

**Referência:** 48500.003999/2025-09

**Assunto:** Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A – EAC 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 Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A – EAC, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2025, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 3/2018 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 EAC, sediada na cidade de Rio Branco - AC, atende aproximadamente 309 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 940 milhões.

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	264.926	60.458	52,2%
Industrial	474	13.988	12,1%
Comercial	22.304	17.124	14,8%
Rural	16.495	3.403	2,9%
Iluminação Pública	485	3.297	2,8%
Poder Público	3.650	13.163	11,4%
Serviço Público	235	3.056	2,6%
Demais classes	106	1.389	1,2%
<b>Total</b>	<b>308.675</b>	<b>115.878</b>	<b>100%</b>

Fonte: SAMP – competência outubro/2025.

4. Conforme consta da REH nº 3.421, de 3 de dezembro de 2024, o Reajuste Tarifário Anual da EAC de 2024 representou, em média, uma variação das tarifas de -3,56%.

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 29 de outubro de 2025<sup>[1]</sup>.

6. Em 19 de novembro de 2025, por meio do Memorando nº 157/2025-SGM/ANEEL <sup>[2]</sup>, a SGM encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrados pela EAC.

7. Em 24 de novembro de 2025, a STR recebeu o Memorando nº 388/2025-SFF/ANEEL <sup>[3]</sup>, com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

8. Em 14 de novembro de 2025, a STR encaminhou planilhas preliminares de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores <sup>[4]</sup>, sendo que suas versões finais foram reencaminhadas em 01/12/2025<sup>[5]</sup>.

9. Em 01 de dezembro de 2025, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais<sup>[6]</sup> 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.

## III - DA ANÁLISE

10. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2025 da EAC conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 11,54%, sendo de 20,24%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 9,51%, em média, para os consumidores

conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

**Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo**

<b>Subgrupo de consu</b>	<b>Variação tarifária</b>
<b>Alta Tensão (AT)</b>	<b>20,24%</b>
A3a (>30 kV a 44kV)	34,47%
A4 (>2,3kV < 25kV)	20,02%
<b>Baixa Tensão (BT)</b>	<b>9,51%</b>
B1 (Residencial)	8,99%
B2 (Rural)	10,56%
B3 (outros)	10,57%
B4 (Iluminação Púb.)	10,48%
<b>Efeito Médio (AT + BT)</b>	<b>11,54%</b>

11. O efeito médio de 11,54% 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. Dentre estes, destaca-se o valor associado a modicidade tarifária resultado no disposto no art. 2ª-G da Lei 13.203/2015, incluído pela Lei n. 15.269/2025, que será detalhado nesta Nota Técnica; e

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

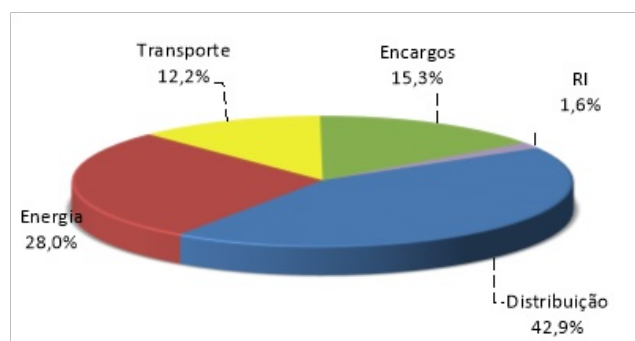
12. Cabe esclarecer que a diferença entre os efeitos médios indicados na Tabela 2 decorre da variação dos itens de custo arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada subgrupo, conforme Submódulo 7 do PRORET.

13. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 10,34%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,15%, conforme Tabela 3:

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

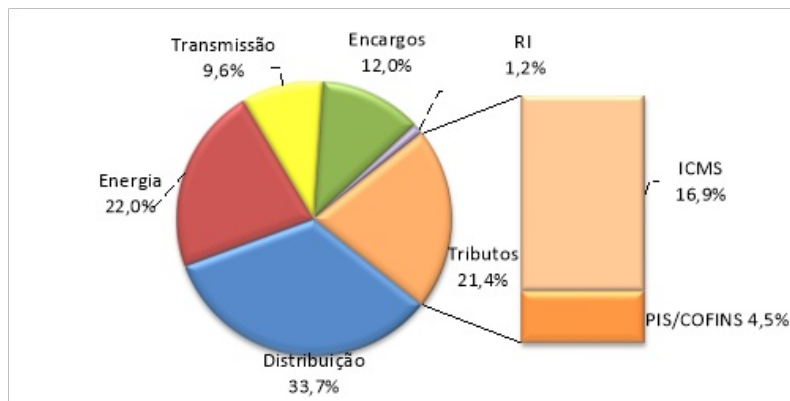
	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação no Efeito	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]</b>	<b>501.216.456</b>	<b>598.394.216</b>	<b>19,4%</b>	<b>10,34%</b>	<b>57,1%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>126.704.799</b>	<b>160.110.999</b>	<b>26,4%</b>	<b>3,55%</b>	<b>15,3%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFS EE	1.700.156	1.678.915	-1,2%	-0,00%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	46.103.581	72.805.669	57,9%	2,84%	6,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	15.416.206	-	-100,0%	-1,64%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(3.452.044)	(736.742)	-7,8%	0,29%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	22.738.083	23.824.350	4,8%	0,12%	2,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	3.727.229	13.065.889	250,6%	0,99%	1,2%
Compensação financeira - CFURH	-	0	0,0%	0,00%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	20.468.552	25.777.114	25,9%	0,56%	2,5%
PROINFA	11.155.577	14.601.969	30,9%	0,37%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressa rc ICMS Sist. Isol.	8.847.458	9.093.835	2,8%	0,03%	0,9%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>65.600.687</b>	<b>128.101.651</b>	<b>95,3%</b>	<b>6,65%</b>	<b>12,2%</b>
Rede Básica	40.303.938	101.800.858	152,6%	6,54%	9,7%
Rede Básica Fronteira	22.895.480	21.442.259	-6,3%	-0,15%	2,0%
Conexão	2.401.269	4.858.533	102,3%	0,26%	0,5%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>294.421.001</b>	<b>293.850.368</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,06%</b>	<b>28,0%</b>
<b>Receitas Irrecuperáveis</b>	<b>14.489.969</b>	<b>16.331.199</b>	<b>12,7%</b>	<b>0,20%</b>	<b>1,6%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>438.954.075</b>	<b>449.741.717</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,15%</b>	<b>42,9%</b>
<b>RT considerando a variação tarifária da RTE</b>	<b>940.170.531</b>	<b>1.048.135.933</b>		<b>11,48%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>(20.410.329)</b>		<b>-2,17%</b>	
CVA em processo mento - Energia		11.692.381		1,24%	
CVA em processo mento - Transporte		26.058.133		2,77%	
CVA em processo mento - Encargos Setoriais		27.490.071		2,92%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(29.951)		0,00%	
Neutralida de de Parcela A- Energia		2.915.533		0,31%	
Neutralida de de Parcela A - Transporte		53.797.458		5,72%	
Neutralida de de Parcela A - Encargos Setoriais		1.936.720		0,21%	
Neutralida de de Parcela A - Receita Irrecuperável		419.349		0,04%	
Neutralida de de Créditos de PIS/COFINS		(34.135)		0,00%	
Financeiro CDE Eletrobras		(716.043)		-0,08%	
Sobrecontratação		(1.093.327)		-0,12%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		100.343		0,01%	
Reversão de Risco Hidrológico		(19.659.449)		-2,09%	
Risco Hidrológico		17.263.315		1,84%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(902.745)		-0,10%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(202.906)		-0,02%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).		(1.225.702)		-0,13%	
Crédito de PIS/COFINS		332		0,00%	
Quitação o cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(23.824.350)		-2,53%	
Penalidade por descumprimento de metas PLPT (2019-2022) - 2ª Parcela de 5		(3.881.500)		-0,41%	
Aplicação do Art. 2º-G - Lei 15.269/2025		(1.10.513.856)		-11,75%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>2,23%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>11,54%</b>	

14. 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**

15. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos [7], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 16,9% para o ICMS e 4,5% para o PIS e COFINS (total de 21,4% por dentro), o que equivale a uma majoração de 27,2% 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

16. Conforme detalhado no Anexo IV.

##### IV.2. Período de Referência

17. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EAC é de dezembro/2024 a novembro/2025.

##### IV.3. Receita Anual

18. 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\$ 940.170.531, conforme demonstrado na Tabela 4.

**Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência**

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.161.524	877.448.513
A3a (30 kV a 44 kV)	367	546.334
A4 (2,3 kV a 25 kV)	166.217	114.114.504
BT (menor que 2,3 kV)	994.939	762.787.675
Suprimento	1.712	743.909
Demais Livres	135.638	47.841.120
Distribuição	11.146	1.143.424
Geração	-	12.993.565
<b>Total</b>	<b>1.310.020</b>	<b>940.170.531</b>

##### IV.4. PARCELA A

##### IV.4.1. Encargos Setoriais

19. 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	1.700.156	1.678.915	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	46.103.581	108.959.166	REH 3.484/2025
CDE Conta-Covid	15.416.206	0	Quitação
CDE Eletrobrás	(3.452.044)	25.777.114	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	22.738.083	14.601.969	DSP 510/2023
CDE GD	3.727.229	9.093.835	REH 3.484/2025
ESS / ERR / ERCAP	20.468.552	128.101.651	DSP 2.566/2025
PROINFA	11.155.577	101.800.858	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	8.847.458	21.442.259	Submódulo 5.6 do PRORET
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>126.704.799</b>	<b>411.455.767</b>	

20. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 26,4%, impactou o efeito médio em 3,55 %.

Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com impacto de 2,84%; (ii) a variação da cota de CDE-GD, com impacto de 0,99%; (iii) a variação dos encargos ESS/EER/ERCAP, com impacto de 0,56%; e (iv) a variação da cota de CDE-Elektrobras, com impacto de 0,29%.

21. 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 -1,64%.

22. 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

23. 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	40.303.938	101.800.858
Rede Básica Fronteira	22.895.480	21.442.259
Conexão	2.401.269	4.858.533
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>65.600.687</b>	<b>128.101.651</b>

24. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 95,3%, impactaram o efeito médio em 6,65 %.

25. Essa variação decorre da variação do Montante de uso do Sistema de Transmissão – MUST associada diretamente ao primeiro ciclo em que a contratação do ponto de Tucumã 69 kV é considerada integralmente e devido a entrada em operação comercial da Subestação de Cruzeiro Sul 69 kV. Além disso, foram considerados os novos encargos de conexão relativos a esses pontos.

26. Por fim, nesse cálculo foram consideradas as novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme REH nº 3.481 e 3.482, ambas de 15 de julho de 2025. 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

27. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EAC.

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

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	12,40%	13,87%	REH 3.301/2023 e DSP. 1.220
Técnica (s/ Energia injetada)	8,88%	8,88%	REH 3.301/2023 e DSP. 1.220
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,48%	2,53%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	994.939	1.023.741	SAMP
Energia Injetada (MWh)	0	0	SAMP

28. 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.

29. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a EAC 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)
<b>(i) - Mercado cativo total (fornecimento + suprimento - GD)</b>	<b>1.097.233</b>	<b>1.054.406</b>
Fornecimento BT	994.939	1.023.741
Fornecimento MT + AT	100.582	170.870
Suprimento TE	1.712	1.712
Energia Injetada MMGD	-	(141.917)
<b>(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)</b>	<b>148.496</b>	<b>150.708</b>
Consumidores Livres	135.638	137.232
Uso Distribuição/Suprimento TUSD	12.858	13.474
Energia Passante (sem faturamento associado)		3
<b>(iii) - Perdas Totais</b>	<b>301.483</b>	<b>320.809</b>
Perdas Rede Básica	33.889	33.889
Perdas na Distribuição	267.594	286.920
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	123.407	141.986
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	144.186	144.933
<b>Energia Requerida (i) + (iii)</b>	<b>1.398.716</b>	<b>1.375.215</b>

30. 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, seu 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

31. 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 SGM/ANEEL
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.422/2025
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

32. 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\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>1.376.432</b>	<b>1.151.535</b>	<b>210,45</b>	<b>242.341.577</b>
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	239.662	200.503	323,97	64.956.192
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	461.309	385.935	186,90	72.131.936
Madeira e Belo Monte	675.460	565.096	186,26	105.253.448
<b>Bilaterais</b>	<b>32.544</b>	<b>27.227</b>	<b>340,97</b>	<b>9.283.527</b>
Brasil Biofuels - BBF ACRE	32.544	27.227	340,97	9.283.527
<b>Energia Base</b>	<b>229.580</b>	<b>196.453</b>	<b>214,94</b>	<b>42.225.264</b>
Geração Própria	7.048	5.896	340	2.003.336
Cota Angra I/Angra II	42.150	35.263	308,74	10.887.083
Cotas Lei nº 12783/2013	153.547	128.459	228,36	29.334.846
PROINFA	26.835	26.835	-	-
<b>Total</b>	<b>1.638.556</b>	<b>1.375.215</b>	<b>213,68</b>	<b>293.850.368</b>

33. 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
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	239.662	239.662	0,0%	307,93	323,97	5,2%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	461.309	461.309	0,0%	178,43	186,90	4,7%
Madeira e Belo Monte	675.460	675.460	0,0%	177,82	186,26	4,7%
Cota Angra I e Angra II	42.566	42.150	-1,0%	355,16	308,74	-13,1%
Cotas Lei nº 12.783/2013	178.783	153.547	-14,1%	195,64	228,36	16,7%
Bilateral	182.820	32.544	-82,2%	306,94	340,97	11,1%
Geração Própria	3.720	7.048	89,5%	306,94	339,76	10,7%
Proinfa	26.239	26.835	2,3%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(411.844)	(263.341)	-36,1%	216,48	217,93	0,7%
<b>TOTAL</b>	<b>1.398.716</b>	<b>1.375.215</b>	<b>-1,7%</b>	<b>210,49</b>	<b>214,09</b>	<b>1,7%</b>

34. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EAC, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de -0,06%. Destaca-se o fim do contrato bilateral com a Energias Acre do Brasil que resultou na redução tarifária de 1,40%. Por outro lado, o aumento dos preços das cotas Lei 12.783/2013, dos CCEAR Energia nova e contratos de Belo Monte e Madeira provocaram um aumento de 0,60%, 0,54% e 0,37% respectivamente. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

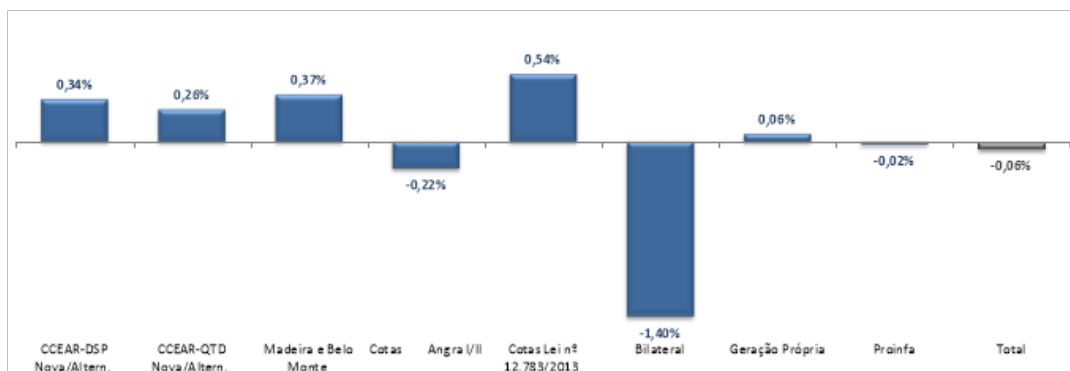


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

#### IV.5. PARCELA B

35. 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	438.954.075	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,01862	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	447.128.534	SGT/ANEEL
(4) IPCA	4,51%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	1,92%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,20%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	0,73%	REH 3.301/2023
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,02%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	8.965.864	
(6.1) Outras Receitas (OR)	4.616.660	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	2.004.636	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	2.344.568	Valores fiscalizados - SFF
<b>Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)</b>	<b>449.741.717</b>	

36. A atualização da Parcela B representou 1,15% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 4,51%, no período de referência, descontada do Fator X, de 1,92%.

#### IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	11.692.381	1,24%
CVA em processamento - Transporte	26.058.133	2,77%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	27.490.071	2,92%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(29.951)	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia	2.915.533	0,31%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	53.797.458	5,72%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.936.720	0,21%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	419.349	0,04%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(34.135)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(716.043)	-0,08%
Sobrecontratação	(1.093.327)	-0,12%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	100.343	0,01%
Reversão de Risco Hidrológico	(19.659.449)	-2,09%
Risco Hidrológico	17.263.315	1,84%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(902.745)	-0,10%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(202.906)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(1.225.702)	-0,13%
Crédito de PIS/COFINS	332	0,00%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(23.824.350)	-2,53%
Penalidade por descumprimento de metas PLPT (2019-2022) - 2ª Parcela de 5	(3.881.500)	-0,41%
Aplicação do Art. 2º-G - Lei 15.269/2025	(110.513.856)	-11,75%
<b>Total</b>	<b>(20.410.329)</b>	<b>-2,17%</b>

38. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -2,17% 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 6,94%).** 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 **1,24%**, **2,77%** e **2,92%**;

**b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de -0,12%).** Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE;

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

**c) Neutralidade dos Itens de Parcela A (efeito de 6,28%).** Refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada dos itens de Parcela A faturados no período de referência e as coberturas tarifárias apuradas, conforme disposto no Submódulo 4.4 A do Proret. No presente caso, dado a variação do MUST de transmissão, verificada no período de referência para os Pontos de Conexão Tucumã 69 kV e Cruzeiro do Sul (78%), verificou-se a neutralidade positiva de transporte de R\$ 54 milhões, com impacto no processo tarifário de 5,78%;

**d) 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 se tratar de item de modicidade tarifária, o valor financeiro total negativo declarado pela Energisa Acre em um banco de dados recentemente criado pela STR[8], considerando os valores antecipados pela Energisa Acre nos processos tarifários de 2021 a 2024, corresponde ajuste de R\$ (902.745), o que representa um efeito de -0,10% no resultado;

**e) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à EAC informações 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 R\$ (1.428.608), correspondendo ao efeito tarifário de -0,15%;

**f) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de 0,0 %).** 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 EAC já teria aproveitado R\$ 100.459.260 (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre julho de 2022 e março de 2024. Assim,

considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ (100.459.592) (valores históricos atualizados) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2022 a 2024, obteve-se o valor de R\$ (331,55) a ser revertido no presente processo tarifário. A Tabela 14 resume a situação da empresa;

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

Item	Total Nominal	Total Atualizado (dezembro/2025)
Estimativa das compensações de créditos de PIS/Cofins (até novembro/2025)	74.328.846	100.857.247
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até novembro/2025)	(2.87.593)	(397.987)
<b>(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos</b>		<b>100.459.260</b>
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2022	(67.737.459)	(96.966.095)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2023	(2.139.224)	(2.702.922)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2024	(693.497)	(790.575)
<b>(ii) Total de reversões</b>		<b>(100.459.592)</b>
<b>(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)</b>		<b>(332)</b>
<b>Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)</b>		<b>(332)</b>

**g) Quitação Conta Escassez Hídrica (-2,53%):** Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME[9], 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). Dessa forma, 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\$ (23.824.350), montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024[10], aprovado pela REN n. 1.117/2025; e

**h) Aplicação do Art. 2º-G da Lei 13.203/2015 (-11,75%):** O Art. 12 da Lei No 15.269, de 24 de novembro de 2025, inclui o Art. 2º-G na Lei No 13.203, de 8 de dezembro de 2015, determinando que “Os valores excedentes do mecanismo concorrencial centralizado de que trata o art. 7º da Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, destinados à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, serão utilizados, no ano de 2025, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado das concessionárias de distribuição de energia elétrica da Região Norte que ainda não tiveram os resultados dos processos tarifários homologados pela Aneel na data de publicação deste artigo, na proporção do mercado regulado das respectivas distribuidoras”. Considerando que a referida legislação contém todos os elementos para sua aplicação imediata neste processo tarifário de 2025, a STR, a partir do mercado cativo das distribuidoras beneficiadas, calculou os repasses a serem considerados para modicidade, conforme indicado na Tabela 15. Para isso, foram adotadas as mesmas referências de mercado regulado (TE) para o rateio do valor entre as 3 distribuidoras que fazem jus ao valor. O valor informado pela CCEE refere-se ao excedente (ágio) do mecanismo concorrencial realizado em 1º de agosto de 2025, devidamente atualizado. Como visto nos resultados, trata-se de valor expressivo em prol da modicidade tarifária específico deste processo de 2025.

**Tabela 15 - Componentes Financeiros**

Distribuidora	Mercado Regulado	Repasse MP1304
Equatorial CEA	1.246.962,37	R\$ 118.642.961,90
Energisa AC	1.161.523,76	R\$ 110.513.855,53
Energisa PO	3.378.759,79	R\$ 321.474.070,67
<b>TOTAL</b>	<b>5.787.245,92</b>	<b>R\$ 550.630.888,10</b>

\* Mercado em MWh

**i) Penalidade por descumprimento de metas de universalização.** O Despacho nº 4.842, de 12 de dezembro de 2023, decidiu pela aplicação da penalidade de redução dos níveis tarifários nos processos tarifários. Desta forma, o valor total da penalidade, de acordo com o submódulo 4.4A, foi calculado em R\$ 15,36 milhões, que dividido em 5 tranches, conforme ciclo tarifário da EAC. Nesse processo, está considerada a segunda parcela no valor de R\$ 3,9 milhões em prol da modicidade tarifária, com efeito de -0,41%.

## V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

39. A Tabela 16 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de dezembro/2025 a novembro/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 dezembro/2024 a novembro/2025.

**Tabela 16 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE**

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	307.744,76	2.112.855,02	2.420.599,78
Subsídio Rural	(6,71)	-	(6,71)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(1.350,94)	3.552,45	2.201,51
Subsídio SCEE	1.350.744,03	2.508.652,30	3.859.396,32
<b>Total</b>	<b>1.657.131,14</b>	<b>4.625.059,76</b>	<b>6.282.190,90</b>

#### IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

40. 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; o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 3/2018-ANEEL; e a Lei n. 15.269 de 24/11/2025.

#### V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

41. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 3/2018, no que consta do Processo nº 48500.003999/2025-09 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, conclui-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da EAC, com vigência a partir de 13 de dezembro de 2025, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 11,54%. Sendo de 20,24% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 9,51% 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 EAC;
- 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; e
- v) pela homologação do valor a ser repassado pela CCEE à distribuidora associado ao disposto no art. 2ª-G da Lei n. 13.203 de 2015, incluído pela Lei n. 15.269/2025, com vistas a modicidade tarifária do mercado regulado em 2025.

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

(Assinado digitalmente)

**DANIEL MARCIO ABREU BORGES**

Técnico Administrativo

(Assinado digitalmente)

**FABIANO COSTA CAMILO CARVALHO**

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)

**LEONARDO DE ARAÚJO SILVA**

Coordenador de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)

**ROBSON KUHN YATSU**

Gerente de Gestão Tarifária

**De acordo:**

(Assinado digitalmente)

**DENIS PEREZ JANNUZZI**

Superintendente Adjunto 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
Cedília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Raquel Alves Carvalho	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Wendell Casemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Aline Moura de Melo Souza	Encargos de RB e Conexão
Equipe	Atividade

## ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

1. A distribuidora e demais agentes do setor não apresentaram pleitos excepcionais que não tenham sido previamente examinados em processos tarifários anteriores ou que não estejam atualmente em discussão em consultas públicas em curso.

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

2. 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<sup>[11]</sup>. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	22.480.453,76	0,00	22.480.453,76	23.809.003,92	25.525.420,34
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	22.916.968,32	-689.753,62	22.227.214,69	24.305.895,21	26.058.133,05
Compra de Energia	-18.942.093,17	29.348.633,00	10.406.539,84	10.906.145,65	11.692.381,29
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	2.979.860,40	0,00	2.979.860,40	3.220.299,79	3.452.454,63
ESS	574.648,05	-1.884.838,29	-1.310.190,24	-1.387.759,22	-1.487.804,26
<b>CVA Total</b>	<b>30.009.837,36</b>	<b>26.774.041,09</b>	<b>56.783.878,45</b>	<b>60.853.585,35</b>	<b>65.240.585,05</b>

\* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 13,86%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

3. 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.

4. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 6,94% e está detalhado no gráfico a seguir:

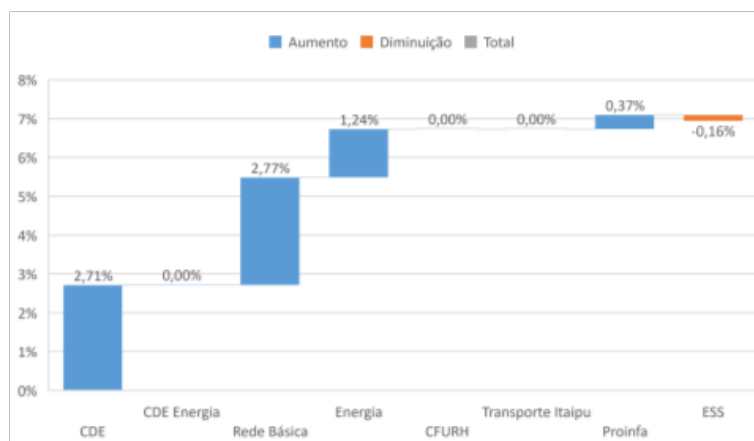


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

5. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 2,15% de redução no reajuste das tarifas.

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

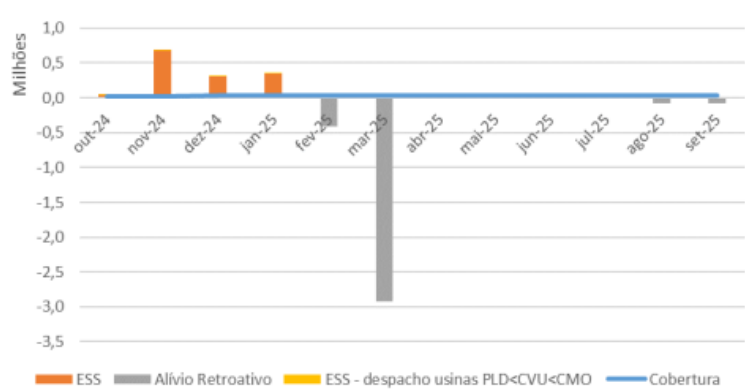
ESS/EER

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

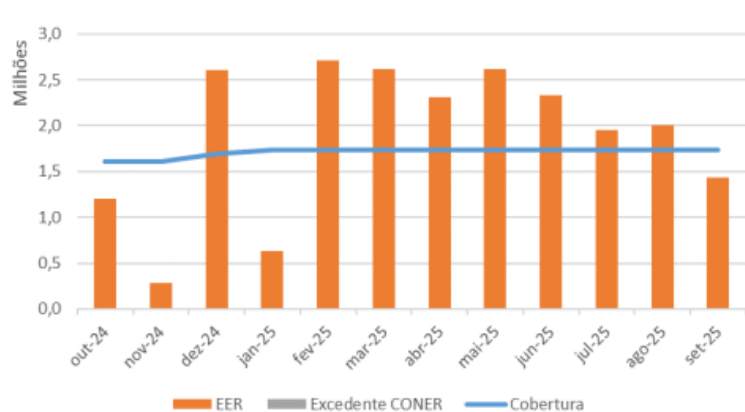
**Tabela I.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE**

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
out-24	43.732,07	1.206.378,50	-	-	12.506,00
nov-24	674.238,83	287.621,33	-	-	23.087,15
dez-24	302.763,75	2.608.564,33	-	-	13.771,18
jan-25	350.842,50	636.666,95	-	-	8.402,23
fev-25	-57,74	2.716.013,23	-	-413.618,23	8.366,72
mar-25	-11.653,35	2.620.302,86	-	-2.909.724,79	4.933,55
abr-25	-805,54	2.313.960,60	-	-15.603,31	604,52
mai-25	18.708,01	2.612.476,45	-	-321,87	9.198,08
jun-25	-2.280,40	2.335.323,95	-	-	135,45
jul-25	-11.376,90	1.954.990,30	-	-	3.119,45
ago-25	-16.497,28	2.001.132,31	-	-68.593,06	2.089,79
set-25	-11.891,90	1.431.373,45	-	-65.662,23	4.022,47
<b>Total</b>	<b>1.335.722,05</b>	<b>22.724.804,26</b>	<b>0,00</b>	<b>-3.473.523,49</b>	<b>90.236,59</b>

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



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



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

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

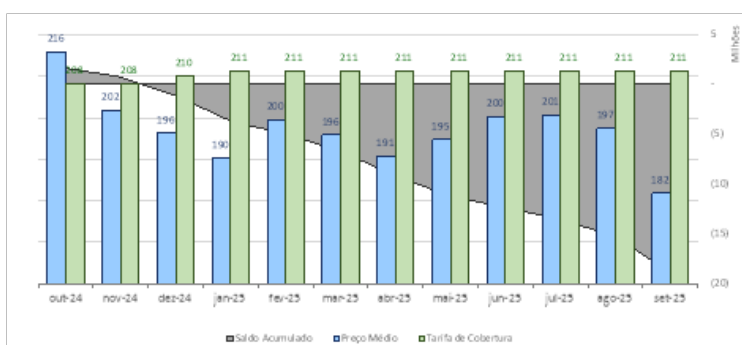
Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(2.047.564,85)	448.861,34	(2.496.426,19)
EER	22.724.804,26	20.571.946,82	2.152.857,44

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.135.568	76,2%
CCEAR-D	239.662	16,1%
MCSD	-	0,0%
CCEN	42.225	2,8%
PROINFA	28.474	1,9%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	80.840	5,4%
CCGF	176.634	11,8%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(212.437)	(14,2%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.490.967</b>	<b>100,0%</b>

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



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

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

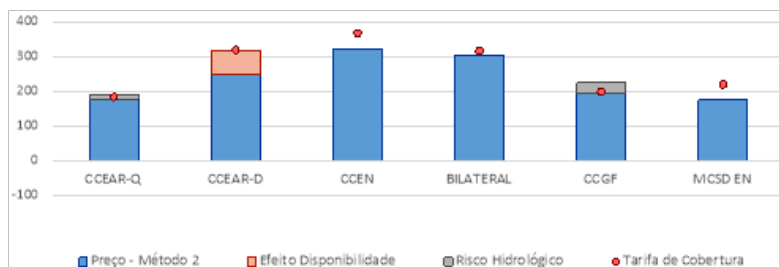
**Tabela I.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3**

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	1.752,67
<b>Acrônimos CCEE</b>	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	16.727.435,09
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 58.441,55
Exposição entre Submercados	4.297.945,96
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	5.594.478,69
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	16.143.127,51
Demais Itens	- 604.556,63
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 115.898,68
MAC - Energia	- 1.185.302,33
Recontabilização dos MAC - Energia	- 21,61
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 10.814.932,30
Ressarcimentos	- 636.953,82
<b>Total</b>	<b>29.348.633,00</b>

**Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE**

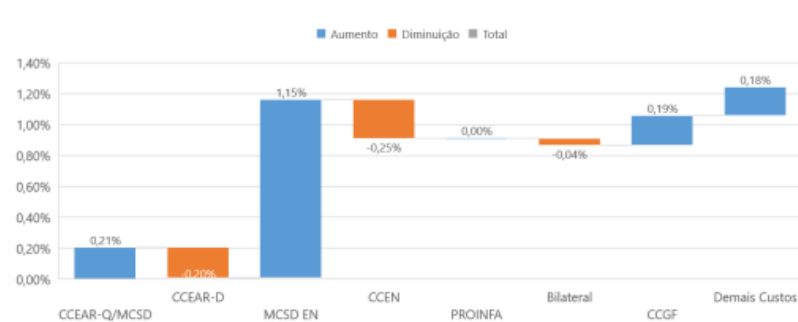
Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 47.880,17
Efeito do CCGF	- 16.955,41
Efeito do CCEN	1.162,83
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	- 375,39
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 51.850,54
<b>Total</b>	<b>- 115.898,68</b>

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



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

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 1,24% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.



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

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

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>-0,22%</b>
CCEAR-Q/MCS D	-0,95%
MCS D EN	1,15%
CCEN	-0,24%
Itaipu	0,00%
Bilateral	-0,04%
CCGF	-0,13%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>1,47%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,29%
Demais Custos	0,18%
<b>Total</b>	<b>1,24%</b>

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

15. O efeito positivo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, do repasse de energia via MCS D EN a preço médio abaixo da tarifa de cobertura.

#### Glosa de Energia

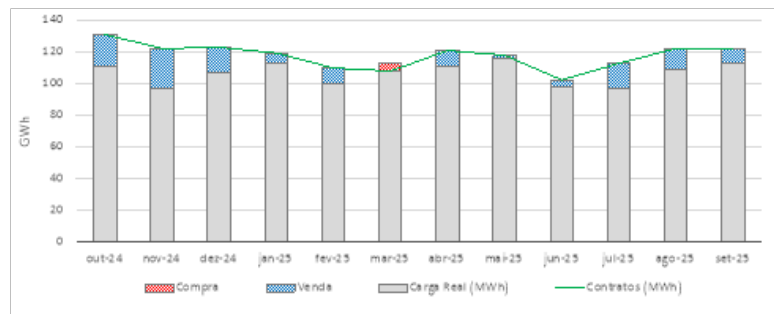
16. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real inferior à energia requerida regulatória, não houve aplicação do ajuste da glosa de energia.

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
out-24	109.509	132.525	138.254	0	217,61	208,18	0
nov-24	98.927	116.122	121.142	0	209,23	208,18	0
dez-24	96.164	118.322	123.437	0	204,12	210,04	0
jan-25	92.841	115.224	120.206	0	200,06	211,22	0
fev-25	90.808	102.198	106.616	0	207,77	211,22	0
mar-25	88.810	115.345	120.332	0	214,70	211,22	0
abr-25	89.943	113.242	118.138	0	207,21	211,22	0
mai-25	95.511	118.376	123.494	0	206,71	211,22	0
jun-25	88.590	100.445	104.788	0	222,81	211,22	0
jul-25	80.961	98.950	103.227	0	220,51	211,22	0
ago-25	90.182	111.922	116.761	0	216,05	211,22	0
set-25	93.983	115.644	120.644	0	198,45	211,22	0
out-25	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.116.229</b>	<b>1.358.316</b>	<b>1.417.040</b>	<b>0</b>	<b>210,26</b>	<b>210,56</b>	<b>0,00</b>
<b>% perda s. mercado venda</b>		<b>21,69%</b>	<b>26,95%</b>				

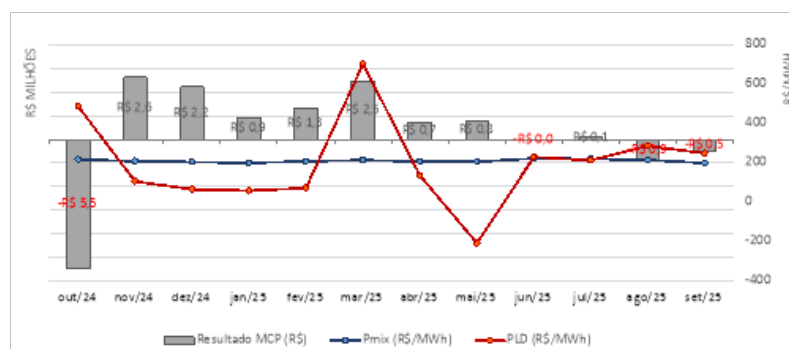
**Resultado no Mercado de Curto Prazo**

- 17. 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.
- 18. O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/10/2024 e 01/09/2025, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ (R\$1.012.162,84) a preços de novembro/2025.
- 19. No ano civil de 2024, houve sobrecontratação de energia de 291.799 MWh que representa 19,59% 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.
- 20. 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\$ -81.164,02.
- 21. 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\$ -1.093.326,86, já atualizado para preços de novembro/2025, com impacto de 0,12% no reajuste das tarifas.
- 22. O gráfico a seguir apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.



**Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP**

- 23. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo<sup>[12]</sup> 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

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

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

Itens	Impacto
<b>I - Impacto na CVA*</b>	<b>1,29%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	0,33%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,16%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,20%
<b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>	<b>-2,09%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,68%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,41%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
<b>III - Receitas de MCP e ESS</b>	<b>0,25%</b>
Resultado MCP	-R\$1.093.326,86
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$4.944.750,35
ESS + CONER	-R\$1.487.804,26
<b>IV - Receita Excedente (I + II + III)</b>	<b>-0,55%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,24%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,17%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,13%

\* Já descontada as receitas da Conta Bandeira  
\*\* Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

25. 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 -0,55%.

26. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de -0,05%<sup>[13]</sup>.

**Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual**

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>-0,22%</b>
CCEAR-Q/MCSD	-0,95%
MCSD EN	1,15%
CCEN	-0,24%
Itaipu	0,00%
Bilateral	-0,04%
CCGF	-0,13%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>0,18%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,18%
<b>Total</b>	<b>-0,05%</b>

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

27. 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 01/10/2024 e 01/09/2025, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 9,44%.

## 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 042/2009 (Aditivos: 24 a 26).
- 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 à Transmissora envolvidas no processo. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.

- **Transmissora Acre SPE S.A.:** BRU nº 032-10/2025 SEI: 0219450.
- **Transmissora Eletronorte:** CTA- RR|RGTRRG-01567/2025 SEI: 0223992
- **Distribuidora Energisa Acre:** ENERGISAAC/VPR-ANEEL/Nº 021/2025 SEI: 0222988

8. Excetuando-se a transmissora EDP Norte, que não apresentou resposta ao ofício encaminhado contendo os dados técnicos preliminares relativos à Rede Básica e à Conexão, os demais agentes manifestaram anuência quanto as informações e valores disponibilizados.

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 - EAC (R\$)	RTP 2025 - EAC (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	3.017,98	5.390,03	78,60%
MUST Fora-Ponta	3.071,18	5.438,07	77,07%
Contratação Geral	6.089,16	10.828,10	77,83%
TUST-rb	6.690,30	9.401,54	40,52%
TUST-rbf	3.801,30	1.980,20	-47,91%
Despesa da Rede Básica	40.738.395,63	101.800.858,48	149,89%
Despesa da Rede Básica Fronteira	23.146.806,59	21.442.259,16	-7,36%
Despesa Total RB/RBF	63.885.202,22	123.243.117,64	92,91%
Conexão (parcela repassável)	2.388.597,83	4.801.453,36	101,02%

#### Encargo de Uso de Rede Básica

10. Os custos totais associados à Rede Básica (RB) apresentaram uma elevação de **92,91%**, decorrente, predominantemente, do incremento observado na contratação geral dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) – da ordem de 77,83%, tanto em período de ponta quanto fora de ponta, bem como à variação da TUST atual em relação ao ciclo anterior. A variação de contratação está associada diretamente ao primeiro ciclo tarifário no qual a contratação do ponto TUCUMÃ 69 kV foi integral (12 meses), bem como à entrada em operação do ponto CRUZEIRO SUL 69 kV. Em relação à variação da TUST, parte do aumento está associado ao resultado da revisão 2025 da RAP das transmissoras licitadas (REH nº 3.475, de 17 de junho de 2025), bem como ao resultado do processo anual de reajuste das transmissoras (REH nº 3.481, de 15 de julho de 2025).

## ☐ Conexão

11. Os custos relativos aos Encargos de Conexão apresentaram uma variação de **101,02%**, decorrente, principalmente: (i) da entrada em operação das conexões associadas à subestação CRUZEIRO SUL 69 kV; e da aplicação dos índices inflacionários previstos no processo de reajuste tarifário.

## ☐ 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

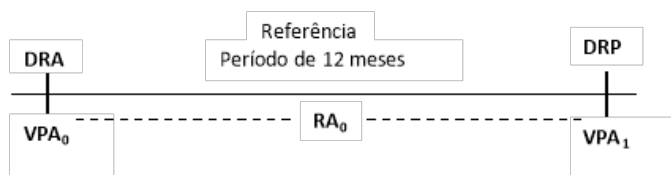
13. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu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

14. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA<sub>0</sub>) 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.

15. 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;

16. 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.

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



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

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

onde:

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

**VPA<sub>1</sub>** - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

**RA<sub>0</sub>** - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

**VPB<sub>0</sub>** - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de

Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

**VPA<sub>0</sub>** - 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

19. 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

20. 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.

#### C. Cômputo da Parcela A

21. 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.

22. 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

23. 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

24. 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;

25. 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**

26. 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 .**

27. 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 .**

28. 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**

29. 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)**

30. 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**

31. 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.

32. 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**

33. 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.

34. 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**

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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**

39. 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**

40. 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**

41. 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.

42. 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”.

43. 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.

44. 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**

45. 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.

46. 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.

47. 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[14].

48. 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**

49. 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.

50. 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.

51. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits[15] considerando o período de referência em questão.

52. 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.

53. 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**

54. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela “B”, VPB<sub>0</sub>, considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

55. onde:

*RA<sub>0</sub>* - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

*VPA<sub>0</sub>* - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

56. Já o valor da Parcela “B” (VPB<sub>1</sub>) 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.

57. O Fator X[16] 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.

58. 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

59. 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.

60. 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

61. 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<sup>[17]</sup>.

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

### 1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

63. 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

64. 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 <sup>[18]</sup>.

Em observância ao Submódulo 4.2 e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA<sub>ENERGIA</sub> e na CVA<sub>ESS/ERR</sub>, 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.

65. 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

66. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET<sup>[19]</sup>, aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

### 5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

67. 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

68. 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[20] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

#### IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

69. 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.

70. 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.

71. 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.

72. 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 CVAENERGIA, da CVAESS/EER da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

#### V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

73. 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.

74. 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 0227333

[2] Documento SEI nº 0241778

[3] Documento SEI nº 0239489

[4] Documento SEI nº 0250685

[5] Documento SEI nº 0250686

[6] Documento SEI nº 0250688

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

[8] Banco de dados criado pela STR utilizando-se da plataforma ConectANEEL.

[9] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[10] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[11] 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.

[12] 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).

[13] 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.

[14] 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.

[15] 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.

[16] Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

[17] 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>

[18] 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.

[19] [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703\\_Proret\\_Submod\\_4\\_3\\_V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf)

[20] [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845\\_Proret\\_Submod\\_4\\_4\\_V5.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf)

**sei!**

Documento assinado eletronicamente por **Daniel Marcio Abreu Borges, Técnico Administrativo**, em 03/12/2025, às 18:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

**sei!**

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 03/12/2025, às 18:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

**sei!**

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Paiva Rodrigues, Especialista em Regulação**, em 03/12/2025, às 19:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

**sei!**

Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 04/12/2025, às 07:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

**sei!**

Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 04/12/2025, às 10:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

**sei!**

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 04/12/2025, às 10:49, 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](https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0252436** e o código CRC **B8D2CD74**.