

NOTA TÉCNICA Nº 90/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.034420/2025-41

Assunto: Resultados da Tomada de Subsídios (TS) nº 006/2026 e da Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho 2026.

I - DO OBJETIVO.

1. Avaliar as contribuições recebidas no âmbito da Tomada de Subsídios (TS) nº 006/2026 e apresentar o resultado da Revisão Periódica de 2026 da Receita Anual Permitida (RAP), ora denominada de “RPR-2026”, dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica com data de revisão em julho de 2026, listados na Tabela 5 desta Nota Técnica, em conformidade com os ditames contratuais e com a regulamentação vigente.

II - DOS FATOS

2. O Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), Versão 4.5, aprovada pela Resolução Normativa (REN) nº 1.096, de 25 de junho de 2024, estabelece os conceitos gerais e a metodologia aplicável à Revisão Periódica dos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica outorgados mediante licitação, na modalidade de leilão público.

3. Por sua vez, o Submódulo 9.1 do PRORET, Versão 4.4, aprovada pela REN nº 1.096, de 25 de junho de 2024, define as metodologias e os critérios gerais para Revisão Periódica das Concessionárias de Transmissão não licitadas, estabelecendo, não obstante, a metodologia de captura da parcela das Outras Receitas para a modicidade tarifária e os parâmetros para definição do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) aplicáveis a todas as Transmissoras.

4. Consoante o Submódulo 9.2, a Revisão Periódica se fundamenta no Contrato de Concessão específico de cada Transmissora, podendo abranger os seguintes itens:

a) atualização do Custo de Capital de Terceiros da receita ofertada no

Leilão, aplicável às empresas com cláusula específica de revisão desse item;

b) captura dos ganhos de eficiência empresarial sobre os Custos Operacionais, aplicável às empresas com cláusula específica de revisão desse item;

c) revisão dos valores das parcelas de RAP estabelecidas provisoriamente pela ANEEL referente à implantação de novas instalações, para as concessionárias que possuem autorização de Reforços e Melhorias; e

d) captura, em favor da modicidade tarifária, de parcela dos ganhos auferidos com a prestação de outras atividades empresariais, denominados de Outras Receitas.

5. Destaca-se que os Contratos oriundos de licitação celebrados até 31 de dezembro de 2006 não preveem revisão da receita ofertada. A partir de 2007, os Contratos celebrados passaram a conter, na Cláusula Sétima, a previsão de revisão periódica da receita licitada.

6. Ressalta-se que o Anexo I do Submódulo 9.2 do PRORET estabelece Ganhos de Eficiência Empresarial (GEE) sobre os Custos Operacionais iguais a zero para as transmissoras licitadas. Sendo assim, não há necessidade de aplicação do item b), descrito anteriormente.

7. A Tabela 5 lista as 48 concessionárias licitadas, cujas receitas passarão por Revisão Periódica em 2026.

8. Por meio do Ofício-Circular nº 36, de 14 de novembro de 2025 (SEI nº 0234814), a STR solicitou às Concessionárias de Transmissão listadas no Tabela 5 que, quando aplicável, encaminhassem até 31 de dezembro de 2025 a planilha de cálculo referente às Outras Receitas (item d) devidamente preenchida, acompanhada dos respectivos contratos.

9. O referido Ofício-Circular também incluiu orientações importantes para o correto preenchimento dos relatórios de avaliação e de conciliação físico-contábil a serem encaminhados à Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF), em atendimento ao Submódulo 9.2 do PRORET.

10. Por meio da Portaria ANEEL nº 7.065 (SEI nº 0301065), de 23 de fevereiro e publicada em 4 de março de 2026, a Diretoria da ANEEL delegou competência para a STR homologar as Receitas Anuais Permitidas (RAP) de concessionárias de transmissão, incluindo reajustes e revisões periódicas, conforme as Regras dos Serviços de Transmissão e os Submódulos 9.1 a 9.3 e 10.4 do PRORET.

11. Também em 23 de fevereiro de 2026, foi publicado o Despacho nº 675, de 27 de fevereiro de 2026, que atualizou os valores das Taxas Regulatórias de Remuneração do Capital para os segmentos de Geração e Transmissão para **12,11%**,

antes de impostos, e **8,00%**, depois de impostos.

12. Por meio do Memorando nº 69/2026-SFF/ANEEL (SEI nº 0314171), de 19 de março de 2026, a SFF encaminhou à STR a Base de Remuneração Regulatória preliminar constante dos Relatórios de Avaliação das transmissoras sujeitas ao presente processo de revisão (Processo SEI: 48500.038862/2025-67).

13. A Nota Técnica nº 39/2026-STR/ANEEL (SEI: 0313464), de 19 de março de 2025, instruiu o cálculo preliminar da revisão periódica da RAP das transmissoras listadas na Tabela 5, com vistas às obter subsídios por meio da TS nº 006/2026, com período de contribuição de 25 de março a 8 de maio de 2026.

14. Por meio do Despacho nº 1.567, de 5 de maio de 2026, a Diretoria Colegiada, acatando parcialmente Recursos Administrativo interpostos em face do Despacho nº 675/2026, fixou o **WACC real, depois de impostos, do segmento de transmissão** em **8,0067%** (12,1313% real, antes de impostos). Os valores ora apresentados contemplam a aplicação dos percentuais atualizados do WACC nos cálculos associados ao presente processo de revisão periódica da RAP.

15. Em 27 de maio de 2026, o Tribunal de Contas da União (TCU), por meio do Acórdão no 1.360/2026, aprovou integralmente por unanimidade a proposta contida no Relatório da Comissão de Solução Consensual e na minuta de Termo de Autocomposição para solução das controvérsias relacionadas aos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica (CC) nºs 2/2021, 6/2021, 7/2021, 13/2021 e 15/2021, naquela ocasião sob controle da MEZ Energia e Participações.

16. As soluções constantes do Termo de Autocomposição são: para o CC 2/2021 (MEZ 6), a manutenção da concessão mediante repactuação das condições contratuais; para o CC 6/2021 (MEZ 8), a celebração de distrato amigável, com autorização para participação excepcional da MEZ no leilão destinado à relicitação do respectivo lote; e, para os CC 13/2021, 7/2021 e 15/2021 (MEZ 7, 9 e 10), a celebração de distrato amigável. Todas elas sujeitas a condições específicas e ao pagamento de multas previstas no acordo.

17. Por meio do Memorando nº 181/2026-SFF/ANEEL (SEI: 0379331), de 11 de junho de 2026, a SFF encaminhou à STR a Base de Remuneração Regulatória final a ser considerada no presente processo de revisão, após conclusão do processo de fiscalização.

III - DA ANÁLISE

III.1. Contribuições da Tomada de Subsídios – TS 006/2026

18. A TS nº 006/2026, que vigorou de 25 de março a 8 de maio de 2026, teve como objetivo obter subsídios referentes à Revisão Periódica da RAP dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026, “RPR 2026 Licitadas”.

19. Foram recebidas 32 contribuições de 20 instituições, sendo 10 Conselhos de Consumidores (CC), distribuídas conforme Tabela 1:

Tabela 1 – Instituições participantes e quantidade de contribuições da TS 006/2026.

Instituição	Nº de Contribuições
ABRATE	2
ARGO	1
AXIA (grupo)	8
CC CPFL Paulista	1
CC CPFL Piratininga	1
CC DMED	1
CC EDP ES	1
CC Enel CE	1
CC Energisa MS	1
CC Energisa MT	1
CC Energisa SE	1
CC Equatorial AL	1
CC Equatorial PA	1
CEMIG	2
COPEL GT	1
EDP (grupo)	1
Litoral Sul	1
MEZ 5	1
Rodrigo Luz (PF)	1
SGBH (grupo)	4
Total	32

20. As **contribuições** foram agrupadas em 8 temas distintos, relacionados na Tabela 2, e **analisadas conforme Relatório de Análise de Contribuições (RAC) que, juntamente com a memória de cálculo final, consta deste processo.**

21. Cabe destacar, como reforçado na abertura da Tomada de Subsídios, que a avaliação final sobre a elegibilidade e a valoração dos ativos considerados no presente cálculo coube à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) considerando os aspectos patrimoniais e contábeis, cabendo à Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) as análises quanto aos aspectos regulatórios e tarifários.

22. As contribuições de caráter geral, bem como aquelas relacionadas ao cálculo da revisão e à aplicação da metodologia vigente, foram analisadas e respondidas pela STR. As contribuições referentes à elegibilidade de ativos incrementais no âmbito do processo de revisão foram analisadas em conjunto com a SFF, de modo que as respectivas respostas refletem o entendimento convergente das duas superintendências.

23. Por sua vez, as contribuições relacionadas a ajustes em laudos de avaliação e em documentos contábeis apresentados pelas transmissoras foram objeto de análise específica pela SFF. Assim, os valores de Base de Remuneração considerados no presente cálculo correspondem àqueles validados, fiscalizados e posteriormente encaminhados à STR por aquela Superintendência.

Tabela 2 – Temas das contribuições apresentadas na TS 006/2026.

Tema	Nº de Contribuições
Base Incremental	5
CAOM	4
Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	3
Geral	10
Laudo de Avaliação - Correções	5
Outras Receitas	3
Revisão da RAP Ofertada	1
SIGET	1
Total	32

24. A Tabela 3 apresenta o resultado dos aproveitamentos das contribuições recebidas. Do total, 94% (noventa e quatro por cento) das contribuições foram acatadas, integral ou parcialmente, demonstrando que os subsídios apresentados contribuíram efetivamente para o aprimoramento do processo de revisão, reforçando a importância das ferramentas de participação pública implementadas pela Agência.

25. Ademais, observa-se que a substituição da Consulta Pública, instrumento adotado até o ano de 2025, pela Tomada de Subsídios, em decorrência da delegação de competências promovida pela Portaria ANEEL nº 7.065, não acarretou prejuízo à participação social no processo regulatório. Ao contrário, verificou-se participação expressiva tanto das transmissoras quanto dos conselhos de consumidores, evidenciando a manutenção da transparência e da efetiva possibilidade de manifestação dos agentes e da sociedade interessada.

Tabela 3 – Aproveitamento das contribuições apresentadas na TS 06/2026.

Aproveitamento	Nº de Contribuições	%
Acatada	21	66%
Parcialmente Acatada	9	28%
Não Acatada	1	3%
Fora do Escopo	1	3%
Total	32	100%

26. Dentre as contribuições apresentadas, algumas merecem destaque quanto ao encaminhamento proposto, dado seu caráter geral ou impacto, potencial ou concreto, no cálculo da RPR 2026. Ressalta-se, contudo, que todas as contribuições apresentadas foram devidamente analisadas e encontram-se tratadas no RAC anexo

aos autos do processo.

27. Adicionalmente, informa-se que foram consideradas “Fora do Escopo” as contribuições que versam sobre possíveis aprimoramentos dos procedimentos metodológicos aplicáveis à Revisão Periódica da RAP das transmissoras licitadas, uma vez que o presente processo, possui caráter eminentemente operacional e tem por objetivo a aplicação das regras e metodologias atualmente vigentes.

28. Assim, eventuais discussões relacionadas à revisão de premissas metodológicas, aperfeiçoamento de critérios regulatórios ou alteração dos procedimentos de cálculo devem ser conduzidas, em momento oportuno, em processo regulatório específico destinado à revisão da metodologia aplicável ao segmento de transmissão.

29. Por fim, também foram promovidas correções de ofício nos dados relativos a Outras Receitas, especialmente no caso da concessionária ARGO, titular do Contrato de Concessão nº 09/2016. Isso porque, na abertura da Tomada de Subsídios, havia sido considerada, em favor da modicidade tarifária, captura de receitas no montante de R\$ 463.082,60 a título de Outras Receitas.

30. Contudo, por meio da Carta ARG.D.R.I.01/2025, a transmissora informou que *“a ARGO I não possuirá receitas auferidas com outras atividades no período de 01/07/2026 a 30/06/2031 (Anexo II)”*. Assim, tendo em vista que os referidos valores haviam sido considerados indevidamente no cálculo preliminar, procedeu-se à sua exclusão dos cálculos finais da revisão.

31. Outra correção feita, a pedido da AXIA Energia Nordeste (antiga CHESF), foi o cancelamento da receita da Base Blindada com identificador (IdeRct) 107279, referente ao módulo (IdeMdl) 22676 e associada ao Contrato de Concessão nº 19/2010, que, no âmbito da RPR 2026, foi identificada pela concessionária como em duplicidade com o IdeRct 107278, resultando em uma **Parcela de Ajuste (PA)** de **-R\$ 449.208,96**, a preços de junho de 2026, a ser devolvida pela transmissora. Segue motivação que consta do laudo de avaliação encaminhado pela concessionária:

"Receita sem ativo no blindado, SGPMR foi apresentado no processo de revisão tarifária periódica - RTP 2021 em conjunto com o SGPMR 0001127/2014, ambos tratavam da implantação de acesso remoto a dispositivos de proteção nas tensões de 69 kV e 230 kV, respectivamente, e obtiveram reconhecimento de receita. Contudo, no âmbito da RTP 2026 foi identificada a instalação de um único equipamento para atendimento de forma simultânea aos módulos em 69 kV e 230 kV. **Portanto, constatou-se que se tratava de uma duplicidade de obras. Diante disso e visando regularizar devolver a receita.**" (grifo nosso).

III.1.1. CAOM para Reforços de Pequeno Porte

32. A ARGO ENERGIA, a ABRATE e a CEMIG-GT apresentaram contribuições no sentido de que as parcelas adicionais de receita a serem estabelecidas para Reforços

de Pequeno Porte caracterizados como instalações novas contemplem a inclusão do componente relativo aos Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM). As contribuições destacam, inclusive, que tal procedimento teria sido adotado em processos revisionais anteriores, razão pela qual defendem a manutenção desse entendimento no âmbito da presente revisão periódica da RAP.

33. Primeiramente, cabe destacar que o Submódulo 9.2 do PRORET, aplicável à revisão da RAP de transmissoras licitadas, no que se refere aos Custos Operacionais Eficientes associados às instalações autorizadas, remete ao Submódulo 9.1:

“3.3.8. Custos Operacionais Eficientes

66. Os critérios a serem adotados para avaliação e consideração dos custos operacionais eficientes associados às instalações autorizadas serão aqueles aprovados nos termos do Submódulo 9.1 do PRORET.”

34. O Submódulo 9.1 do PRORET, por sua vez, estabelece que:

“53. [...] Para os reforços e melhorias, a parcela de custo operacional, quando cabível, será calculada a partir da aplicação do percentual regulatório de 2,00% sobre o Valor Novo de Reposição revisado associado ao reforço ou melhoria correspondente.

[...]

55. Não deverá ser atribuída parcela de custo operacional para reforços e melhorias em instalações existentes cuja obra não constitua uma unidade modular completa.” (grifos nossos).

35. Dessa forma, a não consideração de parcela de CAOM para Reforços de Pequeno Porte que não constituam uma unidade modular completa, entendimento adotado no cálculo preliminar disponibilizado na abertura da TS nº 06/2026, mostra-se aderente ao arcabouço regulatório vigente.

36. Não obstante, em que pesem os fundamentos que embasaram o cálculo preliminar, entende-se pertinente reavaliar a questão à luz dos argumentos apresentados nas contribuições recebidas, especialmente considerando os procedimentos adotados em revisões periódicas anteriores para situações análogas. Nesse contexto, observa-se que há elementos regulatórios e metodológicos que permitem diferenciar o tratamento aplicável aos custos operacionais das transmissoras licitadas daquele aplicável às transmissoras não licitadas, tendo em vista que os respectivos processos de revisão seguem premissas e metodologias distintas.

37. No caso das transmissoras não licitadas, a metodologia vigente estabelece os custos operacionais regulatórios com base na totalidade da base de ativos vinculada ao respectivo contrato de concessão, contemplando tanto os ativos classificados como Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) quanto os ativos autorizados posteriormente. Nessa sistemática, o montante total de custos operacionais revisados é calculado de forma agregada e posteriormente rateado entre as instalações vinculadas à concessão.

38. Além disso, os custos operacionais das transmissoras não licitadas são

estimados por meio de modelo de benchmarking regulatório, estruturado a partir dos custos contábeis reportados pelas concessionárias no Balancete Mensal Padronizado (BMP), que representam os insumos do modelo, e das unidades modulares completas em operação, que constituem os produtos regulatórios considerados na modelagem.

39. Nessa sistemática, o procedimento de rateio anteriormente mencionado já contempla a atribuição de parcelas de receita destinadas à administração, operação e manutenção das unidades modulares existentes, considerando o módulo como um todo. Em outras palavras, o reconhecimento regulatório dos custos operacionais ocorre tendo como referência módulos completos em operação, e não intervenções individualizadas ou componentes isolados desses módulos.

40. Assim, sob a ótica metodológica aplicável às transmissoras não licitadas, não se mostra razoável atribuir parcela adicional de CAOM para obras que não resultem na constituição de nova unidade modular completa, uma vez que tais intervenções já estão absorvidas na estrutura operacional existente considerada pelo modelo, que é baseado em unidades modulares completas.

41. Entretanto, a mesma lógica não se aplica às transmissoras licitadas. Nesses casos, os custos operacionais regulatórios não são definidos com base em modelo de benchmarking associado à base de ativos efetivamente em operação, tampouco a partir dos custos contábeis incorridos pela concessionária.

42. Ao contrário, o modelo regulatório aplicável às transmissoras licitadas permite distinguir de forma objetiva os custos relacionados ao objeto originalmente licitado daqueles associados às instalações autorizadas posteriormente pela ANEEL. Dessa forma, nos casos em que determinado Reforço de Pequeno Porte implique a implantação de novo ativo não contemplado originalmente no escopo licitado da concessão, ainda que a obra não configure uma unidade modular completa, mostra-se razoável reconhecer parcela de CAOM associada a esses ativos incrementais. Isso porque tais intervenções podem ensejar custos adicionais de administração, operação e manutenção não contemplados na receita originalmente estabelecida para o empreendimento licitado, tendo em vista a ampliação da infraestrutura instalada.

43. Diante do exposto, entende-se adequado acolher parcialmente as contribuições apresentadas, de modo a reconhecer a atribuição de parcela de CAOM para o subconjunto de Reforços de Pequeno Porte que correspondam à implantação de novas instalações não previstas originalmente no objeto licitado do contrato de concessão, em consonância com o entendimento adotado em processos revisionais anteriores envolvendo transmissoras licitadas.

44. Contudo, assim como verificado nos processos precedentes, tal reconhecimento não deve ser aplicado indistintamente a todos os Reforços de Pequeno Porte. Nesse sentido, permanecem sem direito à atribuição de parcela de CAOM os reforços que representem substituições, adequações, remanejamentos de equipamentos existentes ou quaisquer outras obras que não impliquem efetiva incorporação de ativos adicionais.

III.1.2. Parâmetros Contratuais Utilizados na Revisão da RAP Ofertada

45. A ABRATE apresentou contribuição com o objetivo de sanar alegadas inconsistências numéricas e imprecisões decorrentes de supostos arredondamentos aplicados aos dados de entrada utilizados na revisão do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) incidente sobre a RAP ofertada no leilão. Em resumo, a Associação argumenta e pleiteia:

“2. Consistência numérica e precisão dos dados de entrada no cálculo da RAP e do WACC

[..]

Dessa forma, **a consistência com os valores originalmente praticados nas planilhas dos leilões e nas revisões tarifárias anteriores (RTP 2016 e RTP 2021) é necessária** para assegurar a aderência contratual e a neutralidade econômica do processo revisional.

[...]

Nesse sentido, **a ABRATE recomenda que seja:**

- i. Preservado integralmente a precisão dos parâmetros originais garantindo que os valores de entrada sejam mantidos com o mesmo número de casas decimais das bases originais (leilão e revisões anteriores);**
- ii. Eliminados arredondamentos intermediários no modelo, especialmente em variáveis estruturais sensíveis (Kp, Kd, TJLP, IPCA, TMD, amortização);**
- iii. Estabelecida regra explícita de arredondamento padronizando apenas o arredondamento final (resultado), e não das etapas intermediárias; (grifos nossos).**

46. De início, surpreende a referida contribuição, uma vez que ignora aspecto central do processo de revisão da RAP ofertada em leilão: os parâmetros mencionados na manifestação, tais como Kp, Kd, TJLP, IPCA e TMD, encontram-se expressamente definidos nos respectivos Contratos de Concessão das transmissoras (geralmente, no Anexo V dos instrumentos contratuais).

47. Ademais, todos os valores adotados pela STR no cálculo da presente revisão correspondem, rigorosamente, aos valores constantes dos respectivos contratos e, inclusive, das minutas anexas aos editais dos leilões. Portanto, não se trata de questão de imprecisão ou arredondamento, mas sim ao estrito cumprimento das disposições contratuais pactuadas entre o Poder Concedente e as concessionárias.

48. A título exemplificativo, destaca-se o disposto no Contrato de Concessão nº 05/2011, celebrado com a concessionária Linhas de Transmissão Corumbá (LTC), utilizado pela própria ABRATE em sua manifestação:

- 2 Os parâmetros regulatórios, a serem observados nas revisões da RECEITA ANUAL PERMITIDA ofertada e constante da CLÁUSULA SEXTA, e que constituirão a base fixa e variável para as previsões previstas na CLÁUSULA SÉTIMA deste CONTRATO, são os seguintes:

Item	Parâmetros	Valores	Status para revisão periódica
1.	Estrutura de Capital Próprio	36,45%	Fixos para as revisões previstas na Cláusula Sétima deste CONTRATO.
2.	Estrutura de Capital de Terceiros	63,55%	
3.	Custo Real de Capital Próprio (aa)	10,17%	
4.	Operação e Manutenção	1,80%	Atualizados no momento das revisões periódicas, nos termos deste CONTRATO.
5.	Custo Real de Capital de Terceiros (aa)	5,48%	
5.1	TJLP* ¹	7,64%	
5.2	IPCA* ²	4,70%	Fixos para as revisões previstas na Cláusula Sétima deste CONTRATO.
5.3	TRM* ³	0%	
5.4	Spread s_1 * ⁴	2,80%	
5.5	Spread s_2 * ⁴	0%	
5.6	Constante α	1,00	
6.	Taxa Média Anual de Depreciação* ^{5,6}	2,73%	

49. Vale mencionar que é exatamente o mesmo quadro de parâmetros financeiros contratuais que consta da minuta do contrato de concessão anexa ao Edital do Leilão nº 008/2010, disponível no endereço eletrônico <https://leilao.aneel.gov.br/editalTransmissao>. A única diferença entre a minuta – que foi única para os lotes A, B, C, D, E, F, G, H e I – e o contrato assinado pela LTC, referente ao lote G, é a Taxa Média Anual de Depreciação, mas sempre expressa como percentual com duas casas decimais.

EDITAL DO LEILÃO Nº 008/2010-ANEEL
ANEXO 11 – MINUTA DO CONTRATO DE CONCESSÃO DE TRANSMISSÃO



- 2 Os parâmetros regulatórios, a serem observados nas revisões da RECEITA ANUAL PERMITIDA ofertada e constante da CLÁUSULA SEXTA, e que constituirão a base fixa e variável para as revisões previstas na CLÁUSULA SÉTIMA deste CONTRATO, são os seguintes:

Item	Parâmetros	Valores	Status para revisão periódica
1.	Estrutura de Capital Próprio	36,45%	Fixos para as revisões previstas na Cláusula Sétima deste CONTRATO.
2.	Estrutura de Capital de Terceiros	63,55%	
3.	Custo Real de Capital Próprio (aa)	10,17%	
4.	Operação e Manutenção	1,8%	Atualizados no momento das revisões periódicas, nos termos deste CONTRATO.
5.	Custo Real de Capital de Terceiros (aa)	5,48%	
5.1	TJLP* ¹	7,64%	
5.2	IPCA* ²	4,70%	Fixos para as revisões previstas na Cláusula Sétima deste CONTRATO.
5.3	TRM* ³	0%	
5.4	Spreads ₁ * ⁴	2,80%	
5.5	Spreads ₂ * ⁴	0%	
5.6	Constante α	1,00	
6.	Taxa Média Anual de Depreciação* ^{5,6}	2,62%	

50. Reitera-se: todos os parâmetros utilizados pela STR no cálculo da revisão da RAP ofertada em leilão são exatamente os mesmos constantes dos anexos dos respectivos contratos, os quais já eram do pleno conhecimento das concessionárias antes mesmo de se sagrarem vencedoras dos certames. Acrescenta-se que os parâmetros de todos os contratos de concessão licitados pela ANEEL até o presente momento são definidos contratualmente com, no máximo, duas casas decimais. Assim,

eventual utilização de parâmetros com maior precisão numérica não encontra respaldo contratual nem regulatório.

51. Diante disso, ao invocar uma suposta consistência com processos revisionais anteriores, a ABRATE solicita, em essência, a perpetuação da utilização de valores de parâmetros divergentes e, portanto, incorretos em relação ao que estabelecem os respectivos contratos de concessão. Tal solicitação não pode ser acolhida.

52. Com efeito, se houve erro material em processos revisionais anteriores, a conduta que se esperaria não seria a solicitação para perpetuação do erro no processo atual, mas sim a proposição, respeitados os prazos de prescrição, da retificação e correção dos processos precedentes. Ademais, tais manifestações, idealmente, deveriam ter sido apresentadas por ocasião da homologação do processo revisional de 2016, em que parâmetros incorretos foram utilizados pela primeira vez, e não somente dez anos depois.

53. Não deve servir de referência para o cálculo da revisão da RAP ofertada em leilão, por si só, os parâmetros adotados em revisões anteriores ou em eventuais planilhas auxiliares do leilão, mas sim aqueles expressamente dispostos no Contrato de Concessão assinado pela transmissora. Por isso, não é possível concordar, em hipótese alguma, com a afirmação da Associação de que *"esse fenômeno evidencia que arredondamentos ou truncamentos não controlados podem introduzir viés regulatório, deslocando o equilíbrio econômico originalmente pactuado no contrato de concessão"*. É precisamente o contrário: a recomendação de se utilizar parâmetros diferentes dos expressamente pactuados e previamente conhecidos pelas empresas antes mesmo da realização do certame, é que potencialmente comprometeria o equilíbrio econômico originalmente estabelecido no contrato.

54. A alegação de que a consolidação dos dados e cálculos realizada pela STR *"não eliminou divergências entre versões de dados"* também não encontra respaldo, pois não se trata de *"divergências entre versões"*, mas da correção de um erro material agora identificado, conforme já demonstrado. Da mesma forma, a afirmação de que *"houve perda de rastreabilidade dos valores originais do leilão e das revisões anteriores"* é igualmente improcedente, pois novamente ocorre precisamente o oposto: os valores adotados no presente processo revisional são plenamente rastreáveis, por estarem expressamente definidos no Contrato de Concessão, acessíveis a qualquer interessado, a qualquer tempo, sem ambiguidade quanto à fonte ou aos valores percentuais. Por fim, a assertiva de que *"o modelo atual aparenta aplicar reintrodução de parâmetros com precisão inferior ou distinta daquela originalmente utilizada"* também não se sustenta: a precisão adotada é rigorosamente aquela estabelecida em contrato, a mesma que deve, necessariamente, ser observada pela ANEEL e pelas transmissoras.

55. Assim, uma vez identificados, no âmbito das contribuições recebidas, erros materiais em processos revisionais anteriores, ainda que a questão tenha sido suscitada apenas no presente momento e que os impactos financeiros estimados sejam de pequena magnitude, tanto a maior quanto a menor, é dever legal da ANEEL promover a correção retroativa, recalcular os valores de RAP com base nos parâmetros

contratuais corretos e apurar o impacto financeiro atualizado das correções necessárias, a ser compensado ao longo do ciclo 2026-2027 por meio de Parcela de Ajuste (PA), conforme apresentado na Tabela 4 e detalhado na memória de cálculo em anexo ao presente processo administrativo.

Tabela 4 – Diferenças apuradas na RAP Ofertada Revisada.

Concessionária	Contrato	Diferença 2021-2026 (R\$) Ref.: Jun/2026
GOIAS	002/2010	-1.504,47
MONTESCLAROS	003/2010	481,14
CHESF	004/2010	1.275,00
ETEM	005/2010	-570,77
ELETRONORTE	006/2010	41,39
CHESF	007/2010	-123,87
MGE	008/2010	-279,82
ELETRONORTE	009/2010	-36,41
COPEL-GT	010/2010	-13.610,28
CGT ELETROSUL	011/2010	-5.764,32
CGT ELETROSUL	012/2010	-1.679,71
CHESF	013/2010	-3.836,43
CHESF	014/2010	-743,50
COPEL-GT	015/2010	-2.474,27
ATLÂNTICO	016/2010	-4.502,36
ENCRUZO	017/2010	-5.498,30
ETVG	018/2010	-2.061,28
CHESF	019/2010	-7.401,14
CHESF	020/2010	-2.651,12
CHESF	021/2010	-2.786,84
CGT ELETROSUL	002/2011	-1.381,24
Caldas Novas	003/2011	-2.415,48
ELETRONORTE	004/2011	-1.343,02
LTC	005/2011	-11.731,60
SLTE	006/2011	-2.711,30
EVOLTZ VIII	007/2011	-3.358,42
Total		-76.668,42

56. Registra-se que foram verificadas todas as transmissoras que, no âmbito da RPR de 2021, tiveram a RAP ofertada em leilão revisada com base em parâmetros distintos dos expressamente estabelecidos nos respectivos contratos de concessão. As parcelas de ajuste apuradas decorrem das correções na RAP ofertada revisada, homologada por meio da REH nº 2.882, de 22 de junho de 2021, motivadas pelo erro material identificado, e contemplam a devolução ou pagamento da diferença apurada no período de 1º de julho de 2021 a 30 de junho de 2026.

57. Não serão calculadas parcelas de ajuste para correção das receitas homologadas na RPR de 2016, por tratar-se de situação devidamente homologada há mais de cinco anos e, portanto, alcançada pela prescrição, em conformidade com o entendimento reiterado da Procuradoria Federal junto à ANEEL em casos análogos,

58. Por fim, apenas a título de esclarecimento, registramos que a Taxa Média Anual de Amortização do Capital de Terceiros (TMAKd), mencionada na contribuição da ABRATE, não consta explicitamente dos contratos de concessão. A TMAKd é obtida a partir do prazo da concessão e do prazo de construção que constam de todos os contratos.

59. De qualquer forma, o valor de TMAKd, apresentado na planilha de cálculo da revisão, não é utilizado diretamente para a montagem do fluxo de caixa do projeto; o que é utilizado é o inverso desse valor arredondado para um número inteiro de anos. Como pode ser observado pelo número de anos dos fluxos de caixa (30 anos ou 22 anos, no caso das ICG consideradas na presente revisão), em termos práticos, não há diferença alguma em se utilizar a TMAKd com duas ou mais casas decimais.

III.1.3. Concessões da MEZ Energia e Participações objeto de distrato ou repactuação

60. Os Contratos de Concessão da MEZ Energia e Participações que possuíam revisão periódica da RAP prevista para 1º de julho de 2026 e que foram objeto de distrato amigável, CC 6/2021 (MEZ 8), e CC 7/2021 (MEZ 9), foram excluídos do presente processo revisional. Por sua vez, o CC 2/2021 (MEZ 6), que, conforme homologado por decisão do TCU, foi mantido com a MEZ Energia e Participações, mediante futura repactuação de suas condições contratuais, permanece considerado neste processo.

61. Contudo, uma vez que o CC 2/2021 ainda não foi formalmente aditivado para refletir as novas condições decorrentes do Termo de Autocomposição aprovado pelo TCU, os cálculos aqui apresentados permanecem fundamentados na RAP vencedora e nas condições contratuais originalmente pactuadas por ocasião da adjudicação do resultado do Leilão nº 01/2020. Não obstante, isso não implica reconhecimento de direito ao recebimento das receitas revisadas. O recebimento da RAP permanece condicionado à entrada em operação comercial das instalações associadas e ao cumprimento das demais obrigações contratuais e regulamentares aplicáveis, além daquelas estabelecidas no citado Termo de Autocomposição. Assim, a manutenção dos cálculos com base nas disposições atualmente vigentes decorre exclusivamente da necessidade de observância do contrato de concessão em vigor até a formalização dos instrumentos que materializarão a repactuação aprovada.

III.2. Resultados Finais

62. A seguir apresenta-se os valores das receitas revisadas e os respectivos índices de reposicionamento, obtidos nos cálculos finais, para as transmissoras com Revisão Periódica em 2026. A Tabela 5 se refere à RAP Ofertada e a Tabela 6 à RAP de Reforços e Melhorias.

Tabela 5 – Receitas Ofertadas no Leilão Revisadas e Índices de Reposicionamento.

		RAP Ofertada no Leilão (R\$)	RAP Ofertada no Leilão (R\$)	
--	--	------------------------------	------------------------------	--

Concessionária	Contrato	Vigente Jun/25 [1]	Revisada Jun/26 [2]	IRR RAP Ofertada (%) [2]/[1]
CGT ELETROSUL	010/2005	N/A	N/A	N/A
GOIAS	002/2010	81.938.042,88	81.639.943,46	-0,36%
MONTESCLAROS	003/2010	50.733.521,24	50.503.263,95	-0,45%
CHESF	004/2010	49.736.818,38	49.515.867,53	-0,44%
ETEM	005/2010	20.455.927,81	20.406.287,56	-0,24%
ELETOBRAS	006/2010	12.795.579,37	12.738.171,89	-0,45%
CHESF	007/2010	16.944.633,98	16.883.145,33	-0,36%
MGE	008/2010	55.877.075,34	55.710.395,66	-0,30%
ELETRONORTE	009/2010	8.387.841,34	8.359.101,28	-0,34%
COPEL-GT	010/2010	47.229.412,19	46.063.458,62	-2,47%
CGT ELETROSUL	011/2010	19.633.457,94	19.132.522,12	-2,55%
CGT ELETROSUL	012/2010	5.293.559,27	5.160.565,34	-2,51%
CHESF	013/2010	12.544.851,90	12.227.015,60	-2,53%
CHESF	014/2010	2.281.990,19	2.222.507,07	-2,61%
COPEL-GT	015/2010	7.677.279,57	7.483.055,00	-2,53%
ATLÂNTICO	016/2010	15.123.700,89	14.749.966,35	-2,47%
ENCRUZO	017/2010	19.106.062,08	18.623.148,16	-2,53%
ETVG	018/2010	6.973.411,04	6.794.038,02	-2,57%
CHESF	019/2010	24.356.559,08	23.837.070,95	-2,13%
CHESF	020/2010	9.904.790,14	9.739.923,33	-1,66%
CHESF	021/2010	11.156.132,29	10.978.772,17	-1,59%
CGT ELETROSUL	002/2011	4.283.917,44	4.166.009,95	-2,75%
CALDAS NOVAS	003/2011	7.492.699,38	7.312.464,29	-2,41%
ELETRONORTE	004/2011	4.421.502,89	4.299.815,62	-2,75%
LTC	005/2011	38.364.909,28	37.344.097,11	-2,66%
SLTE	006/2011	8.924.635,04	8.686.735,87	-2,67%
EVOLTZ VIII	007/2011	11.307.912,93	11.017.791,25	-2,57%
XRTE	007/2015	1.794.657.103,55	1.827.219.936,54	1,81%
SANTA MARIA	003/2016	32.188.479,27	32.913.860,85	2,25%
EDP GOIÁS	004/2016	32.060.020,97	33.012.446,48	2,97%
MANTIQUEIRA	005/2016	765.081.891,24	779.822.164,29	1,93%
COPEL-GT	006/2016	167.147.386,04	170.168.451,89	1,81%
SANTA LUCIA	007/2016	103.170.486,09	105.122.299,08	1,89%
Firminópolis	008/2016	11.141.185,25	11.389.926,60	2,23%
ARGO	009/2016	660.892.518,94	673.417.279,03	1,90%
CAMPITIBA	014/2016	28.262.526,52	28.905.449,18	2,27%
TAESA	017/2016	91.470.313,11	93.170.161,55	1,86%
LITORAL SUL	018/2016	65.396.240,95	66.756.079,58	2,08%
AGUA AZUL	019/2016	50.739.129,38	51.854.758,15	2,20%
PARANAITA	022/2016	13.865.924,44	14.148.454,25	2,04%
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	218.502.579,42	241.261.497,75	10,42%
MEZ 6	002/2021	27.875.232,66	30.713.186,83	10,18%
MEZ 5	003/2021	72.493.033,06	80.001.639,18	10,36%
CPFL Transmissão	004/2021	12.635.057,92	13.898.979,80	10,00%
IE Riacho Grande	005/2021	93.110.359,22	102.652.856,08	10,25%
BRE 4	008/2021	20.660.785,01	22.765.706,88	10,19%

ENERGISA-AM	009/2021	86.200.626,48	94.993.558,51	10,20%
SILVÂNIA	010/2021	41.302.414,42	45.362.828,73	9,83%
Total		5.007.114.079,37	5.065.146.654,68	2,50%

Tabela 6 – Receitas dos Reforços e Melhorias Revisadas e Índices de Reposicionamento.

		RAP R&M (R\$)	RAP R&M (R\$)	
Concessionária	Contrato	Vigente Jun/25 [1]	Revisada Jun/26 [2]	IRR RAP R&M (%) [2]/[1]
CGT ELETROSUL	010/2005	85.535.409,74	93.594.307,27	9,42%
GOIAS	002/2010	14.721.542,92	18.084.902,13	22,85%
MONTESCLAROS	003/2010	23.374.707,89	30.458.144,98	30,30%
CHESF	004/2010	4.552.833,09	7.300.739,23	60,36%
ETEM	005/2010	77.604,94	154.289,09	98,81%
ELETROBRAS	006/2010	0,00	0,00	N/A
CHESF	007/2010	0,00	0,00	N/A
MGE	008/2010	15.323.385,41	17.243.312,17	12,53%
ELETRONORTE	009/2010	0,00	0,00	N/A
COPEL-GT	010/2010	468.887,03	562.441,59	19,95%
CGT ELETROSUL	011/2010	12.097.358,26	14.001.938,20	15,74%
CGT ELETROSUL	012/2010	596.157,74	674.974,02	13,22%
CHESF	013/2010	3.949.737,84	4.658.957,36	17,96%
CHESF	014/2010	7.360.032,27	8.600.450,85	16,85%
COPEL-GT	015/2010	0,00	0,00	N/A
ATLÂNTICO	016/2010	5.678.003,74	6.578.422,10	15,86%
ENCRUZO	017/2010	2.501.228,38	2.887.873,32	15,46%
ETVG	018/2010	13.299.294,31	15.505.419,94	16,59%
CHESF	019/2010	9.267.695,56	12.156.246,52	31,17%
CHESF	020/2010	4.823.648,69	7.051.678,30	46,19%
CHESF	021/2010	842.405,82	1.208.555,57	43,46%
CGT ELETROSUL	002/2011	10.978.544,43	13.536.757,16	23,30%
CALDAS NOVAS	003/2011	0,00	0,00	N/A
ELETRONORTE	004/2011	5.570.007,61	6.162.259,62	10,63%
LTC	005/2011	2.070.967,39	2.420.850,21	16,89%
SLTE	006/2011	3.625.838,29	3.790.861,35	4,55%
EVOLTZ VIII	007/2011	0,00	0,00	N/A
XRTE	007/2015	0,00	0,00	N/A
SANTA MARIA	003/2016	0,00	0,00	N/A
EDP GOIÁS	004/2016	0,00	1.432.004,34	N/A
MANTIQUEIRA	005/2016	0,00	0,00	N/A
COPEL-GT	006/2016	2.284.341,88	2.276.006,65	-0,36%
SANTA LUCIA	007/2016	0,00	0,00	N/A
Firminópolis	008/2016	0,00	0,00	N/A
ARGO	009/2016	0,00	2.329.827,66	N/A
CAMPITIBA	014/2016	0,00	0,00	N/A
TAESA	017/2016	3.135.479,00	3.564.737,35	13,69%

LITORAL SUL	018/2016	3.749.680,23	5.144.927,12	37,21%
AGUA AZUL	019/2016	0,00	0,00	N/A
PARANAITA	022/2016	0,00	0,00	N/A
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	0,00	0,00	N/A
MEZ 6	002/2021	0,00	0,00	N/A
MEZ 5	003/2021	349.853,04	396.191,79	13,25%
CPFL Transmissão	004/2021	0,00	0,00	N/A
IE Riacho Grande	005/2021	0,00	0,00	N/A
BRE 4	008/2021	0,00	0,00	N/A
ENERGISA-AM	009/2021	4.735.663,69	5.393.086,27	13,88%
SILVÂNIA	010/2021	6.997.780,78	7.284.452,89	4,10%
Total		247.968.089,97	294.454.615,05	18,75%

63. A Tabela 7 apresenta o reposicionamento da RAP Total, que é a soma da RAP Ofertada e da RAP de Reforços e Melhorias.

Tabela 7 – RAP Total e Índices de Reposicionamento.

		RAP Total (R\$)	RAP Total (R\$)	
Concessionária	Contrato	Vigente Jun/25 [1]	Revisada Jun/26 [2]	IRR RAP Total (%) [2]/[1]
CGT ELETROSUL	010/2005	85.535.409,74	93.594.307,27	9,42%
GOIAS	002/2010	96.659.585,80	99.724.845,59	3,17%
MONTESCLAROS	003/2010	74.108.229,13	80.961.408,93	9,25%
CHESF	004/2010	54.289.651,47	56.816.606,76	4,65%
ETEM	005/2010	20.533.532,75	20.560.576,66	0,13%
ELETROBRAS	006/2010	12.795.579,37	12.738.171,89	-0,45%
CHESF	007/2010	16.944.633,98	16.883.145,33	-0,36%
MGE	008/2010	71.200.460,75	72.953.707,84	2,46%
ELETRONORTE	009/2010	8.387.841,34	8.359.101,28	-0,34%
COPEL-GT	010/2010	47.698.299,22	46.625.900,22	-2,25%
CGT ELETROSUL	011/2010	31.730.816,20	33.134.460,32	4,42%
CGT ELETROSUL	012/2010	5.889.717,01	5.835.539,36	-0,92%
CHESF	013/2010	16.494.589,74	16.885.972,96	2,37%
CHESF	014/2010	9.642.022,46	10.822.957,92	12,25%
COPEL-GT	015/2010	7.677.279,57	7.483.055,00	-2,53%
ATLÂNTICO	016/2010	20.801.704,63	21.328.388,45	2,53%
ENCRUZO	017/2010	21.607.290,46	21.511.021,48	-0,45%
ETVG	018/2010	20.272.705,35	22.299.457,96	10,00%
CHESF	019/2010	33.624.254,64	35.993.317,47	7,05%
CHESF	020/2010	14.728.438,83	16.791.601,63	14,01%
CHESF	021/2010	11.998.538,11	12.187.327,74	1,57%
CGT ELETROSUL	002/2011	15.262.461,87	17.702.767,11	15,99%
CALDAS NOVAS	003/2011	7.492.699,38	7.312.464,29	-2,41%
ELETRONORTE	004/2011	9.991.510,50	10.462.075,23	4,71%
LTC	005/2011	40.435.876,67	39.764.947,32	-1,66%
SLTE	006/2011	12.550.473,33	12.477.597,22	-0,58%

EVOLTZ VIII	007/2011	11.307.912,93	11.017.791,25	-2,57%
XRTE	007/2015	1.794.657.103,55	1.827.219.936,54	1,81%
SANTA MARIA	003/2016	32.188.479,27	32.913.860,85	2,25%
EDP GOIÁS	004/2016	32.060.020,97	34.444.450,82	7,44%
MANTIQUEIRA	005/2016	765.081.891,24	779.822.164,29	1,93%
COPEL-GT	006/2016	169.431.727,92	172.444.458,54	1,78%
SANTA LUCIA	007/2016	103.170.486,09	105.122.299,08	1,89%
Firminópolis	008/2016	11.141.185,25	11.389.926,60	2,23%
ARGO	009/2016	660.892.518,94	675.747.106,69	2,25%
CAMPITIBA	014/2016	28.262.526,52	28.905.449,18	2,27%
TAESA	017/2016	94.605.792,11	96.734.898,90	2,25%
LITORAL SUL	018/2016	69.145.921,18	71.901.006,70	3,98%
AGUA AZUL	019/2016	50.739.129,38	51.854.758,15	2,20%
PARANAITA	022/2016	13.865.924,44	14.148.454,25	2,04%
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	218.502.579,42	241.261.497,75	10,42%
MEZ 6	002/2021	27.875.232,66	30.713.186,83	10,18%
MEZ 5	003/2021	72.842.886,10	80.397.830,97	10,37%
CPFL Transmissão	004/2021	12.635.057,92	13.898.979,80	10,00%
IE Riacho Grande	005/2021	93.110.359,22	102.652.856,08	10,25%
BRE 4	008/2021	20.660.785,01	22.765.706,88	10,19%
ENERGISA-AM	009/2021	90.936.290,17	100.386.644,77	10,39%
SILVÂNIA	010/2021	48.300.195,20	52.647.281,62	9,00%
Total		5.255.082.169,34	5.359.601.269,73	3,27%

64. A Tabela 8 apresenta as Parcelas de Ajuste calculadas no âmbito deste processo revisional e que serão incorporados ao processo de Reajuste da RAP do ciclo 2026/2027.

Tabela 8 – Parcelas de Ajuste calculadas no processo de revisão.

Concessionária	Contrato	PA Retroatividade Anual (R\$) Jun/26	PA Vida Útil Anual (R\$) Jun/26	PA Outros Ajustes Anual (R\$) Jun/26	PA Total Anual (R\$) Jun/26
CGT ELETROSUL	010/2005	46.917,38	0,00	-13.128,71	33.788,67
GOIAS	002/2010	912.767,44	0,00	-1.504,47	911.262,97
MONTESCLAROS	003/2010	2.971.894,21	0,00	1.558.693,03	4.530.587,24
CHESF	004/2010	1.263.886,24	0,00	1.275,00	1.265.161,24
ETEM	005/2010	40.590,55	0,00	-570,77	40.019,78
ELETOBRAS	006/2010	0,00	0,00	41,39	41,39
CHESF	007/2010	0,00	0,00	-123,87	-123,87
MGE	008/2010	1.281.679,07	0,00	-279,82	1.281.399,25
ELETRONORTE	009/2010	0,00	0,00	-36,41	-36,41
COPEL-GT	010/2010	0,00	0,00	-13.610,28	-13.610,28
CGT ELETROSUL	011/2010	78.585,53	0,00	-5.764,32	72.821,21
CGT ELETROSUL	012/2010	46.930,59	0,00	-1.679,71	45.250,88
CHESF	013/2010	45.306,18	0,00	-3.836,43	41.469,75
CHESF	014/2010	0,00	0,00	-743,50	-743,50
COPEL-GT	015/2010	0,00	0,00	-2.474,27	-2.474,27

ATLÂNTICO	016/2010	0,00	0,00	-4.502,36	-4.502,36
ENCRUZO	017/2010	0,00	0,00	106.525,82	106.525,82
ETVG	018/2010	0,00	0,00	-2.061,28	-2.061,28
CHESF	019/2010	198.643,44	0,00	-456.610,10	-257.966,66
CHESF	020/2010	-28.331,38	0,00	-2.651,12	-30.982,50
CHESF	021/2010	372.484,28	0,00	-2.786,84	369.697,44
CGT ELETROSUL	002/2011	1.161.228,99	0,00	-1.381,24	1.159.847,75
CALDAS NOVAS	003/2011	0,00	0,00	-2.415,48	-2.415,48
ELETRONORTE	004/2011	260.923,66	0,00	-1.343,02	259.580,64
LTC	005/2011	0,00	0,00	-19.567,54	-19.567,54
SLTE	006/2011	-38.969,94	0,00	-2.711,30	-41.681,24
EVOLTZ VIII	007/2011	0,00	0,00	-3.358,42	-3.358,42
XRTE	007/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTA MARIA	003/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
EDP GOIÁS	004/2016	2.248.835,31	0,00	0,00	2.248.835,31
MANTIQUEIRA	005/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
COPEL-GT	006/2016	-128.495,57	0,00	0,00	-128.495,57
SANTA LUCIA	007/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
Firminópolis	008/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGO	009/2016	948.481,76	0,00	0,00	948.481,76
CAMPITIBA	014/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
TAESA	017/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
LITORAL SUL	018/2016	591.159,59	0,00	0,00	591.159,59
AGUA AZUL	019/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
PARANAITA	022/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
MEZ 6	002/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
MEZ 5	003/2021	31.295,56	0,00	0,00	31.295,56
CPFL Transmissão	004/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
IE Riacho Grande	005/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
BRE 4	008/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGISA-AM	009/2021	244.801,67	0,00	0,00	244.801,67
SILVÂNIA	010/2021	-22.312,95	0,00	0,00	-22.312,95
Total		12.528.301,61	0,00	1.123.393,98	13.651.695,59

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

65. Fundamentaram a análise dessa Nota Técnica: Inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; Contratos de Concessão de Transmissão listados no Quadro 1; e Submódulo 9.1, 9.2 e 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

66. Aplicando-se a metodologia vigente e avaliadas as contribuições recebidas no âmbito da Tomada de Subsídios nº 006/2026, foram obtidos os resultados finais da revisão periódica da RAP ofertada em leilão e da parcela de RAP de Reforços e

Melhorias dos 50 Contratos de Concessão de Transmissão com data de revisão em 1º de julho de 2026, cujos respectivos índices de reposicionamento são apresentados na Tabela 5 e Tabela 6 dessa Nota Técnica.

67. Considerando a recente delegação de competências adicionais à STR por meio da Portaria ANEEL nº 7.065/2026, recomendamos que os índices finais de reposicionamento, os valores revisados de Receita Anual Permitida (RAP) e as Parcelas de Ajuste (PA) calculadas, bem como a memória do cálculo final realizado, sejam submetidos à apreciação do Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação para aprovação e emissão de Despacho correspondente.

Assinado digitalmente)
MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA
Especialista em Regulação

Assinado digitalmente)
**RONALD E. HARDINGE-BAILEY
DE AMORIM**
Especialista em Regulação

Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)
LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 12/06/2026, às 15:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ronald Edward Hardinge-Bailey De Amorim, Especialista em Regulação**, em 12/06/2026, às 15:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Mateus De Oliveira Ferreira, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Transmissão**, em 12/06/2026, às 15:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0379431** e o código CRC **C90EDF57**.