

Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL

Em 5 de julho de 2024.

Processo: 48500.005924/2023-92

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S.A. – ESS 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 Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S.A. – ESS, a vigorar a partir de 12 de julho de 2024, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 13/1999 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo II desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A ESS, sediada na cidade de Presidente Prudente - SP, atende aproximadamente 877 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 2,56 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.

Fls. 2 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	754.909	151.905	35,1%
Industrial	4.462	152.926	35,3%
Comercial	65.259	52.486	12,1%
Rural	42.620	27.176	6,3%
Iluminação Pública	838	12.601	2,9%
Poder Público	7.550	13.095	3,0%
Serviço Público	1.300	12.278	2,8%
Demais classes	188	10.440	2,4%
Total	877.126	432.907	100%

Fonte: SAMP – competência maio/2024.

4. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.219, de 11 de julho de 2023, o Reajuste Tarifário Anual da ESS de 2023 representou, em média, uma variação das tarifas de 10,65%.

5. No âmbito daquele processo de reposicionamento tarifário, foi interposto pedido de reconsideração pela distribuidora, o qual foi objeto de análise desta área técnica e emissão da Nota Técnica nº 38 – STR/ANEEL/2024¹.

6. Na sequência, o pedido de reconsideração foi submetido à apreciação pela Diretoria Colegiada da ANEEL, que, pelo Despacho nº 1.082/2024, de 9 de abril de 2024, decidiu por negar provimento.

7. Em 12 de junho de 2024, por intermédio da correspondência eletrônica, a ESS encaminhou as informações relacionadas ao cálculo tarifário para reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores, previstos na REN 1.000/2021, bem como de arrecadação dos encargos de CDE Covid e de Escassez Hídrica.

8. Em 14 de junho de 2024, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM, pelo Memorando nº 67/2024-SGM/ANEEL², encaminhou informações a respeito dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrado pela ESS.

9. Em 18 de junho de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF encaminhou o Memorando nº 106/2024-SFF/ANEEL³, com os valores de validação dos

¹ Documento SIC nº 48580.001107/2024-00.

² Documento SIC nº 48550.001016/2024-00.

³ Documento SIC nº 48536.003661/2024-00.

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

10. Em 4 de julho de 2024, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais⁴ 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

11. Em 4 e 5 de julho de 2024, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET, foi encaminhado, respectivamente, por e-mail, a proposta de cálculo do reajuste tarifário à ESS e ao conselho de consumidores⁵.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

12. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2024 da ESS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -9,89%, sendo de -11,12%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -9,40%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio por Subgrupo

SUGBRUPO	VARIAÇÃO
Alta Tensão (AT)	-11,12%
A2 (>88 kV < 138kV)	-13,42%
A3 (>69 kV)	-6,20%
A3a (>30 kV a 44kV)	-9,78%
A4 (>2,3kV < 25kV)	-10,88%
Baixa Tensão (BT)	-9,40%
B1 (Residencial)	-9,37%
B2 (Rural)	-9,44%
B3 (outros)	-9,44%
B4 (Iluminação Púb.)	-9,44%
Efeito Médio (AT + BT)	-9,89%

13. O efeito médio de -9,89% decorre:

- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;

⁴ Documento SIC nº 48580.002143/2024-00.

⁵ Documento SIC nº 48580.002202/2024-00.

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

(ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes;

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

14. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em -4,21%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,56%, conforme Tabela 3:

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

Fls. 5 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.995.426.574	1.887.871.924	-5,39%	-4,21%	75,85%
Encargos Setoriais	600.582.942	526.229.572	-12,38%	-2,91%	21,14%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.209.559	2.408.559	9,01%	0,01%	0,10%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	368.376.223	344.835.760	-6,39%	-0,92%	13,85%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	42.943.727	23.414.156	-45,48%	-0,76%	0,94%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(7.399.179)	(14.363.330)	94,12%	-0,27%	-0,58%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	24.090.441	22.125.221	-8,16%	-0,08%	0,89%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	21.092.757	22.241.579	5,45%	0,04%	0,89%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	70.040.381	58.247.587	-16,84%	-0,46%	2,34%
PROINFA	57.328.654	47.231.798	-17,61%	-0,39%	1,90%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	21.900.379	20.088.244	-8,27%	-0,07%	0,81%
Custos de Transmissão	473.144.231	441.784.205	-6,63%	-1,23%	17,75%
Rede Básica	178.739.663	164.562.888	-7,93%	-0,55%	6,61%
Rede Básica Fronteira	166.999.718	154.666.941	-7,38%	-0,48%	6,21%
Rede Básica ONS (A2)	935.946	1.001.557	7,01%	0,00%	0,04%
MUST Itaipu	15.058.952	14.045.693	-6,73%	-0,04%	0,56%
Transporte de Itaipu	30.516.767	28.190.043	-7,62%	-0,09%	1,13%
Conexão	6.871.892	6.328.982	-7,90%	-0,02%	0,25%
Uso do sistema de distribuição e CCD	74.021.293	72.988.099,94	-1,40%	-0,04%	2,93%
Custos de Aquisição de Energia	907.583.750	906.833.305	-0,08%	-0,03%	36,43%
Receitas Irrecuperáveis	14.115.650	13.024.842	-7,73%	-0,04%	0,52%
PARCELA B	561.376.715	601.137.561	7,08%	1,56%	24,15%
IRT	2.556.803.289	2.489.009.485	-2,65%	-2,65%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(105.698.248)		-4,13%	
CVA em processamento - Energia		(39.410.042)		-1,54%	
CVA em processamento - Transporte		45.302.891		1,77%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		20.518.169		0,80%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(3.466.574)		-0,14%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(13.357.275)		-0,52%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(37.781.943)		-1,48%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(61.614.021)		-2,41%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		694.658		0,03%	
Financeiro CDE Eletrobras		(20.540)		0,00%	
Crédito de PIS/COFINS		(33.276.810)		-1,30%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		11.888.289		0,46%	
Sobrecontratação		25.956.754		1,02%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia		1.540.972		0,06%	
Reversão de Risco Hidrológico		(84.604.498)		-3,31%	
Risco Hidrológico		67.337.087		2,63%	
Repasso de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias		(357.945)		-0,01%	
Ajuste CUSD		328.277		0,01%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)		(1.495.073)		-0,06%	
Arrecadação de encargo CDE Covid (Ofício Circular 20/2021)		(1.772.242)		-0,07%	
Arrecadação de encargo CDE Escassez Hídrica (Resolução Normativa 1.008/2022)		(723.966)		-0,03%	
Spread Empr. Escassez Hídrica		(2.216.323)		-0,09%	
Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II		(2.004)		0,00%	
Financeiro de Ressarcimento de Custo com Conexão (DSP 1.424/2022)		833.908		0,03%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-3,10%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-9,89%	

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

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

Fls. 6 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

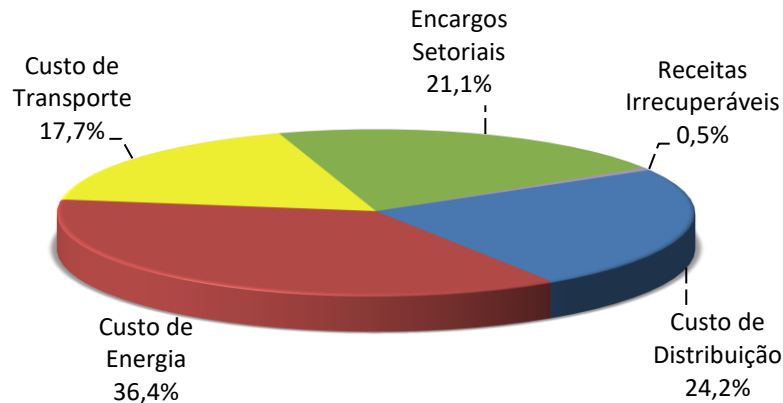


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

16. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos⁶, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 17,2% para o ICMS e 3,3% para o PIS e COFINS (total de 20,5% por dentro), o que equivale a uma majoração de 25,7% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

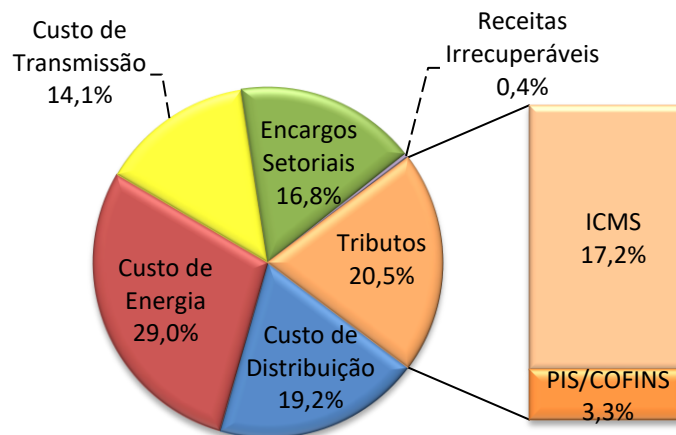


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

⁶ 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. 7 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

17. Conforme detalhado no Anexo II.

IV.2. Período de Referência

18. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ESS é de julho/2023 a junho/2024.

IV.3. Receita Anual

19. 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 2.556.803.289, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	3.350.543	2.133.332.385
A2 (88 a 138 kV)	4.324	3.839.894
A3 (69 kV)	1.258	864.275
A3a (30 kV a 44 kV)	2.073	7.963.242
A4 (2,3 kV a 25 kV)	576.561	359.368.443
BT (menor que 2,3 kV)	2.766.328	1.761.296.531
Suprimento	27.289	12.083.638
Demais Livres	1.559.371	371.962.667
Distribuição	77.667	9.896.733
Geração	-	29.527.866
Total	5.014.870	2.556.803.289

IV.4. PARCELA A

20. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES) e as Receitas Irrecuperáveis (RI), conforme detalhado no Anexo III da presente Nota Técnica.

21. Neste processo tarifário, a Parcela A representou 75,85% dos custos da concessionária, com impacto tarifário de -4,21%.

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.209.559	2.408.559	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	368.376.223	344.835.760	NT 140/2023 - CP 41/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	42.943.727	23.414.156	DSP 689/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(7.399.179)	(14.363.330)	DSP 1.239/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	24.090.441	22.125.221	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	21.092.757	22.241.579	NT 140/2023 - CP 41/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	70.040.381	58.247.587	DSP 1379/2024
PROINFA	57.328.654	47.231.798	REH 3.291/2023
P&D e Eficiência Energética	21.900.379	20.088.244	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	600.582.942	526.229.572	

23. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de -12,38%, impactou o efeito médio em -2,91%. Esse impacto decorre, principalmente da variação total das cotas de CDE (Uso, Covid, Eletrobrás, Escassez e GD), com efeito agregado de -1,99%; (ii) da variação dos encargos de Serviço de Sistema e Energia de Reserva - ESS/EER, com impacto de -0,46%; e (iii) da variação do encargo do Proinfa (-0,39%).

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	178.739.663	164.562.888
Rede Básica Fronteira	166.999.718	154.666.941
Rede Básica ONS (A2)	935.946	1.001.557
MUST Itaipu	15.058.952	14.045.693
Transporte de Itaipu	30.516.767	28.190.043
Conexão	6.871.892	6.328.982
Uso do sistema de distribuição	74.021.293	72.988.100
Total dos Custos de Transporte	473.144.231	441.784.205

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

Fls. 9 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

25. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de -6,63%, impactaram o efeito médio em -1,23%.

26. Dado que os novos custos do sistema de transmissão para o ciclo 2024-2025 ainda não estão disponíveis, e conforme o procedimento adotado nos reajustes da Enel SP e Energisa TO, estamos considerando neste processo tarifário os mesmos custos de transmissão do ciclo anterior (2023-2024)⁷. Esses custos foram aprovados em julho de 2023, conforme as Resoluções Homologatórias nº 3.216 e nº 3.217, ambas de 4 de julho de 2023.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	0,37%	0,37%	REH 2.893/2021
Técnica (s/ merc. injetado)	6,63%	6,63%	REH 2.893/2021
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,31%	1,31%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.766.328	2.766.328	SAMP

28. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a ESS para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

⁷ Além disso, por falta de melhores informações, também estão sendo considerados valores provisórios de MUST Itaipu, TUSDg ONS.

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

Tabela 8: Energia (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total (cativo + livres)	3.334.271	3.334.271
Fornecimento	3.306.982	3.306.982
Suprimento	27.289	27.289
Perdas Totais	530.136	530.136
Perdas Rede Básica	49.943	49.943
Perdas na Distribuição	480.193	480.193
Perda Não Técnica	10.100	10.100
Perda Técnica	470.093	470.093
Energia Requerida	3.864.407	3.864.407

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.297/2023
Bilaterais	Montante e preço	Memorando nº 67/2024-SGM/ANEEL
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.225/2023
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.291/2023
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.296/2023 e REH 3.303/2023
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

30. 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.

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

Fls. 11 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	1.749.203	1.702.097	233,30	397.092.811
Existente - CCEAR-QTD	53.720	52.273	318,39	16.643.311
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	541.979	527.383	313,71	165.446.182
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	506.370	492.733	211,02	103.975.294
Madeira e Belo Monte	647.135	629.707	176,32	111.028.024
Rede Lajeado Energia S.A.	601.848	585.640	331,73	194.271.690
Energia Base	1.610.502	1.569.066	201,06	315.468.804
Cota Angra I/Angra II	141.595	137.782	355,16	48.934.657
Cotas Lei nº 12783/2013	685.038	666.589	175,41	116.929.053
Itaipu (tirando as perdas)	712.000	692.826	215,93	149.605.094
PROINFA	71.869	71.869	-	-
Total	3.359.706	3.856.802	235,13	906.833.305

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

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	-	53.720	-	-	318,39	-
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	569.207	541.979	-4,8%	322,16	313,71	-2,6%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	436.878	506.370	15,9%	213,79	211,02	-1,3%
Madeira e Belo Monte	648.908	647.135	-0,3%	169,63	176,32	3,9%
Cota Angra I e Angra II	139.197	141.595	1,7%	347,50	355,16	2,2%
Cotas Lei nº 12.783/2013	738.279	685.038	-7,2%	160,28	175,41	9,4%
Itaipu	725.852	712.000	-1,9%	230,27	215,93	-6,2%
Bilateral	601.848	601.848	0,0%	342,11	331,73	-3,0%
Proinfa	75.051	71.869	-4,2%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(78.417)	(104.751)	33,6%	242,33	239,59	-1,1%
TOTAL	3.856.802	3.856.802	0,0%	235,32	235,13	-0,1%

32. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a ESS, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de -0,03%. Esse impacto decorre especialmente da redução dos custos relacionados à usina de Itaipu, ao contrato bilateral de compra e venda de energia e aos contratos do CCEAR nova e alternativa, os quais contribuíram para uma redução de 1,02% no efeito médio. Por outro lado, foi identificado um aumento dos custos

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

relacionados às cotas das usinas com garantia físicas da 12.783/2013 (CCGF), com efeito de 0,56% desse resultado, afetadas pela descotização da energia associada às usinas de titularidade da Eletrobrás, o que implicou em redução dos montantes e concomitante aumento dos custos unitários dessa energia⁸.

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

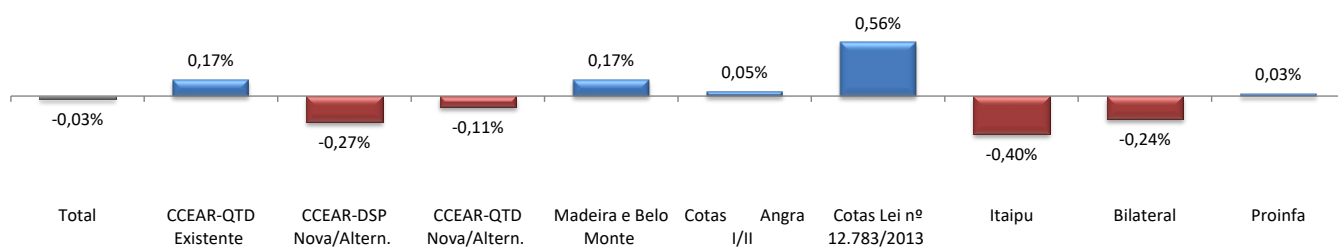


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

34. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A tabela 12 apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

⁸ Tendo em vista que o processo que define as Receitas Anuais de Geração (RAG) não está concluído, estão sendo usados valores provisórios para os montantes e custos associados à energia proveniente das usinas abrangidas pela Lei 18.783/2012 (CCGF).

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

Tabela 12. Receitas Irrecuperáveis

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	1.146.643.019	0,64%	8.553.809
Industrial	502.957.953	0,35%	2.051.876
Comercial	421.349.985	0,40%	1.964.510
Rural	190.258.549	0,20%	443.533
Iluminação Pública	57.152.859	0,00%	-
Poder Público	95.354.279	0,01%	11.115
Serviço Público	88.905.886	0,00%	-
Demais	54.180.759	0,00%	-
TOTAL	2.556.803.289	-	13.024.842

35. Neste processo, as receitas irrecuperáveis variaram -7,73%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,04% no efeito médio.

IV.5. PARCELA B

36. A Tabela 13 demonstra o cálculo da Parcela B na data em processamento e respectivos parâmetros associados:

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	561.376.715	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,12323	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	630.556.279	SGT/ANEEL
(4) IPCA	4,33%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-1,16%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,81%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	-1,40%	REH 2.893/2021
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,58%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	64.088.444	
(6.1) Outras Receitas (OR)	40.207.730	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	13.246.276	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	10.634.439	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	601.137.561	

37. A atualização da Parcela B representou 1,56% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 4,33%, no período de referência, descontada do Fator X, de -1,16%.

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

Fls. 14 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

38. A Tabela 14 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(39.410.042)	-1,54%
CVA em processamento - Transporte	45.302.891	1,77%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	20.518.169	0,80%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(3.466.574)	-0,14%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(13.357.275)	-0,52%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(37.781.943)	-1,48%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(61.614.021)	-2,41%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	694.658	0,03%
Financeiro CDE Eletrobras	(20.540)	0,00%
Crédito de PIS/COFINS	(33.276.810)	-1,30%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	11.888.289	0,46%
Sobrecontratação	25.956.754	1,02%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia	1.540.972	0,06%
Reversão de Risco Hidrológico	(84.604.498)	-3,31%
Risco Hidrológico	67.337.087	2,63%
Repasso de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias	(357.945)	-0,01%
Ajuste CUSD	328.277	0,01%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(1.495.073)	-0,06%
Arrecadação de encargo CDE Covid (Ofício Circular 20/2021)	(1.772.242)	-0,07%
Arrecadação de encargo CDE Escassez Hídrica (Resolução Normativa 1.008/2022)	(723.966)	-0,03%
Spread Empr. Escassez Hídrica	(2.216.323)	-0,09%
Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II	(2.004)	0,00%
Financeiro de Ressarcimento de Custo com Conexão (DSP 1.424/2022)	833.908	0,03%
Total	(105.698.248)	-4,13%

39. Conforme indicado na tabela acima, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -4,13% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 1,03%).** Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em -1,54%, 1,77% e 0,80%.

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

Fls. 15 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

- b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de 1,02%).** Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE. Cabe observar que, após análise técnica específica a ser realizada pela STR em conjunto com a SGM, caso se observe que a concessionária deu causa à sobrecontratação, ou seja, não tenha realizado máximo esforço de redução da contratação excedente, parte desse resultado financeiro pode ser revertido à modicidade tarifária em processo tarifário futuro;

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

- c) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021).** Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; 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 ESS informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de aproximadamente R\$ 1,50 milhão, o que representa um efeito de -0,06% no resultado;
- d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à ESS 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 aproximadamente R\$ 2,50 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,10%;
- e) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre os valores repassados à ESS em abril de 2023, conforme Despacho nº 1.120/2023, e os valores faturados pela distribuidora no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de aproximadamente R\$ 20,5 mil, implicando no efeito de -0,001%;
- f) Financeiro de Spread do Empréstimo da Conta Escassez Hídrica - REN 1.008/2022.** O Art. 12 da Resolução Normativa nº 1.008/2022-ANEEL dispõe sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios nas operações de créditos da Conta Escassez Hídrica por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência, foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao *spread* da Escassez Hídrica da

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

Fls. 16 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

ESS, correspondendo a aproximadamente R\$ 2,22 milhões, resultando em uma redução do efeito de 0,09%;

- g) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -1,30%).** 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 ESS já teria aproveitado cerca de R\$ 232 milhões (valores atualizados descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre julho/2020 e maio/2024. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 275,7 milhões (valores históricos atualizados) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2023, e considerando a previsão de compensação mensal de 6,42 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R\$ 33,3 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação:

Tabela 15: Demonstrativo de cálculo do financeiro de créditos PIS/COFINS

Item	Total Nominal	Total Atualizado (julho/2024)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até junho/2024)	206.654.617	242.720.213
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até junho/2024)	(8.301.473)	(10.752.867)
(i) Valor de compensações atualizado e líquido de tributos		231.967.345
Reversão RTA 2021	(29.180.000)	(40.217.600)
Reversão RTA 2022	(87.082.660)	(110.425.299)
Reversão RTA 2023	(112.001.456)	(125.081.794)
(ii) Total de reversões		(275.724.693)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		(43.757.348)
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		290.646.345
Projeção mensal de compensações futuras		6.419.513
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		77.034.157
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		33.276.810

- h) Financeiro de Ressarcimento de Custo com Conexão (DSP 1.424/2022).** Trata-se de componente financeiro relacionado ao cumprimento da determinação constante do Despacho nº 1.424, de 31 de maio de 2022, no valor de R\$ 833.908,07 (ref.: 06/2024), para ressarcir a distribuidora de custos incorridos pelo uso de instalações consideradas no CCT assinado com a transmissora (CTEEP) e que não possuíam RAP homologada pela ANEEL. A participação desse item no resultado foi de 0,03%;
- i) Financeiro de Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II.** Em conformidade com o Despacho Aneel nº 4.863/2023, as distribuidoras contrapartes deveriam informar à Aneel o valor de multa aplicada à UTE Goiânia II em decorrência da rescisão contratual por indisponibilidade prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica – CCEARs. Por e-mail, a ESS comunicou o valor

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

Fls. 17 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

auferido de R\$ 2.003,62 de penalidade dessa Usina, cujo valor foi revertido para modicidade tarifária (efeito de -0,0001%).

40. No Anexo II desta Nota Técnica, constam informações adicionais a respeito dos demais componentes financeiros.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

41. A Tabela 16 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de julho/2024 a junho/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 julho/2023 a junho/2024.

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.821.503	7.948.148	9.769.651
Subsídio Geração Fonte Incentivada	4.372	683.636	688.007
Subsídio Distribuição	(21.604)	-	(21.604)
Subsídio Rural	(90.598)	-	(90.598)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	346.822	843.172	1.189.995
Subsídio SCEE	(84.101)	1.222.764	1.138.664
Total	1.976.396	10.697.720	12.674.115

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

42. 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 13/1999-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

43. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 13/1999, no que consta do Processo nº 48500.005924/2023-92 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da ESS, com vigência a partir de 12 de julho de 2024, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

consumidores de -9,89% sendo de -11,12% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -9,40% 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 ESS;

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

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

(Assinado digitalmente)
DEVETH LIMA FERREIRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

(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

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

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

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

ANEXO I

Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET⁹. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	6.257.318,48	0,00	6.257.318,48	6.371.954,53	6.707.684,43
CDE Energia	0,03	0,00	0,03	0,04	0,04
Rede Básica	40.492.784,08	-3.387.568,49	37.105.215,60	39.785.567,68	41.881.816,94
Compra de Energia	-63.802.749,12	27.602.987,54	-36.199.761,57	-37.437.508,52	-39.410.041,63
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	3.051.333,52	0,00	3.051.333,52	3.249.844,51	3.421.074,55
Proinfa	-2.411.548,19	0,00	-2.411.548,19	-2.497.632,18	-2.629.229,14
ESS	14.307.660,11	582.279,77	14.889.939,88	15.616.880,46	16.439.713,36
CVA Total	-2.105.201,08	24.797.698,83	22.692.497,75	25.089.106,52	26.411.018,56

* 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 10,02%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

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

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 1,03% e está detalhado no gráfico a seguir:

⁹ 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. 20 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

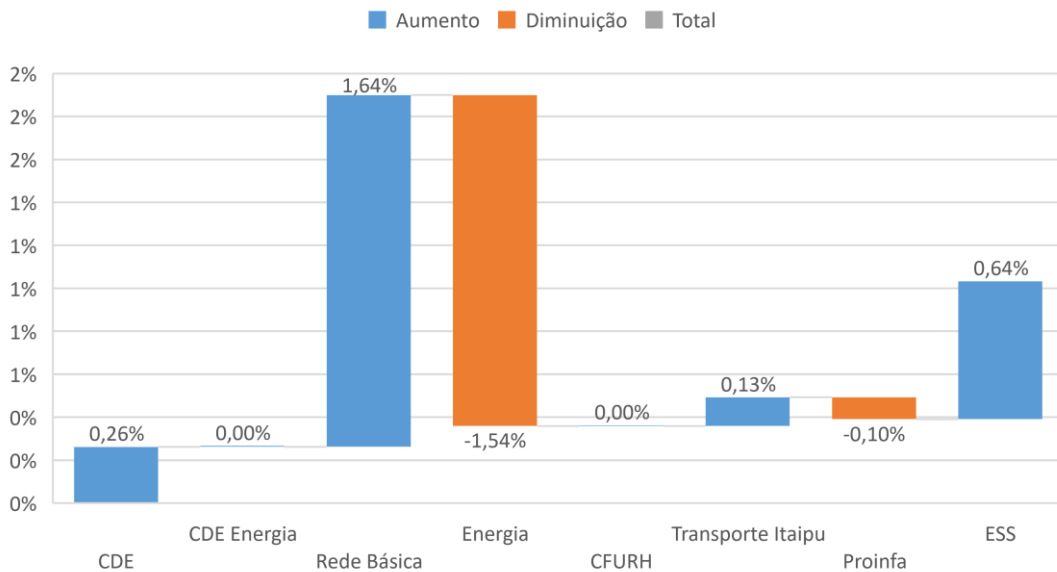


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 0,42% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação $PLD < CVU \leq CMO$), 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.

Fls. 21 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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\$)
mai-23	131.986,84	7.018.910,38	-	-	-
jun-23	126.989,24	6.479.636,13	-	-	-
jul-23	151.236,49	6.131.493,52	-	-	-
ago-23	171.958,40	5.739.315,99	-	-	2,25
set-23	384.069,27	4.106.115,05	-	-	1.266,61
out-23	628.166,84	5.389.083,36	-	-	1.846,99
nov-23	2.662.739,75	5.539.012,80	-	-	5.834,12
dez-23	3.285.935,49	5.535.450,93	-	-	4.519,23
jan-24	1.512.176,53	5.582.761,88	-	-	3.678,95
fev-24	95.471,29	6.273.977,84	-	-	173,80
mar-24	796.176,23	6.653.970,54	-	-	135,35
abr-24	380.609,00	6.403.345,64	-	-	95,19
Total	10.327.515,37	70.853.074,06	0,00	0,00	17.552,49

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.

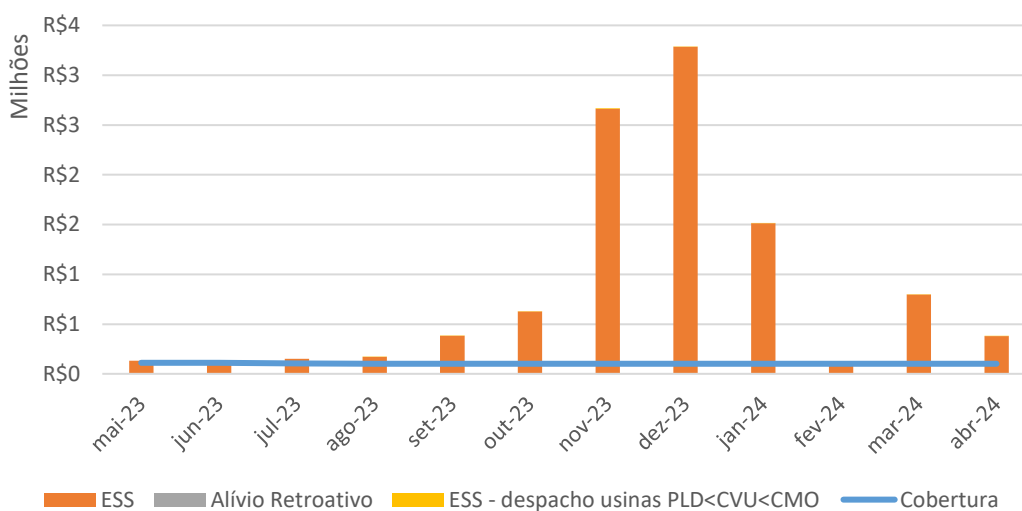


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Fls. 22 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

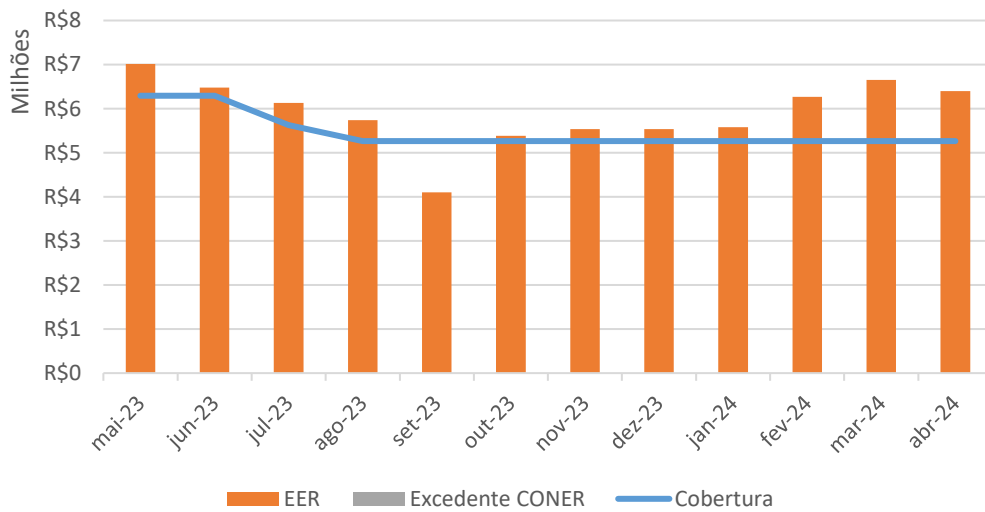


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	10.345.067,86	1.265.596,66	9.079.471,20
EER	70.853.074,06	65.624.885,15	5.228.188,91

Compra de Energia

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

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

Fls. 23 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.071.412	28,0%
CCEAR-D	561.276	14,7%
MCS D	-	0,0%
CCEN	140.244	3,7%
PROINFA	68.547	1,8%
Itaipu	724.930	19,0%
BILATERAL	587.592	15,4%
CCGF	706.537	18,5%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(37.823)	(1,0%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	3.822.715	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.

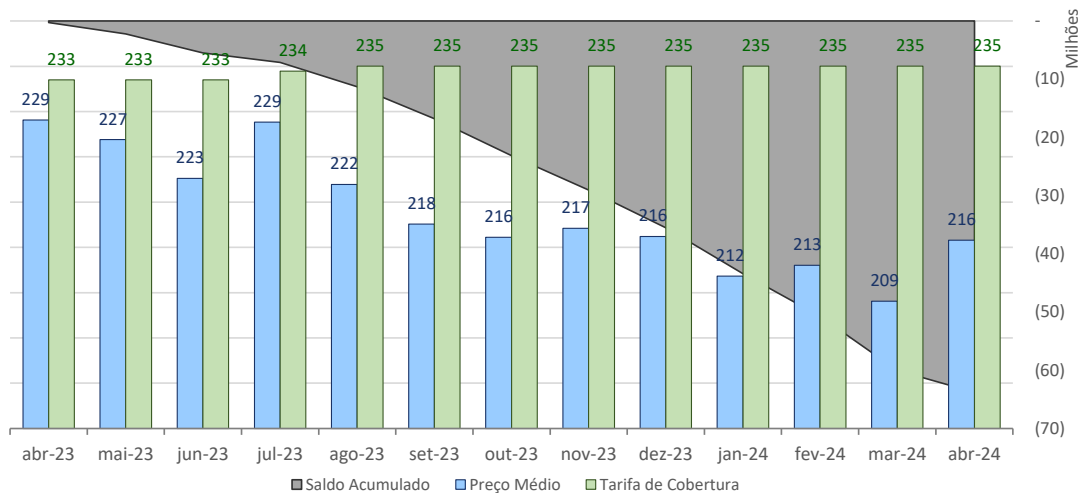


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

Fls. 24 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	44.290,54
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	21.535.357,04
Efeito Disponibilidade - CCEN	353.274,79
Exposição entre Submercados	- 254.980,85
Risco Hidrológico - Itaipu	1.307.506,98
Risco Hidrológico - CCGF	2.252.369,21
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	5.420.148,26
Demais Itens	- 1.728.606,68
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 65.109,05
MAC - Energia	- 92.775,78
Recontabilização dos MAC - Energia	- 537,51
Receita de Bandeiras Alocada Energia	77.153,33
Ressarcimentos	- 1.245.102,72
Total	27.602.987,54

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 192.495,83
Efeito do CCGF	23.339,12
Efeito do CCEN	2.534,24
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	4.211,74
Exposição financeira entre submercados	3.313,73
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	93.987,95
Total	- 65.109,05

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

Fls. 25 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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.

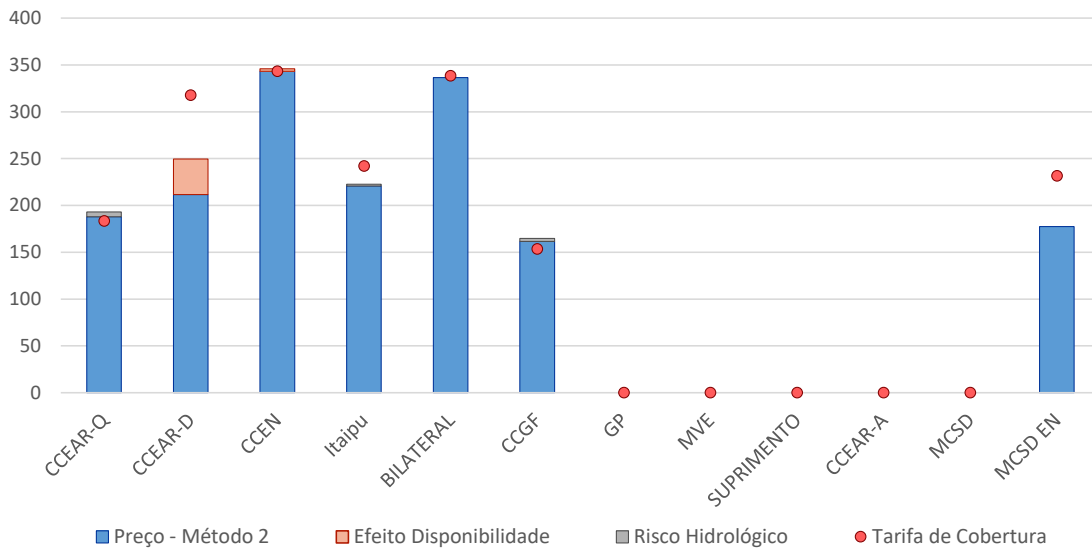


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -1,54% 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. 26 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

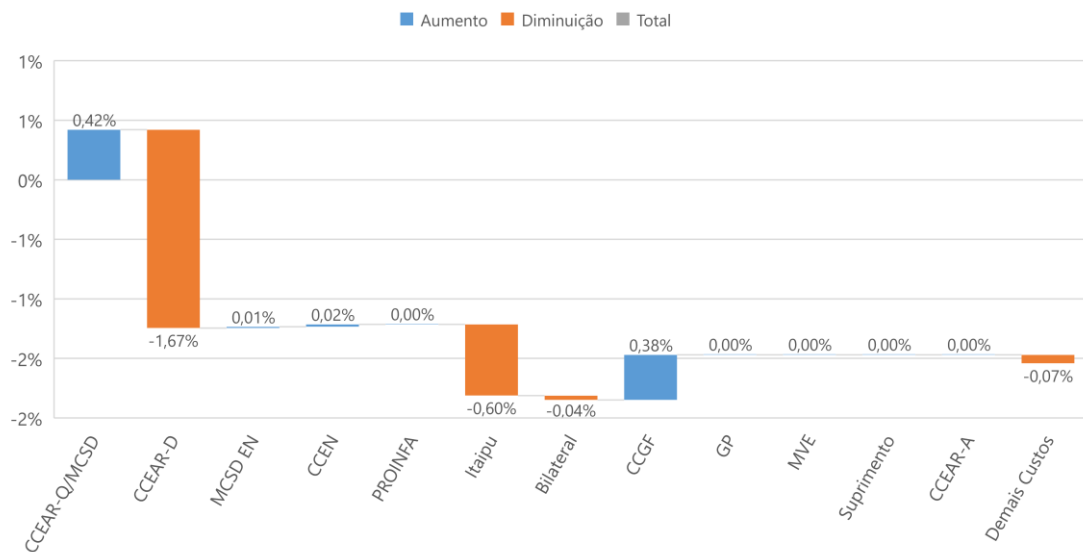


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,23%
CCEAR-Q/MCSD	0,17%
MCSD EN	0,01%
CCEN	0,00%
Itaipu	-0,66%
Bilateral	-0,04%
CCGF	0,28%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-1,31%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-1,26%
Demais Custos	-0,07%
Total	-1,54%

* 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.

Fls. 27 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
mai-23	247.080	275.135	278.543	0	238,59	233,50	0
jun-23	234.863	250.804	253.910	0	233,18	233,50	0
jul-23	227.327	267.872	271.190	0	239,07	234,47	0
ago-23	249.613	293.099	296.729	0	231,58	235,01	0
set-23	260.701	311.147	315.000	0	227,66	235,01	0
out-23	290.207	328.514	332.582	0	224,81	235,01	0
nov-23	290.883	322.238	326.229	0	223,38	235,01	0
dez-23	292.186	345.199	349.475	0	222,44	235,01	0
jan-24	298.785	331.364	335.468	0	220,25	235,01	0
fev-24	275.177	317.637	321.571	0	221,64	235,01	0
mar-24	296.775	353.814	358.197	0	218,26	235,01	0
abr-24	285.002	315.369	319.275	0	226,10	235,01	0
mai-24	-	-	-	-	-	-	-
Total	3.248.600	3.712.192	3.758.171	0	226,66	234,76	0,00
% perda s. mercado venda		14,27%	15,69%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/05/2023 e 01/04/2024, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 26.669.532,30 a preços de julho de 24.
- Para o ano civil de 2023: Sobrecontratação de energia de 240.266 MWh, que representa 6,57 % do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

- 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\$ 25.956.753,75.

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

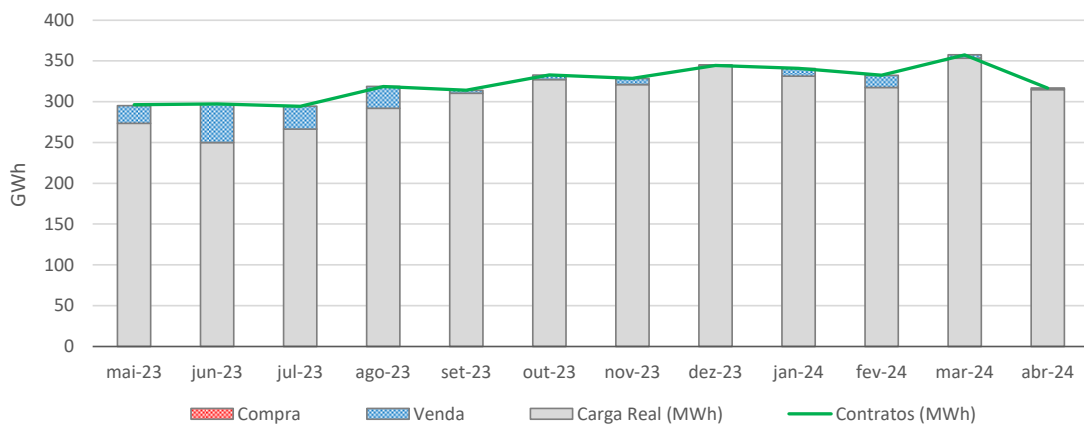


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹⁰ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹⁰ 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. 29 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

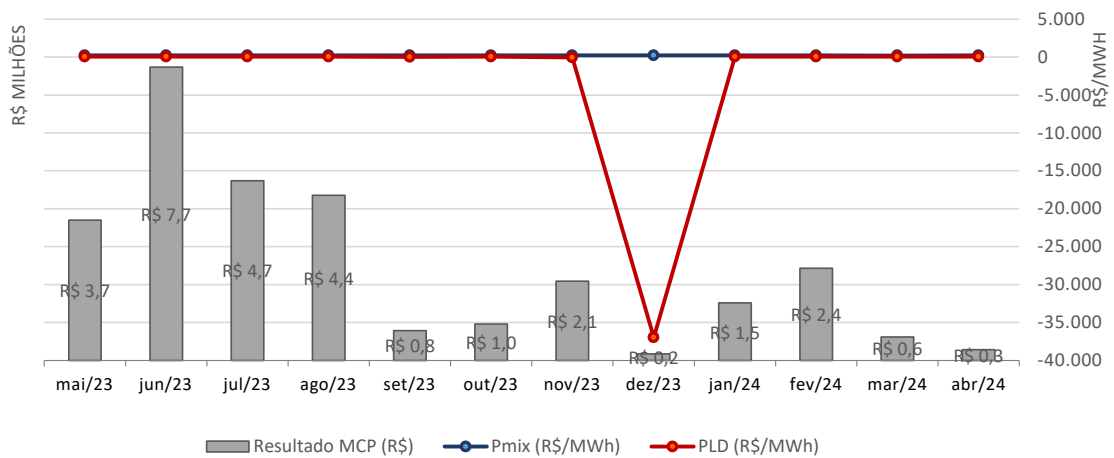


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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*	-1,26%
Risco Hidrológico de CCGF	0,10%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,25%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,06%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-1,67%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-3,31%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,91%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,50%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,89%
III - Receitas de MCP e ESS	1,65%
Resultado MCP	R\$25.956.753,75
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$279.841,92
ESS + CONER	R\$16.439.713,36
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-2,92%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,52%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,80%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,53%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-1,07%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

19. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -2,92%.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de -0,28%¹¹.

¹¹ 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. 31 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,23%
CCEAR-Q/MCSD	0,17%
MCSD EN	0,01%
CCEN	0,00%
Itaipu	-0,66%
Bilateral	-0,04%
CCGF	0,28%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,06%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,07%
Total	-0,28%

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

21. 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.

Fls. 32 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

I. OBJETIVO

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

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

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

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4 A	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 A	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.4	06/12/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.3	10/02/2023
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022

¹² 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. 33 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

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

5. Segundo descrito no Contrato de Concessão, e seus aditivos, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Receita Requerida é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos incidentes, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

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

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

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

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

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

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

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

Fls. 34 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

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

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

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

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

9. A aludida Cláusula Sexta do citado termo aditivo estabelece que nos reajustes e revisões tarifários ordinários a ANEEL garantirá a neutralidade aos itens da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da distribuidora, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

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

C. Cômputo da Parcela A

12. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Receitas Irrecuperáveis; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iii) Encargos Setoriais.

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

Fls. 35 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2,6A, 3.2A, 3.3A, 3.4A do PRORET, respectivamente.

1. Encargos Setoriais

14. 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

15. 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;

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

- i) quota anual de **CDE Uso**. Paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder

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

Fls. 36 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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 – MMSGD; 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

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

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

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

18. 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.

19. 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

20. 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)

21. 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

22. 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.

23. 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

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

Fls. 38 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

24. 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.

25. 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

26. 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.

27. 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.

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

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

Fls. 39 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

29. 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

30. 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

31. 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

32. 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.

33. 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*”.

34. 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.

35. 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:

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

Fls. 40 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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 n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

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

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

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

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

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

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

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

ix) **Suprimento:** refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que

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

Fls. 41 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

36. 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.

37. 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.

38. 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 elétrica¹³.

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

b. Valoração da Compra de Energia

¹³ 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. 42 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

40. 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.

41. 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.

42. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹⁴ considerando o período de referência em questão.

43. 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.

44. 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

45. Submódulo 3.1A do PRORET, o cômputo da Parcela B é efetuado considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, VPB0. Dessa forma, o valor final de aplicação da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento, VPB1, são calculados da seguinte forma:

$$VPB0_i = TUSD_{\text{Fio B vigente}} \times \text{Mercado Ref}$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times \text{Fator Pb}_{i-1} \times (\text{IPCA} - X) - \text{OR, UD, ER}_i$$

Onde:

VPB0_i: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

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

¹⁴ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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

Fls. 43 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

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

VPB_{1i}: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

Fator P_{b i-1}: Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de Receita Irrecuperável e inclui os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior,

OR_{DR1}: Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o Submódulo 2.7A; e

UD, ER_{DR1}: Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados entre a Data Referência de Alteração Contratual e DR1, atualizados conforme o Submódulo 2.1A.

46. Portanto, são necessários ajustes na Receita Fio B (VPB0), de modo a retirar os efeitos da presença do componente Receitas Irrecuperáveis (RI) na Parcela B e isolar os efeitos das parcelas correspondentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), que são apurados considerando o que for efetivamente realizado.

47. Assim, para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), aplica-se o Fator P_{b i-1}, definido como:

$$\text{Fator } P_{b i-1} = \frac{VPB1_{i-1} + OR, UD, ER_{i-1}}{VPB1_{i-1}}$$

Onde,

VPB_{1i-1}: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

OR, UD, ER_{i-1}: Valores de Outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

48. O Fator X¹⁵, definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. 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

¹⁵ Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5A do PRORET.

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

Fls. 44 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

T = Trajetória de custos operacionais.

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

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

51. Por fim, o valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores, técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁶.

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

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

54. O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela “A”.

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada

¹⁶ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4A do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

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

Fls. 45 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.

- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável*: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
- A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

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

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

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹⁷.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi

¹⁷ 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. 46 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

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

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo é realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas: (i) apuração do resultado financeiro, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, considerando a receita de bandeiras da parcela de exposição; e (ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia e de exposição voluntária, após a finalização dos resultados no ano civil. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁸.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

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

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de limites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas

¹⁸ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_OC.pdf

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

Fls. 47 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4A do PRORET¹⁹ e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

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

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

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

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

65. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante

¹⁹ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_4_4A_V1_4.pdf

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

Fls. 48 Nota Técnica nº 101/2024-STR/ANEEL, de 05/07/2024.

mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a STR 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.