

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 43/2025																																																															
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL																																																														
ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 2/2025-STD/ANEEL de 13/11/2025																																																															
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à avaliação da Análise de Impacto Regulatório acerca da regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência.																																																															
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																															
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou																																																															
TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																														
RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 2/2025-STD/ANEEL																																																															
PROCESSO Nº 48500.901452/2024-90																																																															
1. Sumário Executivo																																																															
1. O Decreto 11.314/2022 determina que as concessões de transmissão em fim de vigência sejam licitadas e que a assinatura dos novos contratos fique condicionada ao pagamento pela futura concessionária, de indenização para os ativos que permanecerão em serviço. Além disso, o § 2º do art. 5º admite incluir no edital não apenas os ativos existentes, mas também melhorias, reforços e novas instalações previstas no planejamento setorial. Esses dois comandos orientam a Análise de Impacto Regulatório (AIR) ora em discussão, que se estrutura em torno (i) do modelo contratual para o leilão e (ii) dos critérios de indenização dos ativos remanescentes.																																																															
2. No eixo contratual, foi aberta a 1ª Fase da Tomada de Subsídio nº 8/2024 que, dentre outros assuntos tratados relativos à regulamentação do Decreto 11.314/2022, em sua Nota Técnica nº 43/2024, apresentou quatro alternativas para o modelo de licitação. A primeira replica o regime aplicado às concessões prorrogadas, em que as melhores são autorizadas caso a caso; as demais avançam as inscrições pagando a Receita Anual Permitida do leilão, de valores vinculados a melhorias e reforços, com variação quanto ao porte (pequeno ou grande) e ao momento em que a remuneração passa a ser devida. A escolha deverá conciliar previsibilidade de receita para o investidor, simplicidade regulatória e modicidade tarifária ao consumidor.																																																															
3. No eixo da indenização, foi aberta a 2ª Fase da Tomada de Subsídio (TS) nº 8/2024 que, em sua Nota Técnica nº 119/2024, propôs delimitar o direito de ressarcimento aos reforços e melhorias formalmente autorizados, ainda não depreciados, excluindo bens do projeto original já amortizados e ativos recebidos sem ônus.																																																															
4. Com base nas contribuições recebidas nas duas fases da TS 8/2024, inclusive várias delas ponderando pela necessidade de elaboração de uma AIR, elaborou-se esta Análise de Impacto Regulatório. Deve-se deixar claro que o escopo desta AIR é restrito ao modelo de contratação para as concessões licitadas, nos termos do Decreto nº 11.314/2022, e das indenizações a serem pagas às antigas concessionárias. Outros temas associados à regulamentação do Decreto nº 11.314/2022 se inserem no conceito de baixo impacto , e serão abordados na etapa seguinte, relacionada à proposta de minuta de normativas.																																																															
5. Assim, convidou-se os agentes setoriais, consumidores e demais interessados a avaliar as vantagens e desvantagens de cada alternativa, indicando ajustes que fortaleçam a coerência entre os critérios da nova contratação e de indenização, à luz das obrigações trazidas pelo Decreto 11.314/2022. As contribuições coletadas servirão de base para a redação da minuta de resolução normativa que regulamentará o decreto e oferecerá um marco estável para as próximas licitações.																																																															
6. A análise das alternativas desta AIR conclui pela adoção da alternativa 3 do modelo de concessões e da alternativa 2 para indenizações.																																																															
<table><tr><th colspan="2">Conteúdo</th></tr><tr><td>1. Sumário Executivo</td><td>1</td></tr><tr><td>2. Problema regulatório</td><td>3</td></tr><tr><td>3. Necessidade de intervenção</td><td>3</td></tr><tr><td>4. Atores ou grupos afetados</td><td>4</td></tr><tr><td>5. Base legal</td><td>4</td></tr><tr><td>6. Objetivos</td><td>6</td></tr><tr><td>7. Experiência nacional e internacional</td><td>6</td></tr><tr><td>8. Participação pública</td><td>7</td></tr><tr><td>9. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Contratação</td><td>10</td></tr><tr><td>9.1 Alternativa 1 – Sem inclusão de melhorias na RAP do leilão</td><td>11</td></tr><tr><td>9.2 Alternativa 2 – Inclusão de melhorias de pequeno e grande porte na RAP do leilão</td><td>13</td></tr><tr><td>9.3 Alternativa 3 – Inclusão de melhorias de pequeno porte na RAP do leilão</td><td>13</td></tr><tr><td>9.4 Alternativa 4 – Inclusão de melhorias de pequeno e grande porte (condicionada) na RAP do leilão</td><td>14</td></tr><tr><td>9.5 Comparação das Alternativas</td><td>15</td></tr><tr><td>10. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Indenizações</td><td>19</td></tr><tr><td>10.1 Instalações Objeto do Contrato de Concessão</td><td>19</td></tr><tr><td>10.2 Manutenção da Procedura sobre o Tema</td><td>20</td></tr><tr><td>10.3 Autorizações de Reforços</td><td>26</td></tr><tr><td>10.4 Autorizações de Melhorias</td><td>27</td></tr><tr><td>10.5 Instalações de Transmissão Cedidas, Doadas ou Transferidas</td><td>27</td></tr><tr><td>10.6 Ativos vinculados à concessão e a necessidade de outorga</td><td>28</td></tr><tr><td>10.7 Análise de Alternativas para modelos de indenização</td><td>28</td></tr><tr><td>Alternativa 1 – Não regulamentar a Indenização</td><td>28</td></tr><tr><td>Alternativa 2 – Indenização de ativos incrementais (incluindo ativos sem outorgas)</td><td>29</td></tr><tr><td>Alternativa 3 – Indenização de ativos incrementais (incluindo ativos sem outorgas)</td><td>30</td></tr><tr><td>11. Alternativas</td><td>31</td></tr><tr><td>11.1 Metodologia de Comparação das Alternativas</td><td>31</td></tr><tr><td>11.2 Avaliação dos Resultados</td><td>32</td></tr><tr><td>12. Vigência</td><td>33</td></tr><tr><td>13. Verificação do ato normativo</td><td>33</td></tr></table>		Conteúdo		1. Sumário Executivo	1	2. Problema regulatório	3	3. Necessidade de intervenção	3	4. Atores ou grupos afetados	4	5. Base legal	4	6. Objetivos	6	7. Experiência nacional e internacional	6	8. Participação pública	7	9. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Contratação	10	9.1 Alternativa 1 – Sem inclusão de melhorias na RAP do leilão	11	9.2 Alternativa 2 – Inclusão de melhorias de pequeno e grande porte na RAP do leilão	13	9.3 Alternativa 3 – Inclusão de melhorias de pequeno porte na RAP do leilão	13	9.4 Alternativa 4 – Inclusão de melhorias de pequeno e grande porte (condicionada) na RAP do leilão	14	9.5 Comparação das Alternativas	15	10. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Indenizações	19	10.1 Instalações Objeto do Contrato de Concessão	19	10.2 Manutenção da Procedura sobre o Tema	20	10.3 Autorizações de Reforços	26	10.4 Autorizações de Melhorias	27	10.5 Instalações de Transmissão Cedidas, Doadas ou Transferidas	27	10.6 Ativos vinculados à concessão e a necessidade de outorga	28	10.7 Análise de Alternativas para modelos de indenização	28	Alternativa 1 – Não regulamentar a Indenização	28	Alternativa 2 – Indenização de ativos incrementais (incluindo ativos sem outorgas)	29	Alternativa 3 – Indenização de ativos incrementais (incluindo ativos sem outorgas)	30	11. Alternativas	31	11.1 Metodologia de Comparação das Alternativas	31	11.2 Avaliação dos Resultados	32	12. Vigência	33	13. Verificação do ato normativo	33
Conteúdo																																																															
1. Sumário Executivo	1																																																														
2. Problema regulatório	3																																																														
3. Necessidade de intervenção	3																																																														
4. Atores ou grupos afetados	4																																																														
5. Base legal	4																																																														
6. Objetivos	6																																																														
7. Experiência nacional e internacional	6																																																														
8. Participação pública	7																																																														
9. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Contratação	10																																																														
9.1 Alternativa 1 – Sem inclusão de melhorias na RAP do leilão	11																																																														
9.2 Alternativa 2 – Inclusão de melhorias de pequeno e grande porte na RAP do leilão	13																																																														
9.3 Alternativa 3 – Inclusão de melhorias de pequeno porte na RAP do leilão	13																																																														
9.4 Alternativa 4 – Inclusão de melhorias de pequeno e grande porte (condicionada) na RAP do leilão	14																																																														
9.5 Comparação das Alternativas	15																																																														
10. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Indenizações	19																																																														
10.1 Instalações Objeto do Contrato de Concessão	19																																																														
10.2 Manutenção da Procedura sobre o Tema	20																																																														
10.3 Autorizações de Reforços	26																																																														
10.4 Autorizações de Melhorias	27																																																														
10.5 Instalações de Transmissão Cedidas, Doadas ou Transferidas	27																																																														
10.6 Ativos vinculados à concessão e a necessidade de outorga	28																																																														
10.7 Análise de Alternativas para modelos de indenização	28																																																														
Alternativa 1 – Não regulamentar a Indenização	28																																																														
Alternativa 2 – Indenização de ativos incrementais (incluindo ativos sem outorgas)	29																																																														
Alternativa 3 – Indenização de ativos incrementais (incluindo ativos sem outorgas)	30																																																														
11. Alternativas	31																																																														
11.1 Metodologia de Comparação das Alternativas	31																																																														
11.2 Avaliação dos Resultados	32																																																														
12. Vigência	33																																																														
13. Verificação do ato normativo	33																																																														
2. Problema regulatório																																																															
7. A ANEEL realizou a Tomada de Subsídios nº 008/2024 em duas fases — de maio a julho de 2024 e de dezembro de 2024 a abril de 2025 — com o objetivo de amadurecer o estudo sobre o modelo de remuneração aplicável às concessões de transmissão reguladas pelo Decreto nº 11.314/2022. Essa iniciativa consolidou observações técnicas e contribuições da sociedade, culminando na formulação do problema regulatório central abordado neste relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR).																																																															
8. O problema regulatório envolve dois eixos principais : a definição do modelo de contratação das novas concessões licitadas após o término das concessões vigentes — especialmente quanto ao tratamento das melhorias ao longo do contrato — e o estabelecimento dos critérios de indenização de ativos de transmissão não amortizados ou depreciados em razão do fim da vigência da concessão. As Notas Técnicas nº 43/2024 e nº 119/2024 subsidiaram a abertura das fases da Tomada de Subsídios, reunindo discussões sobre temas como as Demais Instalações de Transmissão (DIT), a transição da prestação do serviço, o tratamento das melhorias, a continuidade operacional após o fim da concessão e o regime de indenização dos ativos não depreciados.																																																															
9. Desde 1990, a expansão da rede de transmissão se dá por licitação de concessões, nas quais a receita leilô é definida conforme metodologia do Submódulo 9.8 do PRORET, assegurando previsibilidade e disciplina de custos. Já os investimentos para aumento ou manutenção do serviço concedido ocorrem por autorizações para execução de reforços em melhorias, remunerados por Receita Anual Permitida (RAP) adicional.																																																															
10. Com o vencimento de concessões outorgadas nos anos 2000, o Decreto nº 11.314/2022 instituiu a relicitação como regra, admitindo prorrogação apenas quando demonstrar inviabilidade da licitação ou desinteresse público. A relicitação implica a devolução dos bens reversíveis à União e o pagamento de indenização pelos investimentos não amortizados ou depreciados, conforme o art. 36 da Lei nº 8.987/1995. O processo exige fase de transição com continuidade da operação, inventário de bens, transferência de dados e manutenção dos níveis de serviço. A ausência de regulamentação consolidada e a dispersão das normas sobre esses temas tornam o arcabouço regulatório complexo, demandando harmonização normativa para garantir segurança jurídica e eficiência nas futuras licitações e prorrogações.																																																															
3. Necessidade de intervenção																																																															
11. A regulamentação proposta é necessária diante da proximidade do vencimento de diversos contratos de transmissão — a partir de 2025, com pico entre 2030 e 2042 — e da obrigação de regulamentar o Decreto nº 11.314/2022. O objetivo é garantir previsibilidade e segurança jurídica nos processos de relicitação e indenização de ativos.																																																															
12. A norma busca uniformizar entendimentos e evitar interpretações divergentes que possam gerar riscos às concessionárias atuais, quanto à recuperação de investimentos, e aos futuros licitantes, quanto à precificação de propostas. Além disso, o decreto determina que a ANEEL defina o valor das indenizações de ativos não amortizados ou depreciados a serem pagos pela nova concessionária, o que reforça a necessidade de uma regulamentação clara. Em essência, a intervenção visa assegurar a continuidade do serviço público e o equilíbrio econômico entre concessionários e consumidores.																																																															
4. Atores ou grupos afetados																																																															
13. Os principais agentes impactados por esta proposta regulatória são as concessionárias de transmissão de energia elétrica, os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Poder Concedente representado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, de forma difusa, a cadeia de fornecedores e empreiteiras do setor elétrico na medida em que regras estáveis estimulam investimentos na continuidade e expansão dos serviços de transmissão.																																																															
5. Base legal																																																															
14. A base legal para a regulamentação do Decreto nº 11.314/2022 está fundamentada em um conjunto de normas que estruturam o regime de concessão e prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica. A Lei nº 8.987/1995 define os princípios gerais das concessões, incluindo a continuidade e atualidade do serviço concedido, o equilíbrio econômico-financeiro e a reversão dos bens não amortizados ao poder concedente, conforme seu art. 36.																																																															
15. A Lei nº 0.074/1995 complementa esse arcabouço ao dispor sobre a outorga e prorrogação das concessões, fixando em trinta anos o prazo máximo para amortização dos investimentos, prorrogável uma única vez, a critério do poder concedente. Já a Lei nº 9.427/1996, que criou a ANEEL, atribui à Agência competência para regular o setor elétrico, estabelecendo que o regime econômico-financeiro das concessões se baseia no princípio do “serviço pelo preço”, com reversão dos ativos e indenização dos investimentos remanescentes.																																																															
16. O Decreto nº 11.314/2022, por sua vez, disciplina os procedimentos de licitação e prorrogação das concessões de transmissão em fim de vigência, determinando a relicitação como regra geral, e a prorrogação apenas quando a licitação for inviável ou contrária ao interesse público.																																																															
17. Por fim, integram a base legal a Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020, que estabelece as Regras dos Serviços de Transmissão (especialmente o Módulo 3, sobre instalações e equipamentos), e o PRORET, notadamente o Módulo 9, que define os Procedimentos de Regulação Tarifária aplicáveis às concessionárias de transmissão.																																																															
6. Objetivos																																																															
18. Com a intervenção regulatória pretende-se definir a melhor alternativa para o estabelecimento dos critérios de indenização de ativos de transmissão não amortizados ou depreciados e para o tratamento e regulamentação do modelo de contratação a ser aplicado para as concessões de transmissão de energia elétrica em fim de vigência, especialmente quanto à adoção de mecanismos que promovam a gestão eficiente dos ativos vinculados a melhorias de pequeno e grande porte. Esta Análise de Impacto Regulatório (AIR) dá continuidade às discussões iniciadas na Tomada de Subsídios nº 008/2024, buscando consolidar e aprimorar os entendimentos ali levantados, com vistas a conferir maior clareza e aprofundamento técnico aos pontos identificados naquela etapa inicial. Dentre os objetivos específicos, destaca-se:																																																															
(i) Segurança jurídica – estabelecer critérios objetivos para definição do modelo contratual e do montante indenizável, reduzindo ambiguidades interpretativas e prevenindo litígios entre concessionárias e poder concedente.																																																															
(ii) Isonomia e coerência regulatória – aplicar tratamento uniforme ao modelo de contratos e ao regime indenizatório, garantindo condições equivalentes a todos os concessionários e alinhando a regulação a práticas já consolidadas.																																																															
(iii) Continuidade e atualidade do serviço – viabilizar a transição da concessão com clareza contratual e indenização adequada, assegurando que o novo concessionário assuma infraestrutura em plenas condições de operação.																																																															
(iv) Integridade econômica do modelo e da indenização – assegurar que receitas e compensações ocorram apenas na medida devida, evitando dupla remuneração, sucessão de direitos ou desequilíbrios econômicos.																																																															
(v) Estímulo à eficiência e investimentos responsáveis – estruturar contratos que incentivem melhorias ao longo da concessão, com remuneração adequada de investimentos prudentes.																																																															
(vi) Transparência e previsibilidade no processo licitatório – firmar critérios claros de modelo contratual e indenização, reduzindo incertezas, ampliando a competitividade entre licitantes e favorecendo a modicidade tarifária.																																																															
(vii) Cumprimento das disposições legais e infralegais – dar efetividade.																																																															
7. Experiência nacional e internacional																																																															
19. A questão da indenização de ativos em concessões de infraestrutura não é inédita no Brasil. No setor elétrico, o precedente mais marcante ocorreu em 2013, com a edição da Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. Nesse contexto, diversas concessões de geração e transmissão tiveram a oportunidade de prorrogação antecipada sob novas condições. Para as transmissoras que aderiram, estabeleceu-se que os ativos existentes seriam indenizados pelo VNR depreciado, mantendo-se apenas as receitas de operação e manutenção.																																																															
20. Já no caso das concessões de geração que não aceitaram renovar e foram submetidas à relicitação em 2015, foi necessária a indenização por parte do novo concessionário ou do poder concedente, cobrindo investimentos não amortizados em determinadas situações. Esse arranjo evidenciou a importância de se adotar critérios claros para valorar ativos remanescentes, sob pena de litígios ou desequilíbrios regulatórios.																																																															
21. Na distribuição de energia elétrica, a mesma Lei nº 12.783/2013 reforça a lógica de indenizar investimentos não amortizados. Embora a maior parte das concessões tenha sido renovada em 2015, o art. 7º da referida lei previu a relicitação para aquelas que eventualmente não fossem prorrogadas, com indenização dos bens reversíveis não amortizados. Esse dispositivo confirma a convergência de princípios no setor: ao fim do contrato, o concessionário tem direito de reaver apenas a parcela do investimento ainda não recuperada.																																																															
22. Outros segmentos de infraestrutura no Brasil seguem a mesma lógica. Na malha rodoviária, a Resolução ANT T nº 5.860/2019 estabeleceu metodologia específica para o cálculo de indenização de bens reversíveis. Na infraestrutura aeroportuária, a Lei nº 13.448/2017 determinou que a outorga paga pelo novo concessionário pode ser utilizada para indenizar a concessionária anterior pelos ativos não amortizados. Essa prática foi aplicada em relicitações e reforça o alinhamento entre setores. A base legal comum é a Lei nº 8.987/1995, art. 36, que prevê expressamente a indenização de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, assegurando equilíbrio econômico-financeiro e evitando enriquecimento sem causa.																																																															

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 43/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 2/2025-STD/ANEEL de 13/11/2025

EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à avaliação da Análise de Impacto Regulatório acerca da regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou

TEXT0/ANEEL

JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

23. Esse conjunto de experiências domésticas consolida a diretriz de que o prazo contratual ordinário deve ser suficiente para remunerar integralmente os investimentos originalmente previstos, não cabendo indenização ao final. Entretanto, investimentos adicionais ou melhorias e reforços realizados durante a concessão não amortizados ou depreciados, devem gerar direito de indenização. Trata-se de um princípio já positivado em lei e operacionalizado em diferentes segmentos de infraestrutura regulada.

24. No âmbito internacional, os modelos de concessão variam de acordo com a tradição regulatória de cada país. No setor de transmissão de energia, não é comum a existência de concessões com prazo fixo e reversão de ativos, como ocorre no Brasil. Países como Estados Unidos, Reino Unido, Austrália e Chile adotam predominantemente esquemas de autorização ou licenciamento contínuo, renovados periodicamente sem limite contratual definido. Ainda assim, em setores de infraestrutura comparáveis, observa-se convergência de princípios.

25. No México, a legislação rodoviária (Lei de Caminhos, Pontes e Autotransporte Federal) determina que, ao final do prazo, os bens revertam sem compensação. Porém, em hipóteses de resgate antecipado, decretos específicos estabelecem regras de indenização, restritas a créditos e passivos diretamente vinculados às obras, vedando a remuneração do capital de risco. O objetivo é permitir equilíbrio contratual sem onerar indevidamente o poder concedente.

26. No Chile, a *Ley de Concesiones* de Obras Públicas prevê, em caso de término antecipado, o direito do concessionário à indenização pelos investimentos efetivamente realizados e ainda não recuperados. Essa regra busca preservar a integridade econômica do contrato, impedindo enriquecimento sem causa e garantindo que o concessionário não seja penalizado por aportes legítimos realizados durante a concessão.

27. Em ambos os casos, ainda que os mecanismos difiram, reafirma-se o princípio central: a indenização deve se restringir à parcela não amortizada, evitando tanto o confisco de investimentos quanto a dupla remuneração de ativos.

8. Participação pública

28. O Decreto nº 11.314/2022 foi publicado em 28 de dezembro de 2022, estabelecendo as regras para relicitação e prorrogação dessas concessões. A partir de janeiro de 2023, a ANEEL iniciou reuniões internas para definir o escopo e o cronograma de regulamentação do decreto, inserindo o tema na Agenda Regulatória 2024-2025, sob o código AR24-02.

29. Em maio de 2024, a Agência abriu a Tomada de Subsídios nº 008/2024, com duração de 68 dias, para coletar contribuições da sociedade. A iniciativa foi formalizada pela Nota Técnica nº 43/2024-STD-SCE-STR-SFF-SFT-SEL/ANEEL, que diagnosticou os principais pontos a regulamentar e contou com a participação de 18 entidades do setor elétrico.

30. Essa primeira fase da Tomada de Subsídios estruturou quatro eixos de discussão: (i) Demais Instalações de Transmissão (DIT), (ii) transição da prestação do serviço, (iii) tratamento das melhorias ao longo da concessão e (iv) prestação do serviço no fim da concessão. Durante esta fase da Tomada de Subsídios nº 008/2024 foram recebidas 174 contribuições de 18 diferentes agentes do setor.

Agente	Quantidade
Abdô	6
Abraço	6
Abraço	24
Argo	4
Cemig	8
CPFL Energia	8
Cowep	13
EDP	16
Eletrobras	13
Energisa	4
Engie	5
EPE	4
Gesel	12
Light	1
Neoenergia	14
ONS	3
Santa Grid	12
Taesa	21
Total	174

31. As contribuições recebidas versaram sobre os diversos temas discutidos na Nota Técnica nº 43/2024-STD-SCE-STR-SFF-SFT-SEL/ANEEL e foram assim resumidas.

Tema da contribuição	Quantidade
Regulamentação da prorrogação	13
Metodologia de indexização	1
Transfêrencia de DIT	37
Transição da prestação do serviço	78
Prestação dos serviços com o fim da concessão	12
Modelo de licitação	12
Definição de modelo de receitas	19
Fora do escopo	2
Total	174

32. Durante o período de 26 de dezembro de 2024 a 11 de abril de 2025, totalizando um período de 107 dias, foi instaurada a segunda fase da Tomada de Subsídios nº 008/2024, com vista a colher subsídios para regulamentação do Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022, sendo emitida a Nota Técnica nº 119/2024-STD-SCE-STR-SFF-SFT-SEL/ANEEL, de 20/12/2024.

33. O foco desta fase da TS nº 08/2024 foi o aprofundamento em dois grupos temáticos com a participação de 17 instituições, cujo teor contribuiu para consolidar as propostas de encaminhamento e embasar a consulta pública e as discussões subsequentes. Os dois grupos temáticos tratados nessa 2ª fase da TS foram:

i. Definição dos ativos indenizáveis nas concessões licitadas, levando-se em conta o histórico dos ativos e a sua amortização;

ii. Definição da metodologia de indenização para os ativos elegíveis.

34. Durante esta fase da Tomada de Subsídios foram recebidas 138 contribuições de 19 diferentes agentes do setor, distribuídas conforme figura a seguir.

Agente	Quantidade
Abditi	7
Abraçe	2
Abraçe Técnico	7
Abraçe Jurídico	2
Abraçe econômico-financeiro	2
Algo	12
Cemig	8
COG	10
CPFL Energia	10
EDP	7
Eletrobras	9
Evozt	7
Gesel	12
GOIÁS, MGE, TER e TSP	3
Group	10
Light	7
Neoenenergia	7
State Grid	8
Tessa	8
Total	138

35. As contribuições recebidas versaram sobre os diversos temas discutidos na Nota Técnica nº 119/2024-STD-SCE-STR-SFF-SFT-SEL/ANEEL e foram assim resumidas.

Tema da contribuição	Quantidade
AIR	8
Objeto do Contrato de Concessão	19
Reforços	12
Melhorias	15
Ativos não vinculados à prestação do serviço	14
VNR	17
Transição	14
Instalações Cedidas, Doadas ou Transferidas	8
Segurança Jurídica	6
Reforços e Melhorias	5
Termo Substituição	3
Outros	12
Amortização e Depreciação	5
Total	138

36. As contribuições além de auxiliar no refino do problema regulatório proposto na etapa de tomada de subsídios, também serviu como direcionador do aprimoramento dos estudos e novas vias de avaliação.

37. Adicionalmente, durante ambos os períodos de contribuições da Tomada de Subsídios nº 008/2024 ocorreram reuniões com a Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base – ABIDIB e Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE, que manifestaram interesse em discutir o tema com a ANEEL. Essas interações serviram para aperfeiçoar a visão do regulador com os anseios de quem trabalha diretamente e diariamente com o processo.

9. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Contratação

38. O Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica estabelece as diretrizes e procedimentos relacionados a ampliações, reforços e melhorias no Sistema Interligado Nacional (SIN) com o objetivo de manter a prestação do serviço adequado de transmissão de energia elétrica, de aumentar o serviço prestado e de permitir a conexão a instalações de transmissão.

39. A Seção 3.1 do Módulo 3 define a distinção entre melhorias e reforços nas instalações de transmissão sob responsabilidade das concessionárias, bem como as diretrizes e procedimentos para sua autorização e implementação. Já o Módulo 9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) complementa essa disciplina ao estabelecer os critérios de remuneração aplicáveis às autorizações de Reforços e Melhorias realizadas pelas concessionárias de transmissão.

40. Em relação ao tratamento de melhorias realizadas pelas concessionárias de transmissão, o Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022, estabeleceu em seu Art. 3º que:

Art. 3º O Ministério de Minas e Energia, subsidiado pela Empresa de Pesquisa Energética e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, definirá melhorias, reforços e novas instalações relacionadas às instalações de transmissão pertencentes à concessão em fim de vigência, os quais constarão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica, e informará à Agência Nacional de Energia Elétrica - Anel com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses do advento do termo contratual.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 43/2025	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 2/2025-STD/ANEEL de 13/11/2025	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à avaliação da Análise de Impacto Regulatório acerca da regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou	
TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Segurança do Sistema	
71. A Alternativa 1 apresenta risco na segurança do SIN, na medida em que não há um sinal econômico efetivo para realização de O&M, o que pode levar a situação de precarização da operação e manutenção do serviço. Esse risco é mitigado pela substituição de equipamentos que poderiam ter sua operação prolongada por meio de gastos operacionais. No entanto, a redução do risco pode levar a um custo maior ao consumidor por priorizar soluções de capex. Além disso, essa alternativa demanda controle centralizado, o que agrega risco de morosidade decisória, já que cada melhoria depende de autorização específica.	
72. A Alternativa 2 transfere toda a responsabilidade pela confiabilidade à concessionária, o que reduz a intervenção regulatória, porém cria incentivo para postergar investimentos e operar equipamentos até o limite de sua condição física, podendo comprometer a segurança operativa se não houver mecanismos de controle e penalidade eficazes.	
73. A Alternativa 3 mantém a segurança estrutural do sistema ao assegurar que as melhorias de grande porte sejam executadas mediante autorização e receita específica, garantindo cobertura financeira quando efetivamente necessárias. Essa configuração controla previsibilidade técnica e reduz o risco de descontinuidade no serviço, sem onerar o consumidor de forma antecipada. Embora não elimine totalmente o risco moral, a presença de autorizações formais e o regime competitivo para pecunias melhorias equilibram incentivo e controle.	Não resta dúvida de que esta é a melhor alternativa para defesa dos custos tarifários que são impostos aos consumidores. Nas licitações de Transmissão, todos os investimentos e depreciação devem ser remunerados dentro da RAP (Receita Anual Permitida) contratual. Os leilões de transmissão tem apresentado significativa redução dos valores, função da competição promovida pelo leilão. Só podem ser adicionados à RAP do leilão os valores de melhoria de grande porte com aprovação prévia da ANeel.
74. A Alternativa 4 reforça a disciplina de substituições, mas sua dependência de precificação futura e condicionamento de receita pode dificultar a execução tempestiva de trocas em contextos de incerteza econômica.	
75. Nesse sentido, a Alternativa 3 mostra-se a mais segura operacionalmente, pois combina mecanismos conhecidos de controle regulatório com incentivos moderados à eficiência, preservando a continuidade e confiabilidade do SIN sem expor o modelo a riscos excessivos de subinvestimento ou de paralisação decisória.	
Alocação de Riscos	
76. Nos riscos financeiros operacionais, a Alternativa 1 aloca a totalidade dos riscos associados a investimento ao consumidor e ao Poder Concedente, pois todo investimento é repassado via tarifa e a substituição de ativos demanda determinação e autorização prévia do Poder Concedente.	
77. A Alternativa 2 os transfere integralmente à concessionária, exigindo estrutura financeira mais robusta para a transmissora, podendo gerar incentivos à postergação de substituições e comprometer a continuidade do serviço.	
78. A Alternativa 3 distribui de forma equilibrada, mantendo com o concessionário a responsabilidade sobre os investimentos de pequeno porte e com o consumidor e o Poder Concedente apenas as substituições de grande vulto devidamente justificadas, o que assegura moderação de risco e alinhamento de incentivos.	
79. A Alternativa 4 centraliza novamente o risco na concessionária, exigindo estrutura financeira mais robusta para a transmissora que precisa gerenciar trocas antes de receber a receita. Além disso, há risco de a receita ofertada não ser suficiente para cobrir o custo da troca de grandes equipamentos dado a volatilidade de preço das commodities ao longo do tempo.	
80. Em termos de riscos de assimetria informacional, as alternativas 3 e 4 são as mais equilibradas, pois associam controle pela ANEEL da efetiva entrada em operação comercial e incentivos econômicos à eficiência.	
81. Assim, a Alternativa 3 alcança o melhor ponto de equilíbrio entre previsibilidade e exposição a riscos indicados.	
Custo Administrativo Global	
82. A Alternativa 1 implica o maior custo administrativo, dada a necessidade de instrução e deliberação de autorizações caso a caso.	
83. A Alternativa 2 é a menos custosa do ponto de vista regulatório, mas exige aparato de controle e fiscalização mais intensos.	
84. A Alternativa 3 reduz parcialmente o ônus institucional, pois elimina as autorizações para melhorias de pequeno porte, mantendo apenas os trâmites para as de grande porte, o que simplifica o processo sem comprometer o controle técnico.	
85. Já a Alternativa 4 demanda maior esforço inicial na modelagem e precificação dos ativos por parte da concessionária, ainda que apresente menor intervenção regulatória ao longo da execução contratual.	
86. Assim, em termos de eficiência administrativa e governança regulatória, a Alternativa 3 apresenta bom custo-benefício, ao reduzir a complexidade operacional sem prescindir de acompanhamento regulatório adequado.	
Adequação aos Modelos Existentes	
87. A Alternativa 1 guarda maior semelhança com o modelo tradicional das concessões prorrogadas, mas demanda tratamento regulatório distinto para: (i) ativos relicitados que não influenciam na indenização; (ii) ativos relicitados que influenciam na indenização e (iii) ativos novos.	
88. A Alternativa 2 reproduz a lógica dos contratos licitados greenfield, porém sem considerar as peculiaridades econômico-financeiras das relicitadas, a exemplo dos riscos associados a substituição de ativo relicitado e ativos novos.	
89. A Alternativa 3 posiciona-se como solução intermediária e de maior aderência institucional, onde mantém a coerência com o modelo vigente de autorizações e com os contratos licitados, mas introduz ganhos de eficiência e previsibilidade tarifária ao internalizar as melhorias de pequeno porte.	
90. Já a Alternativa 4 representa avanço conceitual, embora dependa de amadurecimento regulatório e financeiro para implementação plena.	
91. No balanço geral, a Alternativa 3 é a que melhor compatibiliza segurança jurídica, previsibilidade contratual e aderência à estrutura normativa existente, sem romper com a coerência regulatória estabelecida.	
Considerações Finais	
92. A análise integrada das quatro alternativas demonstra que não há solução única que maximize simultaneamente modicidade, segurança e simplicidade regulatória. A Alternativa 1 garante continuidade, porém os custos administrativos e econômicos tendem a ser elevados; a Alternativa 2 maximiza a competição, mas amplia os riscos operacionais e financeiros; a Alternativa 4 oferece inovação e eficiência, porém com desafios de precificação e execução.	
93. Nesse contexto, a Alternativa 3 surge como a opção mais equilibrada: combina a previsibilidade jurídica e regulatória do modelo tradicional com ganhos de modicidade decorrentes da competição, mantém a segurança operacional do SIN e evita riscos excessivos para concessionárias e consumidores. Trata-se, portanto, da alternativa que melhor concilia os objetivos do Decreto nº 11.314/2022 – modicidade tarifária, estabilidade regulatória e eficiência econômica — sendo a mais adequada para orientar a proposta de modelo contratual das concessões relicitadas.	
10. Tratamento Regulatório para Definição do Modelo de Indenizações	
10.1 Instalações Objeto do Contrato de Concessão	
94. Por instalações objeto do contrato de concessão entende-se a totalidade das instalações de transmissão associadas à prestação dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica vinculadas ao escopo original do contrato, tal como estabelecido na Lei nº 8.987, de 12 de fevereiro de 1995, onde em seu Art. 2º está dito que:	
<i>“III - concessão de serviço público precedida da execução de obra pública: a construção, total ou parcial, conservação, reforma, ampliação ou melhoramento de quaisquer obras de interesse público, delegados pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade concorrência ou diálogo competitivo, a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para a sua realização, por sua conta e risco, de forma que o investimento da concessionária seja remunerado e amortizado mediante a exploração do serviço ou da obra por prazo determinado”</i>	
95. A Nota Técnica nº 119/2024-STD-SCE-STR-SFF-SFT-SEL/ANEEL que deu início à 2ª Fase da TS nº 008/2024 destacou que, em caso de reversão dos bens da concessão, a indenização desse grupo de ativos deve considerar o prazo máximo de até 30 anos necessário para amortização dos investimentos em transmissão decorrentes de contratos firmados nos termos da Lei nº 9.074/1995.	
96. Assim, o valor do investimento — que estará totalmente amortizado ao término do contrato — já é conhecido desde sua assinatura. Essa mesma premissa é utilizada no cálculo do teto da Receita Anual Permitida (RAP) nos processos licitatórios de contratação de serviços de transmissão. Diante disso, a Nota Técnica concluiu que não há indenização devida para os ativos vinculados às instalações do objeto original do contrato de concessão nos casos de extinção da concessão.	
97. Antes de avançar na discussão, é necessário evidenciar o paradoxo que permeia as interpretações que serão apresentadas. Sob a ótica da ANEEL, a indenização do objeto original do contrato de concessão ao término de sua vigência implicaria risco regulatório relevante: o pagamento em duplicidade de valores que, nos termos da lei, já foram recuperados ao longo da execução contratual e, portanto, estariam em desacordo com a lógica econômico-financeira e com os princípios da modicidade tarifária e da eficiência. Em contrapartida, para os agentes que defendem a indenização, o risco se manifestaria em sentido oposto: a reversão dos ativos sem o devido ressarcimento representaria empobrecimento ilícito do poder concedente e efeito equivalente ao confisco.	
10.2 Manifestação da Procuradoria sobre o Tema	
98. O Parecer nº 335/2006-PF/ANEEL, emitido em agosto de 2006, analisou o caso ATE II em que a concessionária de transmissão firmou contrato de engenharia na modalidade turn-key com uma empresa coligada para construir a linha de transmissão Colinas-Sobradinho. A questão surgiu porque a SFF havia inicialmente recusado aprovar esse contrato entre partes relacionadas, apontando dois problemas: (i) falta de demonstração das vantagens de contratar via turn-key com empresa do mesmo grupo, especialmente quanto ao preço; e (ii) ausência de análise sobre o impacto que o deságio elevado ofertado pelo concessionário no leilão poderia ter na equação econômico-financeira da concessão. Em suma, o parecer de 2006 debatteu-se sobre a legalidade e os efeitos desse arranjo contratual, incluindo a preocupação de que, após oferecer um grande desconto tarifário para vencer a licitação, a concessionária talvez viesse a pleitear indenização ao final do contrato pelos investimentos não amortizados.	
99. No mérito, o parecer reconstrói a lógica jurídica do regime de concessão baseado no menor preço (price cap) para rebaixar tais preocupações. Com fundamento no art. 175 da Constituição Federal e na Lei nº 8.987/1995, entre outras, enfatiza-se que a concessão de serviço público presuppõe a prestação por conta e risco do concessionário, em ambiente de liberdade empresarial e concorrência, cabendo ao particular arcar com os riscos normais do empreendimento em troca da tarifa ofertada.	
100. Nesse contexto, destaca-se o art. 25 da Lei nº 8.987/1995, dispositivo que autoriza o concessionário a contratar terceiros para implementação e operação do serviço, sem vínculo direto com o poder concedente, preservada a responsabilidade integral da concessionária perante o contrato de concessão. Ou seja, a lei confere ao concessionário autonomia para estruturar a execução dos investimentos e serviços – inclusive por meio de contratos turn-key– desde que ele próprio continue responsável pelo resultado perante o poder público.	
101. Com base nesses preceitos, o parecer conclui que os contratos de engenharia do tipo turn-key celebrados com empresas coligadas são instrumentos juridicamente legítimos de alocação e gerenciamento de riscos dentro da concessão. Trata-se de prática compatível com o direito privado e usual no setor elétrico, permitindo à concessionária fixar um preço global pela obra e repassar à execução a um ente especializado, internalizando eventuais ganhos de eficiência.	
102. No caso analisado, verificou-se que a concessionária apresentou elementos comprovando a adequação dos preços e as vantagens do arranjo turn-key para viabilizar a entrega da infraestrutura dentro dos custos previstos. Essa demonstração atende às exigências regulatórias vigentes (à época, a Resolução ANEEL nº 22/1999) e evidenciava racionalidade econômica na escolha do modelo contratual. Desse modo, a primeira objeção da SFF – sobre aprovar ou não o contrato turn-key entre partes relacionadas – restou superada diante da conformidade do contrato com a legislação e a economia do projeto.	
103. O ponto mais sensível, então, diz respeito ao elevado deságio tarifário ofertado pela ATE II na licitação de outorga – cerca de 47,5% abaixo da Receita Anual Permitida de referência. Com relação a essa preocupação quanto ao elevado deságio, a STR manifestou sua percepção de que “a concessionária fará jus à indenização das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis”. Em outras palavras, essa percepção da área técnica levou ao questionamento se a concessionária deliberadamente ofereceu uma receita baixa para vencer o leilão, contando em recuperar futuramente a diferença mediante indenização dos ativos remanescentes. Essa discussão de 2006 reflete exatamente a questão enfrentada agora na regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, o que realça a pertinência de resgatar os fundamentos jurídicos daquele parecer.	
104. No Parecer nº 335/2006, a Procuradoria afastou tal preocupação e esclareceu que o deságio elevado não poderia ser utilizado como pretexto para qualquer revisão contratual ou aumento tarifário futuro. Pelo contrato, argumentou-se que o deságio serve à modicidade tarifária em benefício dos usuários e não gera, por si só, direito a reembolso ou indenização para a concessionária. Após tranquilizar quanto a isso, o parecer passou a examinar detidamente o cerne jurídico da questão: se, ao final da concessão, haveria direito à indenização à luz do deságio oferecido ao longo do prazo de duração do contrato.	
105. A resposta construída no parecer aponta-se na premissa da indisponibilidade entre risco e preço no modelo de concessão por preço ofertado. Foi dito que em um regime de price cap, a proposta vencedora da licitação – definida pelo menor valor de Receita Anual Permitida ofertado – já embute todos os custos e riscos conhecidos do empreendimento, de modo que esse preço permanente como referência obrigatória durante toda a vigência do contrato. Salvo ocorrências excepcionais e imprevisíveis, não cabe revisão da tarifa pactuada, pois o particular assumiu a concessão cliente dos ônus e bônus de sua proposta.	
106. Nesse quadro, um deságio elevado não fragiliza o contrato ao contrário. Foi condição para a vitória na licitação e reflete o compromisso do concessionário em prestar o serviço dentro daquela tarifa reduzida. Reinterpretar esse deságio após a outorga, de forma a compensar a concessionária futuramente, seria contrária a lógica concorrencial e os próprios resultados do certame, o que não se admite logicamente. Onde foi dito que:	
<i>“34. Risco e preço devem ser vistos, portanto, como um binômio indissociável. O concessionário assume os riscos, perfilando-os por meio de uma proposta que, em um ambiente concorrencial licitatório, mostra-se, dentre as apresentadas, a mais vantajosa para a Administração Pública. Para que haja alteração desse preço é preciso analisar, sempre em caráter excepcional, quais são os fatos que o justificam, sem esse cotejo, a Administração Pública renegaria a força contratual que vincula o concessionário a prestar o serviço que lhe foi outorgado pelo preço fixado”</i>	
107. Com base nesses fundamentos, o Parecer nº 335/2006 apresentou um fundamento central nessa análise: “Não havendo essas hipóteses, não há que se falar em revisão das tarifas”. Em outras palavras, a concessionária não adquire direito a ressarcimento adicional pelo fato de ter ofertado uma tarifa menor e não há que se falar em receber indenização para resgatar um contrato cuja RAP-Teto já é suficiente para equilibrá-lo.	
108. O parecer adverte que interpretar isoladamente o art. 36 da Lei nº 8.987/1995 (que prevê indenização de investimentos ainda não amortizados ou depreciados) para conceder indenização inerteita ao final da concessão levaria a um resultado incompatível com o regime de concessões por menor receita. Tal leitura distorcida equivaleria a retornar a um regime de remuneração pelo custo, anuviando a modicidade tarifária conquistada no leilão e garantindo, na prática, uma taxa mínima de retorno ao concessionário independentemente de sua eficiência.	
109. Esse raciocínio foi firmemente repellido no parecer, que o comparou ao antigo slogan “plante que o João garante”. Ou seja, seria um retrocesso a tempos em que todo investimento era eventualmente coberto pelo Estado/Consumidor, eliminando os incentivos à eficiência e ao menor preço que a licitação buscou introduzir. Onde foi dito que:	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 43/2025	
 NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 2/2025-STD/ANEEL de 13/11/2025	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à avaliação da Análise de Impacto Regulatório acerca da regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou	
TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
“58. Não há que se falar em obrigatoriedade do Poder Concedente em indenizar bens que porventura não tenham sido objeto de amortização ou depreciação por efeito da reversão. Com efeito, não procede a leitura isolada feita pela SRT sobre o disposto no artigo 36 da Lei nº 8.987/95, visto que, se houvesse necessidade de indenizar futuramente todos os investimentos não amortizados, sem fazer o cotejamento dos fatos e dos riscos que envolvem qualquer atividade, o Poder Concedente asseguraria uma taxa de retorno mínima aos contratos, contrariando toda a regulação do regime pelo preço e de busca de eficiência na concessão. 59. Em outras palavras, essa leitura isolada da lei faria com que a modicidade tarifária restasse completamente solapada, visto que a diminuição verificada nas tarifas inicialmente – pelo deságio oferecido – seria depois eliminada com a obrigatoriedade de indenizar uma série de bens que não foram amortizados. Ter-se-ia, portanto, o retorno ao regime pelo custo e o asseguramento, independente dos fatos, de uma taxa mínima de retorno pela tarifa. Faz lembrar as épocas do “cliente que o dono garante”.” 110. Para respaldar essa tese, o parecer discute sobre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão à luz do ordenamento jurídico. Ressalta que o preço ofertado na licitação fixa o equilíbrio inicial do contrato e que todos os riscos normais até a assinatura – como variações de custos de construção, taxas de retorno esperadas etc. – são assumidos pelo empreendedor ao apresentar sua proposta vencedora. Em contrapartida, a Administração Pública lhe garante que o valor da tarifa ofertada será preservado durante a execução do contrato, ajustado apenas pelos mecanismos previstos (reajustes, revisões ordinárias) e por eventuais fatos extraordinários supervenientes que verdadeiramente rompem a equação original. 111. Assim, risco e preço formam um binômio indissociável: o concessionário precifica os riscos no lance que oferece e, se venceu a concorrência com aquela tarifa, deve ater-se a ela, salvo motivos excepcionais de força maior ou fato do príncipe. Não havendo eventos extraordinários, não há base legal para se revisar tarifas ou conceder indenizações adicionais, pois isso subverteria a lógica vinculante do preço contratual, livremente pactuado. 112. Aplicando esses princípios ao caso do decurso, o parecer assevera que a redução tarifária ofertada nada mais é que a materialização do risco aceito pela concessionária em favor do usuário. Logo, não pode posteriormente ser “devolvida” à empresa por meio de indenização, sob pena de desvirtuar completamente o resultado do leilão e punir a modicidade tarifária. 113. O parecer chega a enfatizar que, se a ATE II ofereceu um deságio de 47,5% e sagrou-se vencedora exatamente por apresentar a proposta mais vantajosa, é fora de dúvida que a tarifa por ela pactuada deve ser suficiente para cobrir os investimentos e remunerar adequadamente o capital investido. Essa assertiva desmonta o argumento de que haveria um “déficit” a ser compensado: pela lógica da concessão, não há déficit, pois a empresa se comprometeu a executar o serviço dentro da receta reduzida. 114. Dessa premissa decorre que não existe obrigação do Poder Concedente de indenizar bens reversíveis ao término da concessão que já tenham sido amortizados ou depreciados pela tarifa inicialmente pactuada. O P 335/2006 expressamente a leilão de que o art. 36 da Lei nº 8.987/1995 imporia indenizar todo e qualquer investimento, sem distinguir sua origem ou contexto. Pelo contrário, sustenta-se que indenizar automaticamente todo saldo não depreciado equivaleria a assegurar ao concessionário uma rentabilidade mínima, independentemente do desempenho, frustrando a lógica de eficiência esperada no regime de menor tarifa. Isso prejudicaria a modicidade tarifária: o desconto concedido aos consumidores no início seria cobrado deles novamente ao final, mediante encargos de indenização, eliminando o benefício da concorrência. 115. Fazendo a correta interpretação do marco regulatório e dos contratos, o parecer demonstra que não há fundamento para alegar risco regulatório de “calote” ou confisco contra o concessionário no simples fato de os bens reversíveis retornarem à União sem pagamento adicional. Isso porque, de acordo com a legislação e o desenho contratual, o investimento nos ativos de transmissão é integralmente remunerado e amortizado durante a vigência da concessão, via recata, não restando saldo indenizável ao final. 116. Em outras palavras, ao término do contrato e conforme previsto no §3º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, o concessionário já foi ressarcido durante a prestação do serviço contratado de modo a garantir a amortização de todos os ativos vinculados a concessão, cumprindo-se o equilíbrio econômico-financeiro previsto. Pagar novamente qualquer valor por esses mesmos ativos configuraria dupla remuneração e quebraria a neutralidade econômica do contrato em favor da concessionária e em detrimento do consumidor. 117. Por isso, o parecer frisa que reconhecer uma indenização nessas condições violaria os princípios da modicidade tarifária e da eficiência, além de afrontar a boa-fé contratual. Eis o último parágrafo do parecer em seu texto: “... não há fundamento para alegar risco regulatório de “calote” ou confisco contra o concessionário no simples fato de os bens reversíveis retornarem à União sem pagamento adicional. Isso porque, de acordo com a legislação e o desenho contratual, o investimento nos ativos de transmissão é integralmente remunerado e amortizado durante a vigência da concessão, via recata, não restando saldo indenizável ao final.” 118. Vale destacar que o Parecer nº 335/2006 não elimina totalmente a possibilidade de indenização em situações excepcionais previstas em lei. O próprio parecer reconhece, em linha com o art. 36 da Lei de Concessões, que investimentos supervenientes exigidos pelo poder concedente durante a execução do contrato, e que não tenham sido amortizados até o fim da concessão, poderão ensejar indenização. É o caso, por exemplo, de autorizações determinados pela Administração após a assinatura do contrato, cujo custo não estava contemplado no equilíbrio econômico-financeiro original. Nesses casos específicos, em que a concessionária realizou investimentos adicionais por exigência do poder público sem conseguir recuperá-los integralmente na tarifa até o termo final, há sim direito a ressarcimento. 120. Conforme exposto, o Parecer nº 335/2006-PF/ANEEL concluiu pela inexistência de direito a indenização ao término da concessão, posicionando-se favoravelmente à aprovação do contrato turn-key em análise. Essa manifestação, à época pioneira, estabeleceu uma compreensão jurídica coerente e robusta que vem sendo reiterada desde então e que refuta de modo definitivo a tese das concessionárias transmissoras de receber indenização ampla sobre o valor residual não depreciado dos seus ativos originais. 121. Em outras palavras, consolidou-se o entendimento de que bens do projeto original de transmissão, amortizados e remunerados durante a vigência do contrato, retornam ao poder público após o término da concessão. Tal entendimento afasta alegações de enriquecimento ilícito por parte do poder concedente, uma vez que não há prejuízo financeiro para a concessionária na devolução de bens já amortizado. Pelo contrário, indenizar o que já foi pago desequilibraria a equação econômico-financeira em favor do concessionário, contrariando a neutralidade e a justiça contratual. Não indenizar ativos amortizados e remunerados mantém a coerência do sistema regulatório, garantindo que cada parte receba exatamente aquilo que foi pactuado – nem mais, nem menos. 122. Sob a ótica dos princípios setoriais, essa solução jurídica se alinha plenamente aos princípios de modicidade tarifária e eficiência: o usuário paga apenas uma vez por cada investimento (durante a concessão), e o concessionário é incentivado a eficiência, sabendo que não haverá benesses posterior que cubra uma eventual proposta ousada de desconto. Além disso, respalda-se a boa-fé objetiva e a segurança jurídica, pois as regras do jogo definidas no edital e no contrato são mantidas estáveis até o fim da concessão, garantindo previsibilidade. 123. O Parecer 335/2006 enfatiza que a estabilidade regulatória depende de interpretar as normas de forma sistemática, harmonizando a garantia da propriedade privada do concessionário com a não onerosidade ao poder público e usuários. Nesse equilíbrio, a proteção ao investimento do concessionário é conferida na medida exata do que ele não conseguiu recuperar (até a indenização limitada a casos de desalitoamento do contrato), sem lhe assegurar retornos excedentes além do contratado. Do mesmo modo, protege-se o consumidor de pagar por algo duas vezes ou de arcar com lucros extras de uma concessionária além do que foi originalmente acordado. O resultado é um arranjo juridicamente sólido, que garante a continuidade do serviço público com transferência dos bens reversíveis ao final do contrato sem sobressaltos financeiros – a concessionária os transfere sem ônus, pois já obteve seu retorno, e o poder concedente/os novos concessionários assumem ativos cujo custo já foi amortizado. 124. Toda essa construção jurídica fundamenta e reforça a lógica adotada por esta Análise de Impacto Regulatório em relação ao Decreto nº 11.314/2022. O decreto estabeleceu a regra da relicitação das concessões de transmissão vindicadas, prevendo o pagamento de indenização apenas para os investimentos não amortizados que forem transferidos para a nova concessão (art. 6º, §6º) – e a ANEEL, em sua proposta regulamentar, delineou critérios exatamente condizentes com o Parecer 335/2006. 125. Conforme destacado na Nota Técnica nº 119/2024, propõe-se delimitar o direito de indenização aos reforços e melhorias formalmente autorizados ainda não amortizados, excluindo os bens do projeto original já amortizados. A manifestação da Procuradoria deixa claro o embasamento jurídico dessa escolha: ativos originalmente previstos no contrato de concessão já se encontram totalmente pagos pelas tarifas durante os anos de vigência, de modo que sua indenização seria indevida e prejudicial ao interesse público. Ao passo que investimentos adicionais não recuperados devem, esses sim, ser indenizados para preservar o equilíbrio. 126. Em síntese, a aplicação dos fundamentos do Parecer nº 335/2006 na regulamentação do Decreto nº 11.314/2022 respalda a exclusão de indenização para os ativos do projeto original amortizados, garantindo coerência legal e regulatória na transição das concessões de transmissão, em benefício do equilíbrio econômico-financeiro contratual, da modicidade tarifária e da segurança jurídica no setor elétrico.	
10.3 Autorizações de Reforços	
127. No que se refere aos reforços, a Nota Técnica nº 119/2024 evidenciou que tais investimentos configuram a expansão da prestação do serviço originalmente contratado, de natureza determinística em função das diretrizes de planejamento setorial. O tratamento regulatório estabelecido pressupõe a emissão de autorização pela ANEEL, acompanhada de cronograma de execução e do estabelecimento de parcela adicional de Receita Anual Permitida (RAP). A NT nº 119/2024 estabeleceu que: “Portanto, entende-se que somente se deve indenizar os investimentos não amortizados em ativos vinculados à prestação do serviço de transmissão classificados como Reforços, de pequeno e grande porte, que contam com Ato de Autorização e para os quais foi estabelecida a parcela adicional de RAP, nos casos de substituição ou extinção de concessão” 128. Tal entendimento reforça a obrigação contratual da transmissora quanto à execução desses investimentos e evidencia que a respectiva remuneração já se encontra contemplada por meio da previsão de RAP adicional, sendo plausível o pagamento de indenização para os ativos que, por ocasião do fim da concessão, não tenha ainda sido depreciado ou amortizado.	
10.4 Autorizações de Melhorias	
129. Mantém-se nesse AIR o mesmo entendimento apresentado no âmbito da Nota Técnica nº 119/2024/ANEEL, onde foi dito que: “11.3.3 DA INDENIZAÇÃO DAS MELHORIAS 42. Considerando o histórico de planejamento, é possível concluir pela necessidade de se discutir a indenização de Melhorias em face de substituição ou extinção contratual. Propõe-se que as indenizações para Melhorias i) para aquelas autorizadas, que contam com parcela adicional de RAP, deva ressarcir o montante ainda não amortizado, e ii) para aquelas que não contam com parcela adicional de RAP, deva ressarcir a vida útil excedente pelo valor equivalente ao saldo não amortizado do ativo reformado ou substituído. 43. Destaca-se que o conceito de vida útil excedente foi introduzido na AP nº 41/2017, estando definido no Submódulo 9.7 do Prorel como a diferença entre a vida útil de um equipamento novo e a vida útil remanescente do equipamento substituído. 130. Assim, é possível considerar a indenização das melhorias que contam com ato de outorga com parcela de RAP específica, tomando a forma da Alternativa 2, conforme seção 9.7. Ou é possível considerar que a indenização é devida para melhorias, com ou sem ato de outorga, tomando a forma da Alternativa 3, conforme seção 9.7.	
10.5 Instalações de Transmissão Cedidas, Doadas ou Transferidas	
131. A Nota Técnica nº 119/2024 assinala que as instalações de transmissão podem ser incorporadas ao patrimônio das concessionárias por diferentes formas, como transferência, doação ou cessão de titularidade. Quando tais ativos ingressam de modo não oneroso, sem haver aporte financeiro por parte da transmissora em sua aquisição ou construção, inexiste parcela de amortização associada a esses bens, razão pela qual não se justifica a previsão de indenização em situações de substituição ou extinção da concessão. 132. Já nos casos de incorporação onerosa, a NT ressalta que é indispensável a formalização por ato de outorga da ANEEL, garantindo a integração do ativo ao contrato de concessão. Nessas hipóteses, a indenização deve observar os mesmos critérios aplicáveis a investimentos autorizados, como reforços ou melhorias. Ademais, reforços e melhorias implementados em tais instalações, independentemente da origem do ativo principal, seguem o rito ordinário já consolidado na regulação, assegurando que, uma vez autorizados e não amortizados ou depreciados, sejam passíveis de indenização conforme regulação específica.	
10.6 Ativos vinculados à concessão e a necessidade de outorga	
133. As contribuições revelam um momento de aprimoramento do conceito de ativo indenizável, de modo a incluir toda e qualquer instalação utilizada na prestação do serviço de transmissão como bem reversível. Essa interpretação busca ir além dos reforços e melhorias regularmente autorizados com RAP definida, alcançando também instalações realizadas por gestão exclusiva da concessionária e alcançando também equipamentos de reserva técnica, sobressalentes e ativos que ingressaram em operação sem previsão em ato de outorga ou regulamentação. Em síntese, o argumento apresentado é de que a mera vinculação material à prestação do serviço de transmissão seria suficiente para ensejar o direito à indenização. 134. Do ponto de vista jurídico-regulatório, essa formulação é problemática. Instalações de transmissão sem ato de outorga não possuem o vínculo formal que justifica sua reversibilidade, nem asseguram que o investimento tenha sido realizado em cumprimento de uma determinação do Poder Concedente. Sem esse marco, há risco de que se amplie indevidamente o rol de ativos indenizáveis para abarcar investimentos realizados de forma unilateral pelas concessionárias, à margem do processo de outorga e planejamento setorial. 135. A lógica regulatória é clara: a outorga é a condição necessária para caracterizar a obrigação de implantação e, por consequência, a vinculação do ativo ao contrato de concessão. A entrada em operação comercial é o marco que comprova sua efetiva aptidão para a prestação do serviço. Desse modo, a indenização deve restringir-se a ativos que tenham ato formal de outorga e estejam em operação comercial. Essa é a fronteira que preserva a coerência regulatória, garante a segurança jurídica e impede que a indenização seja estendida a instalações não solicitadas pelo Poder Concedente. 136. Cabe destacar que, ativos adquiridos como ferramentas e reservas técnicas essenciais para a adequada prestação do serviço de transmissão, quando da aquisição de ativos para cumprimento de determinação do Poder Concedente e respectivos atos de outorga, possuem sua indenização vinculada à indenização dos ativos em operação comercial e, portanto, devem ser revertidos sem ônus adicionais. 137. Esse entendimento diferencia o modelo de indenização estabelecido na Alternativa 2 comparado à Alternativa 3, conforme seção seguinte. Verifica-se que a alternativa 3 prevê processo de regulamentação de ativos que esteja vinculado a prestação do serviço de transmissão sem a correspondente outorga.	
10.7 Análise de Alternativas para modelos de indenização	
Alternativa 1 – Não regulamentar a indenização	
138. Nesta alternativa, a ANEEL não editaria nenhuma norma específica sobre indenização de ativos de transmissão ao término da concessão, permanecendo apenas o arcabouço legal vigente. Embora de implementação imediata, por prescindir de esforço regulatório adicional, essa alternativa apresenta elevados riscos e desvantagens. A ausência de regras claras e uniformes ex ante pode gerar alegações de insegurança jurídica, em que cada concessionária formaria expectativas próprias sobre o que seria ou não indenizado, aumentando a probabilidade de judicialização dos cálculos e de atrasos nos leilões.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 43/2025	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
	ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 2/2025-STD/ANEEL de 13/11/2025
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à avaliação da Análise de Impacto Regulatório acerca da regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou	
TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
(Assinado digitalmente) VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA Coordenador de Regulação Econômica –STR (Assinado digitalmente) TACIANA GOMES CHAVES Coordenadora do Núcleo de Gestão de Temas Estratégicos das Concessões de Transmissão e de Distribuição – SCE (Assinado digitalmente) JOSE ROBERTO XAVIER MANCO Coordenador Adjunto de Fiscalização e Validação de Custos Tarifários – SFF (Assinado digitalmente) ESILVAN CARDOSO DOS SANTOS Gerente de Fiscalização da Transmissão –SFT (Assinado digitalmente) FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS Gerente de Regulação Econômica – STR RENATO ABDALLA AFONSO Gerente de Regulação dos Serviços de Transmissão – STD (Assinado digitalmente) LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (Assinado digitalmente) DENIS PEREZ JANNUZZI Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (Assinado digitalmente) THAIS BARBOSA COELHO Superintendente Adjunta de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (Assinado digitalmente) RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES Secretário Adjunto de Leilões – SEL	
De acordo:	
(Assinado digitalmente) CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (Assinado digitalmente) LUDMILA LIMA DA SILVA Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (Assinado digitalmente) MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (Assinado digitalmente) IVO SECHI NAZARENO Secretário de Leilões (Assinado digitalmente) GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA Superintendente de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica	
Assinado digitalmente em:	
Flávia Lis Pederneras, Gerente de Regulação Econômica, em 13/11/2025, às 17:16	
Denis Perez Januzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a), em 13/11/2025, às 17:16	
Taciana Gomes Chaves, Coordenador(a) do Núcleo de Gestão de Temas Estratégicos das Concessões de Transmissão e de Distribuição, em 13/11/2025, às 17:18,	
Giácomo Francisco Bassi Almeida, Superintendente de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica, em 13/11/2025, às 17:25,	
Maria Luiza Ferreira Caldwell, Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado, em 13/11/2025, às 17:25	
Jose Roberto Xavier Manco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Fiscalização e Validação de Custos Tarifários, em 13/11/2025, às 17:25	
Thais Barbosa Coelho, Superintendente Adjunto(a) de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica, em 13/11/2025, às 17:26	
Esilvan Cardoso Dos Santos, Gerente de Fiscalização da Transmissão, em 13/11/2025, às 17:29	
Ludmilla Lima Da Silva, Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica, em 13/11/2025, às 17:31	
Augusto César Coelho Felix, Especialista em Regulação, em 13/11/2025, às 17:51,	
Ivo Sechi Nazareno, Secretário(a) de Leilões, em 13/11/2025, às 17:54	
Renato Braga De Lima Guedes, Secretário(a) Adjunto(a) de Leilões, em 13/11/2025, às 17:58,	
Fernando Junqueira Santos, Coordenador(a) de Prestação do Serviço de Transmissão, em 13/11/2025, às 18:14	
Benedito Cruz Gomes, Coordenador(a) Adjunto(a) de Prestação do Serviço de Transmissão, em 13/11/2025, às 18:26	
Leonardo Mendonça Oliveira De Queiroz, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, em 13/11/2025, às 18:49	
Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, em 13/11/2025, às 18:52,	
Victor Queiroz Oliveira, Especialista em Regulação, em 13/11/2025, às 19:25,	