

Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL

Em 21 de agosto de 2024.

Processo: 48500.005930/2023-40

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. – EPB e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2024.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024 da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. – EPB, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2024, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 19/2001 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 EPB, sediada na cidade de João Pessoa - PB, atende aproximadamente 1,84 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 3,12 bilhões.

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Doc. Sic. 48580.002576/2024-00



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 2 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.590.396	219.956	46,1%
Industrial	4.803	104.972	22,0%
Comercial	115.662	63.977	13,4%
Rural	111.109	21.118	4,4%
Iluminação Pública	1.014	22.526	4,7%
Poder Público	19.832	25.231	5,3%
Serviço Público	1.338	15.258	3,2%
Demais classes	303	4.238	0,9%
Total	1.844.457	477.275	100%

Fonte: SAMP – competência julho/2024.

4. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.250, de 22 de agosto de 2023, no âmbito do Reajuste Tarifário Anual de 2023, no qual foi considerado o agrupamento das áreas de concessão da Energisa Paraíba e Energisa Borborema (EBO), o efeito médio percebido pelos consumidores de cada área foram, respectivamente, -1,46% e 12,83%.

5. No âmbito daquele processo tarifário, foi apresentado pedido de reconsideração pela distribuidora, sendo julgado pela Diretoria Colegiada na 7ª Reunião Pública Ordinária, ocorrida no dia 12 de março de 2024, cujo pedido foi negado por unanimidade, de acordo com o Despacho Aneel nº 733/2024.

6. Pelo Memorando nº 97/2024-SGM/ANEEL¹, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia (SGM) comunicou que não há contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica celebrados pela EPB.

7. Em 21 de agosto de 2024, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais² que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

8. Ainda em 21 de agosto de 2024, 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 EPB³.

¹ Documento SIC nº 48550.001221/2024-00.

² Documento SIC nº 48580.002575/2024-00.

³ Documento SIC nº 48580.002578/2024-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 3 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2024 da EPB conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -1,35%, sendo de 3,22%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -2,39%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consumo	Varição tarifária
Alta Tensão (AT)	3,22%
A3 (= 69 kV)	4,12%
A4 ($\geq 2,3\text{kV} \leq 25\text{kV}$)	3,06%
AS	0,00%
Baixa Tensão (BT)	-2,39%
B1 (Residencial)	-2,44%
B2 (Rural)	-2,31%
B3 (outros)	-2,31%
B4 (Iluminação Púb.)	-2,31%
Efeito Médio (AT + BT)	-1,35%

10. O efeito médio de -1,35% decorre:
- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;
 - (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e
 - (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.
11. 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.
12. Adicionalmente, a diferença nos efeitos observados entre os grupos de alta e baixa tensão pode ser explicada por um ajuste no coeficiente de transição de custos aplicável às classes A3 e A4. Tais medidas tiveram o objetivo de gradualmente alinhar os custos tarifários ao padrão estabelecido pela regulamentação. Vale ressaltar que, durante o processo tarifário de 2023, com o agrupamento da EPB e da EBO, foram implementadas transições de custos específicas para esses subgrupos.
13. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 4 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

efeito médio em -0,38%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,96%, 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]	2.031.316.992	2.019.630.506	-0,58%	-0,38%	64,44%
Encargos Setoriais	419.941.372	404.672.990	-3,64%	-0,49%	12,91%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.980.704	4.223.387	6,10%	0,01%	0,13%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	177.572.773	198.720.777	11,91%	0,68%	6,34%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	42.193.316	22.318.395	-47,10%	-0,64%	0,71%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(19.280.165)	(18.498.043)	-4,06%	0,03%	-0,59%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	19.461.774	18.377.445	-5,57%	-0,03%	0,59%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	11.483.025	14.875.486	29,54%	0,11%	0,47%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	100.092.742	87.915.534	-12,17%	-0,39%	2,81%
PROINFA	58.207.115	50.950.517	-12,47%	-0,23%	1,63%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	26.071.282	25.672.710	-1,53%	-0,01%	0,82%
ONS	158.806	116.781	-26,46%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	310.212.319	271.755.750	-12,40%	-1,23%	8,67%
Rede Básica	206.213.280	172.712.197	-16,25%	-1,08%	5,51%
Rede Básica Fronteira	68.218.471	79.136.167	16,00%	0,35%	2,53%
Conexão	27.118.888	11.376.310	-58,05%	-0,51%	0,36%
Uso do sistema de distribuição e CCD	8.661.679	8.531.076	-1,51%	0,00%	0,27%
Custos de Aquisição de Energia	1.301.163.301	1.343.201.766	3,23%	1,35%	42,86%
PARCELA B	1.084.557.610	1.114.334.397	2,75%	0,96%	35,56%
IRT	3.115.874.602	3.133.964.902		0,58%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(305.283.617)		-9,33%	
CVA em processamento - Energia		(91.476.908)		-2,80%	
CVA em processamento - Transporte		27.845.713		0,85%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		40.343.829		1,23%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(87.079)		0,00%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(24.316.776)		-0,74%	
Financeiro CDE Eletrobras		(1.609.992)		-0,05%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		9.274.239		0,28%	
Sobrecontratação		(98.636.904)		-3,01%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia		1.569.665		0,05%	
Reversão de Risco Hidrológico		(93.159.068)		-2,85%	
Previsão de Risco Hidrológico		63.748.942		1,95%	
Ajuste CUSD		(35.836)		0,00%	
Créditos de Pis/Cofins		(132.840.451)		-4,06%	
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(849.335)		-0,03%	
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(1.883.351)		-0,06%	
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)		(3.163.454)		-0,10%	
Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II		(6.852)		0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				7,40%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-1,35%	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 5 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

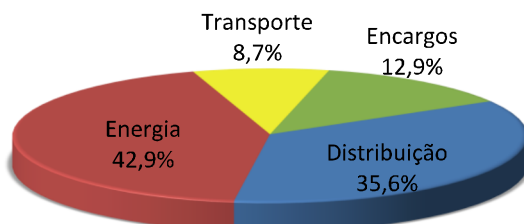


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

15. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos⁴, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 18,95% para o ICMS e 4,13% para o PIS e COFINS (total de 23,08% por dentro), o que equivale a uma majoração de 30,0% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

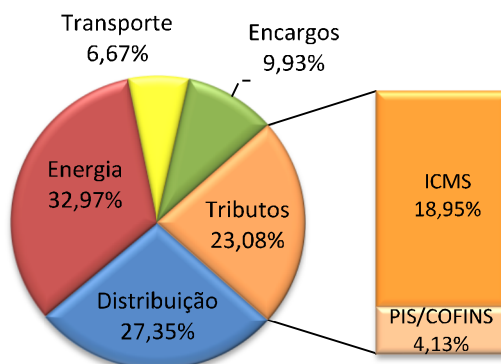


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

⁴ Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 6 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

16. Conforme detalhado no Anexo III.

IV.2. Período de Referência

17. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EPB é de agosto/2023 a julho/2024.

IV.3. Receita Anual

18. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$3.115.874.601,93, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.727.910	2.886.593.580
A3 (69 kV)	9.036	3.310.345
A4 (2,3 kV a 25 kV)	629.300	357.153.736
BT (menor que 2,3 kV)	4.089.574	2.526.129.498
Demais Livres	1.190.135	178.374.794
Distribuição	48.822	4.046.858
Geração	-	46.859.369
Total	5.966.866	3.115.874.602

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 7 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.980.704	4.223.387	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	177.572.773	198.720.777	NT 140/2023 - CP 41/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	42.193.316	22.318.395	DSP 689/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(19.280.165)	(18.498.043)	DSP 1239/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	19.461.774	18.377.445	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	11.483.025	14.875.486	NT 140/2023 - CP 41/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	100.092.742	87.915.534	DSP 1.379/2024
PROINFA	58.207.115	50.950.517	REH 3.291/2023
P&D e Eficiência Energética	26.071.282	25.672.710	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	158.806	116.781	Contribuição 2023
Total de Encargos Tarifários	419.941.372	404.672.990	

20. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de -3,64%, impactou o efeito médio em -0,49%. Esse impacto decorre da redução relacionada aos seguintes itens: (i) da variação da cota de CDE Conta-Covid, com impacto de -0,64%; e (ii) da variação dos encargos de Serviço de Sistema e Energia de Reserva - ESS/EER, com impacto de -0,39%; e (iii) da variação do Proinfa, com efeito de -0,23%. Por outro lado, a variação da cota de CDE USO representou um impacto de 0,68% no efeito médio.

IV.4.2. Transmissão

21. 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	206.213.280	172.712.197
Rede Básica Fronteira	68.218.471	79.136.167
Conexão	27.118.888	11.376.310
Uso do sistema de distribuição	8.661.679	8.531.076
Total dos Custos de Transporte	310.212.319	271.755.750

22. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de -12,40%, impactaram o efeito médio em -1,23%.

23. Esse aumento 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, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.348 e nº 3.349, ambas de 16 de julho de 2024.

IV.4.3. Compra de Energia

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 8 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

24. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EPB.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	5,72%	5,72%	REH 3.250/2023
Técnica (s/ merc. injetado)	9,08%	9,08%	REH 3.250/2023
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,11%	1,71%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	4.089.574	4.089.574	SAMP

25. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a EPB 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)	4.683.504	4.683.504
Fornecimento	4.683.504	4.683.504
Consumidores Livres	1.238.957	1.021.789
Perdas Totais	1.021.789	999.499
Perdas Rede Básica	118.079	95.663
Perdas na Distribuição	903.710	903.835
Perda Não Técnica	234.038	234.038
Perda Técnica	669.672	669.797
Energia Requerida (Cativo + Perdas)	5.705.293	5.683.003

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

26. 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
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
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 9 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

27. 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\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	3.061.056	4.211.716	247,86	1.043.914.982
Existente - CCEAR-QTD	64.851	89.229	318,59	28.427.686
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.582.764	2.177.730	282,36	614.893.582
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	769.066	1.058.160	225,54	238.659.179
Madeira e Belo Monte	644.375	886.597	182,65	161.934.535
Energia Base	1.097.987	1.471.286	203,42	299.286.784
Cota Angra I/Angra II	181.310	249.465	355,16	88.600.167
Cotas Lei n.º 12783/2013	811.762	1.116.906	188,63	210.686.617
PROINFA	104.915	104.915	-	-
Total	4.159.043	5.683.003	236,35	1.343.201.766

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

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Varição	Processo Anterior	Processo Atual	Varição
Existente - CCEAR-QTD	44.924	64.851	0,44	304,53	318,59	0,05
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.675.949	1.582.764	(0,06)	280,43	282,36	0,01
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	774.823	769.066	(0,01)	230,33	225,54	(0,02)
Madeira e Belo Monte	759.391	644.375	(0,15)	174,56	182,65	0,05
Cota Angra I e Angra II	180.171	181.310	0,01	347,50	355,16	0,02
Cotas Lei n.º 12.783/2013	938.942	811.762	(0,14)	169,84	188,63	0,11
Proinfa	102.471	104.915	0,02	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	1.228.623	1.523.960	24,0%	231,47	240,80	4,0%
TOTAL	5.705.293	5.683.003	-0,4%	228,06	236,35	3,6%

29. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EPB, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 1,35%. Esse efeito deve-se, em grande parte, à variação dos custos dos contratos relacionados às cotas das usinas com garantias físicas estabelecidas pela Lei 12.783/2013 (CCGF), correspondendo a 0,93% desse total. Esse item foi especialmente afetado pela descotização da energia associada às usinas de titularidade da Eletrobrás, o que resultou na redução dos montantes disponibilizados e no consequente aumento dos custos unitários dessa energia. Além disso, houve um impacto adicional de 0,45% relacionado aos

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 10 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

contratos de energia proveniente das usinas do rio Madeira e de Belo Monte, influenciados pela variação tanto nos volumes quanto nos custos da energia gerada.

30. A figura seguinte ilustra a as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

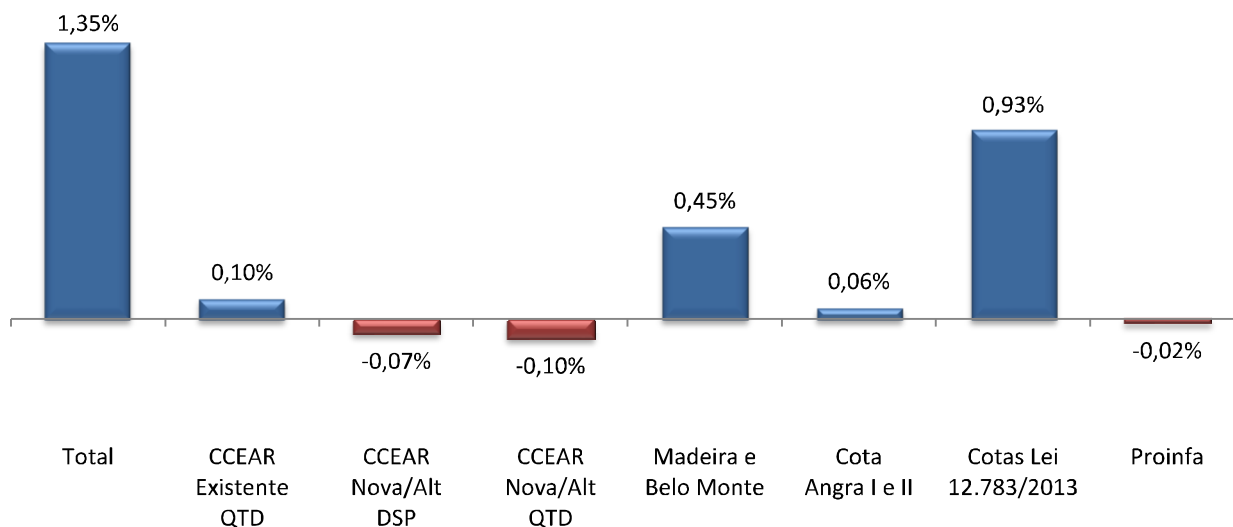


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

IV.5. PARCELA B

31. 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\$)	1.084.557.610	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	3,82%	FGV
(3) Fator X	1,08%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,85%	REH 3.250/2024
(3.2) Componente T do Fator X	0,95%	REH 3.250/2024
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,72%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	1.114.334.397	

32. A atualização da Parcela B representou 0,96% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de 3,82%, no período de referência, descontada do Fator X,

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 11 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

de 1,08%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(91.476.908)	-2,80%
CVA em processamento - Transporte	27.845.713	0,85%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	40.343.829	1,23%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(87.079)	0,00%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais Financeiro CDE Eletrobras	(24.316.776)	-0,74%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	(1.609.992)	-0,05%
Sobrecontratação	9.274.239	0,28%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia	(98.636.904)	-3,01%
Reversão de Risco Hidrológico	1.569.665	0,05%
Previsão de Risco Hidrológico	(93.159.068)	-2,85%
Ajuste CUSD	63.748.942	1,95%
Créditos de Pis/Cofins	(35.836)	0,00%
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)	(132.840.451)	-4,06%
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(849.335)	-0,03%
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)	(1.883.351)	-0,06%
Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II	(3.163.454)	-0,10%
Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II	(6.852)	0,00%
Total	(305.283.617)	-9,33%

34. Conforme indicado na tabela acima, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -9,33% 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 -0,71%).** Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em -2,80%, 0,85% e 1,23%. 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.
- b) **Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de -3,01%).** Esse impacto está associado ao resultado da contratação de energia no mercado de curto prazo observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE. Ocorre

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 12 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

que, conforme consta do Anexo II dessa nota técnica, a concessionária encontra-se exposta no mercado de curto prazo o que, associado ao atual cenário de PLD baixo, implicou em resultado favorável aos consumidores no presente processo tarifário. Cabe observar que, após análise técnica específica a ser realizada pela STR em conjunto com a SGM, parte desse resultado financeiro pode ser revertido em processo tarifário futuro;

- 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 correspondência, a EPB informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de R\$ 3,2 milhões, o que representa um efeito de -0,10% no resultado;
- d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à EPB informações sobre os Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2024. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de R\$ 2,7 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,08%;
- e) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre: os valores repassados à EPB e à antiga EBO em de julho de 2022 e maio de 2023, conforme Despachos nº 1.959/2022 e nº 1.120/2023, respectivamente; e os valores faturados pela distribuidora no período de referência. A diferença em questão, calculada conforme Proret 4.4/4.4A, foi de aproximadamente R\$ -1,6 milhão, implicando no efeito de -0,05%; e
- f) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -4,06%).** 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 EPB já teria aproveitado R\$ 516 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre junho/2019 e julho/2024. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 517 milhões (valores históricos atualizado) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2023, e considerando-se a previsão de compensação mensal de 11,1 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R\$ 132,8 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 13 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

Item	Total Nominal	Total Atualizado (agosto/2024)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até julho/2024)	440.358.134	529.292.566
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até julho/2024)	(9.753.241)	(13.306.291)
Recolhimento de IR/CSLL (até julho/2024)	-	-
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		515.986.275
Reversão RTA 2021	(22.795.310)	(31.590.500)
Reversão RTA 2022	(249.315.194)	(315.744.869)
Reversão RTA 2023	(152.158.479)	(169.651.470)
(ii) Total de reversões		(516.986.838)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		(1.000.564)
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		213.662.097
Projeção mensal de compensações futuras		11.153.418
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		133.841.015
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		132.840.451

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

35. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de agosto/2024 a julho/2025, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de agosto/2023 a julho/2024.

Tabela 15: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.077.316,24	4.008.925,20	5.086.241,44
Subsídio Geração Fonte Incentivada	55.156,62	1.930.105,25	1.985.261,86
Subsídio Irrigante/Aquicultor	56.098,57	2.155.520,13	2.211.618,70
Subsídio SCEE	(980.086,53)	1.171.244,42	191.157,89
Total	208.484,89	9.265.795,00	9.474.279,89

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

36. 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 19/2001-ANEEL.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 14 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

VII - DA CONCLUSÃO

37. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 19/2001, no que consta do Processo nº 48500.005930/2023-40 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da EPB, com vigência a partir de 28 de agosto de 2024, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -1,35% sendo de 3,22% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -2,39% 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 EPB;
- 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

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

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

(Assinado digitalmente)
FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0



Fls. 15 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE ARAUJO SILVA

Coordenador de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 16 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

1. A distribuidora e demais agentes do setor não apresentaram pleitos extraordinários, que não tenham sido objeto de análise em processos tarifários anteriores ou que não sejam objeto de discussão de consultas públicas em andamento.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 17 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

Energisa Paraíba

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 PRORET⁵. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApror (R\$)
CDE	19.250.106,28	0,00	19.250.106,28	20.037.821,37	21.132.433,95
CDE Energia	-861.808,27	0,00	-861.808,27	-886.765,34	-935.206,96
Rede Básica	26.299.994,16	-1.527.943,17	24.772.050,99	26.403.368,04	27.845.713,40
Compra de Energia	-135.570.460,90	54.647.048,40	-80.923.412,49	-85.899.321,50	-90.591.771,63
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-3.019.249,02	0,00	-3.019.249,02	-3.148.252,72	-3.320.233,34
ESS	22.674.284,11	-2.698.339,24	19.975.944,87	21.105.000,93	22.257.910,67
CVA Total	-71.227.133,64	50.420.765,99	-20.806.367,65	-22.388.149,22	-23.611.153,92

* 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 10,40%. 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 -0,72% e está detalhado no gráfico a seguir:

⁵ 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 18 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

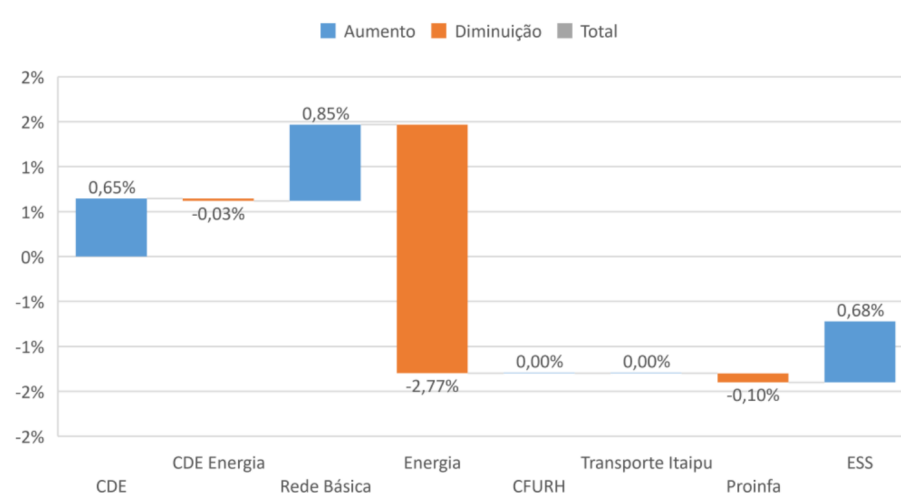


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 0,50% 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 $PLD < CVU \leq CMO$), 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 19 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
jun-23	5.576,45	8.692.662,39	-	-	-
jul-23	24.021,01	8.275.369,43	-	-	-
ago-23	25.150,70	8.836.501,49	-	-	2,91
set-23	329.983,87	6.380.254,07	-	-	1.535,26
out-23	800.769,42	8.401.774,93	-	-	2.545,10
nov-23	3.551.750,71	8.546.323,83	-	-	7.251,05
dez-23	4.301.313,69	8.465.536,43	-	-	6.022,40
jan-24	2.021.994,50	8.502.602,87	-	-	4.632,79
fev-24	5.504,16	9.500.625,69	-	-	262,47
mar-24	946.102,03	10.064.319,37	-	-	175,21
abr-24	374.865,07	9.667.966,14	-	-	133,56
mai-24	177.466,31	9.924.142,05	-	-	324.132,54
	-	-	-	-	-
Total	12.564.497,92	105.258.078,69	0,00	0,00	346.693,29

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.

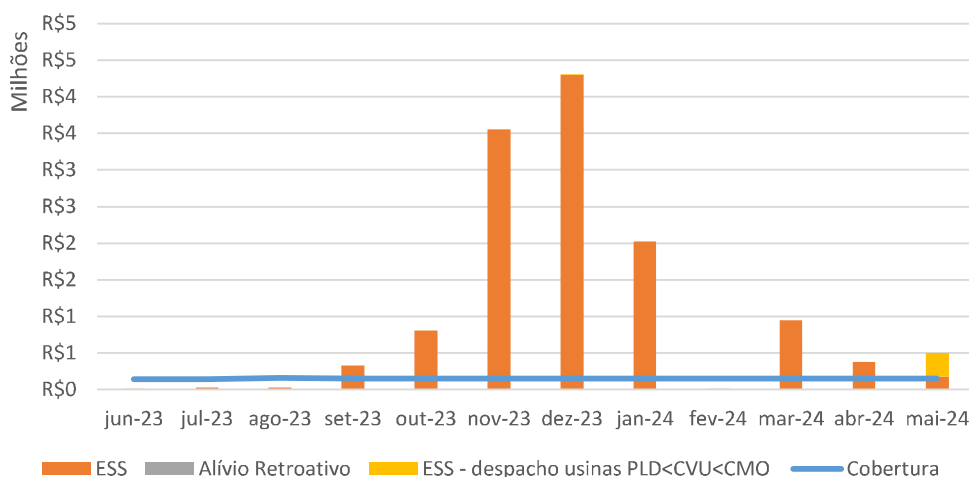


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 20 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

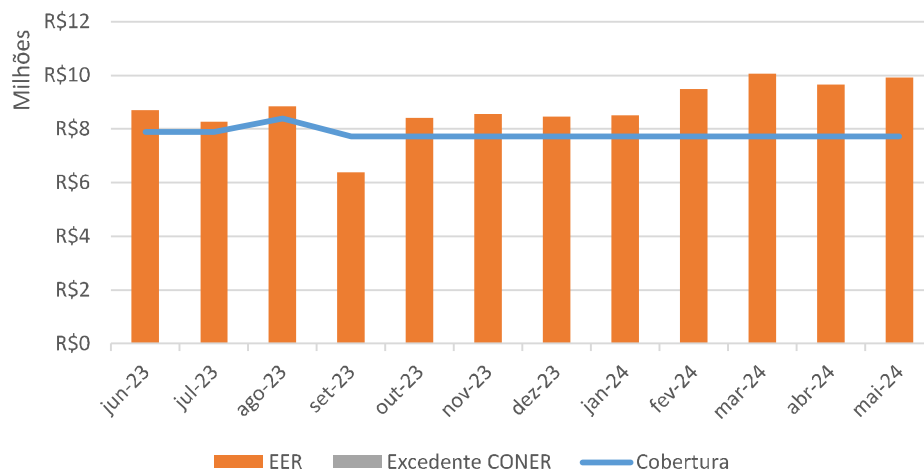


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	12.911.191,21	1.808.812,14	11.102.379,07
EER	105.258.078,69	93.686.173,65	11.571.905,04

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 21 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.460.766	29,7%
CCEAR-D	1.630.986	33,1%
MCS D	-	0,0%
CCEN	176.964	3,6%
PROINFA	100.137	2,0%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	931.515	18,9%
GP	-	0,0%
MCS D EN	624.063	12,7%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	4.924.432	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.

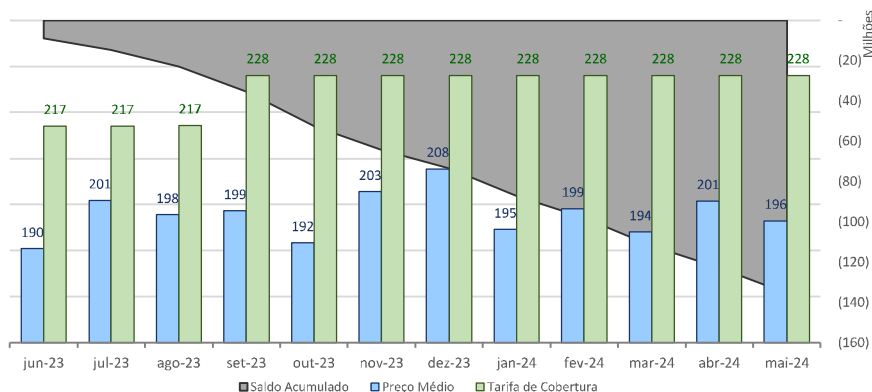


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 22 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	542,93
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 1.789.159,11
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	56.958.272,86
Efeito Disponibilidade - CCEN	550.008,24
Exposição entre Submercados	- 452.742,40
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	2.898.243,96
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	7.918.511,56
Demais Itens	- 2.327.617,89
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 759.738,76
MAC - Energia	650.677,62
Recontabilização dos MAC - Energia	242.142,70
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 5.615.838,85
Ressarcimentos	- 3.626.254,46
Total	54.647.048,40

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 851.333,22
Efeito do CCGF	12.523,57
Efeito do CCEN	615,98
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	6.689,78
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	71.765,13
Total	- 759.738,76

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 23 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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.

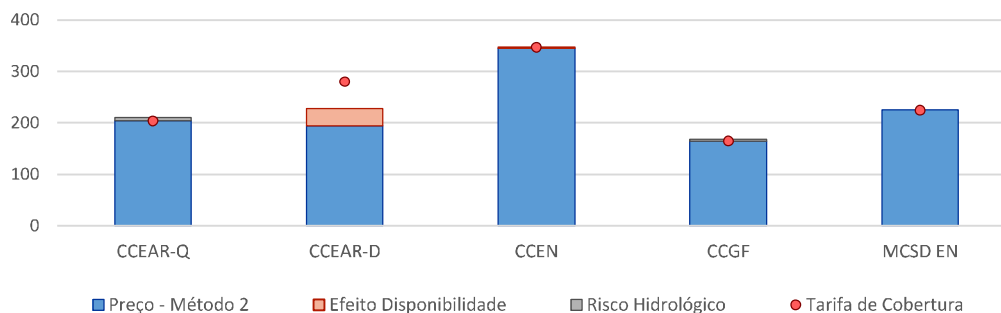


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -2,77% 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.

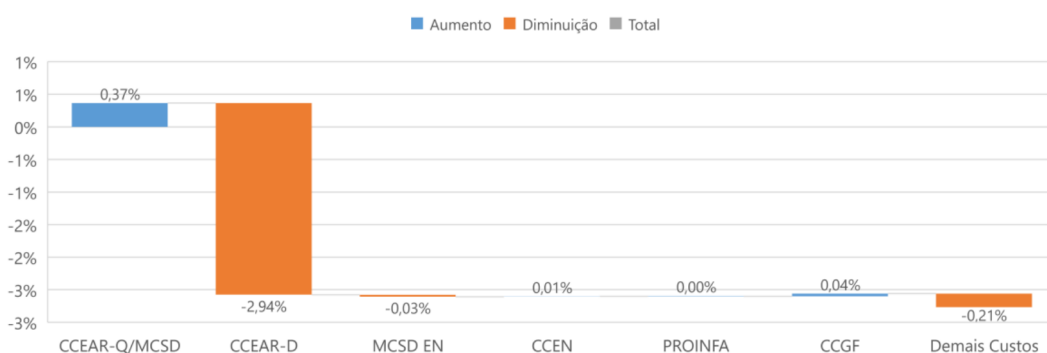


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 24 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,16%
CCEAR-Q/MCSD	0,19%
MCSD EN	-0,03%
CCEN	-0,01%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	0,01%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-2,93%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-2,74%
Demais Custos	-0,21%
Total	-2,77%

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

14. O efeito negativo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, da cobertura tarifária superior aos custos dos CCEAR-D, dado o reduzido despacho do parque termelétrico no período apurado.

Glosa de Energia

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

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 25 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-23	344.329	409.897	409.934	0	206,70	217,03	0
jul-23	321.139	408.927	408.964	0	215,06	217,03	0
ago-23	341.892	429.854	429.893	0	210,84	217,17	0
set-23	366.767	429.198	429.237	0	212,08	228,06	0
out-23	376.565	479.911	479.955	0	202,57	228,06	0
nov-23	403.908	487.370	487.415	0	212,25	228,06	0
dez-23	400.120	498.092	498.137	0	219,59	228,06	0
jan-24	411.627	504.044	504.090	0	211,14	228,06	0
fev-24	404.912	475.883	475.926	0	217,21	228,06	0
mar-24	401.985	509.907	509.954	0	211,92	228,06	0
abr-24	421.223	488.845	488.890	0	219,43	228,06	0
mai-24	410.367	480.679	480.723	0	214,51	228,06	0
jun-24	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.604.834	5.602.607	5.603.119	0	212,86	225,62	0,00
% perda s. mercado venda		21,67%	21,68%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/06/2023 e 01/05/2024, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em -R\$98.655.822,98 a preços de agosto de 24.
- Para o ano civil de 2023: Exposição ao mercado de curto prazo no total de 391.966 MWh, que representa 7,52% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como exposição involuntária, até que seja definido o montante definitivo seja analisado e estabelecido pela ANEEL, inclusive eventuais penalidades por exposição. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo são recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 1.203.718,67.
- Assim, o resultado do mercado de curto prazo, considerando as recontabilizações, foi de R\$ - 97.452.104,32, com impacto de -2,98% no processo tarifário em processamento.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 26 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

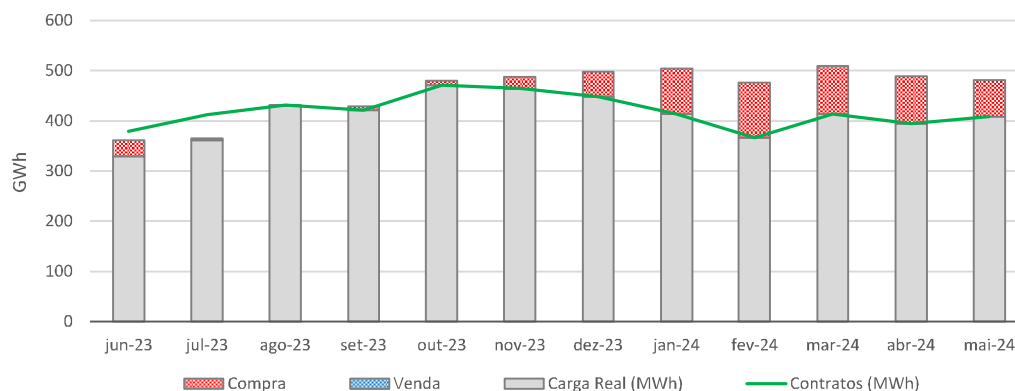


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. 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 prazo⁶ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

⁶ 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).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 27 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

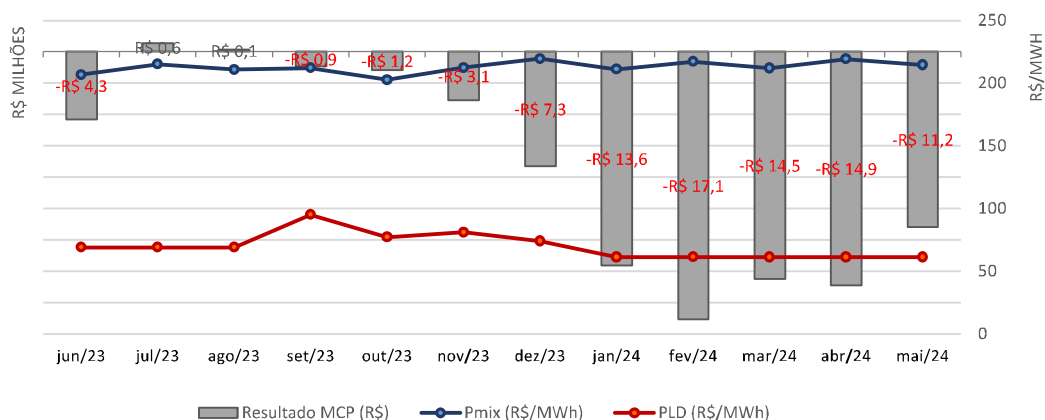


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

19. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 28 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	-2,74%
Risco Hidrológico de CCGF	0,03%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,17%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,94%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,85%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,98%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,87%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-2,31%
Resultado MCP	-R\$97.452.104,32
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$502.942,19
ESS + CONER	R\$22.257.910,67
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-7,90%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,34%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-2,40%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-4,16%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

20. 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 -7,90%.

21. 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 -0,03%⁷.

⁷ 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 29 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,16%
CCEAR-Q/MCSD	0,19%
MCSD EN	-0,03%
CCEN	-0,01%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	0,01%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,19%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,21%
Total	-0,03%

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

22. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de junho de 2023 a maio de 2024, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 7,90%.

Energisa Borborema (CVA residual referente às competências junho e julho de 2023)

23. 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 30 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET⁸. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApróc (R\$)
CDE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Compra de Energia	-650.561,89	-102.672,10	-753.234,00	-839.288,14	-885.136,21
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ESS	963.384,66	66.644,15	1.030.028,81	1.146.304,75	1.208.924,31
CVA Total	312.822,77	-36.027,95	276.794,81	307.016,61	323.788,11

* 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 10,40%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

24. 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.

25. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 0,01% e está detalhado no gráfico a seguir:

⁸ 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 31 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

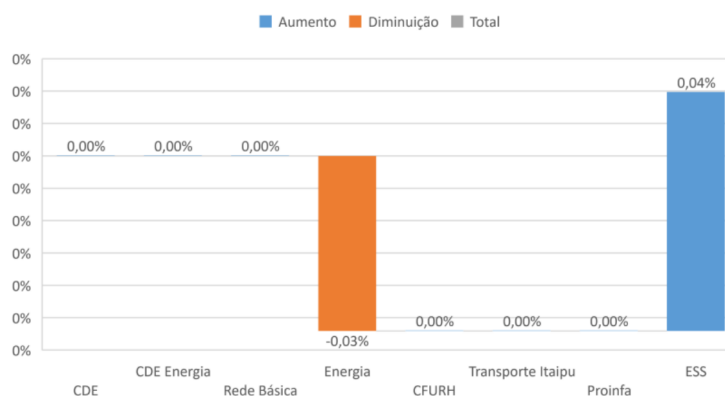


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

26. 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

27. 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 $PLD < CVU \leq CMO$), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU≤CMO) (R\$)
jun-23	759,89	1.141.762,75	-	-	-
jul-23	3.196,51	1.084.433,93	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
Total	3.956,40	2.226.196,68	0,00	0,00	0,00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 32 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

28. 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.

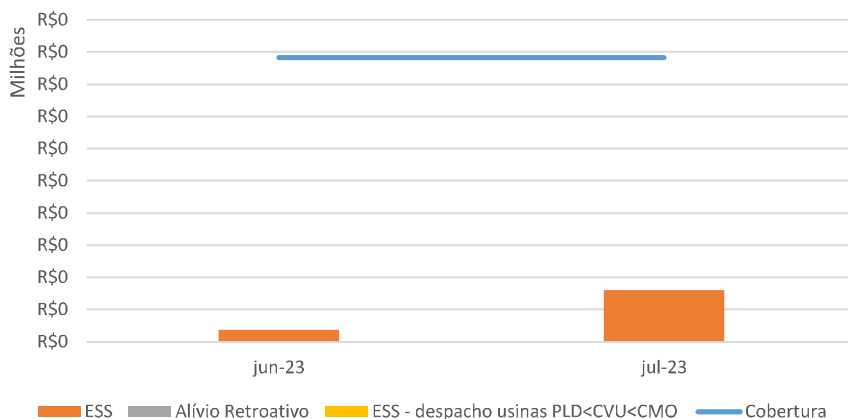


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

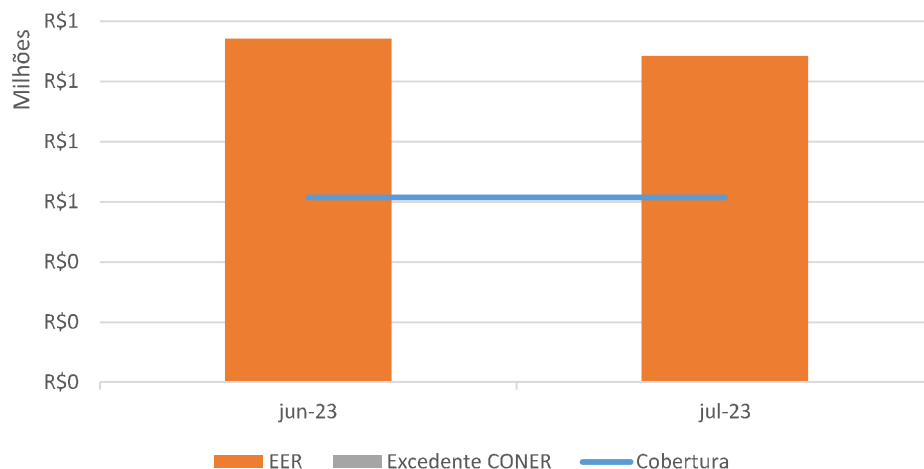


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 33 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	3.956,40	35.367,67	(31.411,27)
EER	2.226.196,68	1.231.400,75	994.795,93

Compra de Energia

29. 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	30.920	34,6%
CCEAR-D	26.980	30,2%
MCS D	-	0,0%
CCEN	4.054	4,5%
PROINFA	2.071	2,3%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	19.182	21,5%
GP	-	0,0%
MCS D EN	6.091	6,8%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	89.298	100,0%

30. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 34 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

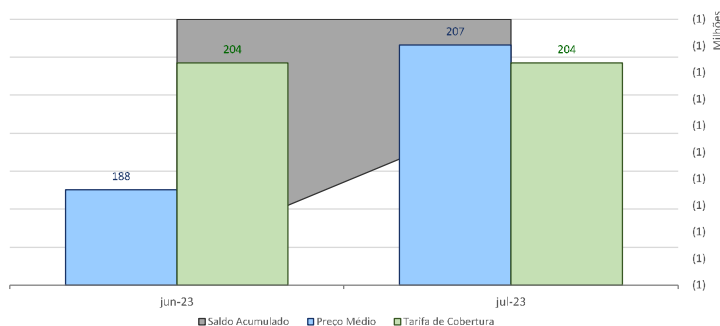


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	208,27
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	1.751,01
Efeito Disponibilidade - CCEN	-
Exposição entre Submercados	-
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	-
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	-
Demais Itens	- 23.566,54
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 80.501,77
MAC - Energia	-
Recontabilização dos MAC - Energia	- 207,44
Receita de Bandeiras Alocada Energia	-
Ressarcimentos	- 355,63
Total	- 102.672,10

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 35 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 90.882,05
Efeito do CCGF	1.665,31
Efeito do CCEN	72,69
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	394,79
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	8.247,49
Total	- 80.501,77

32. 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.

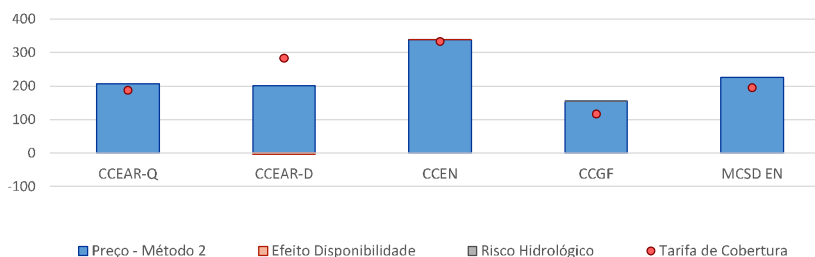


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

33. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -0,03% 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 36 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

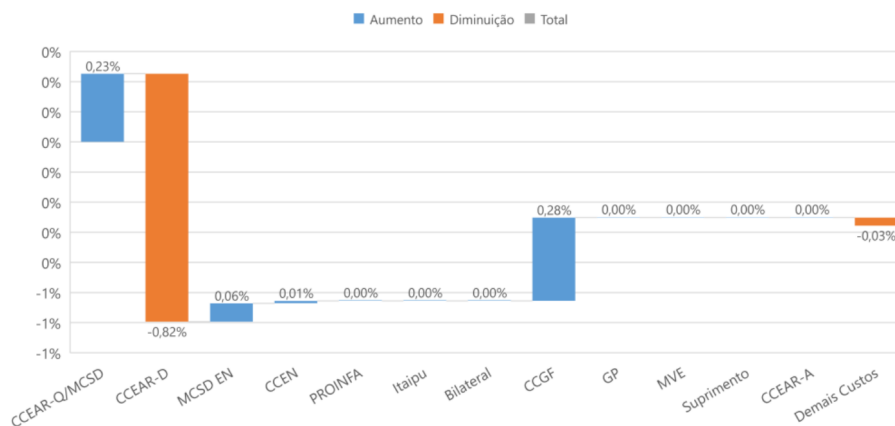


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

34. 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	0,57%
CCEAR-Q/MCSD	0,23%
MCSD EN	0,06%
CCEN	0,01%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	0,28%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,85%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,00%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-0,82%
Demais Custos	-0,03%
Total	-0,28%

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 37 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

35. O efeito negativo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, da cobertura tarifária superior aos custos dos CCEAR-D, dado o reduzido despacho do parque termelétrico no período apurado.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-23	-	49.157	50.063	0	191,96	204,26	0
jul-23	-	48.025	48.910	0	211,57	204,26	0
ago-23	-	-	-	-	-	-	-
set-23	-	-	-	-	-	-	-
out-23	-	-	-	-	-	-	-
nov-23	-	-	-	-	-	-	-
dez-23	-	-	-	-	-	-	-
jan-24	-	-	-	-	-	-	-
fev-24	-	-	-	-	-	-	-
mar-24	-	-	-	-	-	-	-
abr-24	-	-	-	-	-	-	-
mai-24	-	-	-	-	-	-	-
jun-24	-	-	-	-	-	-	-
Total	0	97.182	98.974	0	201,65	204,26	0,00
% perda s. mercado venda		#DIV/0!	#DIV/0!				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

37. 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 01/06/2023 e 01/07/2023, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -R\$1.188.349,92 a preços de agosto de 24.
- Para o ano civil de 2023: Exposição ao mercado de curto prazo no total de 215.973 MWh, que representa 7,88% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como exposição involuntária, até que seja definido o montante definitivo seja

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 38 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

analisado e estabelecido pela ANEEL, inclusive eventuais penalidades por exposição. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.

- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo são recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 3.549,93.
- Assim, o resultado do mercado de curto prazo, considerando as recontabilizações, foi de R\$ - 1.184.799,99, com impacto de -0,04% no processo tarifário em processamento.

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

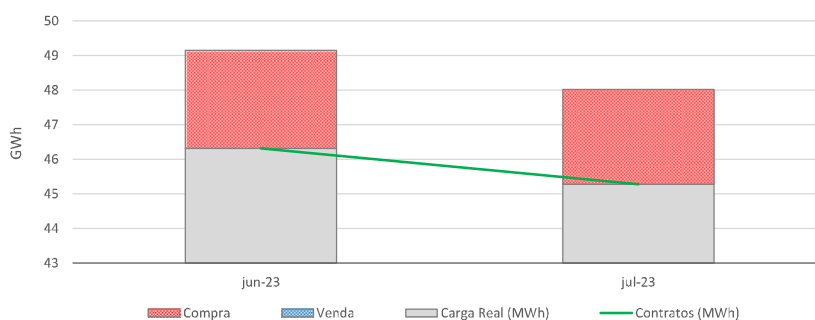


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

39. 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 prazo⁹ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

⁹ 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).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 39 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

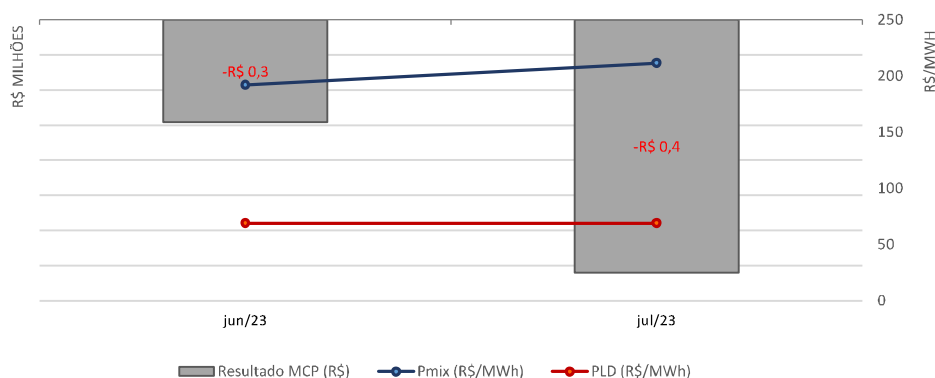


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

40. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 40 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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*	-0,82%
Risco Hidrológico de CCGF	0,00%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,00%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,82%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	0,00%
Risco Hidrológico de CCGF	0,00%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,00%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	0,00%
Resultado MCP	-R\$1.184.799,99
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$0,00
ESS + CONER	R\$1.208.924,31
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-0,82%
Risco Hidrológico de CCGF	0,00%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,00%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,82%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

41. 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 -0,82%.

42. 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 0,54%¹⁰.

¹⁰ 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 41 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,57%
CCEAR-Q/MCSD	0,23%
MCSD EN	0,06%
CCEN	0,01%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	0,28%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,03%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,00%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,03%
Total	0,54%

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

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C0C49596007D87E0

Fls. 42 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

I. OBJETIVO

2. 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).

3. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹¹, 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.

4. 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	Límites 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

¹¹ O PRORET pode ser acessado em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 43 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

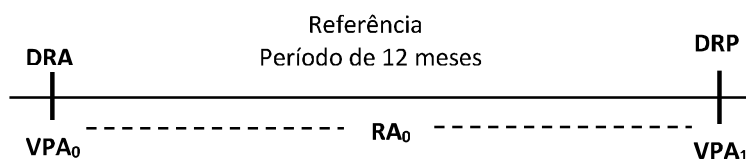
5. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio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

6. 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.

7. 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;

8. 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.

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



10. 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:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 44 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

onde:

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

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

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

VPB₀ - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

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

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

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

11. 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

12. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

13.

C. Cômputo da Parcela A

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 45 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

14. 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.

15. 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

16. 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

17. 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;

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 46 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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 – MMDG; 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

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 47 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

20. 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.

21. 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

22. 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)

23. 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

24. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 48 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

25. 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

26. 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.

27. 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

28. 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.

29. 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.

30. 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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 49 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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.

31. 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

32. 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

33. 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

34. 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.

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

36. 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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 50 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

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

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

iii) **Leilões de Ajuste**: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

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

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

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

vii) **Cotas das Concessões Renovadas**: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

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

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 51 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

38. 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.

39. 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.

40. 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 elétrica¹².

41. 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.

¹² De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 52 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

b. Valoração da Compra de Energia

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

43. 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.

44. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹³ considerando o período de referência em questão.

45. 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.

46. 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

47. 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";

¹³ 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 Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 53 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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

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

onde:

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

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

49. O Fator X^{14} 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.

50. 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

51. 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.

52. 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.

¹⁴ Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 54 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

53. 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 PRORET¹⁵.

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

55. 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

56. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

➤ Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹⁶.

➤ 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.

¹⁵ 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>

¹⁶ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 55 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

- 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.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

58. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁷, aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

59. 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

60. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de limites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade

¹⁷ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 56 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET¹⁸ e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

61. 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.

62. 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.

63. 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.

64. 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

65. 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.

66. 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

¹⁸ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Fls. 57 Nota Técnica nº 130/2024-STR/ANEEL, de 21/08/2024.

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.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005930/2023-40