



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 14/2023/SAER/SE

PROCESSO Nº 48300.000990/2022-41

INTERESSADO: GM - GABINETE DO MINISTRO

1. ASSUNTO

1.1. Concessões vincendas de distribuição de energia elétrica.

2. REFERÊNCIAS

2.1. Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012. Dispõe sobre a extinção das concessões de serviço público de energia elétrica e a prestação temporária do serviço e sobre a intervenção para adequação do serviço público de energia elétrica.

2.2. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

2.3. Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário proferido em sessão plenária de 9 de setembro de 2015 (SEI 0698876). Prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica que vencem até 2017.

2.4. Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º -B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

2.5. Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL (SEI 0744088), de 8 de junho de 2015.

2.6. Lei nº 13.448, de 05 de junho de 2017. Estabelece diretrizes gerais para prorrogação e relicitação dos contratos de parceria definidos nos termos da Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, nos setores rodoviário, ferroviário e aeroportuário da administração pública federal, e altera a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, e a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

2.7. Decreto nº 9.957, de 06 de agosto de 2019. Regulamenta o procedimento para relicitação dos contratos de parceria nos setores rodoviário, ferroviário e aeroportuário de que trata a Lei nº 13.448, de 5 de junho de 2017.

2.8. Concessões no setor elétrico brasileiro: evolução e perspectivas / Mario Engler Pinto Junior, Joisa Campanher Dutra – 1 ed. – Rio de Janeiro: Synergia, 2022.

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. Trata-se de Nota Técnica elaborada com o intuito de submeter à Consulta Pública diretrizes a serem observadas na condução do processo das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimentos entre 2025 a 2031.

4. ANÁLISE

4.1. I - INTRODUÇÃO

4.1.1. Concessões vincendas

4.1.1.1. Em 11 de janeiro de 2013, foi editada a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Especificamente, em seu art. 7º, trata da prorrogação das concessões de distribuição, posteriormente, regulamentado pelo Decreto nº 8.461, de 2015:

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.

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

4.1.1.2. As concessões abarcadas por esse dispositivo tiveram seus respectivos contratos de concessão prorrogados por 30 anos, mediante contrapartidas de atendimento a requisitos estabelecidos na Lei nº 12.783, de 2013, sendo esses assegurar: (i) a continuidade do serviço; (ii) a eficiência na sua prestação; (iii) a modicidade tarifária; e (iv) o atendimento aos parâmetros de racionalidade operacional e econômica. Informa-se que um histórico acerca das concessões prorrogadas em 2015 será apresentado em item específico desta Nota Técnica.

4.1.1.3. Desse modo, tem-se que o objetivo do presente estudo é apresentar propostas de tratamento para as 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.

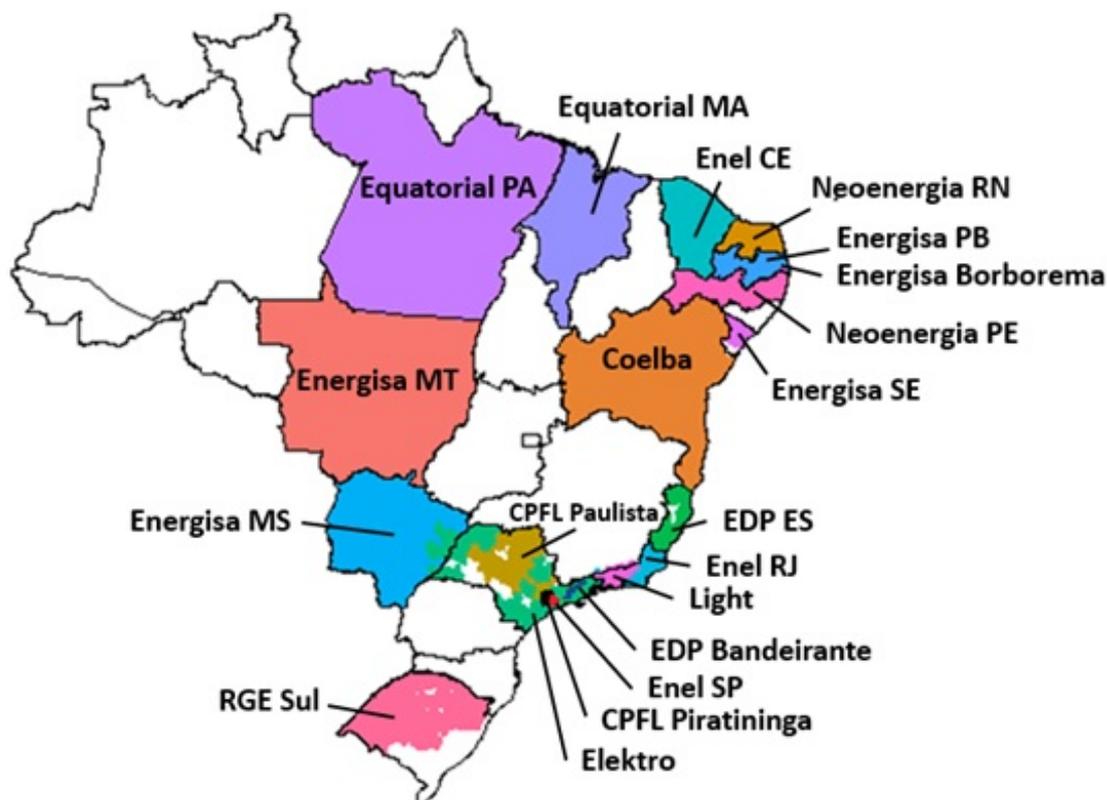
4.1.1.4. Logo, o foco da análise empreendida nesta Nota Técnica recairá sobre o conjunto de distribuidoras resultante do processo de desestatização de empresas sob controle direto ou indireto da União, dos Estados e dos Municípios, realizada nos termos dos arts. 27, 28, 29 e 30 da Lei nº 9.074, de 1995, cujos prazos de outorga vencerão entre 2025 e 2031, conforme Tabela 1 e com distribuição geográfica das áreas de concessão vincendas apresentadas na Figura 1.

Tabela 1 - Concessões de distribuição com vencimento entre 2025 e 2031.

#	Distribuidora	UF	Contrato	Vencimento
1	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	ES	001/1995	17/jul/25
2	Light Serviços de Eletricidade	RJ	001/1996	04/jun/26
3	Enel Distribuição Rio	RJ	005/1996	09/dez/26
4	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	BA	010/1997	08/ago/27
5	Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Distribuição	SP	014/1997	20/nov/27
6	RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. - RGE	RS	012/1997	06/nov/27
7	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS	001/1997	04/dez/27
8	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	MT	003/1997	11/dez/27
9	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	007/1997	23/dez/27
10	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	RN	008/1997	31/dez/27
11	Enel Distribuição Ceará	CE	001/1998	13/mai/28
12	Enel Distribuição São Paulo	SP	162/1998	15/jun/28
13	Equatorial Pará Distribuidora de Energia	PA	182/1998	28/jul/28
14	Elektro Redes S.A.	SP/MS	187/1998	27/ago/28

15	Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga	SP	009/2002	23/out/28
16	EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.	SP	202/1998	23/out/28
17	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	PB	008/2000	04/fev/30
18	Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	PE	026/2000	30/mar/30
19	Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	MA	060/2000	11/ago/30
20	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB	019/2001	21/mar/31

Figura 1 - Mapa com a distribuição geográfica das concessões vincendas de 2025 a 2031



4.1.1.5. De acordo com levantamento realizado por J. Dutra e ME Pinto Junior, em *Concessões no setor elétrico brasileiro: evolução e perspectivas*. – 1 ed. – Rio de Janeiro: Synergia, 2022 (p.21), a partir de informações de 2021, 62% do mercado de distribuição do país está concentrado nas 20 distribuidoras com concessões a vencer entre 2025 e 2031 (Tabela 1), conforme pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Características das concessionárias com vencimento entre 2025 e 2031.

Ano de vencimento	Número de Concessões a Vencer	Nº de Clientes (mil)	Mercado (GWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
2025	1	1.620	9.340	5.354
2026	2	6.659	36.066	26.810
2027	7	18.628	91.264	58.542
2028	6	20.557	107.034	60.146
2030	3	6.618	21.082	14.140
2031	1	1.483	4.587	3.026
Total (2025 a 2031)	20	55.565	269.373	168.018
Total	53	86.302	430.242	269.080

4.1.2. Prorrogação das concessões alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995 - Histórico de 2015

4.1.2.1. O Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, estabeleceu que os pedidos de prorrogação das concessões de distribuição, com prazo remanescente de concessão igual ou inferior a 60 meses, enquadradas no art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, deveriam ser encaminhados à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

4.1.2.2. Esses pedidos foram recepcionados pela Agência, como informado na Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL (SEI 0744088). Além do mais, de acordo com o levantamento apresentado pelo Tribunal de Contas da União (TCU), no Relatório que subsidiou o Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário (SEI 0698876), se enquadrariam, na prorrogação de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, as concessões de distribuição apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Concessões de distribuição enquadradas no art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013.

#	Concessionária	UF
1	Cooperativa Aliança - COOPERALIANÇA	SC
2	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	RS
3	Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista	RR
4	Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - AME	AM
5	Cia Energética de Alagoas - CEAL	AL
6	Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	AC
7	Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON	RO
8	Cia Energética do Piauí - CEPISA	PI
9	Muxfeldt, Marin & Cia Ltda. - MUXFELDT	RS
10	Centrais Elétricas de Carazinho - ELETROCAR	RS
11	CELG Distribuição S.A.	GO
12	Cia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	SE
13	Cia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	RS
14	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. - FORCECEL	PR
15	CEB Distribuição S.A.	DF
16	CELESC Distribuição S.A.	SC
17	Departamento Municipal de Ijuí - DMEI	RS
18	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	SC
19	DME Distribuição S.A. - DMED	MG
20	COPEL Distribuição S.A.	PR
21	Cia Hidroelétrica São Patrício - CHESP	GO
22	ENERGISA Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ
23	ENERGISA Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG
24	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. - JOÃO CESA	SC
25	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.- EFLUL	SC
26	Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	PR
27	Cia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	SP
28	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM	ES
29	Cia Sul Paulista de Energia - SUL PAULISTA	SP
30	Cia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	SP
31	Cia Luz e Força Mococa - CLFM	SP
32	Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	SP
33	Cia Jaguari de Energia - CJE	SP
34	Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranapanema S.A - EDEVP	SP
35	Caiuá - Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ	SP
36	Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	SP

37	Cia Campolarguense de Energia - COCEL	PR
38	Cemig Distribuição S.A.	MG
39	Hidroelétrica Panambi - Hidropan	RS
40	Companhia Energética de Roraima - CERR	RR
41	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA ¹	AP

¹Não possui contratação de concessão

4.1.2.3. Como mencionado na Lei nº 12.783, de 2013, essa prorrogação seria feita uma única vez, com prazo contratual de até 30 anos, com o pressuposto de aceitação de condições definidas nos contratos de concessão ou nos termos aditivos pelas distribuidoras.

4.1.2.4. Em 2015, foi editado o Decreto nº 8.461, no qual se apresentaram os requisitos, reproduzidos a seguir, para que essa prorrogação fosse realizada:

Art. 1º O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e
- IV - modicidade tarifária.

4.1.2.5. O ato normativo estabeleceu que, após a prorrogação, as concessionárias ficariam submetidas às metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites que seriam definidos pela ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo. O atingimento dessas metas deveria ocorrer nos primeiros cinco anos contratuais e seriam submetidos à fiscalização da Agência.

4.1.2.6. No caso de descumprimento das metas relacionadas com a qualidade do serviço prestado e com a gestão econômico-financeira (incisos I e II, do art. 1º, do Decreto nº 8.461, de 2012) por dois anos consecutivos ou ao final dos cinco anos, o contrato seria extinto. Ademais, o Decreto foi claro ao vetar quaisquer alterações nas tarifas de energia elétrica, nas concessões prorrogadas, para fazer frente a essas metas.

4.1.2.7. Em cumprimento ao Decreto nº 8.461, de 2015, por meio do Despacho ANEEL nº 3.540, de 20 de outubro de 2015, foram aprovadas as minutas de termo aditivo e de contrato de concessão das distribuidoras elencadas na Tabela 3, bem como a recomendação da prorrogação dessas concessões, com exceção, da Companhia Energética de Roraima (CERR).

4.1.2.8. Desse grupo, foram prorrogadas 33 concessões de distribuição. Não optaram pela prorrogação, as concessionárias à época controladas pela Eletrobras - AmE, CEAL, Cepisa, Ceron, Eletroacre e a CEA - que posteriormente, passaram por processo de licitação.

4.1.2.9. Quanto à mensuração das metas relacionadas à continuidade do fornecimento, as concessionárias com concessões prorrogadas foram avaliadas a partir dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Já a eficiência econômica e financeira foi medida por meio de parâmetros mínimos a serem perseguidos nos primeiros cinco anos, a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência do contrato prorrogado.

4.1.2.10. Menciona-se que ao longo desta Nota Técnica serão apresentadas

propostas de aprimoramentos no processo de tratamento das concessões que vencem entre 2025 e 2031, em comparação àquele que ocorreu em 2015.

4.1.3. Aspectos jurídicos afeitos ao vencimento das concessões de distribuição

4.1.3.1. Como mencionado, a partir de 2025, chegarão a termo contratos relativos a 20 concessionárias com relevante participação no mercado de distribuição de energia.

4.1.3.2. No que tange ao arcabouço legal que respalda o tema, é necessário mencionar o art. 175 da Constituição Federal, de 1988, que explicita acerca da necessidade de se realizar licitação para a concessão ou permissão de serviços públicos.

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

4.1.3.3. Cita-se, também, a Lei nº 9.074, de 1995, que dispõe acerca das normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, com dispositivos específicos para tratar dos serviços de energia elétrica. Deste ato legal, merece atenção o art. 4º:

Art. 4º As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº 8.987/1995, e das demais.

[...]

§ 4º As prorrogações referidas neste artigo deverão ser requeridas pelo concessionário ou permissionário, no prazo de até trinta e seis meses anteriores à data final do respectivo contrato, devendo o poder concedente manifestar-se sobre o requerimento até dezoito meses antes dessa data.

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.

4.1.3.5. Aqui, torna-se claro que os arcabouços legal e contratual vigentes não garantem aos atuais concessionários que a prorrogação de suas outorgas seja o único instituto aplicável. Com efeito, os contratos de concessão trazem cláusulas que explicitam a possibilidade de prorrogação, mas condicionam essa possibilidade à decisão do Poder Concedente. 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.

4.1.3.6. Assim, deve-se avaliar a alternativa mais conveniente e oportuna para o Poder Concedente – prorrogação ou licitação – para o grupo de concessões em destaque, observando-se os critérios de continuidade, de eficiência na prestação do serviço e de racionalidade operacional e econômica, com reversão de benefícios aos consumidores de energia.

4.1.4. Determinação 9.5.1 do Acórdão nº 2.253/2015 - TCU Plenário

4.1.4.1. O Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário apresentou diversas questões relacionadas ao modelo proposto para a prorrogação das concessões de distribuição

de que trata a Lei nº 12.783, de 2013. Em suma, concluiu o Tribunal, que a prorrogação da forma proposta para aquelas concessões que findaram em 2015 não era adequada.

4.1.4.2. Destaca-se que o modelo proposto, conforme explorado no item anterior, previa a prorrogação das concessões mediante o atingimento de metas que refletiriam os critérios estabelecidos na Lei, conforme trajetória definida para cada concessionária, a ser cumprida no prazo de cinco anos. Ou seja, foram instituídas metas futuras com vistas a induzir a recuperação ou a manutenção da saúde econômico-financeira das concessionárias e a qualidade na prestação do serviço. Em caso de não cumprimento das metas, iniciava-se o processo de extinção da concessão.

4.1.4.3. Nesse sentido, entendeu o TCU que:

O modelo proposto não é o de uma prorrogação condicionada. Trata-se de uma prorrogação incondicionada de todas as concessões, pois, para que ocorra a prorrogação, é desnecessário realizar qualquer ação prévia, a não ser assinar o novo contrato de concessão.

(p. 30)

4.1.4.4. Ademais, para o bloco de distribuidoras com concessões a vencer entre 2025 e 2031, o Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário trouxe a seguinte determinação:

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

(p. 61)

4.1.4.5. Depreende-se do exposto que uma das críticas apresentadas pelo Tribunal, no referido Acórdão, é que não foram realizadas avaliações prévias das concessões para que a prorrogação pudesse ser efetivada. Ou seja, não se verificou as condições econômicas das empresas e nem a capacidade destas de prestarem o serviço adequado, abrindo a possibilidade para a permanência de concessionárias que não atendiam a qualidade mínima do serviço prestado. Além disso, o Tribunal argumentou que não havia qualquer garantia de que as metas seriam cumpridas, já que não havia exigência de realização de investimentos.

4.1.4.6. Nesse sentido, esta Nota Técnica consolida elementos norteadores para a definição de diretrizes, regras e regulamentos, a serem editados pelo Poder Concedente, voltados a dar tratamento às concessões de distribuição não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783/2013, observando-se a necessidade de se assegurar a prestação adequada do serviço público de distribuição.

4.1.4.7. Destaca-se que, além da definição de critérios de elegibilidade para eventuais prorrogações, apresentam-se outros elementos que deverão ser considerados para a tomada de decisão quanto ao futuro dessas concessões.

4.2. **II - O NOVO CONTRATO DE CONCESSÃO**

4.2.1. **Contexto do setor elétrico**

4.2.1.1. A estrutura convencional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) era baseada em geração centralizada, transmissão em altas tensões (acima de 230 kV) e distribuição em alta (entre 69kV e 138 kV), média (entre 2,3 e 69 kV) e baixa tensão (abaixo de 2,3 kV). Esse modelo buscava aproveitar a disponibilidade de recursos

energéticos naturais ou de outros combustíveis com fluxo de potência unidirecional da geração para os pontos de consumo, percorrendo centenas ou milhares de quilômetros, via linhas de transmissão e de distribuição.

4.2.1.2. O setor vem passando por um processo de transformação, no qual podem-se citar como eventos ilustrativos dessa situação a digitalização das redes, que poderá proporcionar a expansão de serviços oferecidos aos consumidores e a geração descentralizada que traz um novo paradigma, passando-se para a ótica de fluxos bidirecionais.

4.2.1.3. A inserção da Geração Distribuída (GD), assim como de novas tecnologias de armazenamento, vem mudando o cenário do setor elétrico. Nos dois últimos anos, a GD cresceu expressivamente no Brasil. O recente crescimento, associado à característica dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), indica que a difusão dessas tecnologias apresenta potencial disruptivo, capaz de transformar os sistemas elétricos e impactar os serviços de distribuição de energia elétrica, uma vez que o fluxo da energia não mais ocorre em apenas uma direção e o consumidor tem adotado papel cada vez mais ativo, com possibilidade de gerar a própria energia, gerenciar a demanda e acessar outros serviços associados à energia.

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

4.2.1.5. O sistema também deverá se adaptar às novas tecnologias, que surgem em uma velocidade cada vez maior, tais como as microrredes, representadas por um sistema elétrico inteligente de pequeno porte; usinas virtuais, que podem ser despachadas remotamente por centros de controle, oferecendo serviços de resposta da demanda e maximizando a receita percebida; medição inteligente; veículos elétricos etc. Também se amplia a interface com outros setores de infraestrutura como telecomunicações, na medida em que novos serviços a serem fornecidos aos usuários por meio de avanços como Internet das Coisas – IOT, em inglês, e outros a serem obtidos pelas empresas para a flexibilização operativa das redes elétricas podem auferir ganhos para ambos os setores. Nesse sentido, é imprescindível que os riscos relacionados à segurança e à eficiência do sistema sejam bem geridos, garantindo a sustentabilidade técnica, econômica e financeira. Assim, o bom desenho deste novo sistema, que atuará neste cenário novo e tecnologicamente disruptivo, é desafiador e de vital importância para o SEB.

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, trazendo um desenho de instrumento contratual adequado e flexível o bastante para enfrentar os desafios futuros. Procura-se trazer elementos que possam incentivar a realização de

investimentos em redes e equipamentos, tais como *smart grids*, com regulação por resultados com incentivos adequados.

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.

4.2.1.9. Isto posto, apresentam-se as condições e as diretrizes propostas para constarem dos novos contratos de concessão.

4.3. **III - 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, tais como: atendimento de seu mercado nos prazos regulamentados, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal; satisfação dos usuários; qualidade do serviço prestado; eficiência energética e modernização das instalações.

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

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

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

4.3.0.5. 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.

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.

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.

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.

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.

4.3.0.12. Será prevista, também, cláusula de sustentabilidade econômico-financeira, que considere a possibilidade de aporte de capital dos acionistas, com o intuito de sanar determinadas concessões que não estejam atendendo as exigências regulatórias, mas que seus acionistas estejam dispostos a aportar capital próprio para recuperar os indicadores. Isso pode ocorrer, inclusive, para casos em que haja concessões com indicadores adequados e não adequados sob a tutela do mesmo acionista.

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

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

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

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.

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.

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

4.3.1. **Cláusula para indenização de ativos não amortizados**

4.3.1.1. Nos casos em que a concessão não for prorrogada, a indenização a ser paga à antiga concessionária, em função do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não depreciados, será calculada pela ANEEL com base na metodologia vigente de apuração de BRR.

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.

4.3.1.3. A indenização pelos ativos ainda não amortizados a serem transferidos para a nova concessão deverá ser paga pelo vencedor do certame à antiga concessionária, nos termos do edital do leilão.

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.

4.4. **IV - ALTERNATIVAS PARA AS CONCESSÕES VINCENDAS**

4.4.1. Conforme a Constituição Federal, a prestação dos serviços públicos deve se dar, diretamente ou sob delegação, sempre por meio de licitação, devendo a lei dispor, dentre outros aspectos, acerca de eventual prorrogação:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. **A lei disporá sobre:**

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, **o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação**, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - a política tarifária;

IV - a obrigação de manter o serviço adequado.

[g.n.]

4.4.2. Dessa forma, em que pese a Constituição Federal exigir a licitação para a concessão ou permissão da prestação de serviços públicos, autoriza que a lei estabeleça condições para a prorrogação dos respectivos contratos. Nesse sentido, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, em seu art. 4ª trata especificamente sobre a possibilidade de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica:

Art. 4º As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água **serão** contratadas, **prorrogadas** ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº 8.987/1995, e das demais.

§1º As contratações, outorgas e **prorrogações** de que trata este artigo **poderão ser feitas a título oneroso em favor da União.**

[...]

§ 3º **As concessões** de transmissão e **de distribuição** de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitados a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, **podendo ser prorrogado no máximo por igual período**, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

§ 4º **As prorrogações** referidas neste artigo **deverão ser requeridas** pelo concessionário ou permissionário, **no prazo de até trinta e seis meses anteriores à data final do respectivo contrato**, devendo o **poder concedente manifestar-se sobre o requerimento até dezoito meses** antes dessa data.

[g.n.]

4.4.3. Assim, do ponto de vista da legislação, tanto a prorrogação quanto a licitação são caminhos à disposição do Poder Concedente, de modo que a opção por uma alternativa ou outra encontra-se no espaço da discricionariedade administrativa, a ser exercida a partir de um juízo de conveniência e oportunidade.

4.4.4. Embora se trate de uma das opções disponíveis, destaca-se que a prorrogação das concessões não é automática. Com efeito, o art. 4º, §3º, da Lei nº 9.074/1995, autoriza a prorrogação das concessões por apenas uma vez e pelo prazo de até 30 anos, a critério do Poder Concedente. Nesse sentido, cabe ao Poder Concedente optar ou não por promover as prorrogações, bem como, nesta hipótese, estabelecer as condicionantes associadas. Em qualquer cenário, deve-se garantir aos atuais concessionários a opção de apenas cumprir o contrato em curso até o seu termo.

4.4.5. Em se tratando de concessões de serviços públicos em geral, entende-se que a opção preferencial deva ser pela licitação, uma vez que abre espaço para a competição entre agentes interessados em assumir a concessão vencedora, possibilitando a extração de eventual excedente econômico das concessões para o Tesouro Nacional ou para a modicidade tarifária. No entanto, para o segmento de distribuição de energia elétrica, em decorrência de suas peculiaridades, o raciocínio deve considerar outros elementos.

4.4.6. Com efeito, do ponto de vista técnico, é recomendável facultar a prorrogação das concessões. Isso porque as concessões de distribuição afetam grandes áreas geográficas contíguas. Assim, a inadequação na prestação de serviço por um novo concessionário, a ser escolhido mediante licitação, ou durante a transição entre concessionários, pode ter um impacto adverso concentrado sobre uma Unidade da Federação (ou sub-região dessa Unidade), inclusive com reflexos adversos para o Pacto Federativo.

4.4.7. Nos demais segmentos da cadeia de energia elétrica, de geração e de

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

4.4.8. Pontua-se, ainda, o fato de o segmento de distribuição requerer a realização de investimentos em sua área de concessão de maneira recorrente, além de ser mais intensiva em mão de obra em relação aos outros segmentos. Esse fato acarreta maior dificuldade em processos de designação de operadores provisórios em casos de término do contrato sem a prévia realização de licitação.

4.4.9. Prosseguindo, é fato que a licitação de concessões vincendas pode capturar eventuais excedentes econômicos. Contudo, é também verdade que as concessões de distribuição têm suas tarifas revistas para manutenção do reequilíbrio econômico-financeiro, de modo que ganhos estruturais de eficiência sejam revertidos para a modicidade tarifária. Assim, adotando-se como pressuposto de que as revisões tarifárias capturam eficiência e a revertem em prol dos consumidores, não haveria razão para a seleção de um novo concessionário, restando tão somente os riscos supramencionados. Isso porque as revisões tarifárias periódicas revelariam eventuais excedentes econômicos tal qual um processo licitatório, mas com menores riscos à qualidade do serviço.

4.4.10. As concessões de distribuição que chegam a termo entre 2025 e 2031 foram outorgadas a partir de processos de desestatização. Assim, entende-se que o processo de transição entre empresas concessionárias, quando houver, deve se dar de modo previsível e transparente, respeitando as legítimas expectativas dos investidores, tanto daqueles que deixam a concessão, como daqueles que a assumirão. E nesse ínterim, o serviço prestado deve se manter adequado.

4.4.11. Na hipótese de uma nova licitação, pode haver mudança da empresa titular da concessão, o que acarreta incertezas acerca de quais obrigações serão assumidas pela nova empresa concessionária. Isso implica a necessidade de mapeamento de riscos associados e a definição de medidas de mitigação, uma vez que pode envolver a demissão e admissão de empregados, a compra e venda de ativos não integrantes da concessão etc. Em suma, é necessário a definição de um plano de transição robusto, que garanta a prestação do serviço adequado e que mitigue riscos de não realização de investimentos na concessão, a fim de evitar a degradação da concessão. Adicionalmente, deve-se considerar que um novo concessionário pode vir a ter um desempenho operacional inferior ao do concessionário anterior. Portanto, concessões com índices de qualidade do serviço satisfatórios podem sofrer com piora na qualidade do serviço.

4.4.12. Também, a regulamentação vigente avançou e se desenvolveu de tal maneira a universalizar o serviço e a respeitar o princípio da adequação do serviço, o que propicia a alternativa de prorrogação.

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 devida homologação do MME, de forma que essa seja considerada como uma diretriz para os novos contratos de concessão.

4.4.14. Para os casos em que as concessionárias não atendam aos requisitos citados anteriormente, a alternativa deve ser a de nova licitação, uma vez que os riscos de baixa qualidade na prestação do serviço já estão se materializando, afetando os usuários do serviço. Ademais, com uma limitação de escopo de licitações e de transição de concessão entre diferentes empresas, pode o Poder Concedente focar seus esforços em desenhar procedimentos suficientes para a garantia de uma transição adequada.

4.5. V - CONDICIONANTES PARA PRORROGAÇÃO DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO

4.5.1. 1) Critérios mínimos

4.5.1.1. Para a prorrogação dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, inicialmente, devem ser apreciados dois critérios mínimos. O primeiro corresponde à verificação do serviço prestado com base na eficiência da qualidade do fornecimento de energia a ser medido com base em indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica. O segundo refere-se à eficiência da gestão econômico-financeira da concessão.

4.5.1.2. Propõe-se que os critérios para prorrogação sejam os mesmos atualmente aplicados pela ANEEL para caracterizar a inadimplência contratual da concessionária e que implica a abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, conforme disposto nos arts. 3º, 4º e 9º do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 novembro de 2021, da ANEEL.

4.5.1.3. Assim, o conteúdo dos dispositivos supracitados servirá de referência para estabelecimento dos critérios de elegibilidade para prorrogação das concessões.
In verbis:

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

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

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

[...]

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

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

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

[...]

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

[...]

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

4.5.1.4. A utilização dos indicadores regulatórios elimina discussões relacionadas à pertinência desses indicadores, bem como acerca da acurácia dos dados, o que contribui para a eficiência administrativa da tomada de decisão relacionada às prorrogações.

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.

4.5.2. **2) Investigação acerca de eventual excedente econômico**

4.5.2.1. Conforme exposto, a opção pela não licitação automática decorre dos custos de transação inerentes ao processo e aos riscos ao consumidor em função de eventual comprometimento da continuidade do serviço. Por outro lado, a licitação tem o papel de revelar o verdadeiro valor de mercado de determinado ativo. Assim, na ausência da licitação como regra geral, procura-se verificar a existência de excedente econômico que possa ser transferido aos consumidores, em decorrência do processo de prorrogação das concessões.

4.5.2.2. Posto isso, buscou-se realizar uma investigação acerca da existência de um excedente econômico nas concessões de distribuição, a partir da comparação entre os retornos aos acionistas estimados pela regulação tarifária e aqueles efetivamente auferidos para fins de mensuração do excedente econômico.

4.5.2.3. Há que se considerar que outras formas podem ser adotadas para a mensuração de eventual excedente econômico, de modo que proposições de alternativas são de relevante importância no âmbito da Consulta Pública a ser instaurada. Assim, uma forma aventada para avaliar eventual excedente econômico nas concessões em curso, aqui indicado como a relação entre o valor presente do fluxo de caixa ao acionista e a remuneração regulatória do capital próprio. Tal relação foi denominada de "Indicador 1", o qual pode ser aferido para cada distribuidora, em uma determinada janela temporal, do seguinte modo:

Sendo:

FCA - Fluxo de Caixa do Acionista no período i;

K_e - Custo de Capital Próprio;

BRL KP_i - Base de Remuneração Líquida com Capital Próprio;

i - subscrito que indica o ano;

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

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

4.5.2.4. Tal relação, mostrada na equação, expressa a proporção em que o *Equity Value* de cada distribuidora está acima do valor da sua BRL com KP, para um período de n anos. Assim, um resultado igual a 1, $EV=BRL$ com KP, indica a não existência de excedente no valor da distribuidora.

4.5.2.5. O fluxo de caixa, descontado pelo K_e no tempo pode se aproximar de um *valuation* da empresa. Para um período muito longo, o somatório poderia convergir para o valor de perpetuidade, sendo a sua diferença residual.

4.5.2.6. Após o cálculo do Indicador 1 para o conjunto de concessões vincendas, é necessário agregar os resultados obtidos em um "Indicador de Referência". Isso pode ocorrer de duas formas: (i) a partir da média dos resultados encontrados, ponderados por algum fator representativo do tamanho da concessão, tal qual o mercado consumidor ou ainda a própria Base de Remuneração Líquida; ou (ii) utilizar diretamente a mediana ou outro percentil de referência dos valores obtidos, o que eliminaria as dificuldades inerente à escolha de um fator ponderador, bem como seria mais adequado que uma média, na hipótese de se verificarem valores amostrais discrepantes.

4.5.2.7. Ao final, eventualmente poderia se estabelecer um único indicador geral para todas as distribuidoras a partir de indicador que leva em conta dados econômico-financeiros prévios. A utilização de indicador único se justifica sob a ótica do incentivo e premiação aos agentes mais eficientes. Caso fossem escolhidos diferentes percentuais, as empresas com melhor desempenho financeiro poderiam ter excedente capturado proporcionalmente maior, visto a maior diferença entre o valor de mercado e a base. O contrário ocorreria com as empresas com pior desempenho.

4.5.2.8. Vale mencionar que eventual utilização se valeria de dados históricos que não levam em conta as expectativas de desempenho futuro das empresas no que se refere ao crescimento de receitas e de geração de caixa. Neste momento não está configurado ou não a existência de excedente econômico.

4.5.3. **3) Contrapartidas sociais em eficiência energética**

4.5.3.1. Tem-se que independentemente da existência ou não de excedente econômico a ser repartido no processo de prorrogação, algumas questões merecem ser devidamente endereçadas pelas distribuidoras, de forma a garantir a adequada prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

4.5.3.2. Isso inclui uma maior aproximação entre as concessionárias de distribuição e os seus clientes, considerando o setor de distribuição o elo mais próximo com a população em geral.

4.5.3.3. Nesse sentido, revela-se importante haver destinação de montante de

recursos como contrapartida pela prorrogação das concessões, sendo que tais montantes podem ser derivados de diversas fontes hoje já existentes.

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

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

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

4.5.3.6. Nesse contexto, procura-se delimitar nessa parte da proposta o conjunto de elementos que possam ser utilizados de forma coordenada, para fins de contribuir na adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

4.5.3.7. A utilização dos recursos que seriam obrigatórios à prorrogação das concessões deve ficar restrita a temas relacionados com eficiência energética e modernização das redes de distribuição.

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

4.5.3.9. Também, no âmbito desta Consulta, delimitou-se um conjunto de medidas, que podemos nominar como contrapartidas sociais em eficiência energética.

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

4.5.3.11. Diferente de outras formas de captura de excedente, como pagamento de outorga ou desconto tarifário, a presente proposta tem o condão de atender a interesses comuns da concessionária e do Poder Concedente, uma vez que as empresas poderão realizar investimentos que, ao mesmo tempo que reflitam caráter social, também lhes traga benefícios por meio de redução do nível de perdas e inadimplência, por exemplo.

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

Poder Concedente.

4.5.3.13. Em termos gerais, prevê-se a seguinte sistemática. 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. Os investimentos deverão atender aos requisitos acima elencados.

4.5.3.14. Caso o investimento realizado anual seja inferior ao estipulado, deve a sua diferença ser atualizada pela taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) e somada ao montante como obrigação de investimento.

4.5.4. 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.

4.5.5. Extensão das contrapartidas sociais para as demais concessionárias

4.5.5.1. 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.

4.5.6. Digitalização das redes

4.5.6.1. O processo de digitalização no setor de energia elétrica pode trazer grande oportunidade, em diversas áreas, trazendo mais eficiência ao sistema, permitindo atuação mais ativa dos consumidores.

4.5.6.2. Os sistemas digitais aplicados ao setor elétrico facilitarão e simplificarão a relação dos consumidores com os provedores de serviços de energia elétrica.

4.5.6.3. Também é esperada ampliação da gama de serviços de utilidades que podem ser prestadas pelos concessionários, alterando a relação hoje existente entre concessionário e consumidor de energia elétrica.

4.5.6.4. Em termos práticos, serviços simples poderão ser ofertados no âmbito da relação entre concessionário e consumidor, tais como informação em tempo real sobre o seu consumo, gestão financeira e novas possibilidades de arranjos tarifários, mais condizentes com as necessidades dos consumidores.

4.5.6.5. Tais atributos contribuem significativamente ao meio ambiente, a partir da maior gestão do consumo pelos consumidores, também oportunizando a abertura de diversas possibilidades para aquisição e uso dos serviços de energia elétrica.

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.

4.5.6.8. Assim, a digitalização das redes é uma premissa fundamental a ser observada no processo de renovação.

4.6. VI - RITO PROCESSUAL DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES

4.6.1. Em decorrência da necessidade de se dar previsibilidade ao Poder Concedente, à Agência Reguladora e às empresas com concessões de distribuição vincendas, é necessário definir um rito para eventuais prorrogações. Uma síntese do rito proposto é apresentada na Figura 2.

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).

4.6.3. 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.

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.

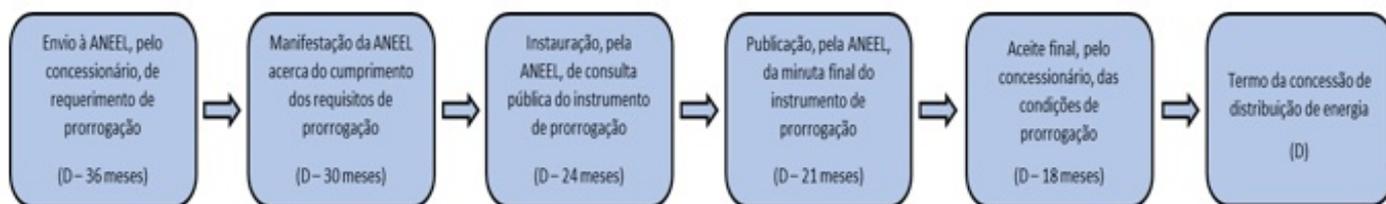
4.6.5. Na sequência, após a manifestação da ANEEL pelo cumprimento dos requisitos de prorrogação, a Agência instaurará consulta pública acerca das condições de prorrogação, com a disponibilização da minuta de contrato. A consulta pública deverá ser instaurada até 24 meses antes do advento do contrato.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

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.

4.6.7. Uma vez tornada pública a minuta final do contrato de concessão, que vigorará após a prorrogação, o concessionário deverá manifestar o aceite final das condições de prorrogação até 18 meses antes do termo contratual. Em caso de aceite das condições, o termo aditivo ao contrato de concessão deverá ser celebrado até 90 dias após a convocação por parte da ANEEL. No caso de não aceitação, será

promovida licitação para a escolha de um novo concessionário.

Figura 2 - Síntese do rito proposto para a prorrogação das concessões de distribuição vincendas.



4.7. VII - DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DAS CONCESSÕES VINCENDAS

4.7.1. De todo o exposto, propõe-se o conjunto de diretrizes quanto às concessões de distribuição conforme detalhamento apresentado nos itens seguintes.

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

Condições mínimas para a prorrogação das concessões:

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

a. Entende-se por serviço adequado o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

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

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

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

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

III - A concessionária poderá apresentar plano de transferência de controle societário, conforme regulação da ANEEL, como alternativa ao não cumprimento das exigências para prorrogação contratual, que

deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado, desde que o novo controlador comprove capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição, a partir de critérios definidos pela ANEEL. A transferência do controle societário, se não concluída antes de trinta e seis meses do advento do termo contratual, ensejará no prosseguimento pela ANEEL das análises quanto ao atendimento das exigências para prorrogação contratual.

Diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão

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

- a. sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias, inclusive por meio de aporte de capital;
- b. o atendimento de seu mercado, nos prazos regulamentados, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal;
- c. a satisfação dos usuários;
- d. a qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da apuração de indicadores que contemplem as diversas agregações possíveis;
- e. a eficiência energética;
- f. a modicidade tarifária;
- g. incentivos à gestão eficiente dos ativos;
- h. autorização para o concessionário exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos consumidores, por sua conta e risco, que devem favorecer a modicidade tarifária;
- i. alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusula subsidiária para a solução de conflitos.

V - Cláusulas econômicas:

- a. modernização dos serviços compatível com a prestação adequada do serviço de distribuição.
- b. flexibilidade para a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, preservando o equilíbrio econômico-financeiro.
- c. permissão para a separação contábil dos serviços a serem prestados inicialmente pela distribuidora, que sejam futuramente passíveis de serem prestados por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o consumidor com a ampliação da concorrência no setor elétrico.
- d. utilização do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como indexador para os reajustes tarifários anuais, a fim de trazer isonomia e uniformidade entre as concessões.

VI - Flexibilidade para a regulação definir indicadores adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de

processo de caducidade da concessão.

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

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

Contrapartidas sociais

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

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

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

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

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

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

Rito processual

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

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

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

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

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

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

XX - Os prazos serão flexibilizados para as concessões vincendas nos anos de 2025 e 2026, 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.

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

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

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

Licitação

XXIV - A licitação será realizada sem reversão prévia dos bens.

XXV - A indenização a ser paga à antiga concessionária, em função do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não depreciados, será calculada pela ANEEL com base na metodologia vigente de apuração de Base de Remuneração Regulatória.

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

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

XXVIII

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

5. ABERTURA DE CONSULTA PÚBLICA

5.0.1. A presente Nota Técnica consolida elementos norteadores para a definição de diretrizes, regras e regulamentos, a serem editados pelo Poder Concedente, voltados a dar tratamento às concessões de distribuição não alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 2013, observando-se a necessidade de se assegurar a prestação adequada do serviço público de distribuição.

5.0.2. É importante destacar 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.

5.0.3. Assim, recomenda-se abertura de consulta pública, pelo prazo de 30 (trinta) dias, nos termos da Minuta Interna nº 0745459, de modo a possibilitar aos diversos agentes envolvidos, tais como os consumidores de energia elétrica, as distribuidoras, e aos demais interessados conhecer a proposta do MME, bem como contribuir com subsídios para o seu aperfeiçoamento.

5.0.4. Importa mencionar acerca da inaplicabilidade de Análise de Impacto Regulatório (AIR), ao caso em avaliação, uma vez que a proposta de portaria não se configura como ato normativo de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados pelo MME, haja vista tratar-se de declaração de ocorrência de consulta pública de estudo, consubstanciado em Nota Técnica, que, portanto, não se configura em ato normativo.

5.0.5. Nesse sentido, não se aplicam os regramentos trazidos pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Logo, não há que se falar em elaboração de AIR previamente à edição do ato pretendido.

6. CONCLUSÃO

6.1. Esta nota técnica trouxe o arcabouço técnico para justificar proposta de diretrizes para o tratamento das concessões vincendas de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, recomenda-se a instauração de consulta pública para ampla discussão com a sociedade do conteúdo desta Nota Técnica. Espera-se que os agentes interessados contribuam para aprimoramentos das diretrizes propostas.



Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho, Assessor(a) Especial**, em 22/06/2023, às 16:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Takemitsu Simabuku, Assessor(a)**, em 22/06/2023, às 16:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 22/06/2023, às 16:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Souza Ribeiro, Assessor Especial da Secretaria Nacional de Energia Elétrica**, em 22/06/2023, às 16:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 22/06/2023, às 16:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Aline Teixeira Eleuterio Martins, Coordenador(a)-Geral de Distribuição de Energia Elétrica**, em 22/06/2023, às 16:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thiago Vasconcellos Barral Ferreira, Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**, em 22/06/2023, às 17:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Zanetti Rosa, Dir. do Depto. de Planej/Out. de Transmissão, Distribuição e Interligação Internacional Substituto**, em 22/06/2023, às 17:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial**, em 22/06/2023, às 17:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Antonio Fernando Costa Pella, Gerente de Projeto**, em 22/06/2023, às 17:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Goncalves Manfrim, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios**, em 22/06/2023, às 17:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0773012** e o código CRC **33D44127**.