NOTA TÉCNICA Nº 59/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.030722/2025-41

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial AL e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2026.

I - DO OBJETIVO.

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial AL, a vigorar a partir de 3 de maio de 2026, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 2/2019 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo IV desta Nota Técnica.

III - DOS FATOS

2. A Equatorial AL, sediada na cidade de Maceió - AL, atende aproximadamente 1,43 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R$ 2,98 bilhões.

3. A Tabela 1 apresenta o número de unidades consumidoras, o consumo mensal de energia e a participação percentual de cada classe consumidora.

Tabela 1 - Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.315.957	200.928	45,5%
Industrial	2.752	129.970	29,4%
Comercial	71.041	43.537	9,9%
Rural	28.785	12.860	2,9%
Iluminação Pública	1.516	20.340	4,6%
Poder Público	10.061	25.181	5,7%
Serviço Público	2.226	7.079	1,6%
Demais classes	124	1.862	0,4%
Total	**1.432.462**	**441.758**	**100%**

Fonte: SAMP – competência março/2026.

4. Conforme consta da REH nº 3.450, de 29 de abril de 2025, a Reajuste Tarifário Anual da Equatorial AL de 2025 representou, em média, uma variação das tarifas de -6,79%.

5. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de 2026 foi encaminhado para os representantes da Concessionária em 19 de março de 2026[1].

6. Em 06 de abril de 2026 a SGM, por meio do Memorando nº 49/2026-SRM/ANEEL[2], encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela Equatorial AL.

7. Em 10 de abril de 2026, a STR recebeu o Memorando nº 99/2026-SFF/ANEEL[3], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

8. Em 20 de abril de 2026, a STR encaminhou planilhas preliminares de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores[4], sendo que suas versões finais foram reencaminhadas em 22 de abril de 2026 [5].

9. Em 22 de abril de 2025, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais[6] que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei n° 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004.

10. Em 22 de abril de 2026, por meio do Memorando nº 50/2026-DIR-GNSJ/ANEEL[7], a assessoria do Diretor Gentil Nogueira de Sá Júnior, relator do processo, encaminhou solicitação de simulação considerando-se antecipação de recursos de Uso de Bem Público, cujos resultados encontram-se no Anexo I dessa Nota Técnica, correspondente aos pleitos extraordinários.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

11. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2026 da Equatorial AL conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 10,68%, sendo de 10,47%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 10,74%, em média, para os

consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consu	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	**10,47%**
A3 (>69 kV)	16,88%
A4 (>2,3kV < 25kV)	9,09%
Baixa Tensão (BT)	**10,74%**
B1 (Residencial)	10,55%
B2 (Rural)	11,14%
B3 (outros)	11,16%
B4 (Iluminação Púb.)	11,20%
Efeito Médio (AT + BT	**10,68%**

12. O efeito médio de 10,68% decorre:

(i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;

(ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e

(iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

13. Cabe esclarecer que a diferença entre os efeitos médios indicados na Tabela 2 decorre da variação dos itens de custo arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada grupo, conforme Submódulo 7 do Proret.

14. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 5,22%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,53%, conforme Tabela 3:

Tabela 3 - Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B*

	Receita Verificada (R$)	Receita Requerida (R$)	Variação	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	**1.874.787.229**	**2.030.393.465**	**8,3%**	**5,22%**	**64,4%**
Encargos Setoriais	**500.870.208**	**564.586.113**	**12,7%**	**2,14%**	**17,9%**
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.909.024	3.964.703	1,4%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	199.987.319	283.173.332	41,6%	2,79%	9,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0	(2.280.209)	-	-0,08%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE	128.289.340	123.357.376	-3,8%	-0,17%	3,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	11.165.361	0	-100,0%	-0,37%	0,0%
Compensação financeira - CFURH	-	0	0,0%	0,00%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	80.765.100	84.627.985	4,8%	0,13%	2,7%
PROINFA	50.306.106	42.983.804	-14,6%	-0,25%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	26.447.957	28.759.122	8,7%	0,08%	0,9%
Custos de Transmissão	**300.166.503**	**345.135.534**	**15,0%**	**1,51%**	**10,9%**
Rede Básica	233.409.304	276.890.144	18,6%	1,46%	8,8%
Rede Básica Fronteira	54.588.416	49.706.664	-8,9%	-0,16%	1,6%
Conexão	5.779.618	13.093.777	126,6%	0,25%	0,4%
Uso do sistema de distribuição	6.389.165	5.444.950	-14,8%	-0,03%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	**1.042.388.603**	**1.084.828.463**	**4,1%**	**1,42%**	**34,4%**
Receitas Irrecuperáveis	**31.361.914**	**35.843.354**	**14,3%**	**0,15%**	**1,1%**
PARCELA B	**1.106.660.380**	**1.122.391.271**	**1,4%**	**0,53%**	**35,6%**
RT considerando a variação tarifária da RTE	**2.981.447.609**	**3.152.784.736**		**5,75%**	**100,0%**

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		**(40.896.537)**	**-1,37%**
CVA em processamento - Energia		139.463.486	4,68%
CVA em processamento - Transporte		50.628.364	1,70%
CVA em processamento - Encargos Setoriais		44.680.207	1,50%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(78.414)	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia		(20.272.942)	-0,68%
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(4.971.642)	-0,17%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(16.767.950)	-0,56%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		1.707.679	0,06%
Sobrecontratação		4.516.962	0,15%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.871.679	0,10%
Reversão de Risco Hidrológico		(59.209.949)	-1,99%
Risco Hidrológico		62.850.440	2,11%
Ajuste CUSD		(783.713)	-0,03%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(187.408)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(636.965)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).		(4.283.943)	-0,14%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(123.357.376)	-4,14%
Recomposição de diferimento tarifário		(177.330.433)	-5,95%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025		25.208.691	0,85%
Ajuste retroativo de PIT - DSP nº 641/2026		35.237.916	1,18%
Multa CCEAR - Goiania II - Desp. nº 4.863/2023		(4.495)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024		(176.731)	-0,01%
Antecipação de recursos de UBP - Lei 15.235/2025		(0)	0,00%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior			**6,30%**
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores			**10,68%**

15. O Gráfico 1 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

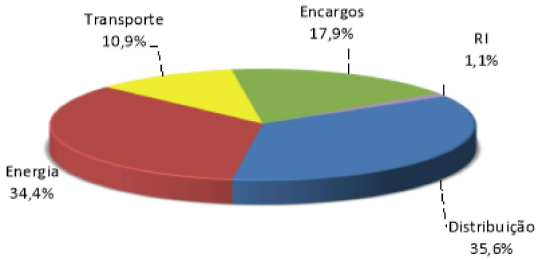


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

16. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos[8], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 19,1% para o ICMS e 4,4% para o PIS e COFINS (total de 23,5% por dentro), o que equivale a uma majoração de 30,7% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

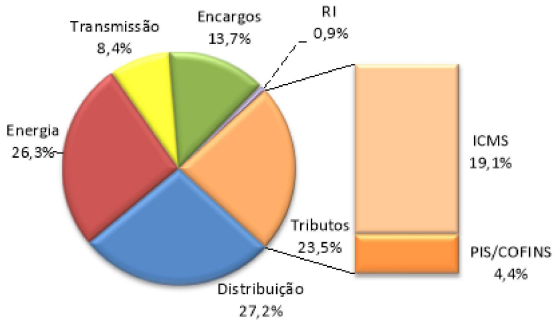


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

17. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

18. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da Equatorial AL é de maio/2025 a abril/2026.

IV.3. Receita Anual

19. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R$ 2.981.447.609, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R$)
Fornecimento	3.378.171	2.580.662.614
A3 (69 kV)	33.009	15.048.403
A4 (2,3 kV a 25 kV)	387.414	273.049.903
BT (menor que 2,3 kV)	2.957.748	2.292.564.308
Demais Livres	1.350.172	361.444.334
Distribuição	15.109	2.779.277
Geração	-	36.561.384
Total	**4.743.451**	**2.981.447.609**

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

20. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na Tabela 5:

Tabela 5 - Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R$)	Processo Atual (R$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.909.024	3.964.703	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	199.987.319	283.173.332	REH 3.564/2025
CDE Eletrobrás	0	(2.280.209)	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	128.289.340	123.357.376	DSP 510/2023
CDE GD	11.165.361	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / ERR / ERCAP	80.765.100	84.627.985	Previsão STR
PROINFA	50.306.106	42.983.804	REH 3.558/2025
P&D e Eficiência Energética	26.447.957	28.759.122	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	**500.870.208**	**564.586.113**	

21. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 12,7%, impactou o efeito médio em 2,14%.

22. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com contribuição de 2,79%, conforme orçamento previsto para 2026[9] e; (ii) a variação dos encargos ESS/EER/ERCAP, com impacto de 0,13%.

23. Em contrapartida, com contribuição negativa, destaca-se a CDE GD, com impacto de -0,37%. Ocorre que, em decorrência da aplicação da Lei nº 15.269/2025, a CDE GD foi extinta, sendo que o custeio dos subsídios correspondentes passou ser realizado pela CDE USO.

24. Importa esclarecer que, para a Conta Escassez Hídrica, que já foi quitada de forma antecipada em setembro de 2024, ainda está sendo mantida a cobertura econômica visto que o efeito dessa quitação está sendo concedido por meio de financeiro negativo de mesmo valor arrecadado via TE, em benefício exclusivo dos consumidores cativos, conforme disposto na MP no 1.212/2024 e Resolução Normativa nº 1.117/2025.

IV.4.2. Transmissão

25. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na Tabela 6:

Tabela 6 - Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R$)	Processo Atual (R$)
Rede Básica	233.409.304	276.890.144
Rede Básica Fronteira	54.588.416	49.706.664
Conexão	5.779.618	13.093.777
Uso do sistema de distribuição	6.389.165	5.444.950
Total dos Custos de Transporte	**300.166.503**	**345.135.534**

26. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 15,0%, impactaram o efeito médio em 1,51%.

27. Essa variação decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme REH nº 3.481 e 3.482, ambas de 15 de julho de 2025, que em conjunto impactaram o efeito médio em 1,29%. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta melhor detalhamento dos custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

28. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da Equatorial AL.

Tabela 7 - Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	18,32%	17,08%	DSP. 1.220/2025, CP 09
Técnica (s/ Energia injetada)	9,13%	9,13%	REH 3.326/2024
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,46%	2,46%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.957.748	3.193.455	SAMP
Energia Injetada (MWh)	0	0	SAMP

29. Observe-se que os percentuais de perdas não técnicas indicados referem-se ao mercado de baixa tensão medido, conforme metodologia de cálculo proposta na Nota Técnica nº 53/2025-STR/ANEEL, referente à conclusão da Consulta Pública nº 09/2024, publicado por meio do Despacho nº 1.220 de 22 de abril de 2025.

30. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a Equatorial AL para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

Tabela 8 - Energia (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
(i) - Mercado cativo total (fornecimento + suprimento - GD)	**2.819.116**	**2.819.116**
Fornecimento BT	3.193.455	3.193.455
Fornecimento MT + AT	480.325	480.325
Energia Injetada MMGD	(854.664)	(854.664)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	**1.365.037**	**1.365.037**
Consumidores Livres	1.349.958	1.349.958
Uso Distribuição/Suprimento TUSD	15.079	15.079
(iii) - Perdas Totais	**1.249.923**	**1.205.238**
Perdas Rede Básica	97.607	96.535
Perdas na Distribuição	1.152.316	1.108.703
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	585.130	545.500
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	567.186	563.203
Energia Requerida (i) + (iii)	**4.069.039**	**4.024.354**

31. Observe-se também que para o ano de 2026 já estão considerados, também para a Data de Referência Anterior (DRA), os efeitos da Consulta Pública nº 09/2024 e Despacho nº 1.220/2025. Assim, todo o cálculo da energia requerida, tanto DRA quanto DRP, levou em conta o mercado de fornecimento da distribuidora sendo subtraído deste a energia injetada por unidades participantes do sistema de MMGD.

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

32. As fontes de informações referentes a montante e preço, por tipo de contrato, constam na Tabela 9.

Tabela 9 - Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispos
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.
Bilaterais	Montante e preço	Memo
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Result
CCEARs térmicas	Preços	Previs

33. A Tabela 10 demonstra o resumo dos contratos de compra de energia elétrica e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 10 - Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Despesa (R$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	**3.676.471**	**3.496.541**	**276,09**	**965.360.572**
Existente - CCEAR-QTD	13	13	441,33	5.560
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.357.775	2.242.384	302,31	677.896.870
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	691.200	657.372	258,05	169.636.690
Madeira e Belo Monte	627.483	596.773	197,43	117.821.452
Energia Base	**551.362**	**527.813**	**226,35**	**119.467.891**
Cota Angra I/Angra II	73.578	69.977	361,56	25.300.898
Cotas Lei n º 12783/2013	407.601	387.653	242,92	94.166.993
PROINFA	70.183	70.183	-	-
Total	**4.227.833**	**4.024.354**	**269,57**	**1.084.828.463**

34. A Tabela 11 demonstra a variação dos montantes e dos custos com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

Tabela 11 - Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	92.376	13	-99,99%	122,89	441,33	259,14%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.257.923	2.357.775	4,4%	289,79	302,31	4,3%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	691.418	691.200	0,0%	247,61	258,05	4,2%
Madeira e Belo Monte	627.483	627.483	0,0%	189,45	197,43	4,2%
Cota Angra I e Angra II	133.519	73.578	-44,9%	308,74	361,56	17,1%
Cotas Lei nº 12.783/2013	517.963	407.601	-21,3%	203,85	242,92	19,2%
Proinfa	74.465	70.183	-5,8%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(326.107)	(203.478)	-37,6%	184,51	274,35	48,7%
TOTAL	4.069.039	4.024.354	-1,1%	256,18	269,57	5,2%

35. Conforme se percebe da Tabela 11, está sendo considerada a redução da energia proveniente de angra alocada aos consumidores cativos, conforme Art. 11-A da Lei 12.111/2009, acrescido pela Lei 15.235/2025.

36. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Equatorial AL, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 1,42%. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio. Destacam-se os impactos decorrentes da atualização dos custos e montantes associados aos CCEARs, com impacto total de aproximadamente 0,91%. Também contribuiu para impacto positivo a redução de montante e aumento de custo associado à energia proveniente das usinas cotistas, CCGF, com impacto estimado de 0,42%.

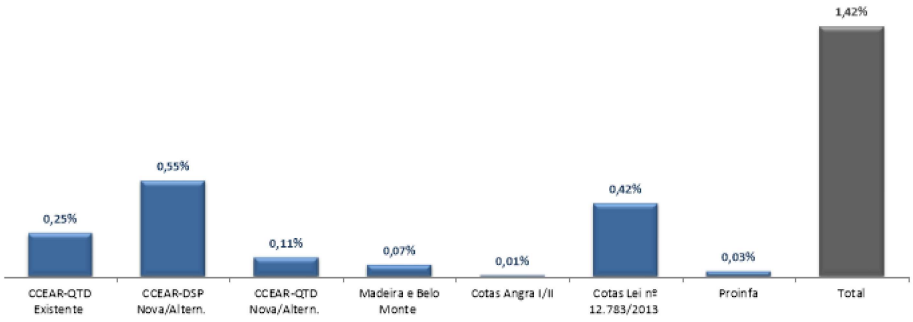


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

IV.5. PARCELA B

A Tabela 12 demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

Tabela 12 - Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	1.106.660.380	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,03674	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	1.147.319.523	SGT/ANEEL
(4) IPCA	4,25%	ndicador econômico oficial
(5) Fator X	2,05%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,38%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	1,73%	REH 3.326/2024
(5.3) Componente Q do Fator X	-1,05%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	50.067.637	
(6.1) Outras Receitas (OR)	33.658.103	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	9.306.718	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	7.102.816	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	1.122.391.271	

37. A atualização da Parcela B representou 0,53% na composição do efeito médio, refletindo, principalmente, a variação acumulada do IPCA de 4,25%, no período de referência, descontada do Fator X, de 2,05%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

38. A Tabela 13 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R$)	Participação
CVA em processamento - Energia	139.463.486	4,68%
CVA em processamento - Transporte	50.628.364	1,70%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	44.680.207	1,50%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(78.414)	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(20.272.942)	-0,68%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(4.971.642)	-0,17%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(16.767.950)	-0,56%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	1.707.679	0,06%
Sobrecontratação	4.516.962	0,15%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.871.679	0,10%
Reversão de Risco Hidrológico	(59.209.949)	-1,99%
Risco Hidrológico	62.850.440	2,11%
Ajuste CUSD	(783.713)	-0,03%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(187.408)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(636.965)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(4.283.943)	-0,14%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(123.357.376)	-4,14%
Recomposição de diferimento tarifário	(177.330.433)	-5,95%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	25.208.691	0,85%
Ajuste retroativo de PIT - DSP nº 641/2026	35.237.916	1,18%
Multa CCEAR - Goiania II - Desp. nº 4.863/2023	(4.495)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(176.731)	-0,01%
Antecipação de recursos de UBP - Lei 15.235/2025	(0)	0,00%
Total	**(40.896.537)**	**-1,37%**

39. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -1,37% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

a) Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 7,87%). Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em 4,68%, 1,70% e 1,50%.

b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de 0,15%). Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE;

40. Ressalta-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

c) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021). Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme §3º Art. 171; e (iv) repercussão financeiras aplicadas a consumidores potencialmente livres em função de desistência de migração para o ACL, conforme Inciso II do Art. 168. Por meio do Sistema ConectAneel, a Equatorial AL informou os valores históricos contabilizados, a partir dos quais foi apurado financeiro negativo de R$ -187,4 mil, que representou contribuição de -0,01% para o efeito médio;

d) Arrecadação de encargo CDE Escassez e CDE Covid dos consumidores migrantes. Por correspondência, foi solicitado à Equatorial AL informações sobre os Encargos Tarifários da Conta Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2026. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de R$ -4,92 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,17%;

e) Recomposição do déficit de cobertura da CDE GD (efeito de +0,85%). No processo tarifário de 2025 foi considerada cobertura tarifária do encargo de CDE GD inferior à respectiva obrigação de pagamento, disposta na REH 3.484/2025, de 15 de julho de 2025. Tendo em vista que não há previsão de apuração de CVA para o encargo em tela, fez-se necessária a apuração de componente financeiro para recomposição do déficit de cobertura à concessionária de distribuição. Neste sentido, a partir das informações prestadas pela CCEE relativas aos pagamentos efetuados pela empresa, a STR apurou componente financeiro no valor de R$ 25,21 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de +0,85%;

f) Ajuste retroativo de PIT – DSP nº 641/2026 (efeito de 1,23%). Conforme despacho nº 641, de 24/02/2026, foi deferido o pedido para reversão do componente financeiro estabelecido no RTA de 2025 em função da indicação de responsabilidade por Pendência Impeditiva de Terceiro, no valor de R$ 30.687.175,97 (maio/2025), o qual, mediante atualização pela SELIC resultou em financeiro positivo no valor de R$ 35,24 milhões, implicando em impacto tarifário de 1,18%;

g) Recomposição de diferimento tarifário (efeito de -5,95%). No processo tarifário anterior foi considerado componente financeiro de diferimento positivo no valor de R$ 150.000.000,00, o qual, mediante a aplicação das regras de recomposição dispostas na seção xvi o Submódulo 4.4A resultaram em financeiro negativo no valor de R$ 177,3 milhões, resultando em impacto tarifário de -5,95%; e

h) Multa rescisória aplicada aos geradores Termoceará e Goiânia II. Em cumprimento às decisões que constam dos Despachos nº 2.495, de 27 de agosto de 2024, e nº 4.863, de 12 de dezembro de 2023, a STR obteve junto à CCEE os valores de multa aplicadas aos geradores citados, a qual está sendo atualizada e revertida à modicidade tarifária, conforme indicado na Tabela 13. O valor total apurado foi de -181,2 mil, com impacto de -0,01% nas tarifas.

V - PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS

41. A análise e resposta ao pleito extraordinário formulado pela Equatorial AL, referente à solicitação de antecipação de recursos associado ao UBP, conforme previsto na Lei 15.235/2025, encontram-se no Anexo I dessa Nota Técnica.

VI - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

42. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de maio/2026 a abril/2027, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de maio/2025 a abril/2026.

Tabela 15 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R$)	Previsão (R$)	Valor Mensal (R$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	985.337,71	9.983.990,20	10.969.327,91
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(55.435,53)	763.435,70	708.000,18
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(95.065,72)	793.756,06	698.690,34
Subsídio SCEE	3.085.809,86	8.312.616,12	11.398.425,98
Total	**3.920.646,32**	**19.853.798,09**	**23.774.444,41**

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

43. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 2/2019-ANEEL.

VIII - DA CONCLUSÃO

44. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 2/2019, no que consta do Processo nº 48500.030722/2025-41 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da Equatorial AL, com vigência a partir de 3 de maio de 2026, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 10,68% sendo de 10,47% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 10,74% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da Equatorial AL;

iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

IX - DA RECOMENDAÇÃO

45. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual, conforme detalhado na conclusão acima.

(Assinado digitalmente)
FABIANO GONTIJO COSTA
Analista Superior

(Assinado digitalmente)
LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
ELIZEU PEREIRA VICENTE
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Coordenador de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

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

(*) Relação de participantes da STR na elaboração desta Nota Técnica.

Equipe	Atividade
Fabiano Gontijo Costa	Analista Superior
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Luciano Augusto Duarte Cheberle	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Elizeu Pereira Vicente	Encargos de RB e Conexão
Equipe	**Atividade**

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

ANEXO III – RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

ANEXO IV – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

Pleito 1 - Solicitação de antecipação de recursos associados do UBP, conforme Lei 15.235/2025

1. Em 22 de abril de 2026, a STR recebeu o Memorando n° 50/2026-DIR-GNSJ/ANEEL solicitando simulação relacionada ao resultado do Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2026 da Equatorial Alagoas considerando a antecipação do repasse dos recursos de UBP, conforme solicitado pela empresa na Carta C.E SER EQTL – nº 010/2026 (Sei nº 0334930), de forma a aferir o impacto do pedido no Reajuste da empresa.

2. Dessa forma a atender essa solicitação, foram processadas novas versões das planilhas de cálculo do RTA de 2026, Sparta e PCAT, considerando-se um financeiro no valor de R$ 147.000.000,00 referente à antecipação a antecipação dos recebimentos decorrentes da repactuação das parcelas vincendas do Uso de Bem Público, conforme previsto no § 8º do Art. 4º da Lei 15.235/2025.

3. Sendo assim, na presente simulação foi obtido um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 5,43%, sendo de 7,80%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 4,71%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela abaixo.

Tabela A-1 - Efeito médio por Subgrupo considerando-se antecipação de UBP*

Subgrupo de consu	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	**7,80%**
A3 (>69 kV)	16,21%
A4 (>2,3kV < 25kV)	6,00%
Baixa Tensão (BT)	**4,71%**
B1 (Residencial)	4,46%
B2 (Rural)	5,24%
B3 (outros)	5,27%
B4 (Iluminação Púb.)	5,36%
Efeito Médio (AT + BT	**5,43%**

* Deve ser considerada em substituição à Tabela 2

4. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 5,11%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,53%, conforme Tabela A-2:

Tabela A-2 - Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B considerando-se antecipação de UBP*

	Receita Verificada (R$)	Receita Requerida (R$)	Variação	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	**1.874.787.229**	**2.027.219.013**	**8,1%**	**5,11%**	**64,4%**
Encargos Setoriais	**500.870.208**	**563.099.237**	**12,4%**	**2,09%**	**17,9%**
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.909.024	3.964.703	1,4%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	199.987.319	283.173.332	41,6%	2,79%	9,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0	(2.280.209)	-	-0,08%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE	128.289.340	123.357.376	-3,8%	-0,17%	3,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	11.165.361	0	-100,0%	-0,37%	0,0%
Compensação financeira - CFURH	-	0	0,0%	0,00%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	80.765.100	84.627.985	4,8%	0,13%	2,7%
PROINFA	50.306.106	42.983.804	-14,6%	-0,25%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	26.447.957	27.272.247	3,1%	0,03%	0,9%
Custos de Transmissão	**300.166.503**	**345.135.534**	**15,0%**	**1,51%**	**11,0%**
Rede Básica	233.409.304	276.890.144	18,6%	1,46%	8,8%
Rede Básica Fronteira	54.588.416	49.706.664	-8,9%	-0,16%	1,6%
Conexão	5.779.618	13.093.777	126,6%	0,25%	0,4%
Uso do sistema de distribuição	6.389.165	5.444.950	-14,8%	-0,03%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	**1.042.388.603**	**1.084.828.463**	**4,1%**	**1,42%**	**34,4%**
Receitas Irrecuperáveis	**31.361.914**	**34.155.779**	**8,9%**	**0,09%**	**1,1%**
PARCELA B	**1.106.660.380**	**1.122.391.271**	**1,4%**	**0,53%**	**35,6%**
RT considerando a varição tarifária da RTE	**2.981.447.609**	**3.149.610.284**		**5,64%**	**100,0%**

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	**(187.896.537)**	**-6,30%**
CVA em processamento - Energia	139.463.486	4,68%
CVA em processamento - Transporte	50.628.364	1,70%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	44.680.207	1,50%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(78.414)	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(20.272.942)	-0,68%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(4.971.642)	-0,17%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(16.767.950)	-0,56%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	1.707.679	0,06%
Sobrecontratação	4.516.962	0,15%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.871.679	0,10%
Reversão de Risco Hidrológico	(59.209.949)	-1,99%
Risco Hidrológico	62.850.440	2,11%
Ajuste CUSD	(783.713)	-0,03%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(187.408)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(636.965)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(4.283.943)	-0,14%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(123.357.376)	-4,14%
Recomposição de diferimento tarifário	(177.330.433)	-5,95%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	25.208.691	0,85%
Ajuste retroativo de PIT - DSP nº 641/2026	35.237.916	1,18%
Multa CCEAR - Goiania II - Desp. nº 4.863/2023	(4.495)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(176.731)	-0,01%
Antecipação de recursos de UBP - Lei 15.235/2025	(147.000.000)	-4,93%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		**6,09%**
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		**5,43%**

* Deve ser considerada em substituição à Tabela 3

5. A Tabela A.3 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2026 a março/2027, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de abril/2025 a março/2026.

Tabela A.3 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE considerando-se antecipação de UBP*

TIPO	Ajuste (R$)	Previsão (R$)	Valor Mensal (R$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	985.337,71	9.982.114,47	10.967.452,18
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(55.435,53)	763.423,91	707.988,38
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(95.065,72)	725.922,53	630.856,81
Subsídio SCEE	3.085.809,86	7.637.560,92	10.723.370,78
Total	**3.920.646,32**	**19.109.021,82**	**23.029.668,15**

* Deve ser considerada em substituição à Tabela 15

6. Por fim, apresentamos abaixo ainda as tabelas A.4 e A.5, referentes, respectivamente, aos encargos setoriais, alterada em função do novo valor de P&D, e aos componentes financeiros, a qual inclui o financeiro de antecipação de UBP tratado neste anexo técnico.

Tabela A.4 - Componentes Financeiros considerando-se antecipação de UBP*

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R$)	Processo Atual (R$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.909.024	3.964.703	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	199.987.319	283.173.332	REH 3.564/2025
CDE Eletrobrás	0	(2.280.209)	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	128.289.340	123.357.376	DSP 510/2023
CDE GD	11.165.361	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / ERR / ERCAP	80.765.100	84.627.985	Previsão STR
PROINFA	50.306.106	42.983.804	REH 3.558/2025
P&D e Eficiência Energética	26.447.957	27.272.247	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	**500.870.208**	**563.099.237**	

* Deve ser considerada em substituição à Tabela 5

Tabela A.5 - Componentes Financeiros considerando-se antecipação de UBP*

Componentes Financeiros	Valor (R$)	Participação
CVA em processamento - Energia	139.463.486	4,68%
CVA em processamento - Transporte	50.628.364	1,70%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	44.680.207	1,50%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(78.414)	0,00%
Neutralidade de Parcela A - Energia	(20.272.942)	-0,68%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(4.971.642)	-0,17%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(16.767.950)	-0,56%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	1.707.679	0,06%
Sobrecontratação	4.516.962	0,15%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.871.679	0,10%
Reversão de Risco Hidrológico	(59.209.949)	-1,99%
Risco Hidrológico	62.850.440	2,11%
Ajuste CUSD	(783.713)	-0,03%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(187.408)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(636.965)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(4.283.943)	-0,14%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(123.357.376)	-4,14%
Recomposição de diferimento tarifário	(177.330.433)	-5,95%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	25.208.691	0,85%
Ajuste retroativo de PIT - DSP nº 641/2026	35.237.916	1,18%
Multa CCEAR - Goiania II - Desp. nº 4.863/2023	(4.495)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(176.731)	-0,01%
Antecipação de recursos de UBP - Lei 15.235/2025	(147.000.000)	-4,93%
Total	**(187.896.537)**	**-6,30%**

* Deve ser considerada em substituição à Tabela 13

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET[1]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

	RESULTADOS CVA				
Item	Métodos 1 e 2 (R$)	Método 3 (R$)	Delta Total (R$)	CVA 5ºd útil (R$)	CVAproc (R$)
CDE	52.405.039,62	0,00	52.405.039,62	55.574.778,12	59.542.312,31
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	45.004.134,30	-63.692,54	44.940.441,76	47.254.800,23	50.628.363,58
Compra de Energia	-10.984.097,98	132.262.630,37	121.278.532,40	130.170.495,48	139.463.486,07
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-1.619.543,20	0,00	-1.619.543,20	-1.666.721,49	-1.785.710,26
ESS	-900.650,37	-10.175.894,88	-11.076.545,25	-12.205.064,76	-13.076.395,48
CVA Total	**83.904.882,37**	**122.023.042,95**	**205.927.925,32**	**219.128.287,58**	**234.772.056,22**

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 13,72%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados na apuração foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, que utilizou o banco de dados corporativo para receber as informações, enviadas pela distribuidora, relativas aos pagamentos dos itens de custos observados na apuração do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 7,87% e está detalhado no gráfico a seguir:

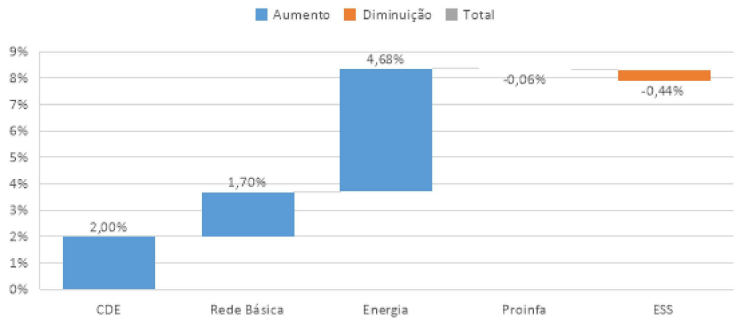


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 4,22% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação PLD<CVU≤CMO), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

Tabela I.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE

Competência	ESS (R$)	EER (R$)	Excedente da CONER (R$)	Alívio Retroativo (R$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R$)
fev-25	-190,82	9.492.162,80	-	-1.148.214,16	25.260,41
mar-25	-38.369,63	8.999.479,56	-	-9.347.651,50	11.926,31
abr-25	-2.665,06	7.816.964,35	-	-43.245,50	1.850,00
mai-25	55.215,80	8.666.964,81	-	-635,76	23.774,04
jun-25	-6.833,53	7.682.446,39	-	-	387,68
jul-25	-32.958,61	6.284.351,72	-	-	6.954,53
ago-25	-42.035,49	6.421.786,42	-	-140.916,17	3.931,73
set-25	-28.782,60	4.528.074,98	-	-188.239,67	6.730,89
out-25	-12.287,14	5.099.264,77	-	-178.127,48	14.229,73
nov-25	-55.796,35	5.193.306,07	-	-	18.230,23
dez-25	-35.670,32	6.298.067,82	-	-	60.249,08
jan-26	-15.443,14	6.419.625,97	-	-	67.354,13
Total	**-215.816,89**	**82.902.495,66**	**0,00**	**-11.047.030,24**	**240.878,76**

7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos I.2. I.3 e Tabela I.3.



Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

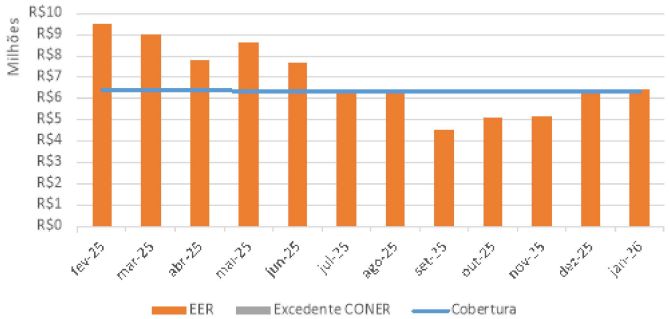


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

Tabela I.3 – Comparativo dos valores totais de cobertura e pagamento de ESS e EER

Item	Pagamento (R$)	Cobertura (R$)	Delta (R$)
ESS	(11.021.968,37)	1.545.489,80	(12.567.458,17)
EER	82.902.495,66	76.280.911,66	6.621.584,00

Compra de Energia

8. A tabela a seguir apresenta a participação dos tipos de contratos no portfólio de compra de energia da distribuidora.

Tabela I.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.326.077	32,0%
CCEAR-D	2.313.826	55,9%
MCSD	-	0,0%
CCEN	128.720	3,1%
PROINFA	67.876	1,6%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	544.495	13,1%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(238.845)	(5,8%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	4.142.149	100,0%

9. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurado pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

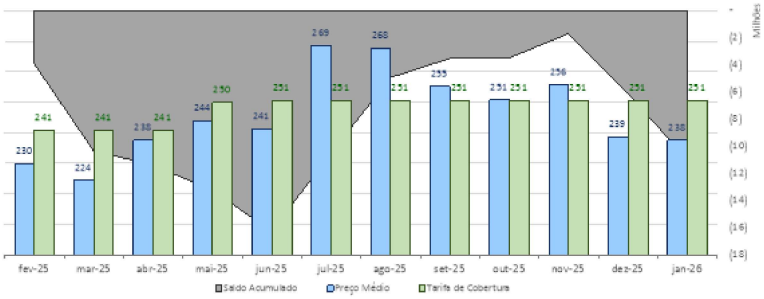


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

10. A Tabela I.5 apresenta os custos de compra de energia apurados por meio do Método 3, cujos valores são liquidados na CCEE. Já a Tabela I.6 apresenta os deltas dos itens da Energia apurados pelo Método 3, decorrentes das recontabilizações da CCEE.

Tabela I.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3

Item	R$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	164,36
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 419.661,25
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	148.010.913,89
Efeito Disponibilidade - CCEN	153.637,65
Exposição entre Submercados	12.904.260,63
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	19.165.566,99
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	49.490.011,34
Demais Itens	- 2.659.074,68
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 1.492.039,59
MAC - Energia	3.256.300,60
Recontabilização dos MAC - Energia	207.502,39
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 85.915.344,70
Ressarcimentos	- 10.439.607,26
Total	132.262.630,37

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 1.169.237,70
Efeito do CCGF	- 195.759,99
Efeito do CCEN	2.795,30
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	18.124,55
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 147.961,75
Total	- 1.492.039,59

11. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados pelos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

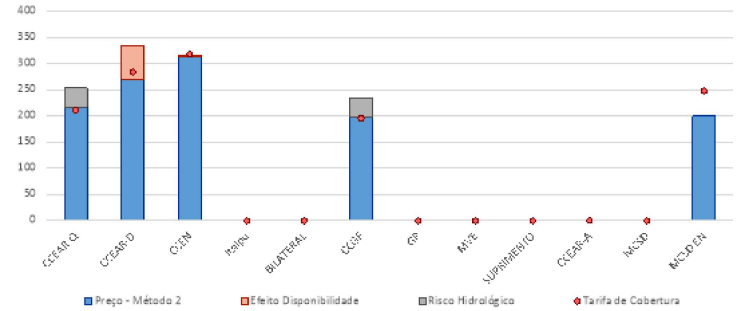


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 4,68% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

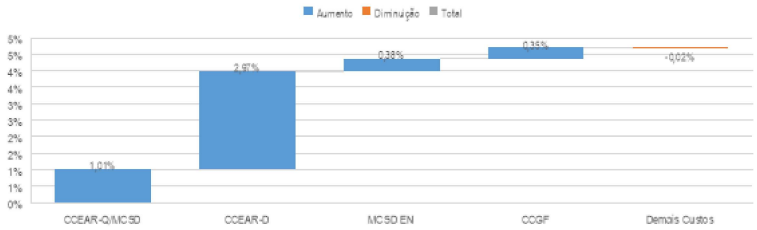


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

13. Já tabela abaixo apresenta os impactos de cada modalidade contratual no índice de reajuste, observando as diferenças apuradas conforme os Método 2 e 3 de apuração do saldo da CVA.

Tabela I.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia, segregado em Método 2 e 3

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**0,69%**
CCEAR-Q/MCSD	0,23%
MCSD EN	0,38%
CCEN	-0,01%
CCGF	0,09%
Método 3	**3,99%**
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	4,00%
Demais Custos	-0,02%
Total	**4,68%**

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

14. O efeito positivo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, do repasse dos custos com riscos hidrológicos e CCEAR-D0, CCGF, MCSD EN e CCEAR-Q repactuados.

Glosa de Energia

15. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real inferior à energia requerida regulatória, não houve aplicação do ajuste da glosa de energia.

Tabela I.8 – Comparativo entre a carga real e a energia requerida regulatória

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R$/MWh)	Cobertura (R$/MWh)	Ajuste de Glosa (R$)
fev-25	269.073	330.221	343.437	0	238,75	240,74	0
mar-25	273.872	371.466	386.333	0	246,23	240,74	0
abr-25	279.228	365.339	379.961	0	272,56	240,74	0
mai-25	259.689	341.794	355.474	0	275,53	249,98	0
jun-25	223.079	292.972	304.697	0	292,70	250,61	0
jul-25	208.052	279.693	290.887	0	294,43	250,61	0
ago-25	200.777	277.922	289.045	0	297,68	250,61	0
set-25	202.698	273.117	284.048	0	278,83	250,61	0
out-25	214.044	303.884	316.046	0	268,77	250,61	0
nov-25	225.577	322.774	335.692	0	295,93	250,61	0
dez-25	252.158	355.571	369.802	0	298,19	250,61	0
jan-26	252.626	370.930	385.776	0	293,11	250,61	0
Total	**2.860.874**	**3.885.682**	**4.041.198**	**0**	**278,71**	**247,85**	**0,00**
% perda s. mercado venda		**35,82%**	**41,26%**				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. O componente financeiro de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi apurado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET. Para o período de 01/02/2025 e 01/01/2026, foi apurado um repasse de R$ 3.458.419,44 a preços de abril/2026.

17. No ano civil de 2025 houve sobrecontratação de energia de 279.005,63 MWh, que representa 6,88%% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.

18. Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo são recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R$ 1.058.542,88.

19. Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R$ 4.516.962,32, já atualizado para preços de abril/2026, com impacto de 0,15%, % no reajuste das tarifas.

20. O gráfico a seguir apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

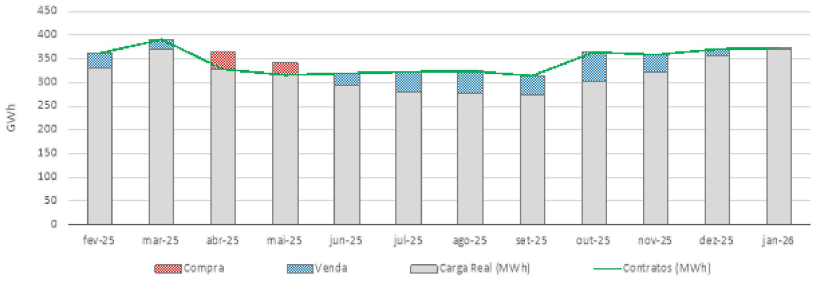


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

21. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo[2] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

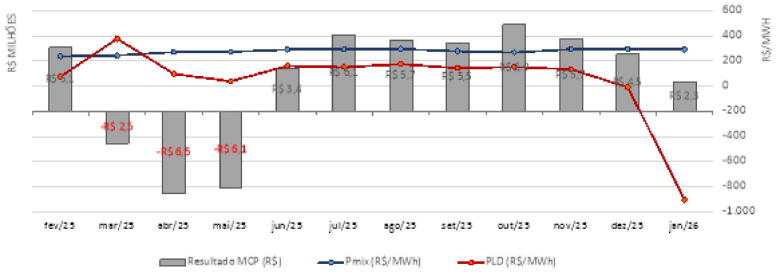


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

22. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas "Resultado MCP" e "ESS" da Conta Bandeiras, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

Tabela I.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeiras

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	**4,00%**
Risco Hidrológico de CCGF	0,26%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,77%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	2,97%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	**-1,99%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,54%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,45%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	**0,24%**
Resultado MCP	R$4.516.962,32
Diferença de Preços entre Submercados**	R$15.587.819,21
ESS + CONER	-R$13.076.395,48
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + II	**2,25%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,31%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,75%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	3,32%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

23. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 2,25%.

24. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 2,93%[3].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**0,69%**
CCEAR-Q/MCSD	0,23%
MCSD EN	0,38%
CCEN	-0,01%
CCGF	0,09%
Método 3	**2,24%**
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,25%
Demais Custos	-0,02%
Total	**2,93%**

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

25. Cabe aqui ressalvar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período entre 01/02/2025 e 01/01/2026, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 6,59%.

---

[1] Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

[2] Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

[3] A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

ANEXO III – RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

1. Em decorrência do acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e do uso das instalações de transmissão, as distribuidoras são responsáveis pelo pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) às transmissoras. Ainda, são pagos encargos de conexão devido à utilização de Demais Instalações de Transmissão de Uso Exclusivo (DIT) e Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG), bem como em função de Parcelas de Ajuste (PA) de exercícios anteriores das transmissoras.

2. O EUST é calculado pela multiplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados em cada ponto de conexão com a Rede Básica. As TUST são definidas em Resolução Homologatória (REH) emitida anualmente pela ANEEL, enquanto os MUST são contratados pelas distribuidoras por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e seus respectivos termos aditivos (TA), celebrados com o Operador Nacional do Sistema (ONS).

3. As TUST em DRP são aquelas vigentes no momento de aprovação do processo tarifário da distribuidora, enquanto as TUST em DRA são aquelas homologadas em DRP no processo tarifário anterior (Proret 3.3). Por sua vez, os MUST considerados no processo tarifário são os contratados no período de referência, sem efeitos retroativos, conforme TA assinados.

4. As diferenças entre a tarifa homologada e a aplicada são apuradas pela Conta de Variação dos Custos da Parcela A (CVA), conforme estabelece o submódulo 4.2 A do PRORET.

5. Os encargos de conexão são definidos na REH que estabelece a Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão, emitida anualmente pela ANEEL. No caso dos encargos de conexão, os custos são concatenados com o processo da distribuidora, conforme Portaria Interministerial MME/MF nº 025/2002 e, assim, não estão sujeitos à CVA. No entanto, eventuais ajustes podem ser realizados em casos de recursos providos no último processo tarifário da distribuidora ou por decisões específicas da Diretoria e das demais Superintendências da ANEEL.

6. No presente processo, foram considerados os seguintes atos e documentos:

- **TUST em DRP**: REH nº 3.482/2025
- **MUST em DRP**: CUST nº 090/2022 (Aditivos: 32 e 33).
- **Encargos em DRP**: REH nº 3.481/2025

7. Com o objetivo de validar a efetiva utilização dos pontos de conexão à Rede Básica, bem como a conexão das DITs de Uso exclusivo, foram encaminhados ofícios à Distribuidora e às Transmissoras envolvidas no processo.

- **Chesf**: Ofício nº 105/2026-STR/ANEEL – SEI: 0311700;
- **BRE 3 TE**: Ofício nº 106/2026-STR/ANEEL – SEI: 0311702.
- **EQTL-AL**: Ofício nº 107/2026-STR/ANEEL – SEI: 0311706;

8. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.

- **Chesf**: Carta CTA-RR|RGTRRG-00349/2026 – SEI: 0324490;
- **BRE 3 TE**: Carta n° 001/2026 – SEI: 0334729;
- **EQTL-AL**: Carta 107/2026-STR/ANEEL – SEI: 0328290;

9. De forma objetiva, além das informações de concordância com os valores encaminhados:

(i) A distribuidora informou que, para os módulos EL 69 kV ANGELIM DIST8 (IdeMdl 16276) e EL 69 kV PENEDO PERIPERI 02J3 (IdeMdl 40020), esses pontos de conexão estão disponíveis, com situação da RAP "ativa", mas efetivamente não consta conectado, pois o módulo encontra-se em vazio (sem carga);

(ii) A transmissora Chesf destacou, com respeito ao "status" das "EL 69 kV MACEIO II IPIOCA" e "EL 69 kV ZEBU II D. GOUVEIA C1", que tais instalações encontram-se disponíveis e efetivamente utilizadas pela distribuidora, conforme REH nº 3.481/2025, ciclo 2025/2026, e documentos apresentados pela empresa; e

(iii) No caso das instalações "EL 69 kV PENEDO PERIPERI 02J3"e "EL 69 kV PENEDO ARAPIRACA 02C9", informou que ambas se encontram disponíveis, porém sem utilização pela Distribuidora Equatorial Alagoas.

10. Nesse sentido, é premente reforçar o que estabelece o Submódulo 3.3A do Proret:

> *"7. Os custos com conexão das instalações e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição somente serão repassados aos consumidores no processo tarifário da distribuidora acessante a partir da efetiva utilização do serviço, embora seu pagamento seja devido à respectiva transmissora ou distribuidora acessada desde a disponibilização do ativo."*

11. Dessa forma, os custos das instalações que não prestam efetivamente serviço ao consumidor não foram repassados à tarifa dos consumidores.

12. A Tabela III.1, a seguir, apresenta a variação observada nos principais componentes dos custos associados aos Encargos de Uso de Rede Básica e aos Encargos de Conexão da distribuidora. Na sequência, são relatadas as respectivas considerações e justificativas para as variações identificadas, em consonância com os parâmetros estabelecidos pela regulamentação vigente.

Tabela III.1 - Variação dos custos de Transmissão.

	RTA 2025 – EQTL-AL (R$)	RTP 2026 – EQTL-AL (R$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	15.626,24	15.942,33	2,02%
MUST Fora-Ponta	16.368,31	16.782,52	2,53%
Contratação Geral	31.994,56	32.724,85	2,28%
TUST-RB	7.008,21	8.461,16	20,73%
TUST-RBF	1.638,96	1.518,93	-7,32%
Despesa da Rede Básica (RB)	224.224.527,69	276.890.143,54	23,49%
Despesa da Rede Básica Fronteira (RBF)	52.437.909,99	49.706.663,66	-5,21%
Despesa Total RB/RBF	276.662.437,67	326.596.807,20	18,05%
Conexão (parcela repassável)	5.308.823,87	12.593.104,90	137,21%

Encargo de Uso de Rede Básica

13. Os custos totais com RB/RBF tiveram uma variação de 18,06%. As principais razões para este efeito foram (i) o efeito inflacionário considerado no processo de reajuste; e (ii) o efeito da aplicação do cenário regional, definido pela REN nº 1.041/2022, nas tarifas de RB das concessionárias do Nordeste em virtude da expansão da rede de transmissão nesse submercado do SIN;.

14. A fim melhor explicar a variação das tarifas de RB descrita acima, citamos texto da Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL (SEI nº 0140555), que subsidiou a publicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2025-2026 da transmissão:

> *"104. Vale destacar o efeito predominante do despacho regional, especialmente na região Nordeste, cujo submercado tem observado uma significativa expansão da rede de transmissão. No ciclo 2024/2025, iniciaram suas operações, nesse submercado, as transmissoras titulares dos Contratos de Concessão nº 14/2018, 18/2018, 10/2020 e 7/2023. Com a entrada em operação de novas concessões, o cenário regional amplifica a alocação de custos aos usuários próximos às novas instalações. Por outro lado, o cenário nacional, que vem sendo adotado gradualmente desde o ciclo 2023/2024, tem atenuado esse efeito, ao alocar maior custo aos usuários que recebem a energia oriunda do fluxo de exportação do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste, condição predominante no sistema de transmissão atual."*

> *"105. A expansão da rede de transmissão no submercado Nordeste é uma tendência. Somente no ciclo 2025/2026, está previsto o início da operação comercial das transmissoras titulares dos Contratos de Concessão nº 18/2018, 1/2021, 8/2021, 2/2022, 10/2022, 3/2023, 10/2023, 11/2023, 16/2024, cujos efeitos tarifários estão incorporados nos resultados apresentados nesta Nota Técnica. Assim, as tarifas dessa região estão pressionadas pelo cenário regional, enquanto o aumento da proporção do cenário nacional tem contribuído para atenuar esse efeito."*

15. Quanto à variação dos custos de RBF, da ordem de -5,21%, informamos que tal variação se justifica, em especial, pela inversão do sentido de ajustes financeiros (PA) entre os ciclos 2024-2025 e 2025-2026 da transmissão, o que gerou um efeito geral negativo sobre as receitas e ajustes dessas instalações.

Conexão

16. Os custos com Encargos de Conexão tiveram uma variação de 137,21%. Esse efeito decorreu, principalmente, da inversão dos ajustes financeiros realizados nos últimos processos de reajuste da RAP. No ciclo anterior (2024-2025) esses valores foram negativos em R$ -6.761.409,54, enquanto no presente ciclo (2025-2026) passaram para um valor positivo de R$ 418.197,21.

17. Ainda, os valores de Encargo de Conexão não Repassável à Tarifa (Módulo 3 - Regras de Transmissão) também aumentaram em 21,0%. Nesse aspecto, destaca-se que restaram identificados 6 (seis) módulos de conexão disponibilizados pela Transmissora Chesf que ainda não estão em uso pela Distribuidora EQTL-AL, o que contribui com o aumento de 120,1% no total de Encargos de Conexão a serem pagos às Transmissoras, cobertos pela Distribuidora nos encargos de conexão.

Comentários adicionais

Reforçamos que os valores de RB/RBF considerados em DRA e constantes na Tabela III.1 se referem aos utilizados na última REH da distribuidora em DRP. Ainda, os valores considerados no processo tarifário da distribuidora e relacionados com os encargos de conexão são, em cada caso (DRA e DRP), atualizados pelo índice de cada contrato de transmissão, da data de referência da respectiva receita da transmissão (DRA - 06/2024; DRP 06/2025) até a data de processamento das tarifas da distribuidora. Ou seja, os valores ora apresentados para os custos de conexão e avaliados neste anexo são os aprovados nas REH da RAP cabendo, nos valores efetivamente considerados, atualização até o fechamento de cada processo tarifário de distribuição.

ANEXO IV – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que ainda não assinaram termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).

2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)[10], os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.

3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica	
3.1	Procedimentos Gerais
3.2	Custos de Aquisição de Energia
3.3	Custos de Transmissão
3.4	Encargos Setoriais
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição	
4.1	Conceitos Gerais
4.2	CVA
4.3	Sobrecontratação de Energia
4.4	Demais Componentes Financeiros
Módulo 5 – Encargos setoriais	
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE
Módulo 6 – Demais Procedimentos	
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia
6.2	Itaipu
6.3	Encargos de conexão A1
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2
6.8	Bandeiras Tarifárias
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações	
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

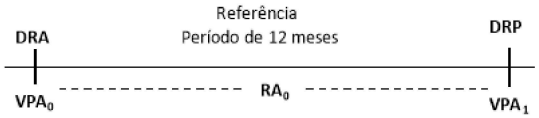
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

5. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na "Data de Referência Anterior (DRA)" e o "Mercado de Referência", não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

6. A Parcela A é a parcela da receita que contempla os custos referentes aos seguintes itens: (i) Encargos Setoriais; (ii) Energia Elétrica Comprada e (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica;

7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

8. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



9. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

Mercado de Referência *- como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;*

VPA_1 *- Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do "Mercado de Referência;*

RA_0 *- Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;*

VPB_0 *- Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA_0 *- Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";*

IVI *- Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

X *- Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

10. O período de referência para o reajuste anual corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de reajuste.

B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.
12.

C. Cômputo da Parcela A

13. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

14. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

1. Encargos Setoriais

15. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

16. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

i) o desenvolvimento energético dos Estados;
ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;
iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

17. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

i) quota anual de **CDE Uso.** Paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**. Por intermédio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo coronavírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid;

iii) quota anual da **CDE – Conta-Escassez (TUSD e TE)**. De acordo com a REN nº 1.008, de 15 de março de 2022, essa quota destina-se a receber recursos para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os diferimentos de que trata o § 1º-I do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores;

iv) quota anual da **CDE – GD**. Trata-se de encargo que visa operacionalizar a transferência de recursos para compensar perdas de receitas tarifárias de distribuidoras com unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, nos moldes da Lei nº 14.300, que instituiu o Marco Legal da micro e minigeração distribuída – MMGD; e

v) quota anual da **CDE – Eletrobras**. Nos termos do inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), estabeleceu que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o montante correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, cuja quota, fixada neste processo tarifário, corresponde à publicada anualmente pela STR/ANEEL, utilizando o fator de garantia física como parâmetro de rateio entre as demais concessionárias.

b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

18. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei n° 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

c. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

19. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

20. Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER

21. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)

22. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

23. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

24. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

a. Custo de Rede Básica

25. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

26. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, valoradas pelas tarifas vigentes homologadas em junho de cada ano.

b. Custo de Conexão

27. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

28. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

29. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

30. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

31. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

32. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

3. Compra de Energia

33. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

34. A Lei n° 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia "*deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada*".

35. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

36. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

i) ***Contratos Bilaterais***: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto n° 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

ii) ***Contratos de Leilões*** *(CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto nº 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

iii) ***Leilões de Ajuste***: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto n° 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) ***Cotas de ITAIPU***: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra no Submódulo 12.6 do PRORET;

v) ***Cotas de Angra I e II***: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;

vi) ***Cotas do PROINFA***: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

vii) ***Cotas das Concessões Renovadas***: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015*;*

viii) ***Geração Própria****:* refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004;

ix) ***Suprimento****:* refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) ***Geração Distribuída****:* energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto.

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

37. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (técnicas e não técnicas na distribuição e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

38. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

39. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica[11].

40. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

b. Valoração da Compra de Energia

41. O Art. 36 do Decreto n° 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

42. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits[12] considerando o período de referência em questão.

44. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

45. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET.

D. Cômputo da Parcela B

46. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela "B", VPB_0, considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

RA_0 *- Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;*

VPA_0 *- Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";*

47. Já o valor da Parcela "B" (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 x\ (IGPM - X)$$

onde:

IGPM *- Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

X *– Fator X definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

48. O Fator X[13] é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T$$

onde:

Pd *= Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;*
Q *= Qualidade do serviço; e*
T *= Trajetória de custos operacionais.*

49. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras

50. E o componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

51. Por fim, o componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Na aferição da qualidade são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais, seu cálculo leva em conta a variação destes indicadores e o atendimento aos padrões estabelecidos pela ANEEL.

I. E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET[14].

53. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

54. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior atualizadas pela taxa SELIC.

2. Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

55. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic[15].

- Em observância ao Submódulo 4.2 e 6.8 do PRORET, na apuração da $CVA_{ENERGIA}$ e na $CVA_{ESS/ERR,}$ é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.

- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

56. Conforme previsto no § 4° do artigo 3° da Portaria Interministerial MME/MF n° 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET[16], aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

58. Ainda de acordo com o Submódulo 4.3 do PRORET, quando ocorrerem recontabilizações de montantes contabilizados de contratos e de carga realizadas pela CCEE, deve ocorrer o repasse da Sobrecontratação de Energia referentes para as competências a partir de janeiro de 2015, o qual será efetuado até 5 anos após seu mês de competência.

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de imites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET[17] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV.ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

60. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

61. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

62. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

63. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da $CVA_{ENERGIA,}$ da $CVA_{ESS/EER}$ da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V.SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

64. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; e subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação; bem como unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, conforme a Lei nº 14.300/2022.

65. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a STR/ANEEL deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

---

[1] Documento SEI nº 0335487.
[2] Documento SEI nº 0325822.
[3] Documento SEI nº 0328733.
[4] Documento SEI nº 0335481.
[5] Documento SEI nº 0335800.
[6] Documento SEI nº 0335485.
[7] Documento SEI nº 0333861

[8] Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência.

[9] Destaca-se que o orçamento da CDE Uso é objeto de discussão da Consulta Pública nº 44/2026, sendo que, conforme consignado na Nota Técnica nº 237/2025-STR/ANEEL (SEI nº 0252373), o principal fator responsável pelo seu aumento foi a incorporação da CDE-GD, extinta em decorrência da aplicação da Lei nº 15.269/2025. A referida norma afastou a alocação exclusiva, aos consumidores cativos, dos custos associados aos subsídios da energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, instituída pela Lei nº 14.300/2022.

[10] O PRORET pode ser acessado em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret.

[11] De acordo com o § 2° do art. 8° da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

[12] As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

[13] Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

[14] Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret

[15] Em conformidade com os §§ 2° e 3° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1° e 2º do Art. 6° da Resolução n° 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

[16] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

[17] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf

---

Documento assinado eletronicamente por **Fabiano Gontijo Costa**, **Fiscal Técnico**, em 23/04/2026, às 15:36, 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 **Leonardo De Araujo Silva**, **Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 23/04/2026, às 15:36, 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 **Leandro Caixeta Moreira**, **Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 23/04/2026, às 16:58, 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 **Robson Kuhn Yatsu**, **Gerente de Gestão Tarifária**, em 23/04/2026, às 17:07, 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 **Elizeu Pereira Vicente**, **Especialista em Regulação**, em 24/04/2026, às 10:38, 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 **Luciano Augusto Duarte Cheberle**, **Especialista em Regulação**, em 24/04/2026, às 11:13, 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 **0336004** e o código CRC **0BD1C0EA**.

Referência: Processo nº 48500.030722/2025-41 SEI nº 0336004