

NOTA TÉCNICA Nº 149/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.030944/2025-63

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial MA 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 Maranhão Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial MA, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2026, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 60/2000 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..

II - DOS FATOS

2. A Equatorial MA, sediada na cidade de São Luís - MA, atende aproximadamente 2,88 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 6,36 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	2.658.758	442.818	59,0%
Industrial	3.927	113.107	15,1%
Comercial	62.786	47.490	6,3%
Rural	115.140	28.531	3,8%
Iluminação Pública	2.883	27.202	3,6%
Poder Público	29.348	56.274	7,5%
Serviço Público	10.361	32.833	4,4%
Demais classes	281	2.232	0,3%
Total	2.883.484	750.486	100%

Fonte: SAMP – competência junho/2026.

4. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.512, de 26 de agosto de 2025, a Revisão Tarifaria Periódica da Equatorial MA de 2025 representou, em média, uma variação das tarifas de 17,90%.

5. Em 8 de outubro de 2025, foi sancionada a Lei nº 15.235, resultado da conversão da Medida Provisória nº 1.300, que, entre outros itens, estabeleceu a possibilidade de repactuação das parcelas vincendas relativas ao Uso de Bem Público (UBP) das Usinas Hidrelétricas licitadas e outorgadas mediante critério de máximo pagamento pela UBP, por meio de termo aditivo ao contrato de concessão a ser firmado com o Poder Concedente. O termo aditivo deveria prever que a obrigação anterior de pagamento pelo UBP seria considerada quitada, desde que fosse substituída pela obrigação de pagamento do valor repactuado diretamente à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em valor equivalente ao saldo apurado de UBP.

6. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de 2026 foi encaminhado para os

representantes da Concessionária e os Membros do Conselho de Consumidores em 10 de julho de 2026^[1].

7. Em 31 de julho de 2026 a SGM, por meio do Memorando nº 124/2026-SGM/ANEEL^[2], informou que a Equatorial MA não possui contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica.

8. Em 04 de agosto de 2026, a STR recebeu o Memorando nº 252/2026-SFF/ANEEL^[3], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

9. Por meio do Despacho nº 3.111/2026, de 11 de agosto de 2026, a Diretoria Colegiada da ANEEL homologou os valores preliminares de recursos de UBP a serem transferidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às distribuidoras beneficiárias pela Lei 15.235, de 8 de outubro de 2025.

10. Em 14 de agosto de 2026, a STR encaminhou planilhas preliminares de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores^[4].

11. Em 17 de agosto de 2026, o Tribunal de Contas da União - TCU emitiu despacho cautelar^[5] que suspendeu os repasses dos recursos de Uso do Bem Público, previstos no Art. 4º da Lei nº 15.235/2025, às concessionárias de distribuição de energia elétrica da área da SUDAM e SUDENE, até o julgamento do mérito, ou antes dele, até que se promova nos autos daquele processo o recolhimento ao Tesouro Nacional e a inclusão na lei orçamentária, da parcela de valores apartados e controversos apontados pela manifestação da área técnica do TCU – Audifiscal, referentes ao restabelecimento do fluxo dos pagamentos da repactuação da UBP pelo Orçamento Geral da União.

12. Em 17 de agosto de 2026, a STR encaminhou planilhas finais de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores^[6], sendo que esta nova versão de cálculo de diferiu da versão encaminhada no 14 de agosto, principalmente, pela exclusão dos recursos de UBP alocados no RTA de 2026 da Equatorial MA.

13. Em 18 de agosto de 2026, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais^[7] que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

II.1. Precedentes

II.1.1. Aspectos Contratuais

14. Em 11 de agosto de 2000 foi firmado o Contrato de Concessão nº 60/2000 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia Energética do Maranhão - Cemar. Esse contrato, que tem por objeto a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estabelece na Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.

15. Em 4 de maio de 2026 foi assinado o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, promovendo a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 60/2000 até 11 de agosto de 2060, com alteração de termos e condições de acordo com o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, Despacho MME s/nº, de 2 de abril de 2026, de 15 de setembro de 2025, e com fulcro na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

II.1.2. Aspectos Metodológicos

Alteração Contratual

16. Primeiramente, 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 no contrato, são suficientes para a manutenção do 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.

17. Segundo descrito na Subcláusula Sétima da Cláusula Sexta do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), não incluindo os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias).

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

19. 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 e despesas com ONS.

20. Dessa forma, em cumprimento ao contrato de concessão, a Receita Requerida calculada pela ANEEL nos reajustes tarifários anuais obedece à seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: *Receita Requerida;*

VPA: *Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o Mercado de Referência, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial;*

VPB: *Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o Índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;*

IVI: *número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;*

Fator X: *Nos processos de revisão tarifária ordinária serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL.*

Data de Referência Anterior: *Data do último reposicionamento tarifário;*

Mercado de Referência: *composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; e*

Período de Referência: *12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso.*

Principais mudanças

21. Em relação a regra vigente antes do aditivo contratual, observam-se alterações em relação ao cálculo tarifário, cabendo destacar:

i. As receitas irrecuperáveis passam a compor os itens de Parcela A

ii. Os custos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, passam a compor a Parcela B;

iii. A Parcela B passará a ser calculada por meio de tarifa específica aplicada ao mercado realizado e não por diferença entre a Receita Verificada e a Parcela A;

iv.O índice de atualização da Parcela B passa a ser o IPCA substituindo assim o IGP-M;

v.As receitas extras auferidas pela distribuidora como: outras receitas, excedente de reativo e ultrapassagem de demanda serão, a cada reajuste, deduzidas da Parcela B da distribuidora, deixando de ser deduzidas apenas no momento da Revisão Tarifária Periódica - RTP;

vi.Passa a ser obrigatório o cálculo da neutralidade dos itens econômicos e financeiros da Parcela A, a qual, em síntese, considera a compensação das diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior;

vii.O componente Pd do Fator X passa a ser calculado com base anual e não apenas nos processos de RTP.

Dos dispositivos transitórios

22. A Subcláusula Sexta da Clausula Sexta do contrato determina que primeiro reposicionamento tarifário posterior à assinatura do CONTRATO sejam aplicadas as regras de reajuste e revisão tarifários conforme regulação da ANEEL vigente para concessionárias prorrogadas no âmbito do Decreto nº 8.461, de 2015, estando em consonância com o parágrafo primeiro da Subcláusula Sétima ao estabelecer que a partir do primeiro mês de vigência deste termo aditivo ao contrato de concessão, será utilizado o IPCA como indexador para o Reajuste Tarifário Anual, ou outro índice que venha a substituí-lo.

23. Nesse sentido, para o cálculo em tela, considerando que a data de assinatura do contrato em 04/05/2026, a parcela B foi atualizada pelo IGP-M até 31 de maio de 6^[8], e pelo IPCA após 1º de junho de 2026, conforme demonstrado a seguir:

$$IVI = \left(\frac{IGP - M_{9/25}}{IGP - M_{3/25}} \cdot \frac{IPCA_{3/26}}{IPCA_{9/25}} \right) - 1$$

24. Ainda sobre a Parcela B, nesse primeiro reajuste, considera-se a aplicação de regras específicas previstas na seção 4.4.1 do Submódulo 3.1A PRORET, de modo a garantir a dedução das receitas de Ultrapassa de Demanda, Excedente de Reativo e Outras Receitas, observadas no período de referência, da Parcela B, bem como a inclusão dos custos com encargo ONS.

25. A mesma seção do submódulo 3.1A do PRORET define ainda fator de ajuste necessário na Parcela B, Fator DR1, calculado conforme fórmula a seguir, que contempla a exclusão da Receita Irrecuperável e Outras Receitas consideradas na formação da Parcela B na última RTP.

$$Fator DR1 = \frac{VPB_{REV} + OR_{REV} - RI_{REV}}{VPB_{REV}} (3)$$

Onde, VPB_{REV} : Valor da Parcela B final, já descontados de Outras Receitas ou de quaisquer outros tratamentos econômicos específicos, calculado na última revisão periódica, após ajustes do componente T do Fator X; OR_{REV} e RI_{REV} : Valores de OR e RI, observando a participação considerada na última Revisão Tarifária, após ajustes do componente T do Fator X."

26. Cabe observar ainda que para a formação da Parcela B está sendo considerada ainda a dedução das receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos anteriores à Data Referência de Alteração Contratual - DRAC, conforme estabelece o PRORET 2.1A.

"36. Define-se como Data Referência de Alteração Contratual - DRAC o último dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, ou o último dia do mês da publicação deste PRORET, o que ocorrer por último.

37. No primeiro processo tarifário subsequente a DRAC deverão ser considerados os valores faturados de UD e ER entre a DRAC e o último dia do mês anterior ao mês do processo tarifário como redutores da Parcela B. Nos processos tarifários subsequentes deverão ser considerados os valores faturados de UD e ER do período de referência como redutor da Parcela B."

27. Por fim, importa relatar que a neutralidade dos itens de Parcela A, à exceção dos encargos setoriais e demais itens que já possuem neutralidade estabelecida por normativo anterior, serão calculadas a partir do último dia do mês de assinatura do aditivo contratual, conforme descrito no PRORET4.4 A.

“40. Com exceção da Neutralidade dos encargos setoriais, a Neutralidade será calculada apenas a partir do último dia do mês de assinatura do aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, limitado ao período de referência, ou seja, dos últimos 12 meses.”

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

28. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2026 da Equatorial MA, sem os efeitos da receita associada a repactuação da UBP, conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 12,18%, sendo de 12,49%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 12,12%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2. No Anexo são analisados os efeitos da consideração dos valores da repactuação da UBP.

Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo	
Subgrupo de consum	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	12,49%
A3 (>69 kV)	16,74%
A3a (>30 kV a 44kV)	10,76%
A4 (>2,3kV < 25kV)	12,21%
Baixa Tensão (BT)	12,12%
B1 (Residencial)	12,15%
B2 (Rural)	12,05%
B3 (outros)	12,06%
B4 (Iluminação Púb.)	12,09%
BTgd	-2,40%
Efeito Médio (AT + BT)	12,18%

29. O efeito médio de 12,18% 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.

30. 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.

31. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 7,07%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por -0,89%, 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]	3.659.868.276	4.109.277.752	12,3%	7,07%	60,9%
Encargos Setoriais	873.053.938	990.028.720	13,4%	1,84%	14,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.425.154	9.108.122	-3,4%	-0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	417.936.482	532.966.270	27,5%	1,81%	7,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(4.540.716)	(4.625.625)	1,9%	-0,00%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	27.346.885	26.072.088	-4,7%	-0,02%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GO	71.819.374	0	-100,0%	-1,13%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	206.202.760	302.169.757	46,5%	1,51%	4,5%
PROINFRA	85.674.980	60.498.714	-29,4%	-0,40%	0,9%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.OMS Sist. Isol.	59.189.020	63.839.395	7,9%	0,07%	0,9%
Custos de Transmissão	483.704.056	514.432.388	6,4%	0,48%	7,6%
Rede Básica	307.047.808	322.279.393	5,0%	0,24%	4,8%
Rede Básica Fronteira	122.193.212	126.935.537	3,9%	0,07%	1,9%
Conexão	34.723.967	43.913.998	26,5%	0,14%	0,7%
Uso do sistema de distribuição	19.739.068	21.303.460	7,9%	0,02%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	2.303.110.282	2.472.362.203	7,3%	2,66%	36,6%
Receitas Irrecuperáveis	-	132.454.441	0,0%	2,08%	2,0%
PARCELA B	2.699.529.121	2.642.858.093	-2,1%	-0,89%	39,1%
RT considerando a variação tarifária da RTE	6.359.397.397	6.752.135.846		6,18%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		334.123.153		5,25%	
CVA em processamento - Energia		232.952.227		3,66%	
CVA em processamento - Transporte		30.520.727		0,48%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		126.230.232		1,98%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(971.787)		-0,02%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		13.434.375		0,21%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		7.292.852		0,11%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(34.569.554)		-0,54%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(3.802)		0,00%	
Financeiro CDE Eletrobras		(245.785)		0,00%	
Financeiros residuais do encargo de ONS		(13.085)		0,00%	
Sobrecontratação		15.857.370		0,25%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.700.443		0,04%	
Reversão de Risco Hidrológico		(107.815.709)		-1,70%	
Risco Hidrológico		76.839.297		1,21%	
Ajuste CLSD		1.395.661		0,02%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(509.312)		-0,01%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(398.004)		-0,01%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(177.952)		0,00%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(1.398.975)		-0,02%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(26.072.088)		-0,41%	
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023		(16.164)		0,00%	
Multa CCEAR - Termoeletr. - Desp. nº 2.495/2024		(907.814)		-0,01%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				0,75%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				12,18%	

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

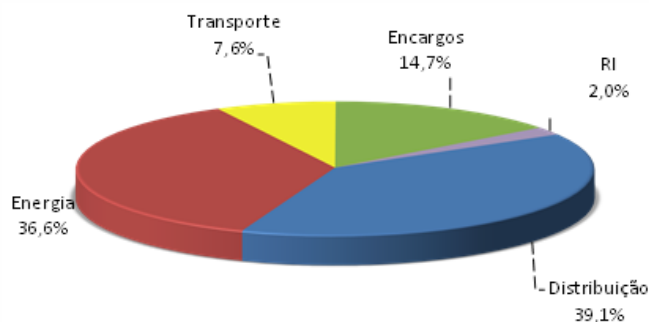


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

33. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 23,4% para o ICMS e 4,6% para o PIS e COFINS (total de 28,0% por dentro), o que equivale a uma majoração de 38,9% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

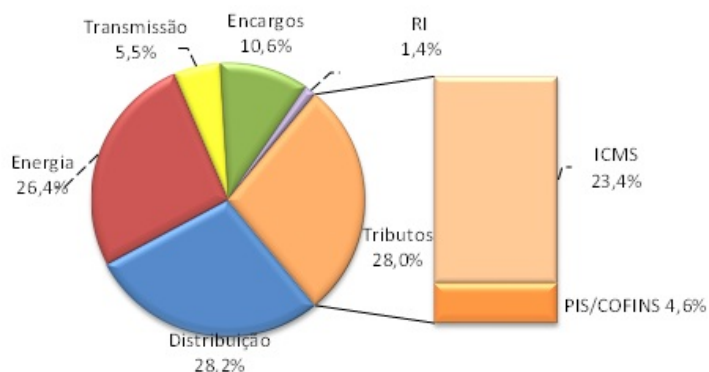


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

34. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

35. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da Equatorial MA é de agosto/2025 a julho/2026.

IV.3. Receita Anual

36. 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\$ 6.359.397.397, conforme demonstrado na Tabela 4.

37. Vale ressaltar que a Receita da Distribuidora com os Geradores refere-se à contratação de demanda de potência (TUSD/KW).

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	7.583.190	5.906.636.578
A3 (69 kV)	73.245	29.869.943
A3a (30 kV a 44 kV)	63.320	43.483.468
A4 (2,3 kV a 25 kV)	590.779	448.349.369
BT (menor que 2,3 kV)	6.855.845	5.384.933.798
Livres A1	-	112.414
Demais Livres	1.238.483	420.731.380
Distribuição	17.873	2.268.466
Geração	-	29.648.559
Total	8.839.545	6.359.397.397

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

38. 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	9.425.154	9.108.122	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	417.936.482	532.966.270	REH 3.564/2025
CDE Eletrobrás	(4.540.716)	(4.625.625)	DSP 1894/2026
CDE Conta Escassez Hídrica	27.346.885	26.072.088	DSP 510/2023
CDE GD	71.819.374	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / ERR / ERCAP	206.202.760	302.169.757	DSP 2.204/2026
PROINFA	85.674.980	60.498.714	NT 62 (SEI 0343021)
P&D e Eficiência Energética	59.189.020	63.839.395	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	873.053.938	990.028.720	

39. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 13,4%, impactou o efeito médio em 1,84%.

40. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com contribuição de 1,81%, conforme orçamento previsto para 2026^[9], e os encargos ESS/EER/ERCAP com contribuição de 1,51%. Em contrapartida, com contribuição negativa, destaca-se a CDE GD, que, em decorrência da aplicação da Lei nº 15.269/2025, foi extinta, sendo que o custeio dos subsídios correspondentes passou ser realizado pela CDE USO.

41. Também com contribuição de redução, destaca-se o encargo do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), em função da aplicação dos preços estabelecidos para os novos termos aditivos nos contratos prorrogados do PROINFA, que resultaram em menor previsão de despesas com a compra de energia em 2026, conforme Nota Técnica n. 62/2026-STR/ANEEL.

42. 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

43. 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	307.047.808	322.279.393
Rede Básica Fronteira	122.193.212	126.935.537
Conexão	34.723.967	43.913.998
Uso do sistema de distribuição	19.739.068	21.303.460
Total dos Custos de Transporte	483.704.056	514.432.388

44. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 6,4%, impactaram o efeito médio em 0,48%.

45. Essa variação decorre, principalmente, da variação do MUST contratado em relação ao considerado no processo tarifário anterior, bem como da aplicação das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2026-2027, aprovadas em julho de 2026, conforme Despachos-STR nos 2.268 e 2.269, ambos de 22 de julho de 2026 .

46. Salienta-se ainda que foram incorporados na planilha de cálculos as decisões judiciais liminares proferidas em favor de Horizon Transmissão MA I S.A (CC 28/2017), Horizon Transmissão MA II S.A. (CC 32/2017) e Encruzo Novo Transmissora de Energia S.A (CC 17/2010), conforme, respectivamente, os Despachos nº 2.345, de 29 de junho de 2026, nº 2.397, de 1º de julho de 2026 e nº 2.610, de 17 de julho de 2026.

47. 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

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

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

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	12,03%	11,69%	REH 3.512/25
Técnica (s/ Energia injetada)	11,50%	11,50%	REH 3.512/25
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,59%	2,59%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	6.855.845	7.263.744	SAMP

49. 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.

50. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a Equatorial MA 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)	6.888.743	6.888.743
Fornecimento BT	7.263.744	7.263.744
Fornecimento MT + AT	757.941	757.941
Energia Injetada MMGD	(1.132.942)	(1.132.942)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	1.295.627	1.295.627
Consumidores Livres	1.241.438	1.241.438
Uso Distribuição/Suprimento TUSD	18.019	18.019
Energia Passante (sem faturamento associado)	36.170	36.170
(iii) - Perdas Totais	2.434.016	2.405.168
Perdas Rede Básica	235.798	235.069
Perdas na Distribuição	2.198.218	2.170.099
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	874.162	849.277
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	1.324.056	1.320.823
Energia Requerida (i) + (iii)	9.322.759	9.293.912

51. Destaca-se 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. 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

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

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.567/2026 e NT 05/2026-STR
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	DSP 2.744/2026
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	NT 62/2026-STR/ANEEL
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

53. 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	7.336.149	8.114.771	270,87	2.198.035.336
Existente - CCEAR-DSP	383.926	424.674	234,33	99.512.270
Existente - CCEAR-QTD	985.156	1.089.715	176,62	192.464.189
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	3.445.890	3.811.620	322,52	1.229.331.491
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.496.033	1.654.815	269,83	446.516.384
Madeira e Belo Monte	1.025.143	1.133.946	203,02	230.211.002
Energia Base	1.080.985	1.179.141	232,65	274.326.867
Cota Angra I/Angra II	160.956	178.039	361,56	64.371.753
Cotas Lei nº 12783/2013	763.867	844.940	248,49	209.955.114
PROINFA	156.162	156.162	-	-
Total	8.417.134	9.293.912	266,02	2.472.362.203

54. 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-DSP	263.265	383.926	45,83%	229,83	234,33	1,96%
Existente - CCEAR-QTD	1.505.192	985.156	-34,55%	146,76	176,62	20,35%
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	3.536.038	3.445.890	-2,5%	312,67	322,52	3,2%
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.472.531	1.496.033	1,6%	259,55	269,83	4,0%
Madeira e Belo Monte	1.025.143	1.025.143	0,0%	194,38	203,02	4,4%
Cota Angra I e Angra II	252.799	160.956	-36,3%	308,74	361,56	17,1%
Cotas Lei nº 12.783/2013	946.840	763.867	-19,3%	217,68	248,49	14,2%
Proinfa	157.778	156.162	-1,0%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	207.430	876.778	322,7%	243,38	270,57	11,2%
TOTAL	9.367.016	9.293.912	-0,8%	245,87	266,02	8,2%

55. Conforme se percebe da Tabela 11, está sendo considerada a redução da energia proveniente de angra em -36,3% alocada aos consumidores cativos, conforme Art. 11-A da Lei nº 12.111/2029, acrescido pela Lei nº 15.235/2025.

56. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Equatorial MA, impactaram o efeito médio em 2,66%, em função da variação dos preços e montantes dos contratos. Destacam-se, os efeitos da variação positiva dos montantes dos contratos CCEAR-DSP, que contribuiu para impacto no efeito médio de 1,48%, e a redução do montante de energia proveniente das cotas de garantia física (CCGF), conforme Despacho 2.744/2026, que contribuiu com impacto de 0,48%. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

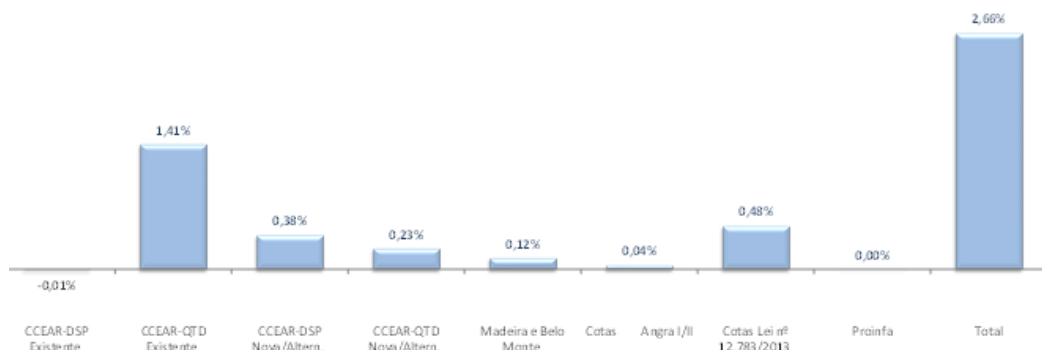


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

57. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A Tabela 12 apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado neste reajuste tarifário.

Tabela 12. Receitas Irrecuperáveis

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	4.150.669.828	1,81%	117.054.123
Industrial	493.615.965	0,49%	3.768.558
Comercial	475.953.181	0,68%	5.042.700
Rural	248.728.161	1,23%	4.766.724
Iluminação Pública	147.595.417	0,07%	160.976
Poder Público	516.097.701	0,19%	1.527.832
Serviço Público	285.668.819	0,03%	133.529
Demais	41.068.324	0,00%	-
TOTAL	6.359.397.397	-	132.454.441

58. Neste processo, as receitas irrecuperáveis deixaram de fazer parte da Parcela B, passando a compor a Parcela A. Como consequência observa-se o impacto na Parcela A de 2,08%.

IV.5. PARCELA B

59. A Tabela 13 demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

Tabela 13 - Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	2.699.529.121	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	0,97390	STR/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	2.629.075.193	STR/ANEEL
(4) IPCA	4,72%	Índice Médio (Conforme Decreto)
(5) Fator X	1,54%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,65%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	REH 3.512/25
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,11%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	70.060.203	
(6.1) Outras Receitas (OR)	66.319.309	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	2.003.304	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	1.737.590	Valores fiscalizados - SFF
(5) ONS	211.093,08	REA 6.981/2018
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	2.642.858.093	

60. A atualização da Parcela B representou -0,89% na composição do efeito médio, refletindo a variação do indicador econômico de inflação combinado, IVI, de 4,720%, no período de referência, descontada do Fator X, de 1,54%. Por se tratar do primeiro processo tarifário após a assinatura do contrato, a Parcela B foi calculada conforme a metodologia descrita na sessão II.1.2. Conforme citado, o índice de atualização considerou o IGP-M até 31/05/2026 e o IPCA a partir de 01/06/2026, cujas variações encontram-se indicadas na Tabela 14

Tabela 14 – Índice de inflação combinado (IGP-M e IPCA)

Índices	Valor
IGP-M proporcional	4,48%
IPCA proporcional.	0,23%
Índice Médio (Conforme Decreto)	4,72%

61. Assim como o IVI, o fator DR1 teve que ser ajustado para refletir a alteração contratual, a tabela a seguir demonstra o cálculo do fator.

Tabela 15 – Fator DR1

Parâmetros	Valor
(1) VPB_última revisão	2.538.029.453,47
(2) OR_última revisão	55.484.126,23
(3) RI_última revisão	121.723.139,49
Fator DR1 ((1)+(2)-(3))/(1))	0,9745128

62. Por fim, foi adicionado o encargo ONS no valor de R\$ 211.093,08.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

63. A Tabela 16 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 16 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	232.952.227	3,66%
CVA em processamento - Transporte	30.520.727	0,48%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	126.230.232	1,98%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(971.787)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A- Energia	13.434.375	0,21%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	7.292.852	0,11%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(34.569.554)	-0,54%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(3.802)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(245.785)	0,00%
Financeiros residuais do encargo de ONS	(13.085)	0,00%
Sobrecontratação	15.857.370	0,25%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.700.443	0,04%
Reversão de Risco Hidrológico	(107.815.709)	-1,70%
Risco Hidrológico	76.839.297	1,21%
Ajuste CUSD	1.395.661	0,02%
Repasse de compensação DIC/FIC	(509.312)	-0,01%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(398.004)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(177.952)	0,00%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(1.398.975)	-0,02%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(26.072.088)	-0,41%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	(16.164)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(907.814)	-0,01%
Total	334.123.153	5,25%

64. Conforme indicado na Tabela 16, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 5,25% 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 6,13%). 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 3,66%, 0,48% e 1,98%;

b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de 0,25%). 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.

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) Neutralidade de Parcela A e Pis/Cofins (efeito de -0,22%). Cabe destacar dentre os componentes financeiros, os referentes à Neutralidade de Parcela A, com montante negativo de R\$ 13,84 milhões. Por ser o primeiro processo tarifário após a assinatura do contrato que altera a metodologia para que seja calculada a neutralidade de todos os itens de Parcela A, o financeiro em questão foi calculado a partir do último dia do mês da assinatura do aditivo contratual, no caso em tela, 1º de junho de 2026, conforme PRORET 4.4A;

d) Arrecadação de encargo CDE Escassez dos consumidores migrantes. A Equatorial MA informou por meio do sistema ConectANEEL 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\$ -1.576.927, correspondendo ao efeito tarifário de -0,02%;

e) Quitação Conta Escassez Hídrica (-0,41%). Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME ^[10], de 7 de outubro de 2024, o Ministério de Minas e Energia informou a ANEEL que houve a quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Neste sentido, a partir da competência de setembro de 2024, as distribuidoras de energia elétrica ficaram desobrigadas do pagamento dos respectivos encargos, de forma que os benefícios correspondentes devem ser repassados aos consumidores. Ocorre que a citada MP, em seu Art. 4º, estabeleceu que os recursos antecipados da CDE Modicidade Eletrobras para a quitação das contas Covid e de Escassez Hídrica deverão ser utilizados, exclusivamente, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado (cativos). Neste sentido, em atendimento ao comando legal, está sendo considerado no presente processo tarifário financeiro negativo a ser faturado via Tarifa de Energia – TE, no valor total de -R\$ 26,07 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024 ^[11], aprovado pela REN nº 1.117/2025; e

f) Multa rescisória aplicada aos geradores Termoeceará 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 R\$ - 923.978, com impacto de -0,01% nas tarifas.

V- PLEITOS E ITENS EXTRAORDINÁRIOS

65. A concessionária não apresentou pleito extraordinário.

66. Contudo, com o objetivo de subsidiar melhor decisão da diretoria colegiada, apresenta-se em anexo versão alternativa de cálculo. Em cumprimento à decisão que consta no Despacho nº 3.111, de 11 de agosto de 2026, foi reconhecido como financeiro negativo no atual processo tarifário o valor de - R\$ 398.298.148,11, a ser repassado pela CCEE, relativo à repactuação dos recursos de Uso do Bem Público (UBP).

VI - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

67. A Tabela 17 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de agosto/2026 a julho/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 agosto/2025 a julho/2026.

Tabela 17 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.403.173,24	14.431.311,55	15.834.484,79
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(42.008,61)	1,30	(42.007,30)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	45.092,42	1.353.087,75	1.398.180,17
Subsídio SCEE	4.456.579,28	14.100.778,90	18.557.358,18
Total	5.862.836,34	29.885.179,50	35.748.015,84

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

68. 1. 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 60/2000-ANEEL.

VIII - DA CONCLUSÃO

69. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 60/2000, no que consta do Processo nº 48500.030944/2025-63 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se, caso não sejam considerados o recurso da repactuação da UBP:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da Equatorial MA, com vigência a partir de 28 de agosto de 2026, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 12,18% sendo de 12,49% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 12,12% 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 MA;
- 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

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

(Assinado digitalmente)
ÉRIKA BRAGA LORENZATO
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)
ADRIANO ALMEIDA TRINDADE
Coordenador Adjunto de Estrutura Tarifária e Mercado

(Assinado digitalmente)
EDUARDO SERRATO MENDONÇA RIBEIRO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenadora Adjunta de Processos Tarifários de Distribuição

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Coordenador de Processos Tarifários de Distribuição

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Regulação e Tarifas de Distribuição

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
Érika Braga Lorenzato	Analista Administrativo
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador de Processos Tarifários de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta de Processos Tarifários de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador de Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Andrey Vinicius Altoé	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Regulação e Tarifas de Encargos Setoriais
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto de Regulação e Tarifas de Transmissão
Eduardo Serrato Mendonça Ribeiro	Encargos de RB e Conexão
Equipe	Atividade

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

Em complemento aos resultados apresentados no corpo principal desta Nota Técnica, apresenta-se, com o objetivo de subsidiar eventuais discussões ou deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL¹, uma simulação do reajuste tarifário da Equatorial Maranhão considerando os recursos decorrentes da repactuação do Uso de Bem Público (UBP), conforme montante previsto no Despacho nº 3.111/2026-ANEEL, de 11 de agosto de 2026.

A simulação tem por finalidade permitir, de forma isolada, a identificação do impacto decorrente dessa parcela financeira extraordinária sobre o resultado tarifário. Nessa hipótese, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores seria de 5,74%, representando uma contribuição de 6,26 pontos percentuais para a modicidade tarifária, conforme demonstrado na Tabela A-1, que, nesse cenário, substituiria a Tabela 1 constante desta Nota Técnica.

Na sequência, são apresentadas as demais tabelas que também deveriam substituir as correspondentes tabelas desta Nota Técnica, caso venha a ocorrer reversão da decisão adotada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) e seja considerado o valor definido no Despacho ANEEL n. 3.111/2026.

Tabela A-1 - Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consumo	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	7,71%
A3 (>69 kV)	11,00%
A3a (>30 kV a 44kV)	6,56%
A4 (>2,3kV < 25kV)	7,48%
Baixa Tensão (BT)	5,40%
B1 (Residencial)	5,35%
B2 (Rural)	5,50%
B3 (outros)	5,51%
B4 (Iluminação Púb.)	5,56%
BTgd	-2,42%
Efeito Médio (AT + BT)	5,74%

Tabela A-2 - 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)	3.659.868.276	4.097.749.948	12,0%	6,89%	60,8%
Encargos Setoriais	873.053.938	985.971.037	12,9%	1,78%	14,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSSE	9.425.154	9.108.122	3,4%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	417.936.482	532.966.270	27,5%	1,81%	7,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(4.540.716)	(4.625.625)	1,9%	0,00%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta Escassez Hídrica (TE)	27.346.885	26.072.088	4,7%	0,02%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	71.819.374	0	100,0%	1,13%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	206.202.760	302.169.757	46,5%	1,51%	4,5%
PROINFA	85.674.980	60.498.714	29,4%	0,40%	0,9%
P&D, Efic.Energ e Ressarc. ICMS Sist.Isol.	59.189.020	59.781.712	1,0%	0,01%	0,9%
Custos de Transmissão	483.704.056	514.432.388	6,4%	0,48%	7,6%
Rede Básica	307.047.808	322.279.393	5,0%	0,24%	4,8%
Rede Básica Fronteiras	122.193.212	126.935.537	3,9%	0,07%	1,9%
Conexão	34.723.967	43.913.998	26,5%	0,14%	0,7%
Uso do sistema de distribuição	19.739.068	21.303.460	7,9%	0,02%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	2.303.110.282	2.472.362.203	7,3%	2,66%	36,7%
Receitas Irrecuperáveis	-	124.984.320	0,0%	1,97%	1,9%
PARCELA B	2.699.529.121	2.642.858.093	-2,1%	-0,89%	39,2%
RT considerando a variação tarifária da RTE	6.359.397.397	6.740.608.042		5,99%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(64.174.995)		-1,01%	
CVA em processamento - Energia		232.952.227		3,66%	
CVA em processamento - Transporte		30.520.727		0,48%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		126.230.232		1,98%	
Saldo a Compensar CVA Ano Anterior + Ajustes		(971.787)		0,02%	
Neutralidade de Parcela A - Energia		13.434.375		0,21%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		7.292.852		0,11%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(34.569.554)		0,54%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(3.802)		0,00%	
Financeiro CDE Eletrobrás		(245.785)		0,00%	
Financeiros residuais do encargo de ONS		(13.085)		0,00%	
Sobrecontratação		15.857.370		0,25%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.700.443		0,04%	
Reversão de Risco Hidrológico		(107.815.709)		1,70%	
Risco Hidrológico		76.839.297		1,21%	
Ajuste CUSD		1.395.661		0,02%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(509.312)		0,01%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(398.004)		0,01%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(177.952)		0,00%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(1.398.975)		0,02%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(26.072.088)		0,41%	
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023		(16.164)		0,00%	
Multa CCEAR - Termocará - Desp. nº 2.495/2024		(907.814)		0,01%	
Antecipação de Recursos de UBP - Lei 15.235/25		(398.298.148)		6,26%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				0,76%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				5,74%	

Tabela A.3 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.403.173,24	14.426.171,20	15.829.344,44
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(42.008,61)	1,30	(42.007,30)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	45.092,42	1.204.225,32	1.249.317,74
Subsídio SCEE	4.456.579,28	12.862.993,87	17.319.573,15
Total	5.862.836,34	28.493.391,68	34.356.228,02

Tabela A.4 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	232.952.227	3,66%
CVA em processamento - Transporte	30.520.727	0,48%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	126.230.232	1,98%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(971.787)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A- Energia	13.434.375	0,21%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	7.292.852	0,11%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(34.569.554)	-0,54%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(3.802)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(245.785)	0,00%
Financeiros residuais do encargo de ONS	(13.085)	0,00%
Sobrecontratação	15.857.370	0,25%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.700.443	0,04%
Reversão de Risco Hidrológico	(107.815.709)	-1,70%
Risco Hidrológico	76.839.297	1,21%
Ajuste CUSD	1.395.661	0,02%
Repasse de compensação DIC/FIC	(509.312)	-0,01%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(398.004)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(177.952)	0,00%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(1.398.975)	-0,02%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(26.072.088)	-0,41%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	(16.164)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(907.814)	-0,01%
Antecipação de Recursos de UBP - Lei 15.235/25	(398.298.148)	-6,26%
Total	(64.174.995)	-1,01%

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 ^[12]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	114.165.719,10	0,00	114.165.719,10	123.030.485,26	131.924.483,04
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	26.800.522,34	-40.852,06	26.759.670,27	28.463.100,42	30.520.726,63
Compra de Energia	-41.700.730,38	245.861.250,97	204.160.520,59	217.247.207,19	232.952.226,75
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-4.921.421,77	0,00	-4.921.421,77	-5.200.801,43	-5.576.772,61
ESS	7.394.293,13	-7.311.632,90	82.660,23	-109.558,13	-117.478,19
CVA Total	101.738.382,43	238.508.766,00	340.247.148,43	363.430.433,30	389.703.185,62

* 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 13,90%. 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 7,11% e está detalhado no gráfico a seguir:

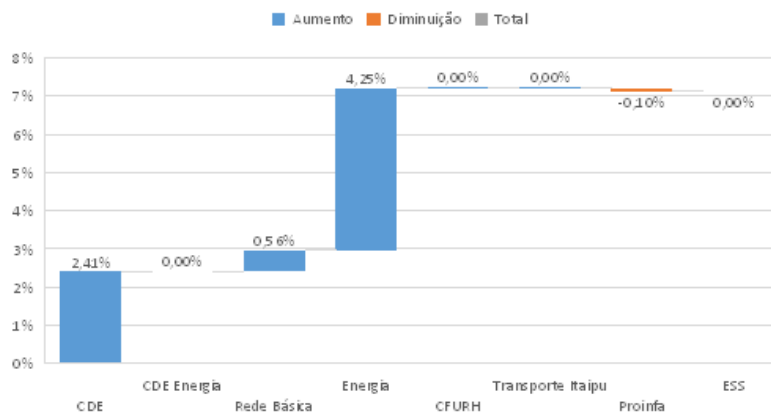


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 5,96% 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.

CDE

6. Destaca-se, o impacto de 2,41% da CVA CDE Uso, decorrente das novas cotas do encargo definidas após o processo tarifário anterior da concessionária.

ESS/EER

7. 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\$)
jun-25	-17.496,17	16.992.252,22	-	-	1.047,95
jul-25	-89.278,07	13.963.009,40	-	-	22.909,80
ago-25	-118.381,23	14.342.072,94	-	-303.097,47	16.475,29
set-25	-85.321,53	10.192.319,99	-	-404.933,93	28.675,05
out-25	-33.917,41	11.555.891,34	-	-408.807,49	47.172,20
nov-25	-138.898,89	11.881.224,13	-	-	69.524,91
dez-25	-78.639,87	14.550.745,42	-	-	151.252,51
jan-26	-31.451,30	14.954.702,33	-	-	152.593,80
fev-26	-43.094,81	13.924.543,26	-	-	11.991,39
mar-26	282.372,20	12.614.745,69	-	-37.963,39	371.734,35
abr-26	14.108,02	13.951.625,57	-	-3.623,85	16.903,40
mai-26	-49.651,81	19.931.053,30	-	-24.805,16	27.173,27
Total	-389.650,87	168.854.185,59	0,00	-1.183.231,29	917.453,92

8. 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.

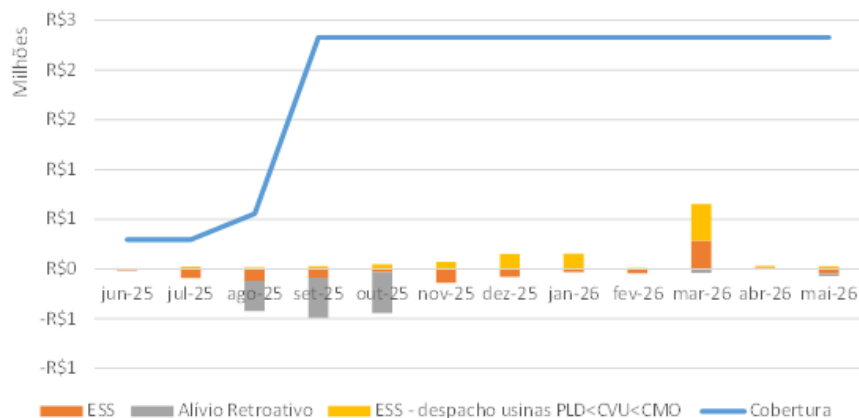


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

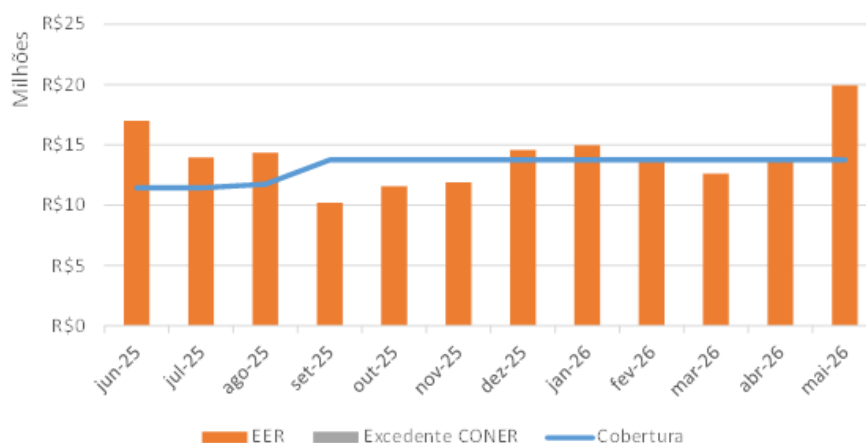


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(655.428,24)	22.092.336,22	(22.747.764,46)
EER	168.854.185,59	158.397.361,72	10.456.823,87

Compra de Energia

9. 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	3.812.322	40,9%
CCEAR-D	3.539.090	37,9%
MCSD	-	0,0%
CCEN	211.849	2,3%
PROINFA	165.824	1,8%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	978.091	10,5%
GP	-	0,0%
MCSD EN	623.414	6,7%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	9.330.590	100,0%

10. 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.

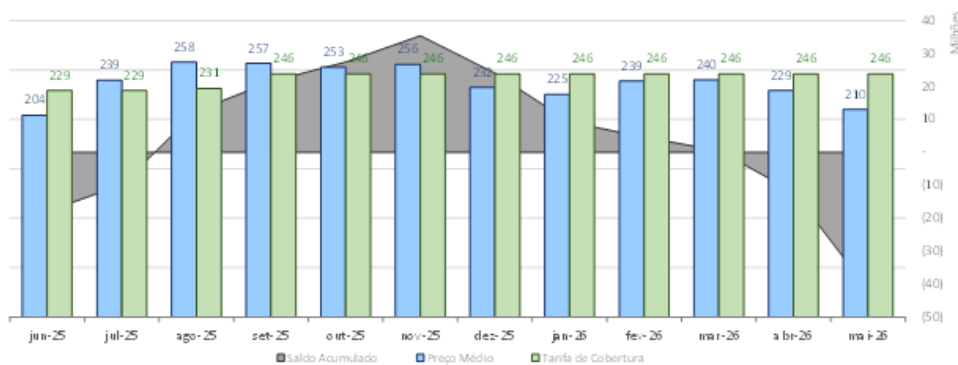


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

11. 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	11.961,10
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	8.921,86
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	344.736.921,13
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.445.143,36
Exposição entre Submercados	17.340.873,30
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	35.878.255,23
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	127.493.914,94
Demais Itens	- 2.989.074,89
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 1.664.994,64
MAC - Energia	31.116.419,75
Recontabilização dos MAC - Energia	84.286,14
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 290.846.805,20
Ressarcimentos	- 16.754.571,11
Total	245.861.250,97

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 1.412.675,65
Efeito do CCGF	- 397.175,84
Efeito do CCEN	171.481,00
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	98.668,82
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 125.292,97
Total	- 1.664.994,64

12. 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.

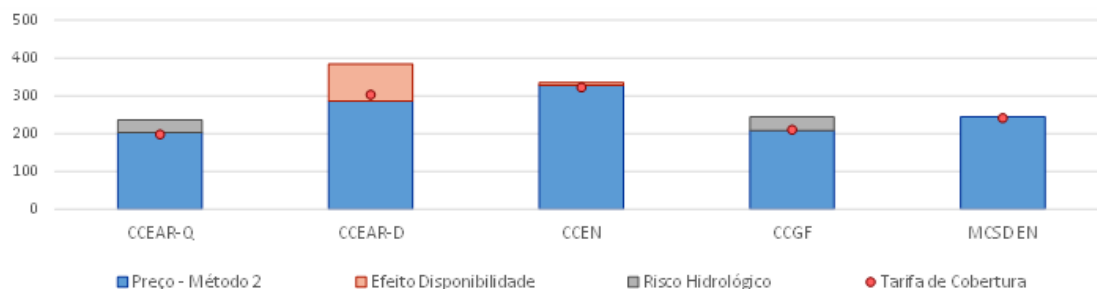


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 4,25% 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.

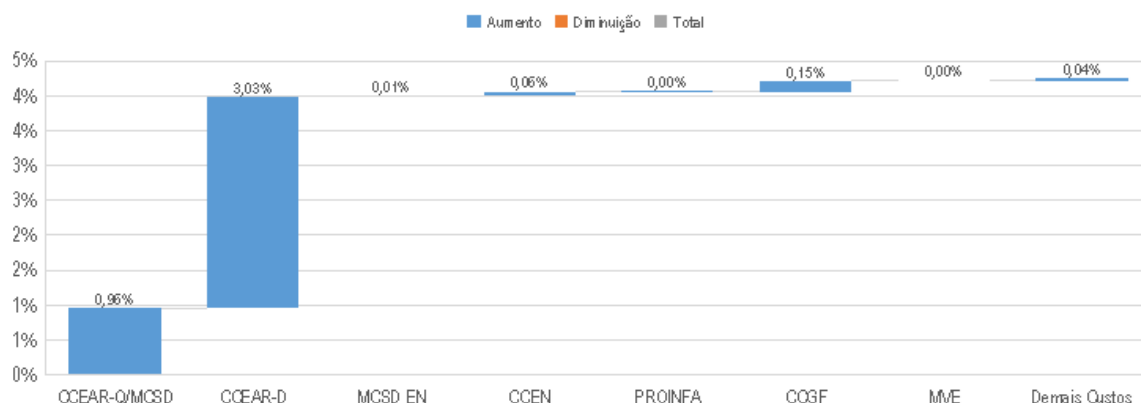


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

14. 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	0,34%
CCEAR-Q/MCS D	0,32%
MCS D EN	0,01%
CCEN	0,04%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,03%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	3,91%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	3,85%
Demais Custos	0,04%
Total	4,25%

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

15. O impacto positivo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, do repasse do efeito dos CCEAR-D no MCP.

16. 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\$)
jun-25	587.583	749.792	755.305	0	251,46	229,13	0
jul-25	602.399	757.513	763.084	0	264,72	229,13	0
ago-25	565.283	783.146	788.905	0	280,74	231,29	0
set-25	595.814	810.402	816.362	0	271,51	245,87	0
out-25	621.191	839.688	845.863	0	265,74	245,87	0
nov-25	611.614	803.485	809.393	0	280,61	245,87	0
dez-25	604.088	784.028	789.794	0	280,47	245,87	0
jan-26	560.630	755.431	760.986	0	277,73	245,87	0
fev-26	520.477	663.085	667.961	0	337,88	245,87	0
mar-26	532.805	735.818	741.229	0	303,82	245,87	0
abr-26	553.524	715.017	720.275	0	270,46	245,87	0
mai-26	558.949	771.235	776.907	0	255,76	245,87	0
jun-26	-	-	-	-	-	-	-
Total	6.914.356	9.168.640	9.236.065	0	277,63	241,88	0,00
% perda s. mercado venda		32,60%	33,58%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

17. 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 01/06/2025 a 01/05/2026, foi apurado um repasse de R\$ 12.383.133,23 a preços de agosto/2026.

18. No ano civil de 2025 houve sobrecontratação/exposição de energia de 286.580,88 MWh, que representa 3,14%% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.

19. 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\$ 3.474.236,30.

20. 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\$ 15.857.369,54, já atualizado para preços de agosto/2026, com impacto de 0,29%, % no reajuste das tarifas.

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

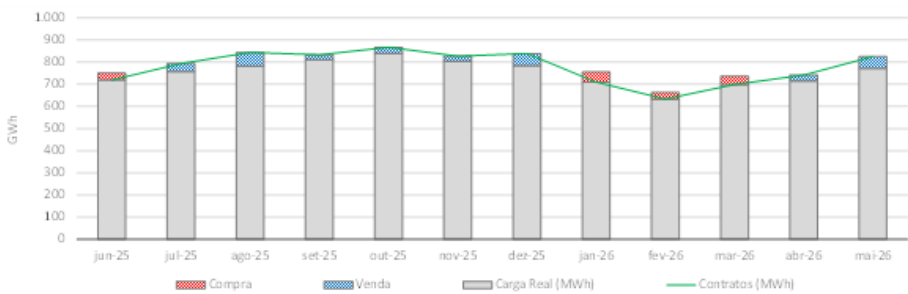


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

22. 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 [13] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

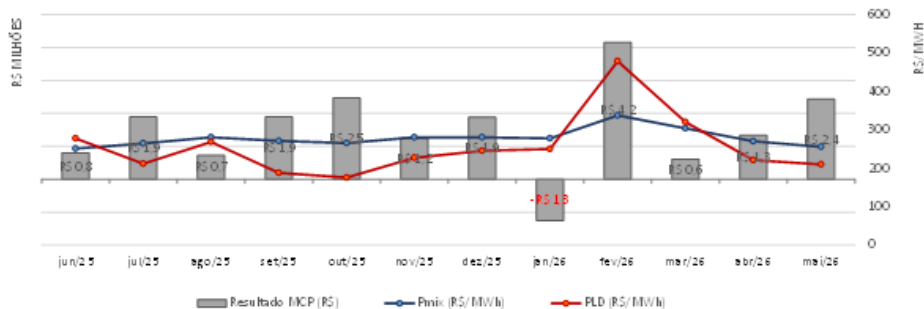


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

23. 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*	3,85%
Risco Hidrológico de CCGF	0,18%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,64%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	3,03%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-1,97%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,47%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,49%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	0,64%
Resultado MCP	R\$15.857.369,54
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$19.376.873,33
ESS + CONER	-R\$117.478,19
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	2,52%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,40%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,14%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	4,06%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

24. 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 2,52%.

25. 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 2,92% ^[14].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,34%
CCEAR-Q/MCSD	0,32%
MCSD EN	0,01%
CCEN	0,04%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,03%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	2,59%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,52%
Demais Custos	0,04%
Total	2,92%

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

Cabe aqui ressaltar 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 01/06/2025 e 01/05/2026, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 1,78%.

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: Despacho nº 2.269, de 22 de junho de 2026.
- MUST em DRP: CUST nº 93/2002 (Aditivos: 49 a 52);
- Encargos em DRP: Despacho nº 2.268, de 22 de junho de 2026;
- Despacho nº 2.610, de 17 de junho de 2026, alterou a RAP da Encruzo Novo Transmissora de Energia, em decorrência de Decisão Cautelar;
- Despachos nº 2.397/2026 e nº 2.345/2026 elevaram, respectivamente, as RAPs da Horizon Transmissão MA I e II, em decorrência de Decisão Cautelar.

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

- Equatorial Energia S.A. SEI: 48500.021633/2026-94;
- ARTEON Z2 Energia S.A. (ARTEON Z2). SEI: 48500.020531/2026-51;
- Horizon Transmissão MA I S.A. (HORIZON MA I). SEI: 48500.020967/2026-41;
- Horizon Transmissão MA II S.A. (HORIZON MA II). SEI: 48500.020971/2026-17;
- Encruzo Novo Transmissora de Energia S.A. (Encruzo). SEI: 48500.021419/2026-38;
- Tangará Transmissora de Energia Elétrica S.A. (TANGARÁ). SEI: 48500.021322/2026-25;
- AXIA Energia Nordeste. SEI: 48500.021723/2026-85;
- AXIA Energia Norte. SEI: 48500.021722/2026-31.

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

(i) A Distribuidora Equatorial Maranhão confirmou a eletrificação dos equipamentos de Açailândia e Santa Luzia III. Para as instalações de Açailândia, encaminhou os DAPR-E como prova da eletrificação, solicitando que os valores de MUST da planilha de cálculo fossem ajustados para adequação às datas de conexão de **25 de março de 2026**, contidas nos comprovantes.

A Tangará Transmissora recebeu os seguintes Termos de Liberação da Receita (TLR), com Pendência Não Impeditiva Própria (TLP) e Definitivo (TLD):

SE Açailândia RB	TLR início	TLR fim	TLP	TLD
MG ACAILANDIA	10/03/2026	25/03/2026		06/04/2026
TR 500 230 kV ACAILANDIA 1 MA	10/03/2026	25/03/2026	10/04/2026	04/05/2026
TR 500 230 kV ACAILANDIA 2 MA	10/03/2026	25/03/2026	10/04/2026	06/05/2026
TR 230 69 kV ACAILANDIA 3 MA	10/03/2026	25/03/2026	08/04/2026	13/04/2026
TR 230 69 kV ACAILANDIA 4 MA	10/03/2026	25/03/2026	08/04/2026	13/04/2026

Açailândia DIT	TLR início	TLR fim*		TLD
EL 69 kV ACAILANDIA DIST1	10/03/2026	25/03/2026		06/04/2026
EL 69 kV ACAILANDIA DIST2	10/03/2026	25/03/2026		06/04/2026
MG 69 kV ACAILANDIA	11/03/2026	25/03/2026		06/04/2026

* data confirmada no TLD

Observa-se que o TLD confirma a data de 25/3/2026 como término da vigência do TLR, com pendência impeditiva de terceiros (PIT) associada à distribuidora.

Portanto, a Equatorial MA passa a ter direito ao repasse a partir de 25 de março para os equipamentos das DITs de Açailândia (emissão do TLD). De mesma forma, foi definida esta data como àquela na qual as instalações de RB se integraram totalmente ao SIN.

- (ii) A Transmissora Axia Nordeste confirmou que os módulos listados nas edificações Teresina e UB. Esperança estavam disponíveis e em uso pela Equatorial Maranhão. A Axia Norte também ratificou a disponibilidade e o uso pela Distribuidora dos módulos elencados na planilha apresentada pela STR;
- (iii) A Encruzo, por sua vez, solicitou que, no processo tarifário 2026 da Equatorial Maranhão, fossem considerados, para cálculo de Encargos de Conexão, os valores determinados no Despacho nº 2.610/2026;
- (iv) As Transmissoras Horizon MA I e II, por sua vez, ratificaram os valores da planilha, na qual haviam sido incorporadas as RAPs alteradas pelos Despachos nº 2.397/2026 e nº 2.345/2026; e
- (v) A Tangará confirmou os dados apresentados pela STR, anexando os Termos de Liberação de 6 módulos.

9. 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.

	RTP 2025 – EQTL MA	RTA 2026 – EQTL MA	Variação (%) nominal
MUST Ponta (MW)	23.412,38	26.056,19	11,3%
MUST Fora-Ponta (MW)	25.245,32	27.846,70	10,3%
Contratação Geral (MW)	48.657,70	53.902,89	10,8%
TUST-rb (R\$/MW)	5.997,20	5.978,89	-0,3%
TUST-rbf (R\$/MW)	2.386,94	2.354,89	-1,3%
Despesa da Rede Básica (R\$)	291.809.967,00	322.279.393,11	10,4%
Despesa da Rede Básica Fronteira (R\$)	116.142.803,06	126.935.537,37	9,3%
Despesa Total RB/RBF (R\$)	407.952.770,06	449.214.930,49	10,1%
Conexão (parcela repassável)	32.823.337,75	43.813.183,69	33,5%

Encargo de Uso de Rede Básica

10. Os custos totais com RB cresceram 10,1% em relação ao período anterior, em decorrência principalmente da elevação de contratação de MUST (+10,8%), enquanto as tarifas ficaram praticamente estáveis, mesmo considerando a inflação dos 12 meses. A principal razão para este efeito (queda das TUST de RB) foi a efetivação de mais um degrau do regime de transição imposto pela REN nº 1.041/2022, que intensificou o sinal locacional a que estão sujeitas as tarifas de Rede Básica, com incremento de participação do cenário Nacional no cálculo da TUST-RB. No presente ciclo tarifário, está sendo considerado um perfil de 60% de participação do cenário Regional e 40% de participação do cenário Nacional. Como descrito na Nota Técnica nº 103/2026-STR/ANEEL (SEI: 0388025), que subsidiou a definição das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, a serem aplicadas aos usuários contratantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, com vigência no período de 1º de julho de 2026 a 30 de junho de 2027:

“106. Nesse contexto, verifica-se a redução da TUST-RB do segmento de consumo em áreas da região Nordeste, onde se concentra parcela significativa da geração, em contraposição com o aumento dessa tarifa na região Sul, caracterizada por elevada densidade de carga. Esse comportamento é compatível com o fortalecimento do sinal locacional promovido pelo maior peso atribuído ao cenário nacional na metodologia tarifária.” (grifos nossos)

Conexão

11. Os Custos com Encargos de Conexão tiveram uma variação de 33,4%. Esse efeito decorreu, basicamente: (i) do efeito inflacionário do processo de reajuste; (ii) da entrada em operação das conexões da TANGARÁ com a Equatorial MA; (iii) do aumento de compensações financeiras às transmissoras (PA) em função de ajustes relacionados com ciclos anteriores, que tiveram ampliação de 23,85% frente ao ciclo anterior da transmissão; e (iv) da revisão autotutelar processada nos recursos ao ciclo 2025-2026 (Despacho nº 475, de 10 de janeiro de 2026), que, entre outras ações, reclassificou as seguintes instalações:

Módulo	IdemIdl	Concessionária	Contrato	Classificação Anterior	Classificação Correta	Usuário
MC 69 kV TT 69/0 kV PORTO FRANCO TA3 MA	26976	ELETRONORTE	058/2001	RB	DIT Exclusiva	EQTL MA (D)
TT 69/0 kV PORTO FRANCO TA3 MA	26977	ELETRONORTE	058/2001	RB	DIT Exclusiva	EQTL MA (D)

Comentários adicionais

12. Reforçamos que os valores em DRA apresentados na Tabela III.1 se referem aos considerados 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 - 06/2025; DRP 06/2026) até a data de processamento das tarifas da distribuidora.

13. Salienta-se ainda que a STR incorporou na planilha de cálculos as decisões judiciais liminares proferidas em favor de Horizon Transmissão MA I S.A (CC 28/2017), Horizon Transmissão MA II S.A. (CC 32/2017) e Encruzo Novo Transmissora de Energia S.A (CC 17/2010), conforme, respectivamente, os Despachos nº 2.345, de 29 de junho de 2026, nº 2.397, de 1º de julho de 2026 e nº 2.610, de 17 de julho de 2026.

14. Os Despachos alteram, para o ciclo 2026-2027, a Receita Anual Permitida (RAP) e as Parcelas de Ajuste (PA) das Concessionárias, além de determinarem que Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) incorpore os valores indicados na Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE), aplicando ainda as novas tarifas de fronteira. Ademais, os Atos estipulam novos valores a serem considerados no processo tarifário da Equatorial Maranhão, em substituição aos aprovados pelo Despacho STR nº 2.269, de 22 de junho de 2026.

15. As decisões judiciais acarretaram ajustes nos custos da Rede Básica de Fronteira e de Conexão. O custo com Rede Básica, por sua vez, será afetado marginalmente. Contudo, como não foi definida nova tarifa, os incrementos decorrentes das delimitações dos Despachos serão compensados na apuração da CVA do processo tarifário 2027 da Distribuidora.

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)^[15], 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	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.1	06/12/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.7	06/12/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.3	10/02/2023
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.10 C	01/04/2024
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

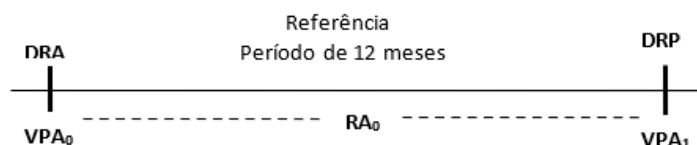
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio 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 (RAO) 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:

onde:

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

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - 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:

VPA₀ - 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 (RA₀) 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 nº 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 nº 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 nº 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 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 nº 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 nº 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 ^[16].

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 nº 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 ^[17] 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” (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

47.

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

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 ^[18] 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:

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.

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 ^[19].

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 nº 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 ^[20].

Ø 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.

Ø 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.

Ø 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 § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 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 ^[21], 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 limites 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 ^[22] 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/ERR} 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.

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

[1] Processo nº 48500.030944/2025-63 (SEI nº 0403853).

[2] Processo nº 48500.030944/2025-63 (SEI nº 0418928).

[3] Processo nº 48500.030944/2025-63 (SEI nº 0421951).

[4] Processo nº 48500.030944/2025-63 (SEI nº 0429817).

[5] Processo TCU 017.226/2026-0.

[6] Processo nº 48500.030944/2025-63 (SEI nº 0431619).

[7] Processo nº 48500.030944/2025-63 (SEI nº 0431618).

[8] Conforme consta do parágrafo 36 do Submódulo 2.1A do PRORET a Data de Referência de Alteração Contratual – DRAC é definida como o último dia do mês de assinatura do aditivo ao contrato de concessão.

[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] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[11] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[12] 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.

[13] 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).

[14] 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.

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

[16] De acordo com o § 2º do art. 8º 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.

[17] 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.

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

[19] 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>

[20] Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 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.

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

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



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva, Coordenador(a) de Processos Tarifários de Distribuição**, em 19/08/2026, às 17:19, 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 19/08/2026, às 17:24, 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 **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Processos Tarifários de Distribuição**, em 19/08/2026, às 17:26, 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 **Andrey Vinícius Altoé, Especialista em Regulação**, em 20/08/2026, às 10:52, 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 Regulação e Tarifas de Distribuição**, em 20/08/2026, às 15:59, 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 **Adriano Almeida Trindade, Coordenador(a) Adjunto(a) de Estrutura Tarifária e Mercado**, em 20/08/2026, às 16:13, 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 **0434833** e o código CRC **4D80ADE7**.
