

NOTA TÉCNICA Nº 208/2025-STR/ANEEL

Referência: 48500.003980/2025-54

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Equatorial Distribuição Goiás – Equatorial GO e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2025.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Equatorial Distribuição Goiás – Equatorial GO, a vigorar a partir de 22 de outubro de 2025, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 63/2000 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 GO, sediada na cidade de Goiânia - GO, atende aproximadamente 3,49 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 10,04 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	3.027.417	520.508	37,8%
Industrial	9.581	463.435	33,6%
Comercial	194.646	124.152	9,0%
Rural	232.989	159.582	11,6%
Iluminação Pública	403	46.972	3,4%
Poder Público	19.879	33.748	2,4%
Serviço Público	3.259	28.155	2,0%
Demais classes	1.679	1.780	0,1%
Total	3.489.853	1.378.330	100%

Fonte: SAMP – competência agosto/2025.

4. Conforme consta da REH nº 3.407, de 15 de outubro de 2024, a Reajuste Tarifário Anual da Equatorial GO de 2024 representou, em média, uma variação das tarifas de 4,33%.

5. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de 2025 foi encaminhado para os representantes da Concessionária e os Membros do Conselho de Consumidores em 22 de agosto de 2025^[1].
6. Em 29 de agosto de 2025, a STR recebeu o Memorando nº 330/2025-SFF/ANEEL^[2], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.
7. Em 22 de setembro de 2025, por meio da Carta C.E – EQTL – nº 127/2025^[3], a Equatorial GO apresentou pleito extraordinário, solicitando, diante de alegado desconhecimento e imprevisibilidade dos termos do julgamento da ADI nº 7.324 pelo Supremo Tribunal Federal, haja suspensão do processo de reversão dos créditos de Pis/Cofins. Como consequência, em 2 de outubro de 2025, por meio do Memorando Conjunto Nº 7/2025-STR-SFF/ANEEL^[4], a STR e SFF requereram junto à Procuradoria Federal Parecer Jurídico para esclarecimento dos efeitos da citada decisão do Supremo Tribunal Federal, o que foi atendido em 14 de outubro de 2025, por meio do Parecer Nº 00241/2025/PFANEEL/PGF/AGU^[5].
8. Em 30 de setembro de 2025 a SGM, por meio do Memorando nº 133/2025-SGM/ANEEL^[6], informou que não há contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica celebrado pela Equatorial GO.
9. Em 07 de outubro de 2025, 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.
10. No mesmo dia, a STR encaminhou planilhas preliminares de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores^[8].
11. Em 15 de outubro de 2025, por meio da Carta C.E. REG nº 092/2025^[9], a Equatorial GO, conforme previsto no Submódulo 4.4 do Proret, solicitou diferimento tarifário.
12. Em 16 de outubro de 2025, foi agendada reunião com o Conselho de Consumidores da Equatorial GO. No entanto nenhum representante compareceu.
13. No mesmo dia, a STR encaminhou planilhas finais de cálculo para a distribuidora e Conselho de Consumidores^[10].

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

14. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2025 da Equatorial GO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 19,06%, sendo de 18,08%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 19,36%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consumo	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	18,08%
A2 (≥ 88 kV e ≤ 138 kV)	24,05%
A3 (>69 kV)	20,50%
A3a (>30 kV a 44kV)	16,17%
A4 ($>2,3$ kV < 25kV)	17,30%
Baixa Tensão (BT)	19,36%
B1 (Residencial)	18,67%
B2 (Rural)	20,90%
B3 (outros)	20,91%
B4 (Iluminação Púb.)	20,86%
Efeito Médio (AT + BT)	19,06%

15. O efeito médio de 19,06% 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.

16. 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.

17. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 7,36%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,63%, conforme Tabela 3:

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

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RT]	6.464.743.609	7.203.355.707	11,4%	7,36%	65,8%
Encargos Setoriais	1.846.632.177	2.447.149.986	32,5%	5,98%	22,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	14.728.846	15.127.662	2,7%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.156.671.787	1.592.115.171	37,6%	4,34%	14,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	123.452.719	-	-100,0%	-1,23%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(46.247.496)	(7.749.361)	-83,2%	0,38%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	45.254.568	46.537.378	2,8%	0,01%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	77.686.019	241.696.352	211,1%	1,63%	2,2%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	233.627.998	267.580.801	14,5%	0,34%	2,4%
PROINFA	157.785.331	201.835.178	27,9%	0,44%	1,8%
P&D, Efic.Energ.e Ressarc./CMS Sist.Isol.	83.672.403	90.006.805	7,6%	0,06%	0,8%
Custos de Transmissão	1.040.558.132	1.160.458.633	11,5%	1,19%	10,6%
Rede Básica	576.692.189	699.572.708	21,3%	1,22%	6,4%
Rede Básica Fronteira	311.735.512	276.245.236	-11,4%	-0,35%	2,5%
Rede Básica ONS (A2)	1.699.944	2.209.210	30,0%	0,01%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	4.820.228	5.118.082	6,2%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	38.516.080	41.569.209	7,9%	0,03%	0,4%
Transporte de Itaipu	62.777.307	81.437.693	29,7%	0,19%	0,7%
Conexão	19.199.679	18.334.953	-4,5%	-0,01%	0,2%
Uso do sistema de distribuição	25.117.194	35.971.540	43,2%	0,11%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	3.520.975.781	3.526.822.364	0,2%	0,06%	32,2%
Receitas Irrecuperáveis	56.577.520	68.924.724	21,8%	0,12%	0,6%
PARCELA B	3.572.865.805	3.736.079.587	4,6%	1,63%	34,2%
RT considerando a variação tarifária da RTE	10.037.609.415	10.939.435.294		8,98%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		220.175.909		2,19%	
CVA em processamento - Energia		278.746.236		2,78%	
CVA em processamento - Transporte		82.653.078		0,82%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		296.172.629		2,95%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(19.240.182)		-0,19%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		14.950.407		0,15%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		164.984.701		1,64%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		4.943.214		0,05%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		2.771.981		0,03%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(2.780.439)		-0,03%	
Financeiro CDE Eletrobras		(7.033.425)		-0,07%	
Sobrecontratação		200.069.629		1,99%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		3.370.866		0,03%	
Reversão de Risco Hidrológico		(348.332.411)		-3,47%	
Risco Hidrológico		330.632.316		3,29%	
Ajuste CUSD		9.899.343		0,10%	
Repasso de compensação DIQ/FIC		(61.598)		0,00%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(1.585.577)		-0,02%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(7.509.135)		-0,07%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).		(2.588.699)		-0,03%	
Crédito de PIS/COFINS		(458.642.963)		-4,57%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(46.537.378)		-0,46%	
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)		(4.431.184)		-0,04%	
Multa CCEAR - Termoceará - Des p. nº 2.495/2024		(1.232.854)		-0,01%	
Financeiro Conexão ITAPACI		674.534		0,01%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				7,88%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				19,06%	

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

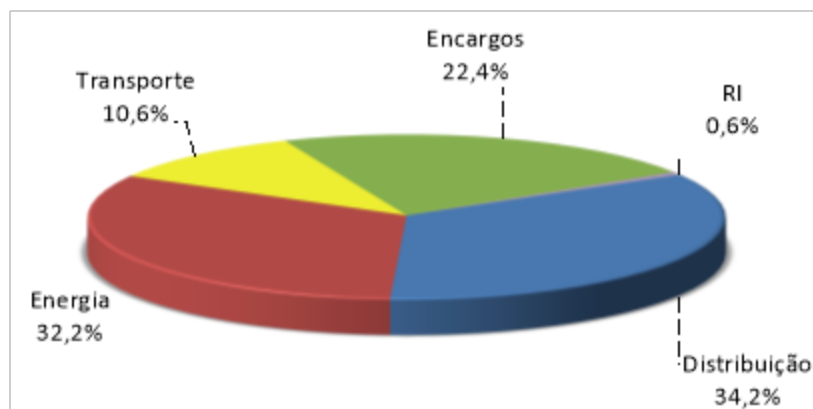


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

19. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos^[11], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 16,9% para o ICMS e 4,7% para o PIS e COFINS (total de 21,6% por dentro), o que equivale a uma majoração de 27,6% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

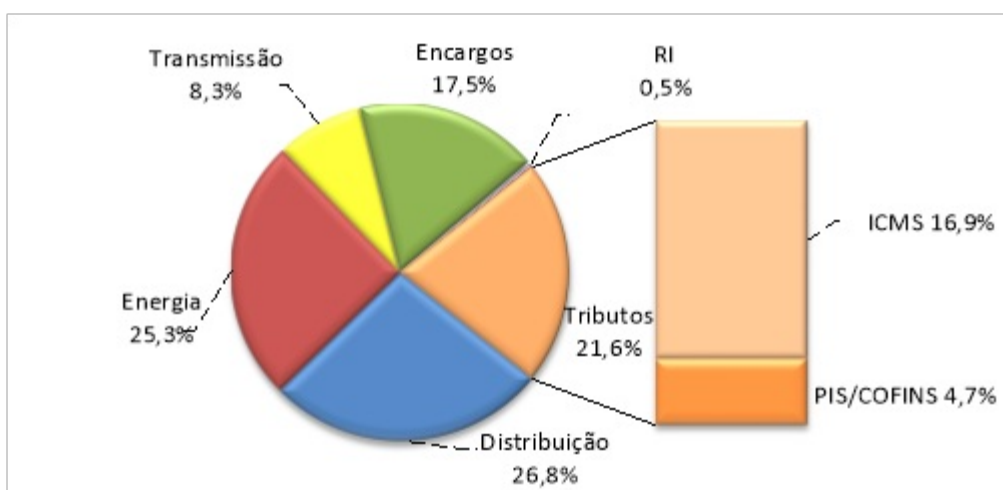


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

20. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

21. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da Equatorial GO é de outubro/2024 a setembro/2025.

IV.3. Receita Anual

22. 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\$ 10.037.609.415, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	11.880.660	8.720.535.845
A2 (88 a 138 kV)	84.521	34.437.455
A3 (69 kV)	5.807	2.951.012
A3a (30 kV a 44 kV)	698.821	443.426.040
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.085.139	755.112.034
BT (menor que 2,3 kV)	10.006.371	7.484.609.302
Livres A1	-	390.233
Demais Livres	5.075.661	1.229.070.918
Distribuição	9.368	1.797.225
Geração	-	85.815.195
Total	16.965.689	10.037.609.415

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

23. 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	14.728.846	15.127.662	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	1.156.671.787	1.872.599.540	REH 3.484/2025
CDE Conta-Covid	123.452.719	-	Previsão
CDE Eletrobrás	(46.247.496)	267.580.801	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	45.254.568	201.835.178	DSP 510/2023
CDE GD	77.686.019	90.006.805	REH 3.484/2025
ESS / ERR / ERCAP	233.627.998	1.160.458.633	DSP 2.566/2025
PROINFA	157.785.331	699.572.708	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	83.672.403	276.245.236	Submódulo 5.6 do PRORET
Contribuição ONS	-	2.209.210	Contribuição 2025
Total de Encargos Tarifários	1.846.632.177	4.585.635.774	

24. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 32,5%, impactou o efeito médio em 5,98%.

25. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com impacto de 4,34%; (ii) a variação da cota de CDE-GD, com impacto de 1,63%; (iii) a variação da cota de CDE Eletrobras, com impacto de 0,38%^[12]; e (iv) a variação do PROINFA, com impacto de 0,44%.

26. Em contrapartida, com contribuição negativa, destaca-se a CDE Conta Covid, que foi quitada em setembro de 2024 e não possui recolhimento previsto a partir desse ano, fato este que impactou o reajuste em -1,23%.

27. Cabe esclarecer que para a Conta Escassez, que também foi quitada na mesma data, permanece a cobertura econômica originalmente prevista para 2025 sendo que o efeito da quitação antecipada é concedido por meio de financeiro negativo de mesmo valor, o qual é arrecadado via TE, em benefício exclusivo dos consumidores cativos, conforme proposto na MP nº 1.212/2024 e na Resolução Normativa nº 1.117/2025.

IV.4.2. Transmissão

28. 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	576.692.189	699.572.708
Rede Básica Fronteira	311.735.512	276.245.236
Rede Básica ONS (A2)	1.699.944	2.209.210
Rede Básica Export. (A2)	4.820.228	5.118.082
MUST Itaipu	38.516.080	41.569.209
Transporte de Itaipu	62.777.307	81.437.693
Conexão	19.199.679	18.334.953
Uso do sistema de distribuição	25.117.194	35.971.540
Total dos Custos de Transporte	1.040.558.132	1.160.458.633

29. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 11,5%, impactaram o efeito médio em 1,19%.

30. Essa variação decorre: do aumento do MUST contratado^[13] em relação aquele observado no RTA de 2024, além 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 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme REH nº 3.481 e nº 3.482, ambas de 15 de julho de 2025.. 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

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

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

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	4,42%	6,21%	REH 3.279/2023 e DSP. 1.220
Técnica (s/ Energia Injetada)	9,45%	9,45%	REH 3.279/2023 e DSP. 1.220
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,75%	1,86%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	10.006.371	10.863.998	SAMP
Energia Injetada (MWh)	20.575.796	20.661.002	SAMP

32. Observe-se que o percentual de perdas não técnicas indicado em DRP refere-se ao mercado de baixa tensão medido, conforme metodologia de cálculo proposta na Nota Técnica nº 53/2025-STR/ANEEL, referente à conclusão da Consulta Pública nº 09/2024, publicado por meio do Despacho nº 1.220 de 22 de abril de 2025.

33. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a Equatorial GO 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)	11.225.346	10.163.338
Fornecimento BT	10.006.371	10.863.998
Fornecimento MT + AT	1.218.975	2.040.563
Energia Injetada MMGD	-	(2.741.223)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	5.085.029	5.129.218
Consumidores Livres	5.075.661	5.119.145
Uso Distribuição/Suprimento TUSD	9.368	10.073
(iii) - Perdas Totais	2.639.732	2.879.288
Perdas Rede Básica	238.077	238.014
Perdas na Distribuição	2.401.655	2.641.274
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	442.542	674.448
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	1.959.113	1.966.826
Energia Requerida (i) + (iii)	13.865.078	13.042.626

34. Observe-se também que já estão considerados os efeitos da Consulta Pública nº 09/2024 e Despacho nº 1.220/2025 para o cálculo da Energia Requerida. Assim, o cálculo 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

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

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.432/2024
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SRM/ANEEL
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.420/2024 e REH 3.431/2024
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.422/2024
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

36. 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	9.848.366	8.829.977	296,15	2.615.022.996
Existente - CCEAR-QTD	70.531	63.238	161,28	10.199.247
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	5.998.255	5.377.994	337,44	1.814.724.869
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.838.869	1.648.717	274,84	453.135.201
Madeira e Belo Monte	1.940.710	1.740.028	193,65	336.963.680
Energia Base	4.667.551	4.212.649	216,44	911.799.367
Cota Angra I/Angra II	468.109	419.703	308,74	129.579.086
Cotas Lei n º 12783/2013	1.615.971	1.448.869	222,69	322.648.088
Itaipu (tirando as perdas)	2.315.064	2.075.671	221,41	459.572.193
PROINFA	268.407	268.407	-	-
Total	14.515.917	13.042.626	270,41	3.526.822.364

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

Tabela 11 - Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	-	70.531	-	-	161,28	-
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	5.523.407	5.998.255	8,6%	314,53	337,44	7,3%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.841.159	1.838.869	-0,1%	261,58	274,84	5,1%
Madeira e Belo Monte	1.940.710	1.940.710	0,0%	184,07	193,65	5,2%
Cota Angra I e Angra II	472.731	468.109	-1,0%	355,16	308,74	-13,1%
Cotas Lei n º 12.783/2013	1.986.554	1.615.971	-18,7%	191,78	222,69	16,1%
Itaipu	2.380.515	2.315.064	-2,7%	227,14	221,41	-2,5%
Proinfa	257.951	268.407	4,1%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(537.949)	(1.473.291)	173,9%	269,37	276,09	2,5%
TOTAL	13.865.078	13.042.626	-5,9%	253,93	269,96	6,3%

38. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Equatorial GO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 0,06%. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

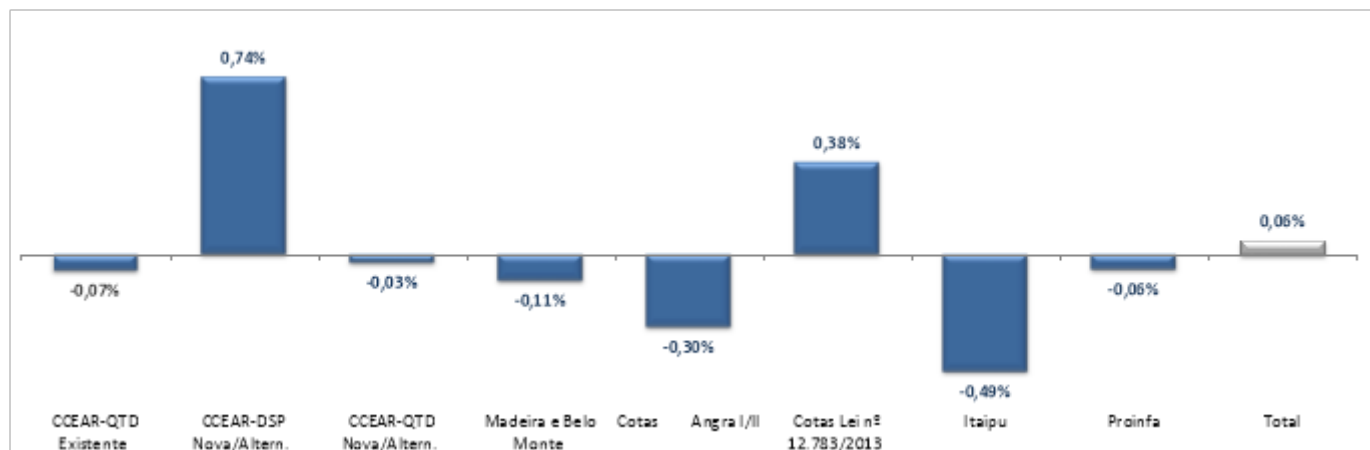


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

IV.5. PARCELA B

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

Tabela 12 - Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	3.572.865.805	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,04080	STR/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	3.718.650.532	STR/ANEEL
(4) IPCA	5,24%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	0,36%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,15%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	-0,43%	REH 3.279/2023
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,36%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	164.088.231	
(6.1) Outras Receitas (OR)	88.536.595	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	30.088.507	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	45.463.129	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	3.736.079.587	

39. A atualização da Parcela B representou 1,63% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 5,24%, no período de referência, descontada do Fator X, de 0,36%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	278.746.236	2,78%
CVA em processamento - Transporte	82.653.078	0,82%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	296.172.629	2,95%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(19.240.182)	-0,19%
Neutralidade de Parcela A- Energia	14.950.407	0,15%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	164.984.701	1,64%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	4.943.214	0,05%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	2.771.981	0,03%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(2.780.439)	-0,03%
Financeiro CDE Eletrobras	(7.033.425)	-0,07%
Sobrecontratação	200.069.629	1,99%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	3.370.866	0,03%
Reversão de Risco Hidrológico	(348.332.411)	-3,47%
Risco Hidrológico	330.632.316	3,29%
Ajuste CUSD	9.899.343	0,10%
Repasse de compensação DIC/FIC	(61.598)	0,00%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(1.585.577)	-0,02%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(7.509.135)	-0,07%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(2.588.699)	-0,03%
Crédito de PIS/COFINS	(458.642.963)	-4,57%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(46.537.378)	-0,46%
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)	(4.431.184)	-0,04%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(1.232.854,25)	-0,01%
Financeiro Conexão ITAPACI	674534,2378	0,01%
Total	220.175.909	2,19%

41. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 2,19% 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 6,55%). 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 **2,78%, 0,82% e 2,95%.**

b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de 1,99%). 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.

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

c) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021). Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada –

CCER, conforme §3º Art. 171; e (iv) repercussão financeiras aplicadas a consumidores potencialmente livres em função de desistência de migração para o ACL, conforme Inciso II do Art. 168. Por meio do Sistema ConectaANEEL, a Equatorial GO informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de aproximadamente R\$ -1,59 milhão, o que representa um efeito de -0,02% no resultado;

- d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes** A Equatorial GO informou, por meio do Sistema ConectaANEEL, sobre os Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2025. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de aproximadamente R\$ -10,1 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,1%;
- e) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -4,57%).** Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passando a disciplinar a devolução de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a Equatorial GO já teria aproveitado R\$ 2,31 bilhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre fevereiro/2022 e setembro/2025. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 2,41 bilhões (valores históricos atualizados) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2024, e considerando-se a previsão, para os próximos 12 meses, de compensação mensal de 47,1 milhões, conforme Despacho nº 2.203/2025, a STR obteve o valor de R\$ 458 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A Tabela 14 resume a situação.

Tabela 14 - Demonstrativo de cálculo do financeiro de créditos PIS/COFINS

Item	Total Nominal	Total Atualizado (outubro/2025)
Estimativa das compensações de créditos de PIS/Cofins (até setembro/2025)	1.927.993.756	2.399.584.676
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até setembro/2025)	(76.654.982)	(91.299.546)
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		2.308.285.131
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2022	(638.258.965)	(911.077.118)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2023	(968.707.286)	(1.218.954.392)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2024	(251.521.757)	(285.011.722)
(ii) Total de reversões		(2.415.043.232)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		(106.758.101)
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		1.744.119.758
Projeção mensal de compensações futuras		47.116.755
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		565.401.064
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		458.642.963

- f) Quitação Conta Escassez Hídrica (-0,46%):** Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME^[14], 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\$ 46,54 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024^[15], aprovado pela REN n. 1.117/2025;

g) Restituição de Cobertura tarifária da CDE Escassez TUSD e TE (efeito de -0,04%). Refere-se à devolução da cobertura tarifária excedente observada no período de referência, correspondente à competência de setembro de 2024, cujo pagamento seria realizado em outubro de 2024, portanto, posterior à quitação da CDE Conta Escassez. Sendo assim, em conformidade com regra proposta na Consulta Pública nº 29/2024, o valor total atualizado de R\$ 4,43 milhões, correspondente a cobertura concedida e não destinada ao pagamento do Encargo Escassez Hídrica da competência citada, está sendo revertido à modicidade tarifária dos consumidores cativos; e

h) Multa rescisória aplicada à UTE Termoeará. Em cumprimento às decisões que constam do Despacho nº 2.495, de 27 de agosto de 2024, a STR obteve junto à CCEE os valores de multa aplicada ao gerador citado, a qual foi atualizada e revertida à modicidade tarifária, conforme indicado na Tabela 13. O valor total apurado foi de 1,23 milhão, com impacto de -0,01% nas tarifas.

V - PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS

43. A análise e resposta aos pleitos extraordinários formulados pela Equatorial GO, incluindo a solicitação de diferimento de que tratam a Carta C.E. REG nº 092/2025^[16], encontram-se no Anexo I dessa Nota Técnica.

VI - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

44. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de outubro/2025 a setembro/2026, 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 outubro/2024 a setembro/2025.

Tabela 15 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	6.144.638,01	28.599.685,04	34.744.323,05
Subsídio Geração Fonte Incentivada	180.806,61	2.389.248,81	2.570.055,42
Subsídio Rural	3.958,14	-	3.958,14
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(1.339.484,74)	6.063.883,27	4.724.398,53
Subsídio SCEE	11.069.643,32	24.617.339,11	35.686.982,42
Total	16.059.561,34	61.670.156,23	77.729.717,57

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

45. 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 63/2000-ANEEL.

VIII - DA CONCLUSÃO

46. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 63/2000, no que consta do Processo nº 48500.003980/2025-54 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da Equatorial GO, com vigência a partir de 22 de outubro de 2025, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 19,06% sendo de 18,08% em média para os consumidores

conectados em Alta Tensão (AT) e de 19,36% 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 GO;

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

47. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Equatorial GO, conforme detalhado na conclusão acima.

(Assinado digitalmente)

CHARLES ALEXANDRE LENZA ROCHA

Analista Superior

(Assinado digitalmente)

FABIANO COSTA CAMILO

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE PAIVA RODRIGUES

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO

Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU

Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

Relação de participantes da STR na elaboração desta Nota Técnica:

Equipe	Atividade
Carlos Augusto de Almeida Moraes	Assistente Técnico
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Herivelto Augusto de Vasconcelos	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Fabiano Costa Camilo	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais

Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Leonardo de Paiva Rodrigues	Encargos de RB e Conexão
Equipe	Atividade

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

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

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

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

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

(i) Bônus de redução voluntária

1. A Equatorial GO enviou e-mail em 29/09/2025 reiterando o pleito da Carta C.E. REG 72/2024^[17], de 01/10/2024. Cabe informar que ainda por falta de informações, não foi possível apurar os valores para processamento do financeiro relacionado ao bônus de redução voluntária nesse RTA, ou seja, a situação permanece a mesma informada na Nota Técnica nº 151/2024-STR/ANEEL, relativa ao Reajuste Tarifário Anual de 2024.

(ii) Créditos de PIS/COFINS

2. A Equatorial GO enviou as Cartas C.E. REG nº 067/2025^[18] e Carta C.E. EQTL - nº 127/2025^[19], que tratam sobre devolução de créditos de PIS/COFINS. A Equatorial Goiás, apresentou valor nulo para a “*Capacidade mensal de compensação com tributos administrados pela RFB*” e para o “*saldo atualizado a compensar*”. Segundo a distribuidora, tais informações decorrem justamente dos termos, ainda desconhecidos e imprevisíveis, do julgamento da ADI nº 7324 pelo Supremo Tribunal Federal.

3. A distribuidora informa que as disposições da Lei nº 14.385/2022 foram questionadas pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee) na referida Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI nº 7324), cujo julgamento ocorreu em 14/08/2022, sendo que na certidão de julgamento, estabeleceu-se no âmbito da ação prazo prescricional, bem como a impossibilidade de restituição de valores repassados ao consumidor de boa-fé, justificando de forma absolutamente real e iminente a percepção de risco financeiro irreversível e possível instabilidade na aplicação das normas regulatórias.

4. Segundo a empresa há incerteza quanto aos critérios a serem adotados para fixar o termo do prazo de devolução do crédito aos consumidores finais e, conseqüentemente, para a apuração dos tributos incidentes sobre a repetição do indébito, fatos que impossibilitam, ao menos no presente momento, a definição do quanto a ser considerado no processo tarifário da Equatorial GO a título de destinação do crédito do PIS/COFINS em favor dos consumidores.

5. Tendo em vista trata-se de assunto de cunho jurídico, em 2 de outubro de 2025, por meio do Memorando Conjunto Nº 7/2025-STR-SFF/ANEEL^[20], a STR e SFF requereram junto à Procuradoria Federal Parecer Jurídico para esclarecimento dos efeitos da citada decisão do Supremo Tribunal Federal.

6. Em 14 de outubro de 2025, por meio do Parecer Nº 00241/2025/PFANEEL/PGF/AGU, a Procuradoria Federal, se manifestou nos seguintes termos:

9. Desse modo, mesmo sem a efetiva publicação do acórdão, desde a publicação da ata de julgamento já se observa produção de efeitos da decisão do STF nos processos tarifários em andamento, que devem seguir seu curso com relação à reversão, em benefício da modicidade tarifária, dos valores de Pis/Cofins restituídos às distribuidoras de energia elétrica, nos termos da Lei n. 14.385/2022 e da interpretação conforme à Constituição conferida à referida lei pelo STF, qual seja:

[...] O Tribunal, por maioria, julgou parcialmente procedente o pedido, para dar interpretação conforme à Lei nº 14.385/2022 de modo a definir que a destinação dos valores de indébitos tributários restituídos (i) permita a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos dispendidos pelas concessionárias, para o fim de obter a repetição do indébito; e (ii) observe o prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada. (grifo nosso)

10. Assim sendo, a reversão dos valores de Pis/Cofins restituídos às distribuidoras em benefício da modicidade tarifária deve atualmente observar, para além dos estritos ditames legais, **um prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada.**

11. O prazo prescricional, portanto, tem sua contagem iniciada após a restituição do indébito ou homologação definitiva da compensação, o que pressupõe o encerramento definitivo da discussão jurídico-tributária, ou seja, o trânsito em julgado da ação judicial que reconheceu a cobrança indevida dos créditos de Pis/Cofins sobre a base de cálculo do ICMS.

12. A prescrição a que o STF se refere não é a prescrição tributária que envolve a relação entre o Fisco e os contribuintes. Tal prescrição é discutida nas ações judiciais de indébito tributário ajuizadas pelas distribuidoras. A prescrição discutida na ADI 7.324 tem natureza diversa. Trata-se de prescrição que atinge **a pretensão de destinar os valores objeto de repetição de indébito tributário pelas distribuidoras de energia elétrica em proveito dos usuários do serviço público de distribuição.** Afinal, esse é o objeto da lei. Referida prescrição não se rege pelas normas de direito tributário, como se depreende da decisão da Suprema Corte. São duas questões distintas.

13. De parte desta Procuradoria Federal, não há dúvida quanto à forma de dar cumprimento à decisão do Supremo Tribunal Federal no que tange à contagem do prazo prescricional de valores do indébito tributário a serem considerados no processo tarifário. Com efeito, **apenas se houver valores de indébitos que foram restituídos ou compensados há mais de dez anos é que se poderia falar em prescrição.** A contrário sensu, se não há valores de indébitos que tenham sido efetivamente restituídos ou compensados há mais de dez anos, **o valor integral do referido indébito tributário deve ser considerado no processo tarifário, como determina a Lei n. 14.385/2022.**”

7. Diante disso, desta mais recente manifestação da Procuradoria Federal junto à ANEEL, visto que não há dúvidas quanto ao resultado da decisão do STF, os créditos de PIS/COFINS devem continuar sendo considerados

8. Em relação aos honorários advocatícios incorridos pela Concessionária para a recuperação do indébito tributário, informo que este assunto será objeto de escrutínio da ANEEL, que estudará como tratar esses custos no processo tarifário em momento oportuno.

(iii) Diferimento Tarifário

9. Por intermédio da Carta C.E. REG nº 092/2025^[21], de 15 de outubro de 2025, a Equatorial GO solicitou diferimento negativo do Reajuste Tarifário Anual de 2025, no valor de R\$ 269.717.179,34, a luz da REN Nº 1.127/2025.

10. A concessionária argumenta que o diferimento proposto é o teto permitido pelo regulamento, tendo em vista a expectativa de volatilidade tarifária para o consumidor da Equatorial GO entre os anos de 2025 e 2026.

11. De acordo com as normas vigentes, o reajuste tarifário anual de 2025 conduziria a um efeito médio de 21,98%. Diante desse resultado e considerando a metodologia de previsão constante da Nota Técnica nº 198/2024-STR/ANEEL, de 17/12/2024, a STR estima que o Reajuste Tarifário de 2026 resultará em um efeito médio de 8,17%^[22].

TABELA 1- PREVISÃO DE REAJUSTE PARA 2026 SEM DIFERIMENTO

Estimativa Efeito (sem diferimento)	2025	2026
Parcela A	7.207.716.120	7.566.510.859
Parcela B	3.736.079.587	3.908.282.899
Financeiros	489.893.089	893.037.528
Diferimento	-	-
RA1 + Financeiros	11.433.688.795	12.367.831.286
Efeito médio	21,98%	8,17%

12. De acordo com simulações feitas pela STR, com o diferimento proposto pela Equatorial GO, no valor de R\$ 269,72 milhões o resultado do RTA de 2025 seria de 19,06%, enquanto a projeção para o resultado do RTA de 2026 seria aumentado para 10,83%, conforme indicado abaixo:

TABELA 2- PREVISÃO DE REAJUSTE PARA 2026 COM DIFERIMENTO

Estimativa Efeito (com diferimento)	2025	2026
Parcela A	7.203.355.707	7.566.561.434
Parcela B	3.736.079.587	3.908.282.899
Financeiros	220.175.909	893.037.528
Diferimento	-	-
RA1 + Financeiros	11.159.611.203	12.367.881.860
Efeito médio	19,06%	10,83%

13. Naquela mesma Nota Técnica foi proposta a possibilidade de diferimento nos casos em que o processo tarifário atenda pelo menos um dos 2 critérios a seguir:
- i. Processo tarifário com índice inferior a -1,5% ou superior a 12,1% (“Critério Faixa”). Considerando, o resultado de 21,98%, verifica-se que o atual processo tarifário atende a esse critério; ou
 - ii. Diferença entre o índice do processo atual e a previsão do índice do processo subsequente superior a 13,6% (“Critério Amplitude”). Considerando o resultado de 21,98% e a previsão para 2026 de 8,17%, verifica-se que o atual processo tarifário atende a esse critério.

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^[23]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados apresentados na Tabela I.1:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

RESULTADOS CVA					
Item	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	265.858.362,04	0,00	265.858.362,04	279.516.125,26	300.350.519,73
CDE Energia	-29.210.231,36	0,00	-29.210.231,36	-33.080.967,34	-35.546.735,36
Rede Básica	68.485.385,06	-934.361,03	67.551.024,03	73.492.317,88	78.970.241,35
Compra de Energia	-279.506.283,58	526.395.649,83	246.889.366,25	259.410.464,16	278.746.235,70
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	3.545.614,10	0,00	3.545.614,10	3.427.369,78	3.682.836,88
Proinfa	36.168.020,23	0,00	36.168.020,23	38.667.005,35	41.549.141,90
ESS	10.902.262,37	-20.797.271,12	-9.895.008,75	-9.474.121,47	-10.180.297,49
CVA Total	76.243.128,86	504.664.017,69	580.907.146,55	611.958.193,61	657.571.942,70

* 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 14,35%. 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 6,55% e está detalhado no Gráfico I.1:

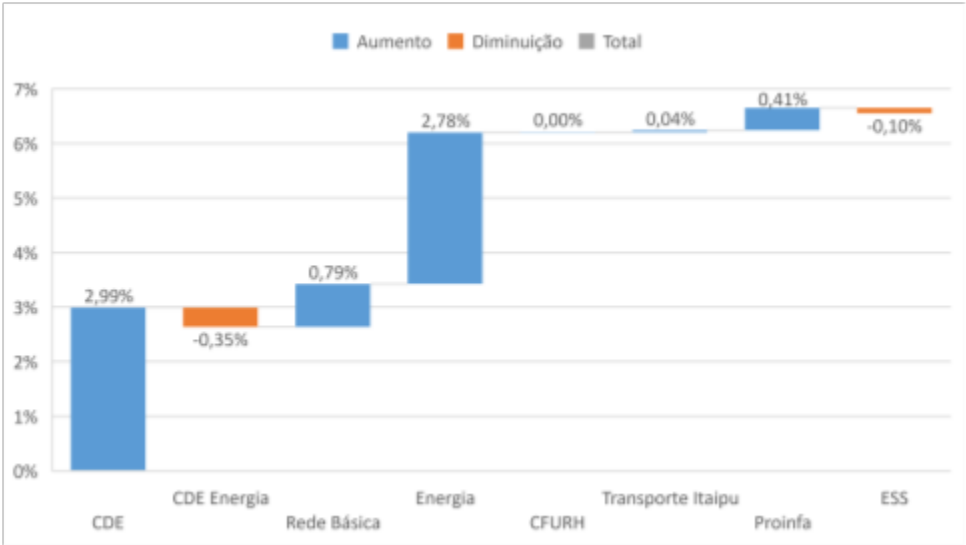


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 3,55% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação PLD<CVU≤CMO), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A Tabela I.2 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\$)
ago-24	9.089.483,78	23.424.005,79	-	-	37.993,44
set-24	2.663.172,91	21.961.129,07	-	-	145.863,09
out-24	494.426,02	13.888.121,41	-	-	157.488,18
nov-24	7.884.534,58	3.318.482,63	-	-	262.472,82
dez-24	2.928.409,53	30.068.031,29	-	-	129.362,65
jan-25	3.576.496,28	7.278.378,00	-	-	95.831,55
fev-25	-560,37	30.557.571,29	-	-4.819.764,11	82.539,37
mar-25	-120.274,70	28.992.560,70	-	-34.994.507,29	29.518,25
abr-25	-7.945,53	25.346.697,04	-	-187.315,00	5.501,15
mai-25	170.835,87	28.396.156,91	-	-3.682,04	64.723,90
jun-25	-22.910,04	25.115.978,77	-	-	1.260,80
jul-25	-112.672,30	20.406.346,03	-	-	19.551,95
Total	26.542.996,03	258.753.458,93	0,00	-40.005.268,44	1.032.107,15

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

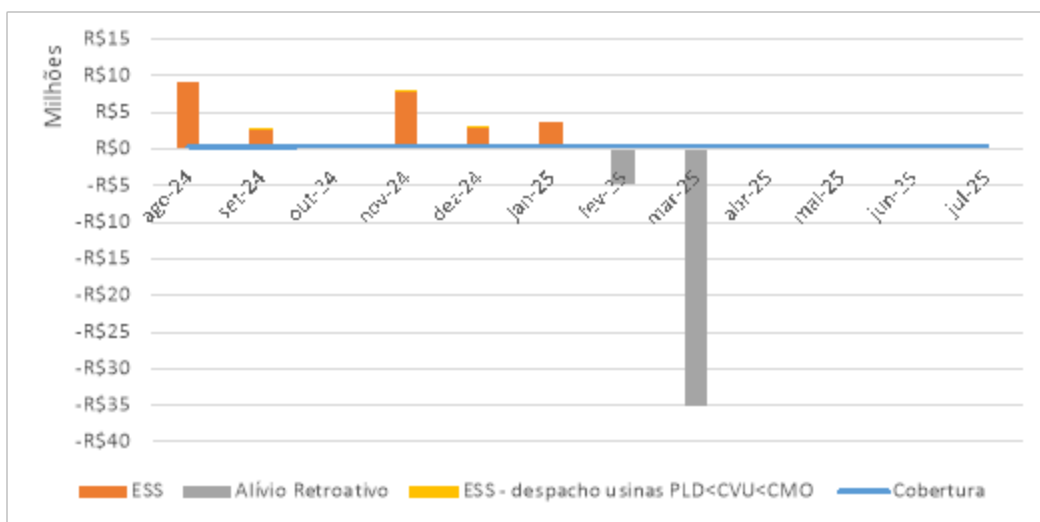


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

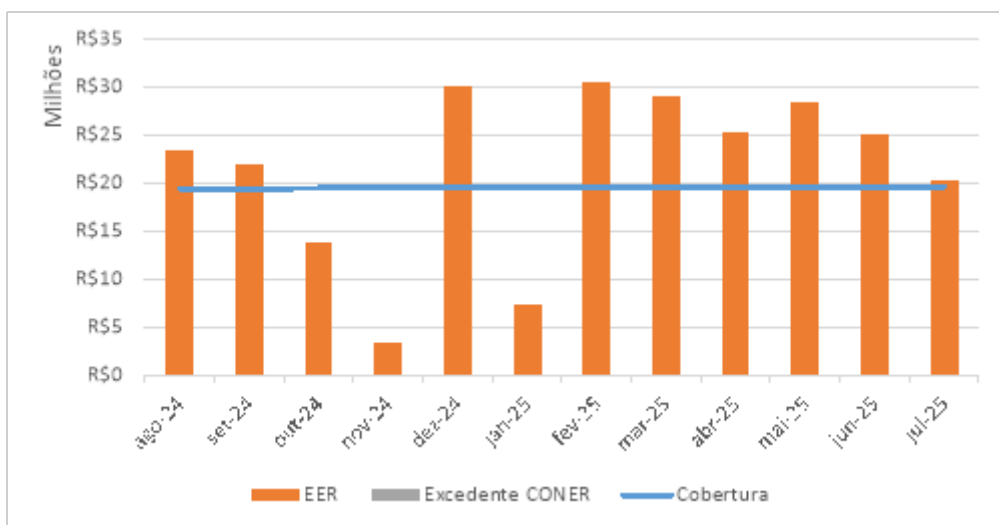


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(12.430.165,26)	5.118.579,18	(17.548.744,44)
EER	258.753.458,93	234.904.802,69	23.848.656,24

Compra de Energia

8. A Tabela I.4 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	3.932.163	28,0%
CCEAR-D	5.679.487	40,4%
MCSD	-	0,0%
CCEN	469.505	3,3%
PROINFA	239.690	1,7%
Itaipu	2.338.475	16,6%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	2.069.698	14,7%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(683.381)	(4,9%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	14.045.638	100,0%

9. O Gráfico I.4 apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurado pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

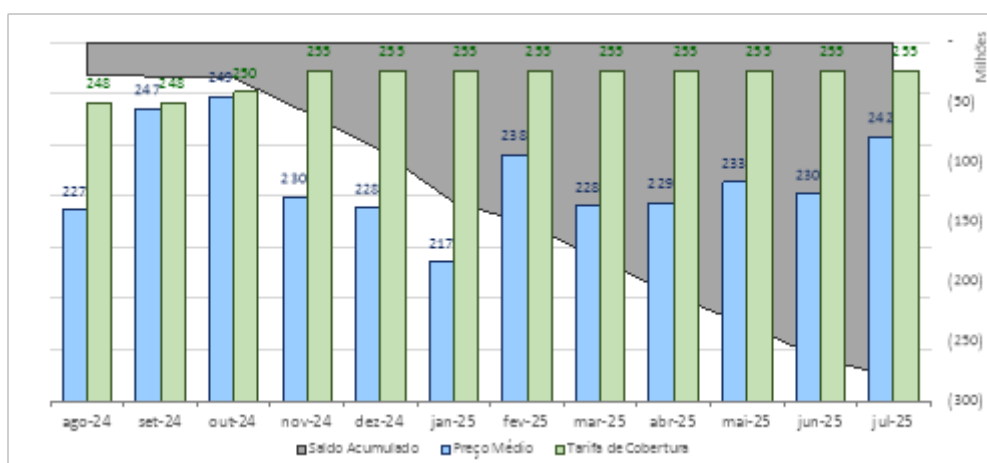


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	1.144,17
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	5.746.850,48
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	351.900.055,24
Efeito Disponibilidade - CCEN	2.853.234,79
Exposição entre Submercados	26.693.036,45
Risco Hidrológico - Itaipu	120.164.281,05
Risco Hidrológico - CCGF	58.825.697,40
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	142.660.538,24
Demais Itens	- 7.570.270,03
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 2.563.810,86
MAC - Energia	21.389.033,29
Recontabilização dos MAC - Energia	- 437,02
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 184.027.175,28
Ressarcimentos	- 9.676.528,09
Total	526.395.649,83

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 1.703.130,72
Efeito do CCGF	- 69.022,17
Efeito do CCEN	24.842,18
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 262.998,96
Exposição financeira entre submercados	2.950,10
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 556.451,29
Total	- 2.563.810,86

11. O Gráfico I.5 apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados pelos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

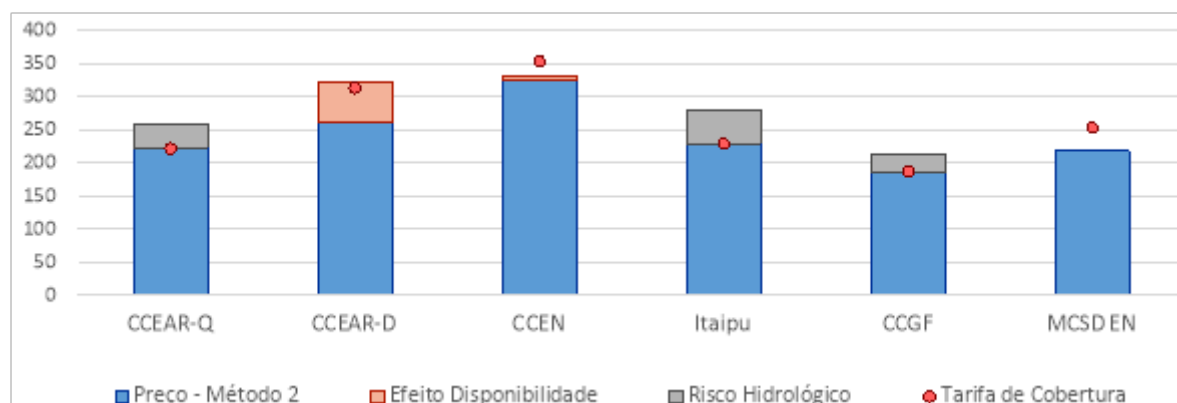


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 2,78% 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 I.6.

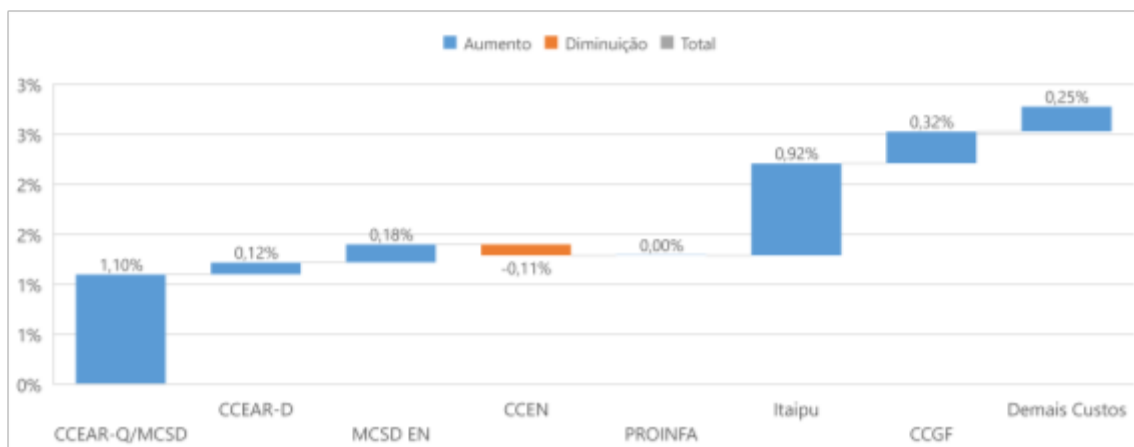


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

13. Já a Tabela I.7 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	0,13%
CCEAR-Q/MCSD	0,12%
MCSD EN	0,18%
CCEN	-0,14%
Itaipu	-0,02%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,01%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	2,64%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,36%
Demais Custos	0,25%
Total	2,78%
* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D	

14. O efeito positivo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, dos custos com riscos hidrológicos de CCEAR-Q, Itaipu e CCGF.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
ago-24	934.250	1.108.883	1.208.720	0	246,83	248,32	0
set-24	999.424	1.262.317	1.375.968	0	267,08	248,32	0
out-24	1.108.100	1.222.259	1.332.304	0	285,83	250,34	0
nov-24	992.112	1.012.506	1.103.666	0	247,58	254,56	0
dez-24	955.748	1.050.821	1.145.431	0	241,19	254,56	0
jan-25	893.085	1.025.924	1.118.292	0	233,70	254,56	0
fev-25	883.648	970.626	1.058.016	0	257,36	254,56	0
mar-25	940.734	1.164.412	1.269.249	0	259,67	254,56	0
abr-25	966.637	1.089.403	1.187.487	0	264,86	254,56	0
mai-25	924.427	1.057.493	1.152.704	0	263,68	254,56	0
jun-25	925.469	982.192	1.070.623	0	288,24	254,56	0
jul-25	895.489	956.169	1.042.258	0	281,78	254,56	0
ago-25	-	-	-	-	-	-	-
Total	11.419.124	12.903.005	14.064.718	0	261,66	253,02	0,00
% perda s. mercado venda		12,99%	23,17%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET.

17. O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/08/2024 e 01/07/2025, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$206.033.327,42 a preços de outubro/2025.

18. No ano civil de 2024, houve sobrecontratação de energia de 856.937 MWh que representa 5,99% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.

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\$ -5.963.698,91.

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\$ 200.069.628,52, já atualizado para preços de outubro/2025, com impacto de 1,99% no reajuste das tarifas.

21. O Gráfico I.9 apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

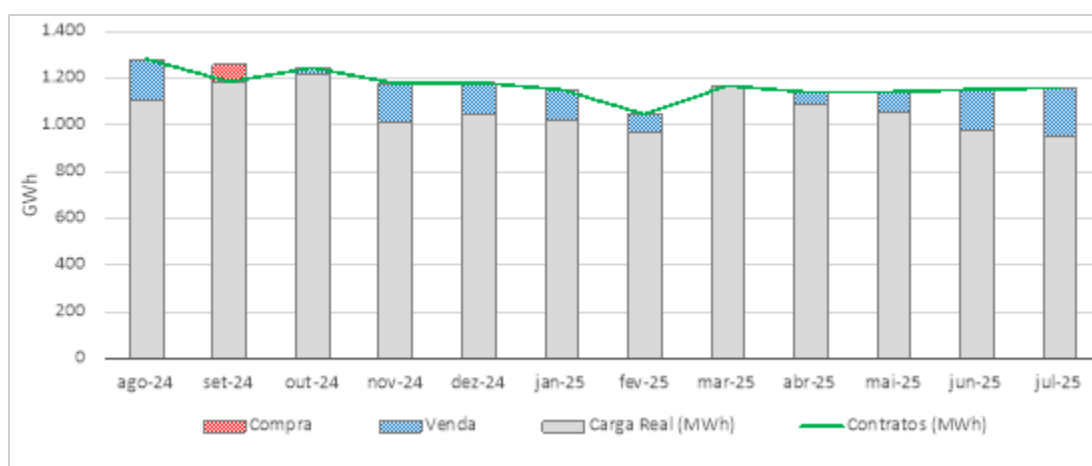


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

22. O Gráfico I.10 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^[24] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

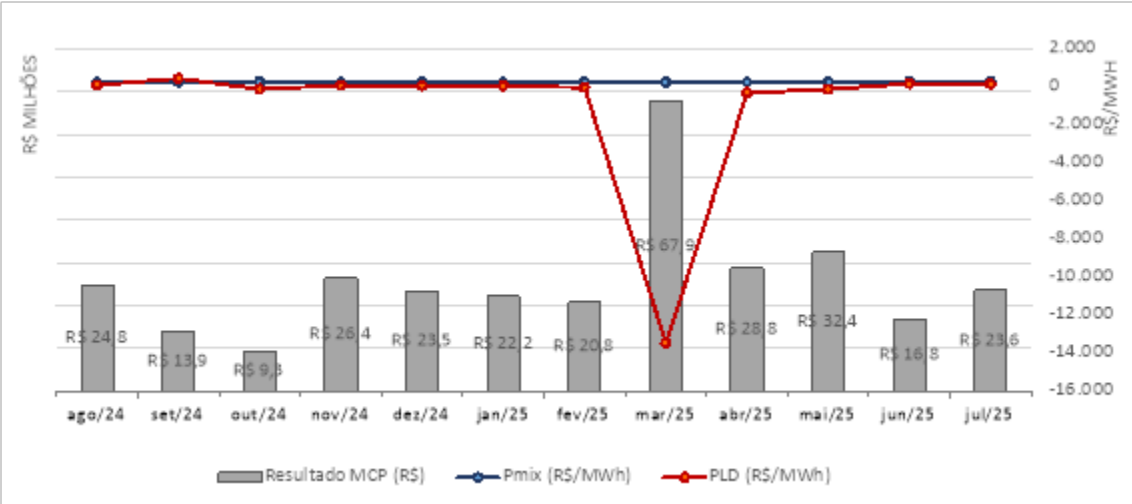


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

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 I.9 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*	2,36%
Risco Hidrológico de CCGF	0,33%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,97%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,94%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,12%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-3,47%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,77%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,78%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,92%
III - Receitas de MCP e ESS	2,19%
Resultado MCP	R\$200.069.628,52
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$30.146.407,36
ESS + CONER	-R\$10.180.297,49
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	1,09%
Risco Hidrológico de CCGF	0,43%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,79%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,02%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,12%

* 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 1,09%.

25. Nesse sentido, a Tabela I.10 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 1,50%^[25].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,13%
CCEAR-Q/MCSD	0,12%
MCSD EN	0,18%
CCEN	-0,14%
Itaipu	-0,02%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,01%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,36%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,09%
Demais Custos	0,25%
Total	1,50%

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

26. 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 de agosto/2024 a julho/2025, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 8,87%.

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

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

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

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

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

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

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

- TUST em DRP: REH nº 3.482/2025.
- MUST em DRP: CUST nº 080/2002 (Aditivos: 47 a 47).
- Encargos em DRP: REH nº 3.481/2025.

7. Com o objetivo de validar a efetiva utilização dos pontos de conexão à Rede Básica, bem como a conexão das DITs de Uso exclusivo, foram encaminhados ofícios à Distribuidora e às Transmissoras envolvidas no processo. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.

- **Transmissora Transenergia Renovável:** Carta TER.E.015.2025 SEI: 0191326.
- **Transmissora Caldas Novas Transmissão:** Ofício 006-2025 SEI: 0191553.
- **Transmissora EDP Transmissão Goiás:** Carta CT-EDP-GO-035-2025 SEI: 0195518.
- **Transmissora Vale do São Bartolomeu:** Carta CTA- RR|RGTRRG-01365/2025 SEI: 0195611.

- **Transmissora Eletrobrás:** Carta CTA- RR|RGTRRG-01362/2025 **SEI:** 0195588.
- **Transmissora MEZ 3:** Carta CT/299/2025 **SEI:** 0195837.
- **Distribuidora Equatorial Goiás:** Carta CE REG EQTL-GO nº 87/2025 **SEI:** 0195454.

8. Conforme informado pela transmissora EDP GO (SEI: 0195518) e confirmado pela Equatorial Goiás (SEI: 0195454), o módulo EL 69 kV ITAPACI RIALMA C2 (IdMdl 40155) é utilizado pela CHESP. Diante disso, o status do módulo foi ajustado para “conectado”, assegurando a cobertura à distribuidora. A análise retroativa identificou situação semelhante em 2024, resultando na inclusão de valor financeiro de R\$650.438,01 (Ref: 01/06/2025) no processo tarifário deste ano. As demais transmissoras ratificaram os dados encaminhados.

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.

	RTA 2024 – EQTL Goiás (R\$)	RTP 2025 – EQTL (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	41.679,98	49.357,27	18,42%
MUST Fora-Ponta	44.771,99	51.598,94	15,25%
Contratação Geral	86.451,97	100.956,21	16,78%
TUST-rb	6.617,37	6.929,47	4,72%
TUST-rbf	3.608,04	2.736,29	-24,16%
Despesa da Rede Básica	572.084.936,66	699.572.708,24	22,28%
Despesa da Rede Básica Fronteira	311.922.419,29	276.245.236,47	-11,44%
Despesa Total RB/RBF	884.007.355,95	975.817.944,71	10,39%
Conexão (parcela repassável)	18.872.989,60	18.164.129,24	-3,76%

❑ **Encargo de Uso de Rede Básica**

10. Os custos totais associados à Rede Básica (RB) apresentaram uma elevação de **10,39%**, decorrente, predominantemente, do incremento observado na contratação geral dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), tanto em período de ponta quanto fora de ponta, os quais registraram crescimento agregado de **16,78%**.

❑ **Conexão**

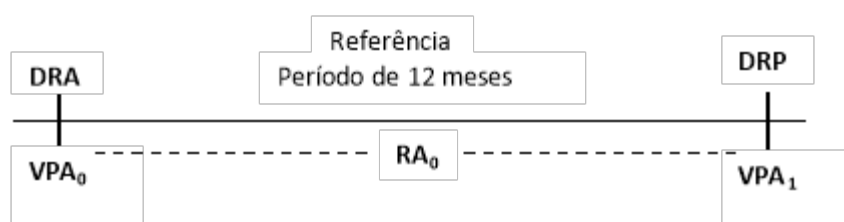
11. Os custos relativos aos Encargos de Conexão apresentaram uma variação negativa de 3,76%, decorrente, principalmente: (i) da aplicação dos índices inflacionários previstos no processo de reajuste tarifário; e (ii) da realização de substituições e intervenções de pequeno porte autorizadas nas instalações das transmissoras, conforme previsto no Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

❑ **Comentários**

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 - 06/2024; DRP 06/2025) até a data de processamento das tarifas da distribuidora.

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

14. 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.
15. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.
16. 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;
17. 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.
18. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



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

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

onde:

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

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

20. 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

21. 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.
- 22.

C. Cômputo da Parcela A

23. 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.
24. 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

25. 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

26. 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;

27. 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 – Eletrobrás**. 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

28. 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 .

29. 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 .

30. 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

31. 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)

32. 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

33. 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.

34. 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

35. 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.
36. 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

37. 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.
38. 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.
39. 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.
40. 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

41. 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

42. 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

43. 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.
44. 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*”.
45. 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.
46. 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

47. 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.
48. 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.
49. 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^[26].
50. 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

51. 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.
52. 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.
53. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits^[27] considerando o período de referência em questão.
54. 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.
55. 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

56. 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”;

57. Já o valor da Parcela “B” (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

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

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.

58. O Fator X^[28] é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

59. 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
60. 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.
61. 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

62. 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^[29].
63. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

64. 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

65. 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^[30].

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

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

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

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

66. 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

67. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET^[31], aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

68. 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

69. 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^[32] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV.ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

70. 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.
71. 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.
72. 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.
73. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da CVA_{ENERGIA}, da CVA_{ESS/EER} da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V.SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

74. 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.
75. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a STR/ANEEL deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

[1] Documento SEI nº 0211584

[2] Documento SEI nº 0205216

[3] Documento SEI nº 0201613

[4] Documento SEI nº 0207543

[5] Documento SEI nº 0218256

[6] Documento SEI nº 0205972

[7] Documento SEI nº 0211585

[8] Documento SEI nº 0216449

[9] Documento SEI nº 0219244

[10] Documento SEI nº 0219911

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

[12] A Medida Provisória nº 1.232/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 definiram a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE relacionados às obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021(CDE Eletrobras) para quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Com isso, está sendo considerada redução da cota a ser revertida à modicidade para o ano de 2025, o que implica em impacto positivo nas tarifas.

[13] Os montantes de MUST contratados para atendimento a ponta e fora ponta, observado no período de referência no RTA de 2024, foram, respectivamente, de 41.680 MW e 44.772 MW. Já no período de referência do RTA de 2025, os montantes foram, respectivamente, de 49.357 MW e 51.599 MW.

[14] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[15] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[16] Documento SEI nº 0219244

[17] Documento SIC nº 48513.027054/2024-00.

[18] Documento SEI nº 48500.028096/2025-22.

[19] Documento SEI nº 48500.029396/2025-29.

[20] Documento SEI nº 0207543

[21] Documento SEI nº 0219244

[22] Para essa previsão utilizou-se as informações de componentes financeiros apresentadas pela distribuidora.

[23] 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.

[24] 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).

[25] 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.

[26] 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.

[27] 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.

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

[29] 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>

[30] 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.

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

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



Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 16/10/2025, às 17:59, 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 **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 16/10/2025, às 18:05, 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 **Charles Alexandre Lenza Rocha, Especialista em Regulação**, em 16/10/2025, às 18:42, 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 **Fabiano Costa Camilo, Especialista em Regulação**, em 17/10/2025, às 09:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Paiva Rodrigues, Especialista em Regulação**, em 17/10/2025, às 09:38, 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 **0218923** e o código CRC **9946C55B**.
