NOTA TÉCNICA Nº 76/2025-STR/ANEEL

Referência: 48500.903317/2024-79

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. – EMS 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 Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. – EMS, a vigorar a partir de 8 de abril de 2025, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 1/1997 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo III desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A EMS, sediada na cidade de Campo Grande - MS, atende aproximadamente 1,15 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R$ 4,33 bilhões.

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

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	979.497	224.811	39,6%
Industrial	6.926	181.702	32,0%
Comercial	75.079	59.489	10,5%
Rural	77.972	51.401	9,1%
Iluminação Pública	2.411	15.094	2,7%
Poder Público	9.657	22.510	4,0%
Serviço Público	1.462	9.097	1,6%
Demais classes	878	2.997	0,5%
Total	**1.153.882**	**567.102**	**100%**

Fonte: SAMP – competência fevereiro/2025.

4. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.316, de 2 de abril de 2024, a Reajuste Tarifário Anual da EMS de 2024 representou, em média, uma variação das tarifas de -1,61%

5. Em 04 de novembro de 2024, a STR encaminhou à SFF, o Memorando nº 137/2024-STR/ANEEL, solicitando a validação dos valores dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras, e à SGM o Memorando nº 141/2024-STR/ANEEL.

6. Em 12 de março de 2025, a STR recebeu o Memorando nº 71/2025-SFF/ANEEL[1], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

7. Em 10 de março de 2025, a SGM, por meio do Memorando nº 29/2024-SGM/ANEEL[2], encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela EMS.

8. Em 11 de março de 2025, foi deliberado pela diretoria colegiada o resultado da Consulta Pública nº 9/2024, que tratou da Análise de Impacto Regulatório - AIR das alternativas de cálculo da energia requerida e das perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os efeitos da Minigeração e Microgeração Distribuída - MMGD e a necessidade de padronização dos dados do Balanço Energético de Perdas. A Nota Técnica nº 53/2025-STR/ANEEL, de 28 de fevereiro de 2025, que propôs a alternativa para o cálculo da energia requerida e das perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os efeitos da Minigeração e Microgeração Distribuída – MMGD, recomenda que os efeitos sejam considerados a partir dos processos tarifários de 2025. Dessa forma, entende-se que os efeitos decorrentes do resultado da CP nº 09/2024, conforme proposta da Nota Técnica nº 53/2025-STR/ANEEL, e disposto na REN 1.114/2025 devem ser considerados nesse processo tarifário de 2025 da EMS.

9. Por meio da Carta ENERGISAMS/VPR-ANEEL/Nº021/2025[3], de 24 de janeiro de 2025, a concessionária solicitou ajuste na relação de mercado medido e faturado da planilha de cálculo de perdas regulatórias, o que foi acatado por esta STR. Naquela mesma correspondência a EMT oficializou solicitação sobre o que denomina "ajuste de efeito de inversão de fluxo na fronteira da Rede Básica", assunto a ser analisado pela STR em conjunto com outras UORGs envolvidas, com eventual repercussão em próximos processos tarifários.

10. Em 25 de março de 2025, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais[4] que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei n° 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada

pela Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004

11. Em 25 de março de 2025, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET, a STR encaminhou, por e-mail, a proposta de cálculo do reajuste tarifário ao conselho de consumidores e à EMS[5].

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

12. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2024 da EMS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 1,39%, sendo de 2,44%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 1,01%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio por Subgrupo

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	2,44%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	1,01%
Efeito Médio AT+BT	**1,39%**

13. O efeito médio de 1,39% 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;

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

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

15. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em0,40%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 3,10%, conforme Tabela 3:

Tabela 3: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	DRA (R$)	DRP (R$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	2.577.721.046	2.595.099.426	0,7%	0,40%	57,8%
Encargos Setoriais	792.259.758	840.108.946	6,0%	1,10%	18,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.813.405	8.497.644	8,8%	0,02%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	455.152.045	511.870.799	17,6%	1,77%	11,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	72.785.227	-	-100,0%	-1,68%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(19.185.217)	0	-100,0%	0,44%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	80.695.153	79.109.675	-2,0%	-0,04%	1,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE G D	28.914.618	28.205.892	-2,5%	-0,02%	0,6%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	89.167.909	99.619.922	11,7%	0,24%	2,2%
PROINFA	59.574.262	73.921.607	24,1%	0,33%	1,6%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	37.204.626	38.747.027	4,1%	0,04%	0,9%
ONS	137.731	136.380	-1,0%	-0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	455.075.962	401.487.888	-11,8%	-1,24%	8,9%
Rede Básica	255.886.993	242.691.888	-5,2%	-0,30%	5,4%
Rede Básica Fronteira	57.462.246	59.321.087	3,2%	0,04%	1,3%
Rede Básica ONS (A2)	1.744.521	1.838.581	5,4%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	18.545.638	16.275.936	-12,2%	-0,05%	0,4%
Transporte de Itaipu	36.954.688	26.345.073	-28,7%	-0,24%	0,6%
Conexão	73.032.359	42.905.655	-41,3%	-0,69%	1,0%
Uso do sistema de distribuição e CCD	11.449.517	12.109.668	5,8%	0,02%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	1.330.385.325	1.353.502.591	1,7%	0,53%	30,1%
PARCELA B	1.761.029.441	1.895.681.472	7,6%	3,10%	42,2%
IRT	4.338.750.487	4.490.780.898		3,50%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		- 145.058.097		-3,13%	
CVA em processamento - Energia		66.404.026		1,43%	
CVA em processamento - Transporte		29.718.552		0,64%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(10.494.813)		-0,23%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(4.212.162)		-0,09%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(28.109.669)		-0,61%	
Financeiro CDE Eletrobras		(1.303.450)		-0,03%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		(2.383.733)		-0,05%	
Sobrecontratação		17.577.306		0,38%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	de Energia	915.191		0,02%	
Reversão de Risco Hidrológico		(96.807.782)		-2,09%	
Previsão de Risco Hidrológico		95.222.528		2,06%	
Ajuste CUSD		1.075.002		0,02%	
Créditos de Pis/Cofins		(88.369.040)		-1,91%	
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(2.736.519)		-0,06%	
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(2.096.754)		-0,05%	
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)		1.906.356		0,04%	
Reversão de Pgto Conta Escassez TE		(41.106.064)		-0,89%	
Reversão de Pgto Conta Escassez TUSD		(6.822.549)		-0,15%	
Recurso Reajuste 2024		5.675.150		0,12%	
Quitação Conta Escassez		(79.109.675)		-1,71%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				1,02%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				1,39%	

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

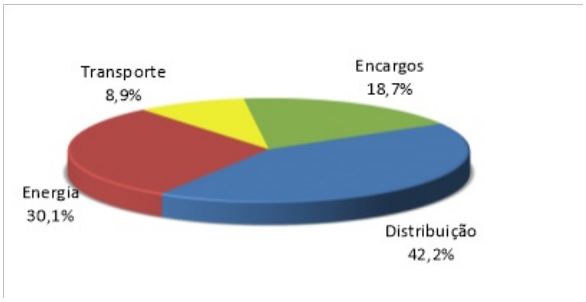


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

17. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos[6], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 16,88% para o ICMS e 5,24% para o PIS e COFINS (total de 22,12% por dentro), o que equivale a uma majoração de 28,4% 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

18. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

19. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMS é de abril/2024 a março/2025.

IV.3. Receita Anual

20. 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$4.333.467.446,17, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R$)
Fornecimento	4.435.531	3.621.169.546
A2 (88 a 138 kV)	561	747.402
A3 (69 kV)	16.736	9.139.332
A3a (30 kV a 44 kV)	176.383	151.923.819
A4 (2,3 kV a 25 kV)	567.532	443.167.221
BT (menor que 2,3 kV)	3.674.320	3.016.191.773
Demais Livres	2.053.543	611.605.748
Distribuição	27.799	5.216.008
Geração	-	95.476.145
Total	**6.516.873**	**4.333.467.446**

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

21. 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	DRA (R$)	DRP (R$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.813.405	8.497.644	onforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	435.152.045	511.870.799	NT 187/2024 - CP 38/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	72.785.227	-	Previsão
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(19.185.217)	0	Previsão
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	80.695.153	79.109.675	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	28.914.618	28.205.892	REH 3.426/2024
Compensação financeira - CFURH	-	-	-
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ ERCAP	89.167.909	99.619.922	DSP 3/2025
PROINFA	59.574.262	73.921.607	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	37.204.626	38.747.027	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	137.731	136.380	Contribuição 2025
Total de Encargos Tarifários	**792.259.758**	**840.108.946**	

22. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 6,0%, impactou o efeito médio em 1,10%. Esse impacto decorre, principalmente: (i) da cota nula CDE Eletrobras que contribuiu para um aumento de 0,41%[7]; (ii) das novas cotas para o PROINFA com um aumento de 0,33%; (iv) da variação da cota de CDE USO, com impacto de 1,77%[8]; e (v) da variação dos encargos de Serviço de Sistema e Energia de Reserva bem como o início da vigência do Encargo de Reserva de Capacidade de Potência- ESS/EER/ERCAP, com impacto de 0,24%.

23. Contribuiu de forma negativa para o efeito médio destaca a variação da cota de CDE Conta-Covid, com impacto de -1,68%, em razão da quitação desse encargo.

24. Cabe esclarecer que, para a Conta Escassez Hídrica, quitada antecipadamente em setembro de 2024 em conjunto com a Conta Covid, permanece a cobertura econômica originalmente prevista para 2025 sendo que o efeito dessa quitação está sendo concedido por meio de financeiro negativo de mesmo valor, o qual é arrecadado via TE, o que possibilita o benefício exclusivo dos consumidores cativos, conforme proposto na Consulta Pública nº 29/2024.

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R$)	DRP (R$)
Rede Básica	255.886.993	242.691.888
Rede Básica Fronteira	57.462.246	59.321.087
Rede Básica ONS (A2)	1.744.521	1.838.581
MUST Itaipu	18.545.638	16.275.936
Transporte de Itaipu	36.954.688	26.345.073
Conexão	73.032.359	42.905.655
Uso do sistema de distribuição	11.449.517	12.109.668
Total dos Custos de Transporte	**455.075.962**	**401.487.888**

26. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de -11,8%, impactaram o efeito médio em -1,24%.

27. Essa variação decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2024-2025, aprovadas em julho de 2024, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.348 e nº 3.349, ambas de 16 de julho de 2024, bem como das novas tarifas de uso do sistema de distribuição da ESS e EMT para a EMS.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	5,68%	6,81%	REH 3.181/2023
Técnica (s/ merc. injetado)	9,95%	9,95%	REH 3.181/2023
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,21%	1,37%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	3.674.320	3.674.320	SAMP

29. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a EMS 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	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total (Cativos + Livres)	**5.313.887**	**5.313.887**
Fornecimento	5.313.887	5.313.887
Consumidores Livres	2.095.500	1.120.025
Perdas Totais	**1.120.025**	**1.224.888**
Perdas Rede Básica	63.080	66.642
Perdas na Distribuição	1.056.945	1.158.246
Perda Não Técnica	208.782	302.119
Perda Técnica	848.163	856.127
Energia Requerida (Cativo + Perdas)	**6.433.912**	**6.538.775**

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

30. As fontes de informações referentes a montante e preço, por tipo de contrato, constam da tabela seguinte.

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 3.297/2023
Bilaterais	Montante e preço	Memorando nº 29/2025-SGM/ANEEL
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.225/2023
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.291/2023
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.431/2024 e REH 3.420/2024
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

31. 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	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Despesa (R$)
Bilateral	193.246	176.923	369,22	65.324.252
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	**3.274.290**	**2.997.722**	**301,09**	**902.573.852**
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.176.492	1.992.651	330,37	658.304.239
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	746.344	683.303	264,96	181.044.802
Madeira e Belo Monte	351.454	321.768	196,49	63.224.811
Energia Base	**1.922.901**	**1.768.780**	**218,01**	**385.604.487**
Cota Angra I/Angra II	187.411	171.581	308,74	52.973.785
Cotas Lei n º 12783/2013	708.754	648.888	202,02	131.086.606
Itaipu (tirando as perdas)	928.474	850.049	237,10	201.544.096
PROINFA	98.263	98.263	-	-
Total	**5.197.191**	**4.943.425**	**273,80**	**1.353.502.591**

32. 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

	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R$/MWh)		
Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	62.170	-	-100,0%	321,41	-	-100,0%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.072.920	2.176.492	5,0%	309,48	330,37	6,7%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	745.117	746.344	0,2%	251,94	264,96	5,2%
Madeira e Belo Monte	351.454	351.454	0,0%	186,42	196,49	5,4%
Cota Angra I e Angra II	189.261	187.411	-1,0%	355,16	308,74	-13,1%
Cotas Lei n º 12.783/2013	889.455	708.754	-20,3%	178,46	202,02	13,2%
Itaipu	946.248	928.474	-1,9%	204,95	237,10	15,7%
Bilateral	193.246	193.246	0,0%	349,95	369,22	5,5%
Proinfa	95.201	98.263	3,2%	-	-	0,0%
Sobra (-) / Exposição (+)	(280.888)	(447.012)	59,1%	255,89	279,35	9,2%
TOTAL	**5.264.184**	**4.943.425**	**-6,1%**	**252,72**	**273,80**	**8,3%**

33. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMS, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 0,53%. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

34. Esse impacto decorre principalmente de Itaipu (contribuição de 0,34% para o efeito), das Cotas Lei nº 12.783/2013 (contribuição de 0,34% para o efeito) e dos CCEAR (contribuição de 0,41%). Por outro lado, as Cotas de Angra I e II contribuíram para uma redução de -0,30%.

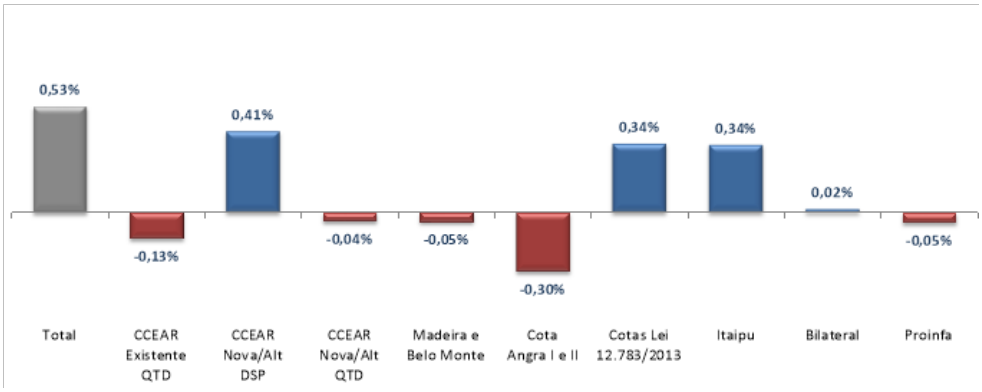


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

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 - DRA (R$)	1.761.029.441	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	9,29%	FGV
(3) Fator X	1,65%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,43%	REH 3.181/2023 ou Pd Ex-Post
(3.2) Componente T do Fator X	1,39%	REH 3.181/2023
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,17%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R$) = [(1)*((2)-(3))]	**1.895.681.472**	

36. A atualização da Parcela B representou 3,10% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de 9,29%, no período de referência, descontada do Fator X.

37. Tendo em vista que dados de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora do ano de 2024 ainda não foram disponibilizados à STR, para a apuração do componente Q do Fator X, formam utilizados dados de 2023. Sendo assim, a STR deverá realizar ajustes devidos, de ofício e de forma retroativa, no próximo processo tarifário de 2025 da concessionária.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R$)	Participação
CVA em processamento - Energia	66.404.026	1,43%
CVA em processamento - Transporte	29.718.552	0,64%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(10.494.813)	-0,23%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(4.212.162)	-0,09%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(28.109.669)	-0,61%
Financeiro CDE Eletrobras	(1.303.450)	-0,03%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	(2.383.733)	-0,05%
Sobrecontratação	17.577.306	0,38%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia	915.191	0,02%
Reversão de Risco Hidrológico	(96.807.782)	-2,09%
Previsão de Risco Hidrológico	95.222.528	2,06%
Ajuste CUSD	1.075.002	0,02%
Créditos de Pis/Cofins	(88.369.040)	-1,91%
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)	(2.736.519,3170)	-0,06%
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(2.096.754,0791)	-0,05%
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)	1.906.356	0,04%
Reversão de Pgto Conta Escassez TE	(41.106.064)	-0,89%
Reversão de Pgto Conta Escassez TUSD	(6.822.549)	-0,15%
Recurso Reajuste 2024	5.675.150	0,12%
Quitação Conta Escassez	(79.109.675)	-1,71%
Total	**(145.058.097)**	**-3,13%**

39. Conforme indicado na tabela acima, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -3,13% 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 1,85%)**. 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 **1,43%, 0,64% e -0,23%**.

b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de 0,38%). Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE.

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

c) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021) . Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; e (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. Por meio do sistema "Conecta ", a EMS informou que o volume contabilizado desde 2007 até o presente processo que resultou no valor total de R$ 7,3 milhões. Como nos processos anteriores já havia sido revertido o valor de R$ 6,5 milhões em favor do consumidor, para o presente processo foi a diferença em favor da concessionária de R$ 1,9 Milhões, o que representa um efeito de 0,04% no resultado;

d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes Por correspondência, foi solicitado à EMS 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$ 4,8 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,10%.

e) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás. Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à EMS em abril de 2024, conforme Despacho nº 1.239/2024, e os valores faturados pela distribuidora no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de aproximadamente R$ 1,3 milhão, implicando no efeito de -0,03%; e

f) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (-1,91%)**.** 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 EMS já teria aproveitado R$ 571,5 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre julho/2021 e março/2025. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R$ 594,4 milhões (valores históricos atualizado) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2024, e considerando-se a reversão previsão de compensação mensal de 9,2 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R$ 88,3 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação.

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

Item	Total Nominal	Total Atualizado (abril/2025)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até março/2025)	483.551.274	585.207.892
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até março/2025)	(9.757.230)	(13.575.165)
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		571.632.727
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2022	(151.740.000)	(214.911.224)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2023	(210.585.736)	(263.273.488)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2024	(104.623.477)	(116.421.504)
(ii) Total de reversões		(594.606.216)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		(22.973.489)
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		143.793.096
Projeção mensal de compensações futuras		9.278.544
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		111.342.529
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		88.369.040

g) Quitação da Conta Escassez Hídrica (Efeito de -1,72%). Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.232/2024, por meio do 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 Eletrobrás para a quitação das contas Covid e de Escassez Hídrica deverão ser utilizados, exclusivamente, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado (cativos). Neste sentido, em atendimento ao comando legal, está sendo considerado no presente processo tarifário, de forma provisória, financeiros negativos a serem faturados via Tarifa de Energia – TE, no valor total de R$ 79,1 milhões, montante equivalente aos itens econômicos do encargo Conta Escassez Hídrica[10]. Cabe observar que o tema é objeto da Consulta Pública nº 29/2024[11].

h) Restituição de Cobertura tarifária da CDE Escassez TE (meses de setembro de 2024 a março de 2025, com efeito de -1,03%). Refere-se à devolução da cobertura tarifária excedente observada no período de referência, correspondente às competências de setembro de 2024 a março de 2025, cujos pagamentos seriam realizados em outubro de 2024 a abril de 2025, portanto, posteriores à quitação da CDE Conta Escassez. Sendo assim, em conformidade com regra proposta na Consulta Pública nº 29/2024, o valor total atualizado de R$ 47,9 milhões, correspondente a cobertura concedida e não destinada ao pagamento do Encargo Escassez Hídrica das competências citadas, está sendo revertido à modicidade tarifária dos consumidores cativos.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

41. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2025 a março/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 abril/2024 a março/2025.

Tabela 15: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R$)	Previsão (R$)	Valor Mensal (R$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	8.620.062	21.029.432	29.649.494
Subsídio Geração Fonte Incentivada	27.309	1.758.259	1.785.568
Subsídio Irrigante/Aquicultor	534.814	1.595.705	2.130.519
Subsídio SCEE	8.753.270	11.427.090	20.180.360
Total	**17.935.454**	**35.810.487**	**53.745.941**

42. Os seguintes anexos complementam essa Nota Técnica:

a. Anexo I – Metodologia de reajuste tarifário anual para concessionárias de distribuição
b. Anexo II – Relatório de apuração do saldo da CVA e resultados do MCP
c. Anexo III – Relatório de análise dos custos de Rede Básica e Conexão

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

43. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 1/1997-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

44. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 1/1997, no que consta do Processo nº 48500.903317/2024-79 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da EMS, com vigência a partir de 8 de abril de 2025, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 1,39% sendo de 2,44% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 1,01% 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 EMS;

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.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
ÉRIKA BRAGA LORENZATO
Analista Administrativo

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

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

(Assinado digitalmente)
WENDELL CASSEMIRO DA SILVA
Coordenador de Gestão Tarifária de Transmissão

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUNH 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 consta de tabela na página seguinte.

Equipe	Atividade
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador - Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta - Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Coordenador Adjunto - Estrutura Tarifária e Mercado
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
André Valter Feil	Coordenador Adjunto – Encargos e Comercialização
Andrey Vinicius Altoé	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto - Gestão Tarifária de Transmissão

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

I. OBJETIVO

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

2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)[12], os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.

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

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

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

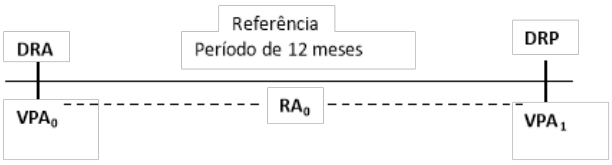
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio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

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

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

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

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



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

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

onde:

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

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

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

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

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

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

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

C. Cômputo da Parcela A

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

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

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

16. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549,

de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

i) o desenvolvimento energético dos Estados;

ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;

iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,

iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,

v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,

vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,

vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e

viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

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

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

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

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

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

v) quota anual da **CDE – 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a. Custo de Rede Básica

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

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

b. Custo de Conexão

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

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

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

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

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

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

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

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

3. Compra de Energia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

39. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica[13].

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

b. Valoração da Compra de Energia

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

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

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits[14] considerando o período de referência em questão.

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

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

D. Cômputo da Parcela B

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

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

$$VPB_1 = VPB_0 x (IGPM – X)$$

onde:

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

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

48. O Fator X[15] é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

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

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

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

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

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET[16].

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

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

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

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

 Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic [17].

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

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

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

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET[18], aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

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

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de imites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET[19] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV.ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

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

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

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

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

V.SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

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

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

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET[20]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

RESULTADOS CVA					
Item	Métodos 1 e 2 (R$)	Método 3 (R$)	Delta Total (R$)	CVA 5ºd útil (R$)	CVAproc (R$)
CDE	16.144.696,35	0,00	16.144.696,35	16.529.513,11	17.662.358,84
CDE Energia	-43.568.732,66	0,00	-43.568.732,66	-44.729.288,52	-47.794.798,27
Rede Básica	27.200.641,48	-795.076,30	26.405.565,17	28.629.030,08	30.591.112,95
Compra de Energia	-107.104.891,73	168.930.587,73	61.825.696,00	62.144.939,70	66.404.026,41
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	-994.239,92	0,00	-994.239,92	-816.595,67	-872.560,84
Proinfa	4.026.839,46	0,00	4.026.839,46	4.121.090,73	4.403.528,58
ESS	32.377.887,47	-19.484.930,75	12.892.956,71	14.256.998,71	15.234.098,28
CVA Total	**-71.917.799,57**	**148.650.580,68**	**76.732.781,11**	**80.135.688,14**	**85.627.765,96**

* 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 13,15%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

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

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 1,85% e está detalhado no gráfico a seguir:

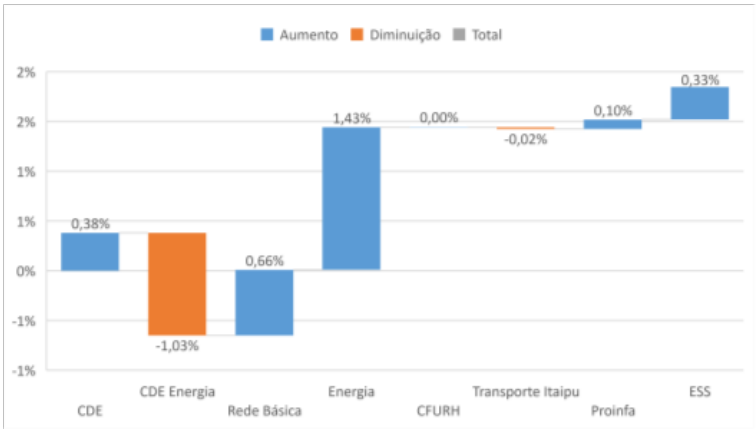


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 1,42% de redução no reajuste das tarifas.

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

ESS/EER

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

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

Competência	ESS (R$)	EER (R$)	Excedente da CONER (R$)	Alívio Retroativo (R$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R$)
jan-24	2.212.423,85	7.900.875,24	-	-	5.546,65
fev-24	146.278,89	8.835.185,77	-	-	267,08
mar-24	1.218.084,70	9.385.598,68	-	-	208,43
abr-24	587.092,47	9.079.859,74	-	-	140,46
mai-24	360.576,85	9.373.514,74	-	-	270.157,53
jun-24	489.933,23	9.391.216,05	-	-	535,58
jul-24	2.149.533,09	9.577.227,62	-	-	4.407,81
ago-24	3.101.866,82	8.849.451,88	-	-	12.058,99
set-24	902.450,97	8.273.734,05	-	-	47.556,00
out-24	178.458,50	5.193.037,89	-	-	64.414,79
nov-24	3.361.814,71	1.231.385,83	-	-	115.735,14
dez-24	1.193.313,78	11.166.272,90	-	-	46.115,45
	-	-	-	-	-
Total	**15.901.827,86**	**98.257.360,39**	**0,00**	**0,00**	**567.143,91**

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

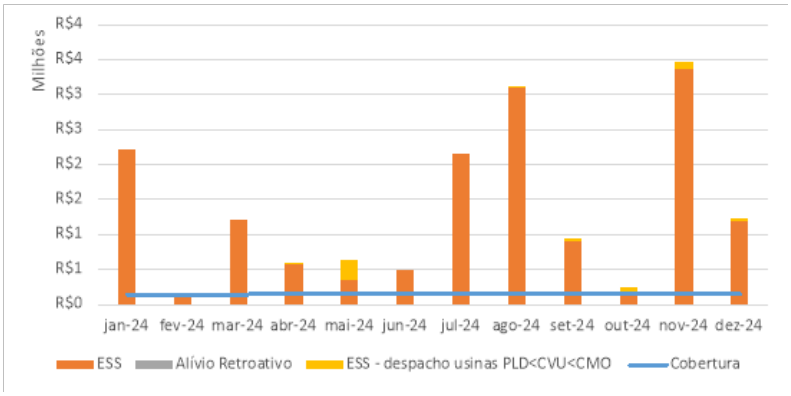


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

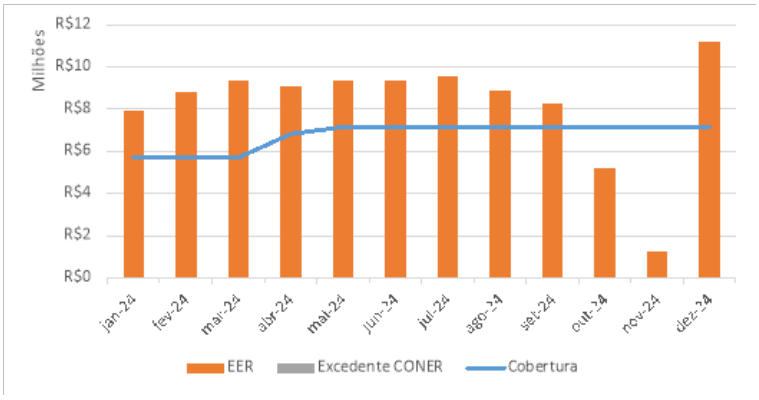


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R$)	Cobertura (R$)	Delta (R$)
ESS	16.468.971,77	1.813.832,41	14.655.139,36
EER	98.257.360,39	81.218.451,61	17.038.908,78

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.141.221	21,5%
CCEAR-D	2.047.691	38,6%
MCSD	-	0,0%
CCEN	189.261	3,6%
PROINFA	95.641	1,8%
Itaipu	954.323	18,0%
BILATERAL	189.698	3,6%
CCGF	938.050	17,7%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(251.644)	(4,7%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	5.304.241	100,0%

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

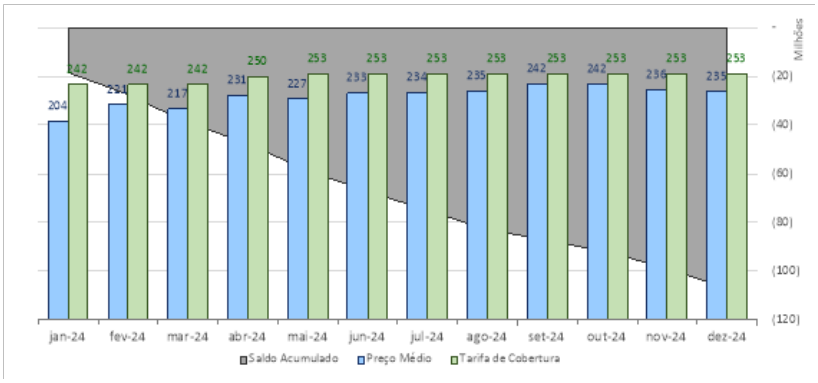


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

Item	R$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 0,01
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	1.805.622,95
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	91.185.127,38
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 1.643.035,56
Exposição entre Submercados	- 763.079,44
Risco Hidrológico - Itaipu	27.694.468,29
Risco Hidrológico - CCGF	19.451.038,27
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	36.229.498,94
Demais Itens	- 2.472.094,43
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 718.022,15
MAC - Energia	640.927,68
Recontabilização dos MAC - Energia	4,45
Receita de Bandeiras Alocada Energia	-
Ressarcimentos	- 2.479.868,64
Total	168.930.587,73

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 809.322,57
Efeito do CCGF	84.480,29
Efeito do CCEN	- 1.518,91
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 33.945,74
Exposição financeira entre submercados	5.353,72
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	36.931,06
Total	- 718.022,15

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

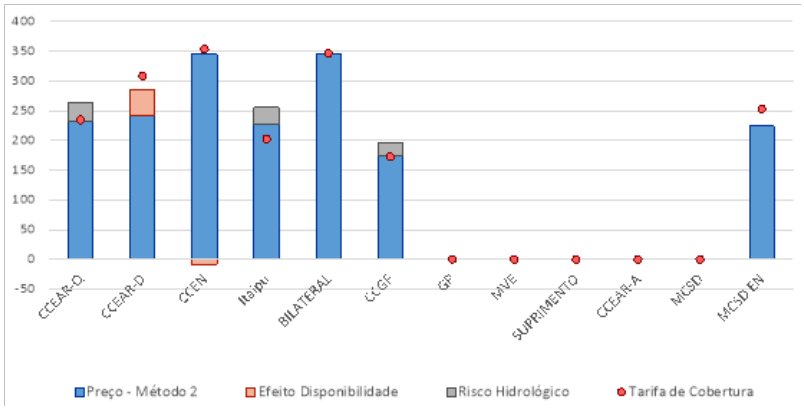


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 1,43% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

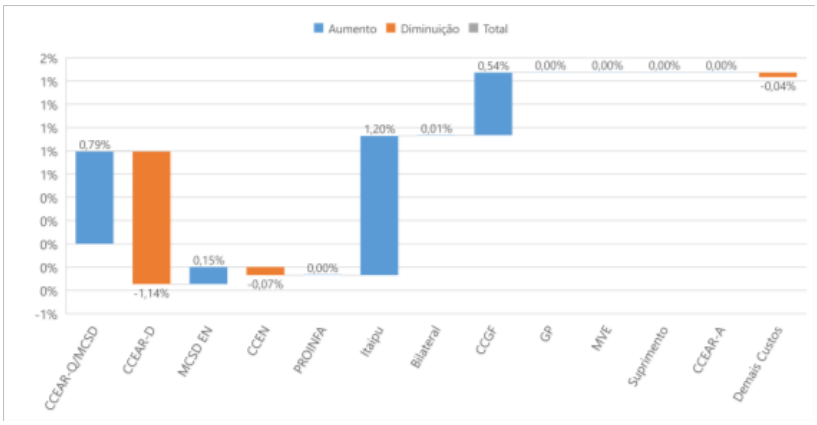


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**0,65%**
CCEAR-Q/MCSD	-0,08%
MCSD EN	0,15%
CCEN	-0,03%
Itaipu	0,53%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,07%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	**0,78%**
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,04%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,86%
Demais Custos	-0,04%
Total	**1,43%**

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

Glosa de Energia

14. 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$)
jan-24	392.501	482.402	512.286	0	219,40	241,62	0
fev-24	380.671	471.469	500.675	0	237,19	241,62	0
mar-24	402.890	534.376	567.479	0	235,02	241,62	0
abr-24	404.598	455.577	483.799	0	250,18	250,13	0
mai-24	374.435	403.772	428.785	0	244,50	252,72	0
jun-24	312.290	353.263	375.147	0	251,27	252,72	0
jul-24	299.541	331.586	352.127	0	254,65	252,72	0
ago-24	304.214	350.284	371.983	0	254,44	252,72	0
set-24	312.088	405.003	430.093	0	267,62	252,72	0
out-24	361.676	456.910	485.214	0	290,91	252,72	0
nov-24	346.593	421.827	447.959	0	254,96	252,72	0
dez-24	369.643	403.371	428.359	0	245,82	252,72	0
jan-25	-	-	-	-	-	-	-
Total	**4.261.140**	**5.069.839**	**5.383.905**	**0**	**249,77**	**249,23**	**0,00**
% perda s. mercado venda		**18,98%**	**26,35%**				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

15. 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, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/01/2024 e 01/12/2024, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R$ 18.329.948,89 a preços de março de 25.
- Para o ano civil de 2024: Sobrecontratação de energia de 228.846 MWh, que representa 4,25% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- 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$ -752.642,85.

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

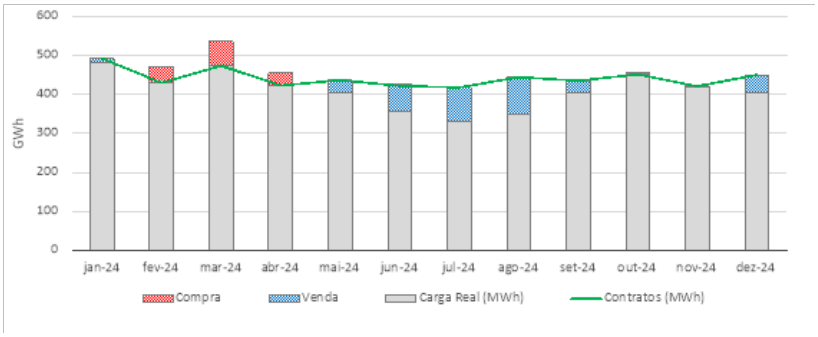


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. 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[21] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

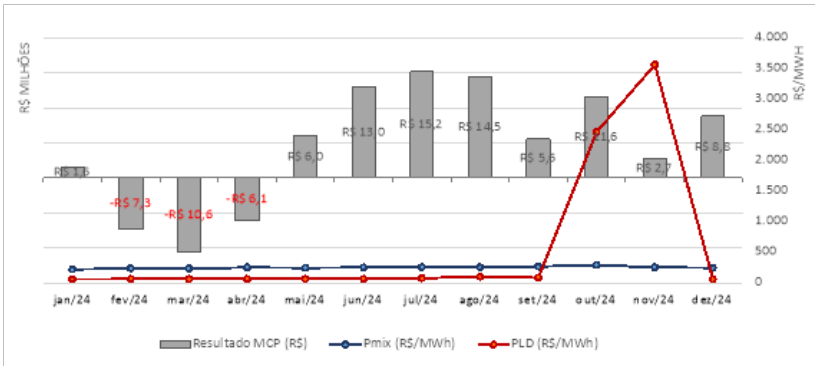


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	**0,86%**
Risco Hidrológico de CCGF	0,47%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,87%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,67%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-1,14%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	**-2,09%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,52%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,01%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,56%
III - Receitas de MCP e ESS	**0,69%**
Resultado MCP	R$17.577.306,04
Diferença de Preços entre Submercados**	-R$863.789,06
ESS + CONER	R$15.234.098,28
IV - Receita Excedente (I +II + III)	**-0,54%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,02%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,06%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,05%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,50%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

19. 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 -0,54%.

20. 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 0,57%[22].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**0,65%**
CCEAR-Q/MCSD	-0,08%
MCSD EN	0,15%
CCEN	-0,03%
Itaipu	0,53%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,07%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	**-0,08%**
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,04%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,04%
Total	**0,57%**

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

21. Cabe aqui ressalvar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período.

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, bem como os MUST considerados em DRP, são aqueles vigentes no momento de aprovação do processo tarifário da distribuidora. As TUST em DRA são aquelas utilizadas no processo tarifário anterior (Proret 3.3).

4. Variações entre a cobertura dos Encargos de Uso considerada no processo tarifário anterior da distribuidora e os montantes efetivamente desembolsados pela concessionária são recompostas pela conta de compensação de variação de custos da parcela a (CVA).

5. Os encargos de conexão são definidos na REH que estabelece a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras, 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 e por decisões específicas da Diretoria e das demais Superintendências da ANEEL.

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

- **TUST em DRP**: [Resolução Homologatória nº 3.349, de 16 de julho de 2024].
- **MUST em DRP**: [CUST 128/2002 – Aditivos 36 a 39].
- **TUST em DRA**: [Resolução Homologatória nº 3.316, de 2 de abril de 2024].
- **Encargos e PA em DRP**: [Resolução Homologatória nº 3.348, de 16 de julho de 2024].

7. No âmbito do processo, foram encaminhados ofícios às transmissoras e à distribuidora para manifestação quanto aos custos considerados no processo. Em resposta, recebemos as seguintes cartas:

- Brilhante: BTE 424179.2025
- COPEL GT: SRG-C/022/2025
- LTC: LTC 422970.2025
- Dourados: SRG-C/022/2025
- CGT Eletrosul: CTA-RRRTT-00224/2025
- CTEEP: CT/RT/204/2025
- Itatim: ITATIM/CG/016/25
- MEZ 9: CT/049/2025
- Neoenergia 11: CT/049/2025
- EMS: ENERGISAMS/VPR-ANEEL/Nº 014/2025

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

- A transmissora Brilhante reforça entendimento no sentido de que a RAP de instalações de ICG/IEG que serão transferidas à distribuidora devem ser recebidas até a data de transferência. Concordamos com o entendimento, com a observação de que a RAP considerada no presente processo se refere ao ciclo 2024-2025 da transmissão. Logo, a preocupação da transmissora será efetivamente considerada no próximo processo tarifário da EMS, quando a RAP do ciclo 2025-2026 será considerada.

- A transmissora Itatim fez comentário semelhante ao da transmissora Brilhante, acrescentando preocupação com a amortização de alguns investimentos. Reforçamos que o presente processo não trata das referidas questões, sendo objeto de tratativa com as áreas de concessões e regulação. Eventualmente, as consequências práticas da transferência comentada serão apresentadas no reajuste da RAP para ciclo 2025-2026.

- A EMS fez comentários apenas quanto à integração da SE PARAÍSO 2, considerada nos custos. Adicionalmente, em 28/01/2025, a distribuidora informou NÃO ter utilizado a modalidade de contratação flexível contratada.

9. A tabela a seguir apresenta a variação dos principais componentes dos custos relacionados aos Encargos de Uso de Rede Básica e Conexão da distribuidora, seguida das considerações e justificativas para essas variações.

	DRA	DRP	Variação
TRANSPORTE	**R$ 455.075.962**	**R$ 401.487.888**	**-11,78%**
Rede Básica	R$ 255.886.993	R$ 242.691.888	-5,16%
Rede Básica Fronteira	R$ 57.462.246	R$ 59.321.087	3,23%
Conexão	R$ 73.032.359	R$ 42.905.655	-41,25%

- **Encargo de Uso de Rede Básica / Rede Básica de Fronteira**

Os custos com conexão à RB/RBF tiveram **variação negativa de 3,62**% entre os processos tarifário de 2024 e 2025. Em síntese, a variação se deve à atualização dos custos de DRA (DRP do processo anterior mais variação inflacionária) terem sido maiores que a variação dos custos nominais de RB/RBF. A variação da contratação da distribuidora aumentou 6,94%.

- **Conexão**

Os custos com Encargos de Conexão tiveram uma **variação negativa de 41,25%.** Esse efeito decorreu, basicamente, dos efeitos retroativos da

postergação de 2023 para 2024 da revisão da CGT ELETROSUL (CC nº 057/2001), conforme homologado pela REH nº 3.344/2024, e da correspondente PA negativa associada a este contrato e processo, além da atualização dos referidos valores da data de referência da RAP (06/2024) até a data de processamento do presente processo.

---

[1] SEI nº 0065299
[2] SEI nº 0063147
[3]SEI nº 48500.010239/2025-40
[4] SEI nº 0073524
[5] SEI nº 0073802
[6] Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência.
[7] A Medida Provisória nº 1.212/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 definiram a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE relacionados às obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021 para quitação das contas Covid e Escassez Hídrica, cujo tratamento está implementado por componente financeiro negativo, conforme proposto na Consulta Pública nº 29/2024.
[8] NT 187/2024 - CP 38/2024
[9] Documento SIC nº 48513.0027642/2024-00.
[10] Destaca-se que o Encargo Conta-Covid foi quitado na totalidade.
[11] Processo SIC nº 48500.002682/2024-66.
[12] O PRORET pode ser acessado em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret.
[13] De acordo com o § 2° do art. 8° da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

[14] 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.
[15] Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.
[16] 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

[17] Em conformidade com os §§ 2° e 3° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1° e 2º do Art. 6° da Resolução n° 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.
[18] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf
[19] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf
[20] 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.
[21] 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).
[22] 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.

Documento assinado eletronicamente por **Érika Braga Lorenzato**, **Analista Administrativo**, em 27/03/2025, às 12:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Wendell Cassemiro Da Silva**, **Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Transmissão**, em 27/03/2025, às 12:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco**, **Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 27/03/2025, às 14:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi**, **Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 27/03/2025, às 14:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva**, **Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 27/03/2025, às 16:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu**, **Coordenador(a) de Regulação Tarifária**, em 28/03/2025, às 09:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0075144** e o código CRC **EDEE7759**.