorrogação das concessões, com o apoio e conhecimento das próprias distribuidoras, de modo a atender questões importantes para a melhoria da eficiência energética do segmento.

215. A utilização dos recursos que seriam obrigatórios à prorrogação deve ficar restrita à eficiência energética e modernização das redes de distribuição. Propõe-se, também pela proposta da NT, que os investimentos sejam realizados dentro de um período de 5 anos a contar da data de assinatura do aditivo ao contrato de concessão, tendo como elemento norteador a realidade regional de cada concessão.

216. Em relação as fontes de recursos das contrapartidas sociais o item 4.5.3.5 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE apresenta as seguintes possibilidades:

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



Contribuição: Quanto aos supostos excedentes econômicos (fontes i e iv), esse tema será detalhado em contribuição específica.

217. Além disso, é possível considerar a inclusão de outras fontes de recursos, como as compensações pagas pelas distribuidoras em caso de transgressões dos limites de continuidade e indicadores comerciais (REN 1000/2021, Anexo IV). Vale ressaltar que, em 2022, o montante total das compensações pagas pelas concessionárias foi de R\$ 783 milhões. Na média, que cada consumidor compensado recebeu menos de R\$ 40,00 por compensação sendo, em muitos casos, consumidores com elevado poder aquisitivo. Esse valor representa que o consumidor afetado recebeu em média em 2022 o equivalente mensal de R\$ 3,33, valor que não é representativo perante os investimentos que poderiam ser feitos com a aplicação do montante de R\$ R\$ 783 milhões. Ou seja, apesar de o volume financeiro pago pelas concessionárias ter sido significativo, observa-se que as compensações têm um impacto reduzido nos consumidores beneficiados, que poderiam ser focalizados em investimentos com benefícios sociais mais evidentes e relevantes.

218. Nesse sentido, sugere-se a utilização das compensações pagas pelas concessionárias por transgressão dos indicadores de qualidade e comerciais como contrapartida social em projetos de eficiência energética. Importante ressaltar que, nesse caso, as concessionárias não estarão isentas de penalidades oriundas dos processos fiscalizatórios.

3.5.4 Antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões

“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.”

219. **Contribuições:** Essa diretriz parece ser positiva, principalmente do ponto de vista do redirecionamento para contrapartidas sociais dos recursos hoje destinados aos programas de eficiência energética e de UDEROR. E quanto maior o número de empresas que optem por antecipar, mais rápido e mais significativas deverão ser as contrapartidas sociais a serem utilizadas. Por sua vez, incentivar o maior número de concessionárias para ficar sob a mesma aplicação de regras e regulamentos facilita o trabalho do Regulador, do Poder Concedente e, em última instância, beneficia o consumidor. Manter a maior quantidade possível de concessionárias sobre o mesmo arcabouço regulatório é positivo, simplifica a regulação e induz as concessionárias para o mesmo sentido direcionando-as sob o mesmo sinal regulatório.

220. Assim, de modo a incentivar que o maior número de concessionárias faça essa opção, sugere-se que seja ofertada como diretriz, caso necessário, a possibilidade de aplicação de Revisão Tarifaria, à critério do concessionário, no primeiro ano após a assinatura do aditivo, de modo a reequilibrar a concessionaria para o período que estarão em vigor as novas disposições contratuais.

3.5.5 Extensão das contrapartidas sociais para as demais concessionárias

“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.”

221. Contribuições: Tem o condão de uniformizar o tratamento similar para as demais concessões, o que o Grupo Equatorial concorda e está disposto a realizar as contrapartidas sociais. 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 seja ofertada como diretriz caso necessário, claro, a possibilidade de aplicação de Revisão Tarifaria no primeiro ano após a assinatura do aditivo, de modo a reequilibrar a concessionaria para o período que estarão em vigor as novas disposições contratuais.

3.5.6 Digitalização das redes

222. É esperada ampliação da gama de serviços que podem ser prestadas 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.”

223. Contribuições: A proposta enfatiza a digitalização das redes como grande oportunidade numa espécie de ganha-ganha do consumidor e da concessionária por diversos motivos, 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 das

condicionantes para a prorrogação. Mais detalhes sobre esse tema serão abordados no capítulo de “Modernização de Segmento de Distribuição” desta contribuição.

3.6 RITO PROCESSUAL DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES

224. O item 4.6 da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE estabelece o rito processual da prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Em síntese o rito proposto é apresentado na figura a seguir:



225. A proposta do MME, conforme NT nº 14/2023, 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.

226. **(i) Requerimento de Prorrogação:** 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.

227. **(v) Aceite final das condições de prorrogação:** A concessionária deverá manifestar a aceitação das condições até 18 meses do termo contratual.

228. 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.”

229. Contribuições: 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.

230. Sobre o XX, entende-se que o prazo a ser flexibilizado deve estar bem definido. Dessa forma, sugere-se que o texto seja alterado para:

XX – Para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026 será flexibilizado o prazo para o aceite final, tendo a empresa o prazo de até 60 dias para o aceite das condições finais de prorrogação após a ANEEL publicar a versão final do contrato de concessão e as contrapartidas de investimentos.”. A alteração de 30 para 60 dias visa adequar o prazo do item 4.6.6 ao item 4.6.3.

231. Ainda sobre o item (i) Requerimento de Prorrogação:

*“4.6.3. A primeira etapa é a manifestação de interesse pela prorrogação. Em linha com o que dispõe o art. 4º, §3º, da Lei nº 9.074, de 1995, o concessionário com interesse na prorrogação deverá apresentar requerimento à ANEEL até 36 meses antes do respectivo termo contratual. **Caso já tenha apresentado esse pedido antes da aprovação das normas de prorrogação (a serem editadas), será dado prazo para o concessionário ratificar ou não o requerimento, bem como manifestar sua concordância com as regras de prorrogação, no prazo de 60 dias a contar da publicação do regulamento sobre a matéria. Assim, com o conhecimento das regras, haverá prazo para as devidas análises, bem como para submissão da decisão aos procedimentos internos.”***

232. **Contribuições:** As concessionárias que já se manifestaram deverão expressar sua concordância ou discordância com as regras de prorrogação, no prazo de 60 dias a contar da publicação do regulamento. Pergunta-se: O regulamento são as diretrizes definidas pelo MME ou a minuta de contrato de prorrogação? Importante que o ato normativo das diretrizes determine que seja 60 dias após as definições da publicação pela ANEEL da minuta final do instrumento de prorrogação.

233. Nesse sentido, sugere-se a inclusão de item no Rito Processual:

XXIV. Caso o concessionário já tenha apresentado manifestação de interesse na prorrogação, antes da aprovação das normas de prorrogação (a serem editadas), será dado prazo para o concessionário ratificar ou não o requerimento, bem como manifestar, no prazo de 60 dias a contar da publicação pela ANEEL da minuta final do instrumento de prorrogação, sua concordância com as condições finais de prorrogação.

234. **(iii) Verificação dos Requisitos:** 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.”

235. **Contribuições:** O prazo para a ANEEL se manifestar 30 meses antes do termo contratual sobre o cumprimento dos requisitos é uma diretriz importante. Esse prazo será flexibilizado para as concessões vincendas nos anos 2025 e 2026, e é preciso ficar bem definido no ato normativo.

236. Evidenciar a possibilidade de apresentação do Plano de Recuperação em caso de não atendimento dos critérios de prorrogação.

237. Nesse sentido, 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.

238. **(iii) Abertura Consulta Pública:** A ANEEL deverá instaurar Consulta Pública com as condições de prorrogação até 24 meses antes do advento do contrato (D – 24 meses).

239. **(iv) Resultado Consulta Pública:** 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.”

240. **Contribuições:** Concordamos com a instauração de uma única CP, cuja minuta de contrato alcance todas as 20 concessionárias, incluindo suas especificidades, a exemplo das prorrogadas de 2015. Também importante que nesta CP se discuta a minuta do aditivo para as empresas que podem aderir, mesmo não estando em processo de prorrogação. De modo a deixar isso mais claro no texto, contribuimos conforme abaixo.

241. Desse modo, sugere-se nova redação para os incisos XVI e XVII, conforme seguem:

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 publicação do ato normativo do MME com as diretrizes permitindo a adesão de outras distribuidoras às diretrizes e programa social, a



ANEEL instruirá processo de Consulta Pública com as condições para a prorrogação, por meio de minuta do termo aditivo ao contrato de concessão.

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

242. Em relação a prorrogação, o item 4.5.1.5 da NT nº 14/2023/SAER/SE 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.

243. 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.

244. 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.

245. O item 4.5.3.12 da NT nº 14/2023 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.”

246. 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.

247. A partir dessas contribuições a Figura 2 da NT nº 14/2023 teria a seguinte composição:



**Exceto para empresas vincendas em 2025 e 2026*

4 Outros Temas Relevantes para as Diretrizes

248. Aqui serão tratados outros temas que não se encaixam exatamente na abertura da Nota Técnica, mas que são tratados em alguma medida – em vários pontos da NT – e são relevantes para a discussão das diretrizes.

4.1 Matriz de Riscos

249. O item 4.3.013. sugere a inclusão no novo contrato de concessão de seção tratando de Matriz de Risco.

250. A criação de uma Matriz de Risco 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 a sua materialização, considerando o regime de concessão administrativa.

251. Entretanto, 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.

252. Segundo a Lei nº 14.133 de 1º de abril de 2021, a Matriz de Risco se caracteriza como cláusula contratual definidora de riscos e de responsabilidades entre as partes e caracterizadora do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, em termos de ônus financeiro decorrente de eventos supervenientes à contratação, contendo, por exemplo, a listagem de possíveis eventos subsequentes à assinatura do contrato que possam causar impacto em seu equilíbrio econômico-financeiro e previsão de eventual necessidade de prolação de termo aditivo por ocasião de sua ocorrência. O art. 22 da Lei nº 14.133 estabelece:

“a matriz de alocação de risco deverá ser contemplada em edital, quando a contratação se referir a obras e serviços de grande vulto ou forem adotados os regimes de contratação integrada e semi-integrada, o edital obrigatoriamente contemplará matriz de alocação de riscos entre o contratante e o contratado”

253. Dessa forma, os prestadores de serviços concedidos são detentores de direitos e obrigações, desde que demonstrem capacidade para o seu desempenho, façam-no por sua conta e risco e por prazo determinado. Dentre os direitos previstos na Lei Geral de Concessões e Permissões Públicas está o de ter nos contratos mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

254. 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. Ainda, nos serviços concedidos a assunção demasiada de riscos pelo concessionário, por exemplo, é precificada pelo particular, onerando o Poder Concedente ou o usuário do serviço. Assim, todos os riscos relevantes devem ter a sua mitigação regulamentada de forma clara e precisa.

255. Nesse sentido, considerando que os riscos dependem das características do negócio, da legislação vigente, especialmente setorial e do contrato de concessão, cada risco sugerido na matriz deve vir suportado por uma motivação envolvendo essas três vertentes.

256. Dessa forma, a Matriz de Risco deve apresentar a motivação e fundamentação jurídica regulatória para a alocação de cada risco. Destaca-se que a delimitação de forma objetiva da alocação de riscos tem a vantagem e a intenção de dar previsibilidade. Entretanto, na prática, podem ocorrer situações em que, por exemplo, o concessionário não atuou com dolo e culpa e tampouco a situação era evitável. Nessas situações o ônus desse determinado fato não pode

recorrer de forma automática para a concessionária, onde provavelmente se discutirá o excludente de responsabilidade.

257. Em caso recente na regulação, tem-se a tentativa da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA em estabelecer uma Matriz de Riscos para o setor de saneamento básico.

258. Nesse contexto, conforme descrito pela ANA, a Matriz de Riscos de contratos para água e esgoto busca endereçar os seguintes problemas:

- (i) Os contratos de concessão e/ou de programa 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, o mais completa possível, a priori, a fim de dirimir a imprevisibilidade e aumentar a segurança jurídica dos contratos.
- (ii) Muitos contratos são muito sucintos na alocação dos riscos ou endereçam ao prestador todos os riscos extraordinários (com a conhecida cláusula “sob sua conta e risco”). Ocorre que a imprevisibilidade é precificada na tarifa por conta das incertezas ao longo da vida útil do contrato.
- (iii) Má alocação dos riscos acarreta resultados práticos indesejáveis nos contratos.

259. É preciso ponderar que, diferentemente do setor de saneamento básico, o setor elétrico e em particular o segmento de distribuição já está consolidado, com um arcabouço jurídico e regulatório robusto, com Agência reguladora independente e que tem atuado nos momentos turbulentos pelo qual o país e o setor têm atravessado, o que ainda não é a realidade do setor de saneamento básico.

260. Ainda que se entenda que a discussão sobre uma matriz de risco seja salutar, a principal garantia que os atuais concessionários possuem atualmente é o arcabouço jurídico-regulatório existente e a confiança em uma Agência reguladora independente, que atue com equilíbrio e diligência e que tenha a capacidade de julgar casos concretos a partir de uma diretoria colegiada qualificada, atuando em prol do melhor interesse público.

261. Destaca-se também que a ausência de uma matriz de risco não tem sido um fator que inibiu a atração de investimentos nos quatro segmentos do setor de energia elétrica, o que não significa que não se deva avançar na instituição de uma Matriz de Riscos, mas que a sua elaboração merece parcimônia na alocação de riscos e uma discussão abrangente, que traga mais segurança aos agentes e ao Poder Público e que não limite a atuação da concessionária e principalmente do Regulador.

262. Desse modo, o estabelecimento de uma Matriz de Riscos e a sua implementação nunca é tarefa simples, uma vez que é complexo antever, para um longo prazo, todos os fatores e seus

respectivos riscos associados numa relação contratual e qual a responsabilidade de cada parte, ainda mais em um contexto setorial dinâmico e de mudanças significativas no negócio e no papel das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

263. Vários exemplos de situações ao longo dos anos, que mudaram a relação de riscos entre distribuidoras e Poder Concedente, podem ser citadas, como por exemplo racionamento, risco hidrológico, MRE, Covid, entre outros, mostrando ser praticamente impossível de forma antecipada uma definição abrangente de riscos entre as partes.

264. Mais além das definições em si, também é complexa a percepção de risco por cada parte, onde muitas vezes um mesmo fator é observado como risco próprio e não da outra parte, o que necessariamente suscita debates mais aprofundados. A título de exemplificação em recente discussão entre regulador e regulado, numa determinada concessão de abastecimento de água potável e esgotamento e tratamento sanitário, foram identificados 52 riscos a serem alocados entre a concessionária e o poder concedente, sem que até agora tenha havido um consenso sobre a alocação desses riscos entre as partes envolvidas. isto mostra o volume de riscos a serem considerados e a respectiva complexidade.

265. 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. Dito de outra forma, se algo não está estabelecido a priori na matriz, logo, não se discute, o que dentro de uma regulação madura está incorreto. É importante destacar que eventuais omissões de tratamento na matriz não devem ensejar ausência de tratamento regulatório.

266. Dessa maneira, o estabelecimento de uma Matriz de Riscos merece cautela e uma 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. Ademais, a depender do que for definido, não se pode admitir interferências na gestão das empresas.

267. Feitas essas ressalvas, as concessionárias do grupo Equatorial não se opõem à instituição de uma matriz de risco, mas recomenda-se pelo menos que tal discussão seja segregada dos debates acerca da presente diretriz relativas à prorrogação das concessões, pelas razões expostas anteriormente.

268. Adicionalmente, há uma preocupação setorial de como coexistiriam os contratos antigos com os contratos novos (prorrogados). Não parece razoável que uma parcela significativa dos contratos preveja uma Matriz de Riscos e outra parcela igualmente importante não preveja. Nesse caso, haveria uma confusão relevante com algumas repercussões sérias, como por exemplo, esses contratos teriam o mesma Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC?).

269. Desse modo, entende-se que uma discussão da Matriz de Riscos é fulcral para o segmento, pois transcende os contratos a serem prorrogados e consiste em uma discussão setorial mais ampla, onde os concessionários detentores de contratos antigos também deveriam participar da discussão, devendo esta possibilidade ser ampliada também para os demais contratos.

4.2 Atribuições para a ANEEL a partir das diretrizes

270. 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.”

271. Contribuição: 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.

272. 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.

273. Nesse contexto, incluir outros indicadores aumenta o risco potencial de abertura de um processo de caducidade, que são sempre complexos e indesejados, sem necessariamente garantir os benefícios que poderiam emergir a partir da sua instituição. Pois, um processo de caducidade é de longo prazo, sujeito a eventual judicialização e não necessariamente garante a entrada de um novo operador melhor, além de que o edital deverá estabelecer condições para atrair possíveis interessados. Portanto um processo, que se possível, deve ser evitado.

274. Adicionalmente, incluir indicadores no contrato de concessão cujo descumprimento ensejaria a abertura do processo de caducidade não é isonômico com relação aos contratos já prorrogados, o que causaria uma certa confusão e complexidade na regulação do segmento de distribuição, onde coexistiriam concessões com mais risco e outras com menos riscos.

275. Nesse sentido, surge a dúvida de como a regulação equalizaria a relação risco retorno desses contratos coexistentes, prorrogados vs. não prorrogados. Os contratos prorrogados fariam jus a um prêmio de risco por descumprimento de indicadores adicionais? Essas são alguns questionamentos que surgem a partir da instituição de novos indicadores ensejadores de processo de caducidade.

276. 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 Resolução ANEEL nº 948/2021.

277. 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.

278. 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.

279. 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. Dada a gravidade de um processo de caducidade, destaca-se que a REN 948 prevê um rito para instruir eventual processo de caducidade, onde se concede um para regulamentação das condições da concessão em caso de descumprimento dos requisitos regulatórios, devendo também as diretrizes preverem o mesmo instituto, devendo o processo de caducidade ser levado como *ultima ratio*.

4.3 Modernização do Segmento

280. A NT nº 14/2023 menciona em vários pontos a questão da modernização do segmento de distribuição, das redes inteligentes e a disponibilização de recursos energéticos compatíveis com as demandas de transformação do segmento.

281. Entretanto, não foram apresentadas diretrizes com detalhamento que permita dar um direcionamento e uma orientação quanto aos programas pertinentes para a regulação.

282. É importante destacar que o regulador tem se posicionado sobre essa questão. Recentemente uma distribuidora de energia elétrica solicitou à ANEEL flexibilização regulatória para a troca dos atuais medidores por medidores inteligentes em toda a sua área de concessão, no prazo de 13 anos.

283. A SRM por meio da NT nº 47/2023-SRM/ANEEL, de 15/03/23, assim se posicionou:

*“Diante do exposto, recomenda-se que a ANEEL indefira o pleito da distribuidora (omitido o nome) de troca de todo parque de medição da concessão com a flexibilização da regulação tarifária até que **sejam definidas pela ANEEL as***

funcionalidades imprescindíveis e mandatórias dos equipamentos e o conjunto de consumidores elegíveis para troca de medição.

284. Ou seja, essa modernização mediante a instalação de medidores inteligentes tem uma pendência regulatória no âmbito da Agência. Interessante que por meio do Ofício nº 009/2022-SRD/SEM/ANEEL, de 25/04/22, basicamente um ano antes da NT nº 47/2023, as duas Superintendências assim se posicionaram sobre o mesmo caso:

“Portanto, caso entenda que a substituição dos medidores irá resultar em melhorias para os usuários ou para a própria empresa, a distribuidora (omitido o nome) detém liberdade para executar o projeto sem a necessidade de aprovação prévia dos investimentos pela ANEEL, tampouco de um regime específico de investimentos em novas tecnologias.”

285. Assim, diante dos posicionamentos da Agência, há uma insegurança regulatória quanto ao reconhecimento desses investimentos na Base de Remuneração Regulatória das concessionárias.

286. Sobre as diretrizes para a modernização, é imperioso reconhecer e considerar na análise a disparidade das concessões no Brasil. Nesse mesmo país e sob a mesma regulação, coexistem concessões em diferentes estágios de desenvolvimento e de necessidades. Mais ainda, dentro de uma mesma concessão, dada a extensão de algumas, podem haver disparidades significativas que devem ser consideradas em um processo de modernização.

287. 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.

288. 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.

289. 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.

290. Como mencionado anteriormente, a ANEEL ao se posicionar sobre a implementação de novas tecnologias 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.

291. Por esse posicionamento, a ANEEL aponta que entre os fatores que considera importante na sua avaliação quanto as novas tecnologias estão presentes em diferentes ocasiões, sendo que a avaliação dos investimentos em *smart metering* para fins de reconhecimento na BRR indicou que a Agência levará em consideração a questão da modicidade tarifária.

292. Nesse sentido, entende-se como indispensável que sejam estimados os efeitos nas tarifas dos consumidores. Para avaliar estes efeitos sugere-se análise de custos e benefícios (*Cost-Benefit Analysis - CBA*).

293. Como exemplo, apresenta-se abordagem do Guia de Análise de Custo-Benefício da União Europeia (UE) que foi elaborado pelo *Joint Research Center* para ser utilizado como guia de melhores práticas para a análise em diferentes Estados- Membros da UE.

294. Exemplos de custos e os benefícios são apresentadas na figura a seguir.



295. De forma geral, nota-se que enquanto os custos do projeto são internos à concessão, os benefícios são auferidos pela concessionária e seus consumidores (internos) e também pela sociedade e outros segmentos e agentes do setor elétrico como um todo (externos).

296. No que tange aos custos do projeto, a principal conta é o CAPEX Novo. Essa variável apresenta o valor do investimento sobre os principais ativos do projeto, dentre os quais estão os gastos com a compra e instalação dos equipamentos, com a adequação das instalações existentes, com sistemas de comunicação e com gasto de pessoal necessário para gerir do projeto.



297. Os gastos de pessoal associados à operação dos novos equipamentos estão contabilizados no OPEX Novo. Essa conta também inclui as despesas com marketing para comunicação aos consumidores sobre as funcionalidades e benefícios das novas tecnologias e o custo necessário para desmobilização dos equipamentos substituídos.

298. Por fim, também se considera custo o valor residual dos equipamentos tradicionais atualmente em operação que serão substituídos antes de estarem totalmente depreciados (*write-off*).

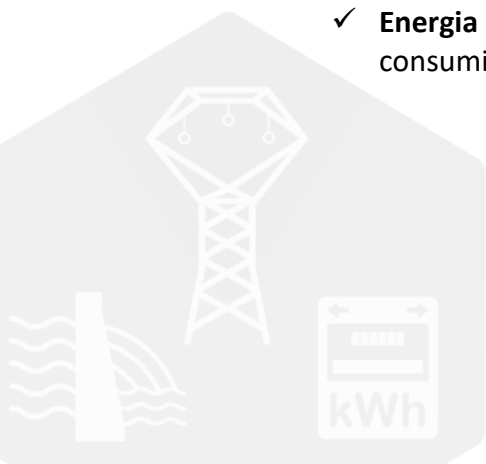
299. Com relação aos benefícios internos, sabe-se que ele é dado pelas variáveis que serão capturadas por agentes da concessão, sejam eles os consumidores ou a concessionária. São dados por quatro variáveis, a saber:

- ✓ **CAPEX Evitado:** se refere ao investimento que a concessionária teria que fazer com o passar dos anos para repor o parque de medidores tradicionais que se depreciou.
- ✓ **OPEX Evitado:** se refere ao gasto operacional que a concessionária teria com os medidores antigos, a exemplo da leitura dos equipamentos, e que não serão mais necessários.
- ✓ **Redução de PNT e Inadimplência:** a medição inteligente possibilita que a distribuidora atue mais eficientemente na detecção de irregularidades e fraudes. Também permite que a concessionária identifique danos elétricos mais rapidamente. Esses ganhos levam a uma redução das Perdas Não Técnicas da concessão, queda da inadimplência e melhoria da qualidade técnica e comercial. Todos esses efeitos estão incluídos nessa variável; e
- ✓ **Redução de DEC (VOLL):** se refere aos ganhos de satisfação dos consumidores decorrentes da melhoria da qualidade técnica e comercial. É dado pelos ganhos de qualidade técnica decorrentes do *Smart Meter* (variação do DEC) valorados pela utilidade da energia não suprida (*value of lost load – VOLL*).

300. Por exemplo, a medição inteligente também levará a externalidades positivas para outros agentes do setor elétrico, como gastos evitados por conta da redução na demanda por energia elétrica decorrente da informação disponibilizada aos consumidores com a medição inteligente.

301. Nesse sentido, os benefícios externos são dados por:

- ✓ **Energia Evitada:** valor da energia adicional que seria demandada pelos consumidores sem a implementação do *smart metering*;



- ✓ **Capacidade Evitada:** a energia adicional que seria demandada sem *smart metering* levaria à necessidade de expansão da capacidade da geração. Nesse sentido, essa variável mensura os ganhos com a postergação dessa expansão decorrentes da implementação massiva da medição inteligente. É dada pela diferença anual da demanda máxima da curva de carga típica do mercado de baixa tensão projetada pelo crescimento de mercado, sem considerar a implantação massiva de medição inteligente;
- ✓ **Transmissão Evitada:** expansão do sistema de transmissão necessária para atender a demanda do mercado de baixa tensão no cenário sem medição inteligente e que será postergada com a implementação do projeto;
- ✓ **Perdas Evitadas:** perdas na rede de transmissão e distribuição evitadas anualmente pela redução de consumo decorrente do feedback de informação dos medidores. São calculadas sobre o montante de energia evitada (EE);
- ✓ **Energia Realocada:** energia realocada pela mudança de consumo nos períodos de ponta, que tem valor superior à energia consumida fora-ponta;
- ✓ **Emissão Evitada:** os ganhos sociais com a redução de emissão de carbono, que ocorreria com a redução de necessidade de expansão da geração, especialmente por combustíveis fósseis.

302. Após mensurar e valorar todos os custos e benefícios listados, é possível mensurar o fluxo com o comportamento de todas as variáveis nos anos do projeto, para que seja avaliada a sua atratividade e os seus impactos tarifários.

303. Do lado da Regulação, mais precisamente com relação ao reconhecimento na Base de Remuneração Regulatória, é preciso que haja previsão dos equipamentos associados à modernização no banco de preços referencial, com Componente Menores, Custos Adicionais e Vida Úteis compatíveis.

304. Como a tecnologia ainda está evoluindo, com preços ainda elevados, é preciso cautela na efetuação de plano de substituição de equipamentos ou implantação de novas tecnologias, pois há risco de obsolescência prematura da tecnologia, o que pode prejudicar os consumidores.

305. Portanto, é louvável a abordagem do tema modernização nesta consulta pública, entretanto nossa contribuição é apenas no sentido de que haja preocupação com a modicidade tarifária, bem como uma análise de viabilidade (acima demos exemplo de um método que pode ser utilizado, não se restringindo a esse) para substituição de medidores de modo a garantir 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 ainda 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.

306. Também como previsto pela ANEEL, será necessário em tempo adequado: *“que sejam definidas as funcionalidades imprescindíveis e mandatárias dos equipamentos e o conjunto de consumidores elegíveis para troca de medição.”*

307. Além das medições, a modernização também depende de outros equipamentos, como sistemas de armazenamento e equipamentos de controle/manobras na rede. O amadurecimento das tecnologias aliadas a um conhecimento mais individualizado dos clientes e da sua região permitirá, no futuro, a otimização no uso da rede, mas ainda há um longo caminho até que isso se torne realidade.

5 Considerações Finais

308. Inicialmente cabe enaltecer o trabalho do Ministério de Minas e Energia em submeter à discussão pública as diretrizes a serem observadas para a prorrogação das 20 concessões de distribuição de energia elétrica, cujos contratos de concessão encerram vigência entre 2026 e 2031.

309. A sociedade demanda cada vez mais das distribuidoras expansão do atendimento, serviços com níveis mais elevados de qualidade e disponibilização de novos recursos energéticos por meio da modernização do segmento. Para tanto as diretrizes resultantes dessa CP nº 152/2023 deverão ser capazes de proporcionar as condições para que o segmento de distribuição possa atender essas demandas da sociedade. Lembrando que essas diretrizes vão formatar os contratos de concessão dessas distribuidoras pelos próximos 30 anos.

310. Nesse sentido e considerando a sua experiência na gestão e operação de 7 concessionárias de distribuição cujas concessões se localizam nos estados do Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Rio Grande do Sul, Amapá e Goiás, é que a Equatorial aporta neste documento as suas contribuições objetivando o aperfeiçoamento das diretrizes propostas pelo MME.

311. No conjunto de diretrizes propostas pelo MME observa-se aquelas que certamente contribuirão para um melhor desempenho do segmento e aquelas que trazem grandes preocupações, como destacado e detalhado neste documento e que precisariam de aperfeiçoamentos. Assim, desejamos ao MME, que após analisar as contribuições recebidas no contexto da CP nº 152/2023, possa avançar na propositura de diretrizes capazes de criar para os próximos 30 anos um ambiente saudável para gestão e operação das concessões de distribuição e que dessa forma essas distribuidoras possam atender adequadamente as demandas da sociedade.

