

## Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL

Em 26 de junho de 2023.

Processo nº: 48500.006860/2022-66

**Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2023.**

**I - DO OBJETIVO**

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2023 da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. – ETO, a vigorar a partir de 4 de julho de 2023, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 52/1999 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

**II - DOS FATOS**

2. A ETO, sediada na cidade do Palmas - TO, atende aproximadamente 657 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,83 bilhão.

**Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal**

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	566.511	103.943	43,9%
Industrial	1.542	48.901	20,6%
Comercial	34.834	31.742	13,4%
Rural	44.645	18.349	7,7%
Iluminação Pública	1.542	9.560	4,0%
Poder Público	6.811	15.635	6,6%
Serviço Público	1.351	2.427	1,0%
Demais classes	238	6.282	2,7%
<b>Total</b>	<b>657.474</b>	<b>236.839</b>	<b>100%</b>

Fonte: SAMP – competência maio/2023.

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



Fls. 2 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

3. A ETO teve seu reajuste tarifário anual de 2022 aprovado pela Diretoria da ANEEL na 23ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 28 de junho de 2022. De acordo com a Resolução Homologatória nº 3.054/2022, o efeito médio percebido pelo consumidor foi de 14,78%.
4. Em 27 de junho de 2022, foi sancionada a Lei n. 14.385/2022, que disciplina a devolução aos consumidores de energia elétrica dos valores de ações judiciais sobre a retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS. A Lei estabelece os critérios para a devolução da integralidade dos valores requeridos à Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.
5. Em 24 de abril de 2023, por meio do Ofício Circular nº 4/2023-SFF/ANEEL<sup>1</sup>, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF encaminhou pedido de informação para todas as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, solicitando os valores de créditos de PIS/COFINS já aproveitados pelas distribuidoras, por competência, além de eventuais encargos recolhidos para contabilização pela SFF. Em resposta ao ofício supracitado, a ETO encaminhou a Carta Energisa/VPR/ANEEL/Nº078/2023, de 12 de maio de 2023<sup>2</sup>.
6. Em 30 de maio de 2023, a STR realizou reunião virtual, via Microsoft Teams, com os representantes da distribuidora, com o objetivo de esclarecer diversos temas sobre o reajuste tarifário anual, bem como respectivo cronograma referencial.
7. Em 09/06/2023, a SFF encaminhou o Memorando nº 163/2023<sup>3</sup>, contendo as informações referentes à validação dos Pagamentos de itens da Parcela A, Garantias Financeiras e Receitas de UDEROR da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - ETO.
8. Em 14/06/2023, a SGM encaminhou o Memorando nº 22/2023<sup>4</sup>, contendo as informações referentes ao contrato de compra e venda de energia elétrica celebrados pela Energisa Tocantins.
9. Em 26/06/2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a ETO encontrava-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais<sup>5</sup>, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.
10. No dia 23 de junho de 2023, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET, a proposta do cálculo do reajuste tarifário foi encaminhada pela STR, via e-mail, ao conselho de consumidores e à ETO<sup>6</sup>.

<sup>1</sup> SIC nº 48536.001341/2023-00

<sup>2</sup> SIC nº 48513.011347/2023-00

<sup>3</sup> Documento SIC nº 48536.002060/2022-00

<sup>4</sup> Documento SIC nº 48550.000574/2023-00

<sup>5</sup> Documento SIC nº 48580.001297/2023-00

<sup>6</sup> Documento SIC nº 48580.001297/2023-00

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

11. O processo foi inscrito na pauta da 22ª Reunião Pública da Diretoria da ANEEL, de 27 de junho de 2023.

### III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

12. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da ETO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -0,31%, sendo de -0,76%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -0,19%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

**Tabela 2: Efeito médio**

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-0,76%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-0,19%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>-0,31%</b>

13. O efeito médio de -0,31% decorre:

- (i) do reajuste dos itens de custos das Parcelas A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;
- (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e
- (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

14. Conforme apresentado na Tabela 2, o efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e da modalidade tarifária a que pertence.

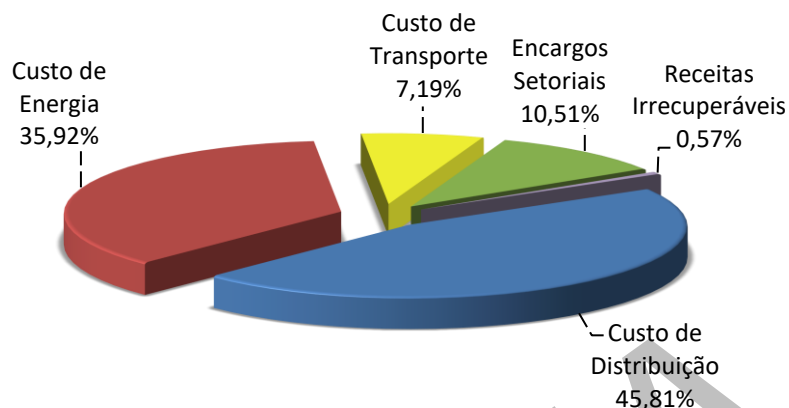
15. Na composição do efeito médio, a variação dos custos da Parcela A contribuiu para o efeito médio em 4,97%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por 1,28%, conforme Tabela 3.

16. O Gráfico 1 apresenta 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. 4 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.



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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB

Fls. 5 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

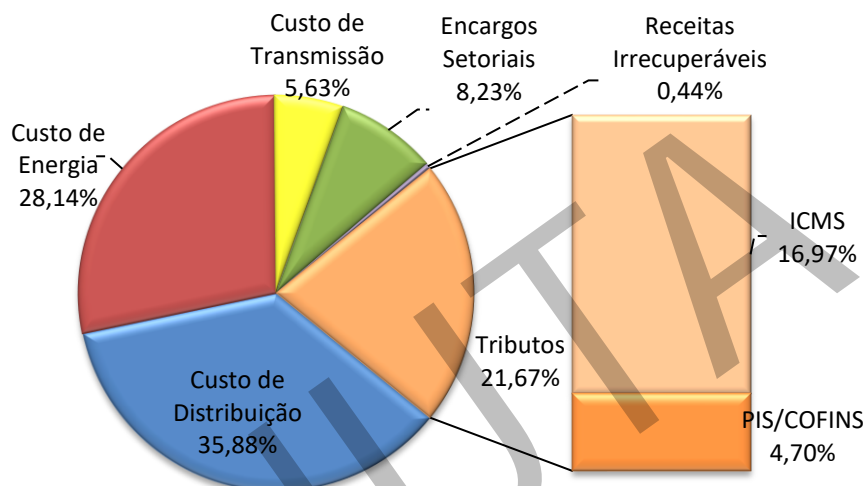
	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>960.804.703</b>	<b>1.051.624.313</b>	<b>9,5%</b>	<b>4,97%</b>	<b>54,2%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>171.273.746</b>	<b>203.987.253</b>	<b>19,1%</b>	<b>1,79%</b>	<b>10,5%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.439.225	3.551.946	3,3%	0,01%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	83.733.409	85.592.383	2,2%	0,10%	4,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	4.424.624	4.188.626	-5,3%	-0,01%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	10.906.229,9	10.199.334	-6,5%	-0,04%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(36.597.068,6)	(4.334.514)	-88,2%	1,77%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	546.449	0,0%	0,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	8.365.925	0,0%	0,46%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	5.554.404	0,0%	0,30%	0,3%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	55.029.383	46.794.415	-15,0%	-0,45%	2,4%
PROINFA	33.668.180	27.161.820	-19,3%	-0,36%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	16.669.764	16.366.464	-1,8%	-0,02%	0,8%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>121.911.441</b>	<b>139.513.464</b>	<b>14,4%</b>	<b>0,96%</b>	<b>7,2%</b>
Rede Básica	86.768.098	101.029.461	16,4%	0,78%	5,2%
Rede Básica Fronteira	27.444.801	29.176.959	6,3%	0,09%	1,5%
Rede Básica ONS (A2)	276.021	230.315	-16,6%	0,00%	0,0%
Conexão	5.810.933	7.355.758	26,6%	0,08%	0,4%
Uso do sistema de distribuição e CCD	1.611.588	1.720.971,47	6,8%	0,01%	0,1%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>654.574.557</b>	<b>697.130.338,78</b>	<b>6,5%</b>	<b>2,33%</b>	<b>35,9%</b>
<b>Receitas Irrecuperáveis</b>	<b>13.044.959</b>	<b>10.993.256,66</b>	<b>-16%</b>	<b>-0,11%</b>	<b>0,6%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>865.435.877</b>	<b>888.897.656</b>	<b>2,7%</b>	<b>1,28%</b>	<b>45,8%</b>
<b>IRT</b>	<b>1.826.240.580</b>	<b>1.940.521.969</b>	<b>6,3%</b>	<b>6,26%</b>	<b>100%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>(180.398.800)</b>		<b>-9,88%</b>	
CVA em processamento - Energia		(52.794.356)		-2,89%	
CVA em processamento - Transporte		25.070.383		1,37%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(4.000.862)		-0,22%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(6.796.482)		-0,37%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(760.865)		-0,04%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(10.858.676)		-0,59%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(10.998.357)		-0,60%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		(2.102.476)		-0,12%	
Sobrecontratação/exposição de energia		(8.763.363)		-0,48%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		587.676		0,03%	
Ajuste CUSD		552.478		0,03%	
Repasso de compensação DIC/FIC		(3.124)		0,00%	
Previsão do Risco Hidrológico		41.035.741		2,25%	
Reversão do Risco Hidrológico		(35.754.501)		-1,96%	
Financeiro CDE Eletrobras		(1.259.183)		-0,07%	
Arrecadação de CDE Covid dos migrantes (Ofício Circular 20/2021)		(340.813)		-0,02%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021		(705.739)		-0,04%	
Créditos de Pis/cofins		(119.534.743)		-6,55%	
Neutralidade de Pis/Cofins		11.058.907		0,61%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 4)		(4.030.445)		-0,22%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>3,31%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>-0,31%</b>	

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

17. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos<sup>7</sup>, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 17,0% para o ICMS e 4,7% para o PIS e COFINS (total de 21,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 27,7% 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

18. Conforme detalhado no Anexo I.

### IV.2. Período de Referência

19. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ETO é julho/2022 a junho/2023.

### IV.3. Receita Anual

20. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações

<sup>7</sup> Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência, não contemplando, portanto, efeito pleno de eventual redução de ICMS decorrente da Lei Complementar nº 194/2022.

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 1.826.234.414, conforme demonstrado na Tabela 4.

**Tabela 4: Mercado no Período de Referência**

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	2.232.721	1.655.847.314
A2 (88 a 138 kV)	18.141	7.798.746
A3 (69 kV)	1	33.084
A3a (30 kV a 44 kV)	107.675	69.250.688
A4 (2,3 kV a 25 kV)	227.413	157.990.783
BT (menor que 2,3 kV)	1.879.490	1.420.774.012
Demais Livres	478.608	139.094.641
Distribuição	46.727	6.847.646
Geração	-	24.444.813
<b>Total</b>	<b>2.758.056</b>	<b>1.826.234.414</b>

#### IV.4. PARCELA A

##### IV.4.1. Encargos Setoriais

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

**Tabela 5: Encargos Setoriais**

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.439.203	3.551.946	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	83.732.871	85.592.383	REH 3.175/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	15.330.755	14.387.960	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(36.596.834)	(4.334.514)	Disp. 1.959/2022
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez	-	8.912.374	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	5.554.404	REH 3.175/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	55.029.030	46.794.415	DSP 1.141/2023
PROINFA	33.667.964	27.161.820	ReH 3.147/2022
P&D e Eficiência Energética	16.669.658	16.366.464	Res. Normativa nº 316/2008
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>171.272.647</b>	<b>203.987.253</b>	

22. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 1,79%, destacando-se a CDE Eletrobrás, que teve uma variação de -88,2%, impactando o efeito médio em 1,77%.

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

#### IV.4.2. Transmissão

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

**Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica**

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	86.767.541	101.029.461
Rede Básica Fronteira	27.444.624	29.176.959
Rede Básica ONS (A2)	276.020	230.315
Conexão	5.810.896	7.355.758
Uso do sistema de distribuição	1.611.578	1.720.971
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>121.910.658</b>	<b>139.513.464</b>

24. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 14,4%, impactaram o efeito médio em 0,96%. Esse aumento decorre principalmente da atualização dos custos relacionados às Receitas Anuais Permitidas (RAP) e às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) previstas para o ciclo 2023-2024.

#### IV.4.3. Compra de Energia

##### IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

25. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	3,71%	3,71%	REH 2720/2020
Técnica (s/ merc. injetado)	11,49%	11,49%	REH 2720/2020
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,53%	1,53%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	1.879.490	1.879.490	SAMP

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

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





Fls. 9 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

**Tabela 8: Energia Requerida (MWh) – DRP**

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
<b>Mercado Total</b>	<b>2.758.056</b>	<b>2.758.056</b>
Fornecimento	2.232.721	2.232.721
Consumidores Livres	525.335	525.335
<b>Perdas Totais</b>	<b>914.513</b>	<b>962.774</b>
Perdas Rede Básica	40.872	41.239
Perdas na Distribuição	436.820	460.767
Perda Não Técnica	69.729	69.729
Perda Técnica	367.091	391.038
<b>Energia Requerida</b>	<b>3.672.569</b>	<b>3.720.830</b>

#### IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

27. A Tabela 9 apresenta informações sobre montante e preço para valoração da compra de energia.

**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 3.148/2022
Bilateral	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.150/2022
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.147/2022
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

28. A Tabela 10 apresenta o resumo dos contratos de compra de energia elétrica e 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.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 10 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

**Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica e Respectivas Tarifas**

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	1.546.448	1.795.419	275,81	495.196.547
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.062.398	1.233.440	295,99	365.089.490
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	316.255	367.170	261,46	95.999.322
Madeira e Belo Monte	167.795	194.809	175,08	34.107.736
<b>Bilaterais</b>	200.604	232.900	332,71	77.488.137
REDE LAJEADO ENERGIA S.A.	200.604	232.900	332,71	77.488.137
<b>Energia Base</b>	615.334	706.408	176,17	124.445.654
Cota Angra I/Angra II	88.199	102.399	347,50	35.583.519
Cotas Lei nº 12783/2013	477.498	554.373	160,29	88.862.135
PROINFA	49.637	49.637	-	-
<b>Total</b>	<b>2.362.386</b>	<b>2.734.727</b>	<b>254,92</b>	<b>697.130.339</b>

29. A Tabela 11 e o Gráfico 4 apresentam a variação dos montantes e custos de 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-DSP	-	-	-	-	-	-
Existente - CCEAR-QTD	1.922	-	-100,00%	245,94	-	-100,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.003.933	1.062.398	5,8%	296,11	295,99	0,0%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	299.687	316.255	5,5%	255,04	261,46	2,5%
Ajuste - CCEAR	-	-	-	-	-	-
Madeira e Belo Monte	167.336	167.795	0,3%	167,17	175,08	4,7%
Cota Angra I e Angra II	85.171	88.199	3,6%	349,15	347,50	-0,5%
Cotas Lei nº 12.783/2013	639.901	477.498	-25,4%	137,08	160,29	16,9%
Itaipu	-	-	-	-	-	-
Bilateral	200.604	200.604	0,0%	351,74	332,71	-5,4%
Geração Própria	-	-	-	-	-	-
Montante de Reposição	-	-	-	-	-	-
Proinfa	50.963	49.637	-2,6%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	260.897	372.342	42,7%	246,84	259,63	5,2%
<b>TOTAL</b>	<b>2.710.414</b>	<b>2.734.727</b>	<b>0,9%</b>	<b>241,50</b>	<b>254,92</b>	<b>5,6%</b>

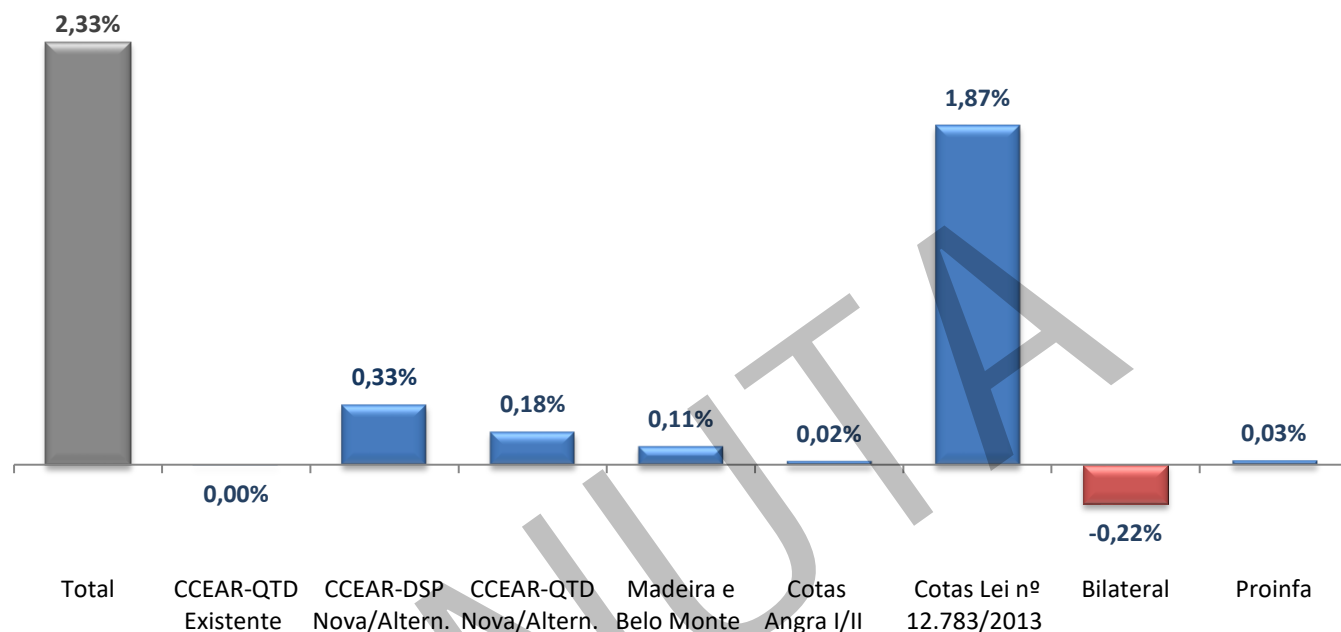
30. Os custos de compra de energia elétrica pela ETO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, totalizaram R\$697.130.338,78, o que significa um impacto no efeito médio de 2,33%. Esse impacto decorre principalmente: i) do aumento de 16,9% da tarifa dos CCGFs, associado à redução dos respectivos montantes, de -25,4%, em função do processo de descotização iniciado com a capitalização da Eletrobras, com contribuição de 1,87% para o efeito médio; e ii) do aumento de custo

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

médio associados aos CCEAR de energia nova e alternativa, modalidade disponibilidade, com contribuição de 0,33%.



**Gráfico 4: Comparação da variação do custo de energia**

#### IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis

31. Os valores e respectivos percentuais de receitas irre recuperáveis, por classe de consumo, estão descritos na Tabela 12.

32. Como se pode ver na referida tabela, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da empresa é de R\$ 10.993.256,66, contribuindo para o efeito médio de -0,11% no atual reajuste.

**Tabela 12: Percentuais de receitas irre recuperáveis por classe de consumo**

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	941.196.122	0,67%	7.710.918
Industrial	199.101.019	0,35%	852.104
Comercial	289.434.179	0,46%	1.628.017
Rural	161.607.888	0,39%	770.688
Iluminação Pública	48.485.765	0,00%	-
Poder Público	128.927.249	0,02%	31.530
Serviço Público	23.251.583	0,00%	-
Demais	34.230.609	0,00%	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.826.234.414</b>	-	10.993.257

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

#### IV.5. PARCELA B

33. A Tabela 13 apresenta o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros.

**Tabela 13: Cálculo da Parcela B**

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	865.435.877	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,03384	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	894.720.809	SGT/ANEEL
(4) IPCA	3,55%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	0,39%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,24%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	-0,90%	REH 2720/2020
(5.3) Componente Q do Fator X	0,05%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	34.121.302	
(6.1) Outras Receitas (OR)	20.674.577	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	6.623.090	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	6.823.634	Valores fiscalizados - SFF
<b>Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)</b>	<b>888.897.656</b>	

34. A atualização da Parcela B representou 1,28% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 3,55% no período de referência, descontada do Fator X, além do abatimento dos valores relativos a Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

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

35. A Tabela 14 consolida os valores dos componentes financeiros.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 13 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

**Tabela 14: Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(52.794.356)	-2,89%
CVA em processamento - Transporte	25.070.383	1,37%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(4.000.862)	-0,22%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(6.796.482)	-0,37%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(760.865)	-0,04%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(10.858.676)	-0,59%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(10.998.357)	-0,60%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(2.102.476)	-0,12%
Sobrecontratação/exposição de energia	(8.763.363)	-0,48%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	587.676	0,03%
Ajuste CUSD	552.478	0,03%
Repasse de compensação DIC/FIC	(3.124)	0,00%
Previsão do Risco Hidrológico	41.035.741	2,25%
Reversão do Risco Hidrológico	(35.754.501)	-1,96%
Financeiro CDE Eletrobras	(1.259.183)	-0,07%
Arrecadação de CDE Covid dos migrantes (Ofício Circular 20/2021)	(340.813)	-0,02%
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021	(705.739)	-0,04%
Créditos de Pis/cofins	(119.534.743)	-6,55%
Neutralidade de Pis/Cofins	11.058.907	0,61%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(4.030.445)	-0,22%
<b>Total</b>	<b>(180.398.800)</b>	<b>-9,88%</b>

36. O efeito dos componentes financeiros apurados neste período, para compensação nos 12 meses subsequentes, foi de -9,88% no reajuste atual.

37. Entre os componentes financeiros positivos, destacam-se os seguintes: i) CVA em processamento – Transporte, com um efeito de -1,39% no reajuste atual; e ii) Previsão do Risco Hidrológico, 2,25%.

38. O Anexo II apresenta o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

39. Com valores negativos, destaca-se o financeiro de reversão do risco hidrológico, com participação no efeito de -1,96%, além dos itens de mitigação elencados a seguir.

#### **Financeiro associado ao Créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial**

40. Em 27 de junho de 2022, foi sancionada a Lei n. 14.385/2022, que disciplina a devolução aos consumidores de energia elétrica dos valores relacionados às ações judiciais que versam sobre a

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

retirada do ICMS da base do PIS/COFINS. A Lei estabelece os critérios para devolução da integralidade dos valores requeridos à Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.

41. Nesse sentido, a partir de solicitação da SFF, a ETO, por meio da Carta Energisa/VPR/ANEEL Nº 078/2023, de 12 de maio de 2023<sup>8</sup>, informou os dados necessários à quantificação do montante de créditos de PIS/COFINS a serem revertidos no presente reajuste.

#### **Financeiro do encargo Tarifário da Conta Covid aplicável a consumidores migrantes para o ACL**

42. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL<sup>9</sup>, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à ETO informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário. O valor correspondente informado pela ETO<sup>10</sup> para aplicação no processo tarifário de 2023 e devidamente atualizado pela Selic foi de -R\$ 340.812,99, originando um componente financeiro com impacto de -0,02%.

#### **Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (RENs nº 414/2010 e 376/2009)**

43. Também contribuiu para a mitigação do efeito tarifário os valores, a serem revertidos à modicidade tarifária, associados às RENs nº 414/2010 (atual REN nº1.000/2021) e 376/2009. Trata-se de recursos recebidos pela distribuidora relativos: (i) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §3º Art. 70-A da REN nº414/2010; (ii) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no § 6º do Art. 88 da REN nº 414/2010; e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento dos Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme Art. 9 da REN 376/2009.

44. Instada a se manifestar a respeito dessas receitas, tendo como referência o Ofício nº 08/2021- SGT/SRD/SFF/ANEEL, a concessionária informou<sup>11</sup> que o montante contabilizado desde o processo tarifário anterior é de R\$ 4.030.445,37, contribuindo para redução do efeito em -0,22%.

45. Cumpre ressaltar que os valores informados pela concessionária passarão por fiscalização da ANEEL, cabendo eventual adequação nos próximos processos tarifários.

<sup>8</sup> SIC nº 48513.011347/2023-00

<sup>9</sup> Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

<sup>10</sup> Documento SIC nº 48580.001270/2023-00.

<sup>11</sup> Documento Sic nº 48513.008269/2023-00.

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

### Financeiro do Spread da Conta Covid - REN 952/2021

46. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispondo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência, observando o disposto no Art. 4º daquela REN, foi apurada correção do componente financeiro negativo computado no RTA de 2022, resultando em ajuste de R\$ 705.739,36, correspondente à redução de efeito de -0,04%.

### IV.8. Efeito das Bandeiras Tarifárias

47. A receita proveniente dos repasses da Conta Bandeiras, decorrentes da aplicação dos adicionais de bandeira amarela, vermelha e escassez hídrica no período de apuração da CVA contribuiu para que a tarifa da ETO não sofresse aumento adicional médio de 1,64%.

### V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

48. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de julho/2023 a junho/2024, 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/2022 a junho/2023.

**Tabela 15: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE**

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	(74.233)	5.071.807	4.997.574
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(7.658)	729.367	721.709
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(2.938)	-	(2.938)
Subsídio Rural	(35.610)	-	(35.610)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(10.515)	531.005	520.490
<b>Total</b>	<b>(130.953)</b>	<b>7.909.445</b>	<b>7.778.492</b>

### VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

49. 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 52/1999-ANEEL.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 16 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

## VII - DA CONCLUSÃO

50. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 52/1999, no que consta do Processo nº 48500.006860/2022-66 e nas informações contidas nesta nota técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da ETO, com vigência a partir de 4 de julho de 2023, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -0,31%, sendo de -0,76% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -0,19% 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 ETO;
- 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.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB



Fls. 17 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

## VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)  
MÁXIMO LUIZ POMPERMAYER  
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)  
GUSTAVO GODOY DE LIMA  
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)  
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ  
Especialista em Regulação

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

**De acordo:**

(Assinado digitalmente)  
CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES  
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(\*) Relação de participantes da SGT na elaboração desta Nota Técnica consta de tabela na página seguinte.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 18 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

<b>Equipe</b>	<b>Atividade</b>
Máximo Luiz Pompermayer Leonardo de Araújo Silva Cecília Magalhães Francisco	Especialista em Regulação Coordenador - Gestão Tarifária de Distribuição Coordenadora Adjunta - Gestão Tarifária de Distribuição
Robson Kuhn Yatsu Diego Luís Brancher Marco Aurélio Silva dos Santos	Coordenador – Regulação Tarifária Técnico Responsável - Estrutura Tarifária Análise de mercado – SAMP
Aline Oliveira Moura Andrey Vinícius Altoé	Suporte – Sistemas CVA
Wendell Cassemiro da Silva Daniel Márcio Abreu Borges	Coordenação de Gestão Tarifária de Transmissão

Versão preliminar de documento sujeita à aprovação. Divulgação não autorizada.

MINUTA

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB

Fls. 19 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

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

MINUTA

Versão preliminar de documento sujeita à aprovação. Divulgação não autorizada.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL      Processo nº 48500.006860/2022-66.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB

Fls. 20 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

### I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado 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)<sup>12</sup>, 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
<b>Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.0 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
<b>Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição</b>			
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
<b>Módulo 5 – Encargos setoriais</b>			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	10/02/2023
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

<sup>12</sup> 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. 21 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

5.4	Encargo de Serviço 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
<b>Módulo 6 – Demais Procedimentos</b>			
6.1	Limites de Repasses dos custos de Compra de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9 C	01/03/2022
<b>Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações</b>			
10.2	Reajustes Tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

## II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

5. Segundo descrito na da Cláusula Sexta do Aditivo ao Contrato de Concessão, conforme parágrafo 1 deste Anexo, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), não incluindo os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços).

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.

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



Fls. 22 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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;

**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

#### III.1. 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.

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

### III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA<sub>0</sub>) 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.

### III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

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

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2A, 3.2A, 3.3A e 3.4A do PRORET.

#### III.3.1. 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:

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** 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:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda;
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- 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;
- 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 pelo Sistema Interligado Nacional - SIN;
- 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

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



Fls. 24 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

- 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.

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

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

b) quota anual da CDE – Conta COVID (Art. 3º-A do Dec. 10.350/2020). Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que aderiram à Conta COVID, nos termos da REN 885/2020, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de energia elétrica e nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta COVID, em atendimento ao Decreto nº 10.350, de 18/05/2020, e nos termos na Resolução Normativa nº 885, de 23/6/2020.

O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2021. A definição desse encargo tarifário para cada distribuidora está vinculada aos recursos recebidos da Conta COVID.

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** 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;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** 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;

iv) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** 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,

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





Fls. 25 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET;

v) **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER.** 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;

vi) **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).** 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; e

### III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

16. 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.

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

18. Os **Custos de Rede Básica** 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

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



Fls. 26 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

19. 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, enquanto as tarifas são fixadas pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória.

20. Os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo consideram as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão e são fixados pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória específica.

21. O **Custo de Conexão** 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 das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** 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.

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



Fls. 27 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

26. O **Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** 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.

### III.3.3 Compra de Energia

27. 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.

28. 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*”.

29. 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.

30. 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:

- **Contratos Bilaterais** são contratos de livre negociação entre os agentes, dos quais fazem parte: os contratos para atendimento do Sistema Interligado Nacional, realizados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado, realizados antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009; os contratos firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010; , os contratos de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004; os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor;
- **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 n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

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



Fls. 28 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

- *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 complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- *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 encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;
- *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;
- *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;
- *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;
- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria de concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano ou de concessionária que atende o Sistema Isolado, conforme Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- *Geração Distribuída*: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto;

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 29 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

### III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

31. 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.

32. 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.

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

34. 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.

### III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

35. 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.

---

<sup>13</sup> 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. 30 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

36. 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.

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

38. 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.

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

### III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis

40. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1A do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_c (\rho_c \times RI_c)\}$$

Onde:

$V_{RI}$ : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

$RR$ : receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

$\text{Financeiros}$ : Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

$\text{Receita de Bandeiras}$ : receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

$\rho_c$ : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

<sup>14</sup> 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. 31 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

$RI_C$ : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

### III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

41. 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:

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

$$VPB1_i = VPB0_i \times Fator\ Pb_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde:

**VPB0<sub>i</sub>**: 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;

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

**VPB1<sub>i</sub>**: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

**Fator Pb<sub>i-1</sub>**: 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<sub>DR1</sub>**: Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o Submódulo 2.7A; e

**UD, ER<sub>DR1</sub>**: 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.

42. 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.

43. Assim, para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), aplica-se o Fator Pb<sub>i-1</sub>, definido como:

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

Onde,

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



Fls. 32 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

**VPBri-1:** Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e  
**OR, UD, ER<sub>i-1</sub>:** Valores de Outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

44. O Fator X<sup>15</sup>, 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*

*T = Trajetória de custos operacionais.*

45. 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.

46. 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.

47. 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.

### III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

48. 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

<sup>15</sup> Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5 A do 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 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET<sup>16</sup>.

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

*i) Neutralidade dos itens da Parcela A:* 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 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.

*ii) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.* Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto

<sup>16</sup> Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET 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. 34 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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 tarifário anual são atualizados pela Selic<sup>17</sup>.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA<sub>ENERGIA</sub> e na CVA<sub>ESS/ERR</sub>, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia. A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

**iii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.** 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.

**iv) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia.** Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET<sup>18</sup>, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

**v) Demais Componentes Financeiros:** Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4A do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo de reajuste tarifário.

<sup>17</sup> 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.

<sup>18</sup> [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_4\\_3\\_v1\\_OC.pdf](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. 35 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

50. 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.

51. 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.

52. 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.

53. 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<sub>ENERGIA</sub>, da CVA<sub>ESS/EER</sub> da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

#### V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

54. 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; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.

Versão preliminar de documento sujeita à aprovação. Divulgação não autorizada.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB

Fls. 36 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

## VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

56. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

57. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016<sup>19</sup>, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

58. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

---

<sup>19</sup> Publicada em 16 de junho de 2016.

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

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

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	5.041.366,51	0,00	5.041.366,51	5.490.941,49	5.847.380,77
CDE Energia	-0,04	0,00	-0,04	-0,04	-0,05
Rede Básica	22.532.606,43	-416.615,73	22.115.990,70	23.542.165,93	25.070.383,41
Compra de Energia	-74.443.231,19	29.089.951,73	-45.353.279,46	-49.576.165,77	-52.794.355,78
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-2.321.656,31	0,00	-2.321.656,31	-2.413.084,58	-2.569.727,69
ESS	842.654,33	-6.699.214,70	-5.856.560,37	-6.834.837,71	-7.278.514,75
<b>CVA Total</b>	<b>-48.348.260,28</b>	<b>21.974.121,30</b>	<b>-26.374.138,97</b>	<b>-29.790.980,68</b>	<b>-31.724.834,07</b>

\* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 12,43%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

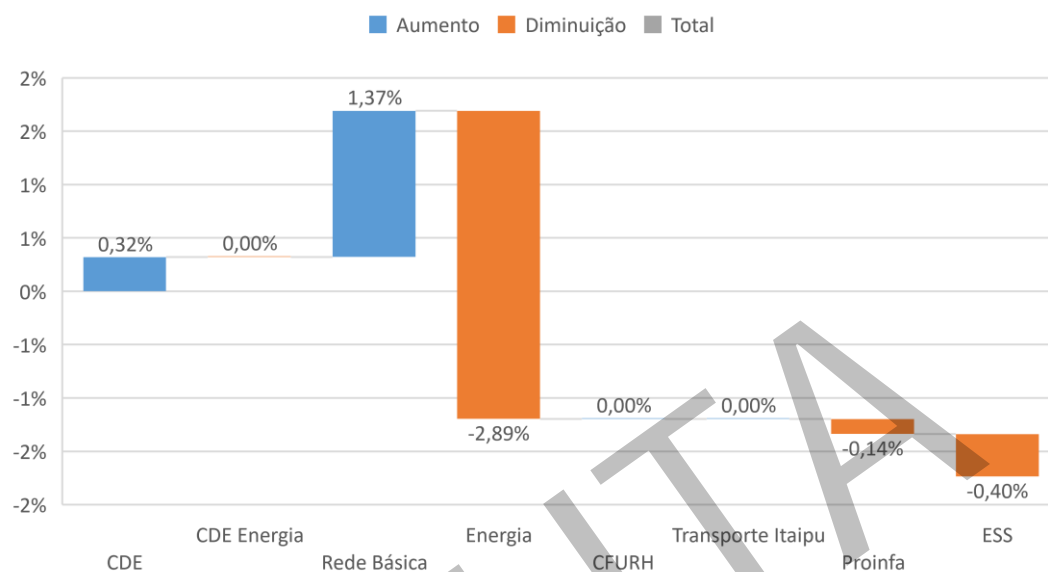
3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de -1,74% e está detalhado no gráfico a seguir:

<sup>20</sup> 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. 38 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.



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

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 1,64% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da 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 onde  $PLD < CVU \leq CMO$ ), 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.

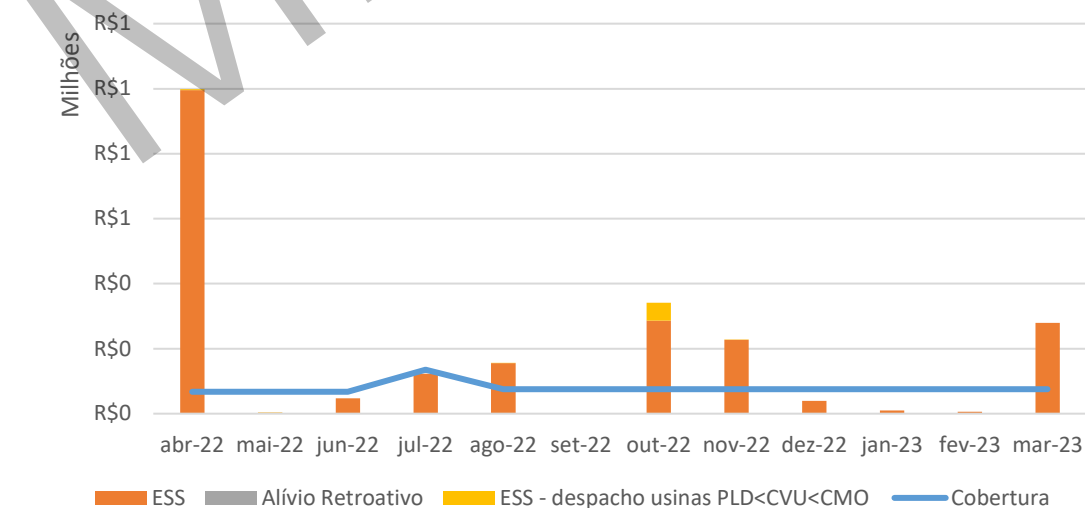


Fls. 39 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

**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\$)
abr-22	996.072,64	2.217.302,47	-	-	2.035,85
mai-22	2.677,21	3.223.175,63	-	-	2,26
jun-22	46.964,29	2.058.020,76	-	-	-
jul-22	123.239,33	2.486.311,77	-	-	-
ago-22	155.409,81	2.921.680,37	-	-	2,28
set-22	-	3.071.557,83	-	-	173,68
out-22	286.331,40	3.579.782,49	-	-	55.266,29
nov-22	227.243,95	3.707.589,14	-	-	2,49
dez-22	39.312,00	5.965.709,25	-	-	-
jan-23	9.480,07	5.238.935,59	-	-	-
fev-23	5.635,45	4.284.555,94	-	-	-
mar-23	279.400,88	4.307.932,02	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.171.767,03</b>	<b>43.062.553,26</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>57.482,85</b>

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.

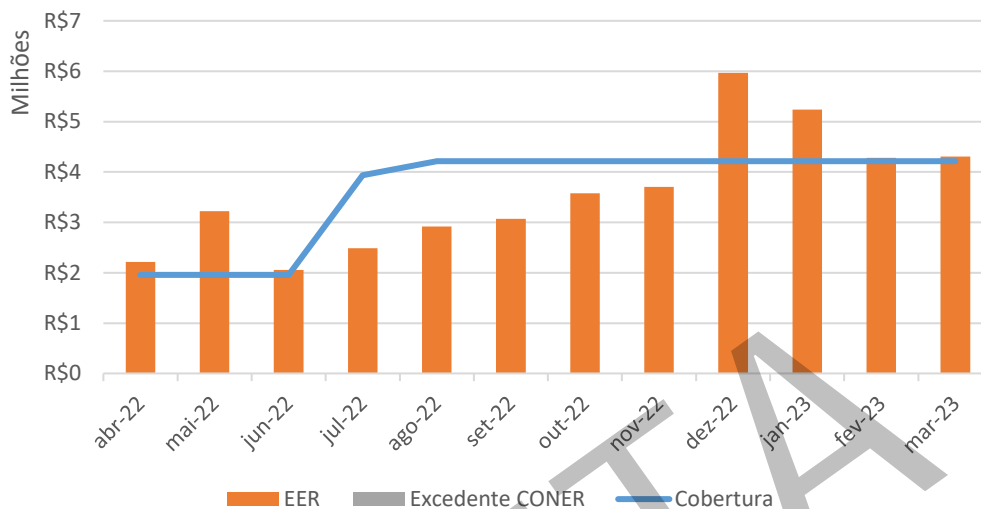


**Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS**

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.



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

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	2.229.249,88	936.301,08	1.292.948,80
EER	43.062.553,26	43.512.847,73	(450.294,47)

8. Ressalta-se que a apuração da receita de ESS considerou os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos.

### Compra de Energia

9. 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.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB

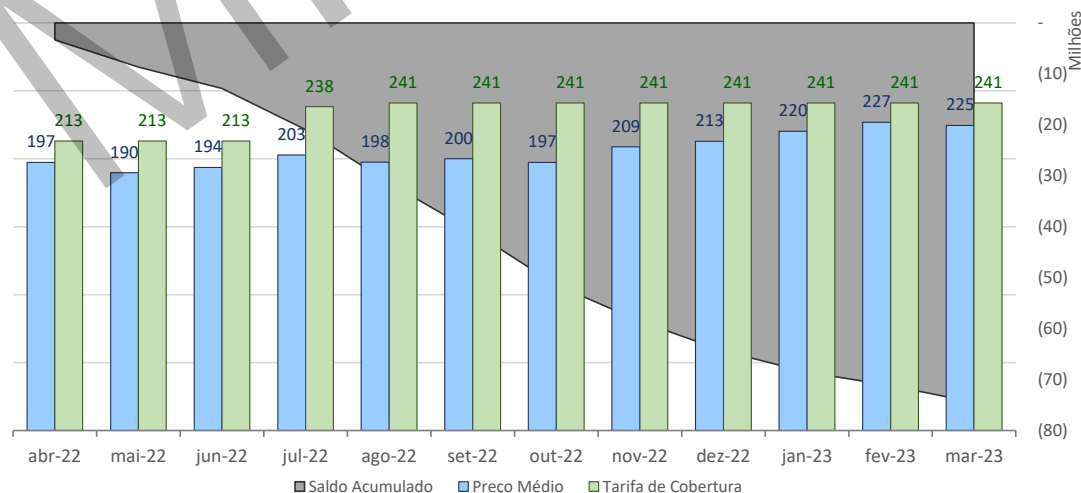


Fls. 41 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	462.678	17,8%
CCEAR-D	966.831	37,1%
MCS D	-	0,0%
CCEN	85.918	3,3%
PROINFA	50.758	1,9%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	198.212	7,6%
CCGF	604.908	23,2%
GP	-	0,0%
MCS D EN	235.798	9,1%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.605.103</b>	<b>100,0%</b>

10. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurada pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura tarifária 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. 42 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	46.033,29
<b>Acrônimos CCEE</b>	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	31.494.101,26
Efeito Disponibilidade - CCEN	105.592,54
Exposição entre Submercados	- 75.975,41
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	3.370.060,75
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	5.271.166,67
Demais Itens	- 1.038.480,64
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 761.799,32
MAC - Energia	635.795,14
Recontabilização dos MAC - Energia	- 70.478,59
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 5.817.725,96
Ressarcimentos	- 4.068.338,00
<b>Total</b>	<b>29.089.951,73</b>

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

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 231.212,61
Efeito do CCGF	- 557.939,32
Efeito do CCEN	1.517,51
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	14.318,24
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	11.516,86
<b>Total</b>	<b>- 761.799,32</b>

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

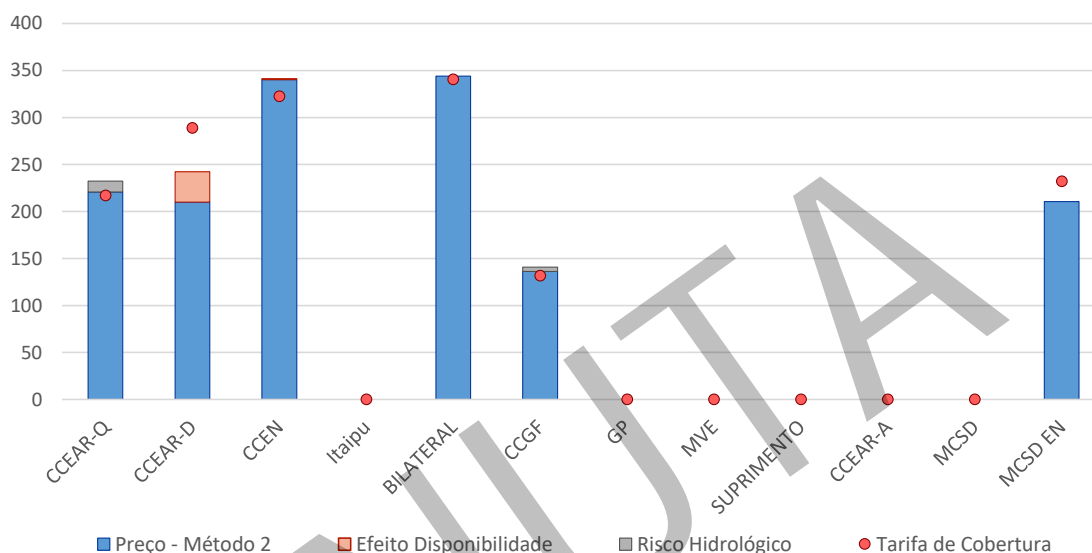
Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 43 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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



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

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -2,89% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada 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.

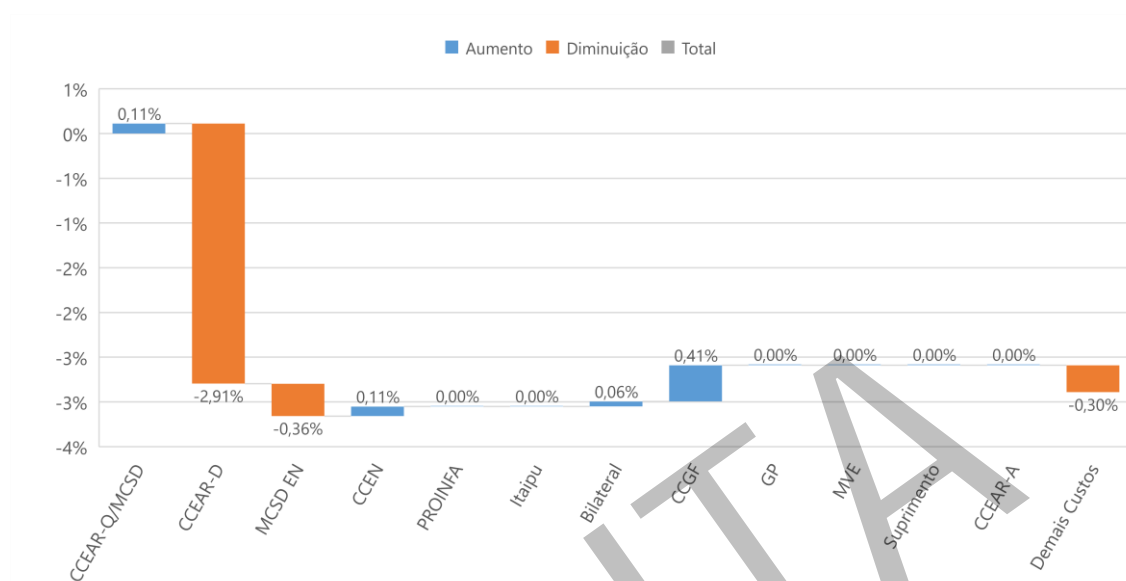
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 44 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.



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

14. Já tabela a seguir 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.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E39402C2007320CB

Fls. 45 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>0,10%</b>
CCEAR-Q/MCSD	0,12%
MCSD EN	-0,36%
CCEN	0,10%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,06%
CCGF	0,19%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>-2,99%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-2,69%
Demais Custos	-0,30%
<b>Total</b>	<b>-2,89%</b>

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

### Glosa de Energia

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006860/2022-66.



Fls. 46 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

**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\$)
abr-22	174.112	214.023	222.053	0	207,95	213,10	0
mai-22	184.539	221.152	229.450	0	200,25	213,10	0
jun-22	183.379	211.827	219.775	0	203,34	213,10	0
jul-22	185.902	212.721	220.703	0	212,64	238,40	0
ago-22	192.993	240.465	249.488	0	211,81	241,11	0
set-22	205.899	243.340	252.471	0	210,94	241,11	0
out-22	213.062	251.508	260.945	0	208,20	241,11	0
nov-22	189.364	203.367	210.997	0	223,79	241,11	0
dez-22	177.231	197.125	204.522	0	231,37	241,11	0
jan-23	162.940	190.258	197.396	0	242,68	241,11	0
fev-23	161.505	192.708	199.939	0	248,22	241,11	0
mar-23	180.701	208.278	216.093	0	247,34	241,11	0
abr-23	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.211.629</b>	<b>2.586.772</b>	<b>2.683.832</b>	<b>0</b>	<b>219,72</b>	<b>233,88</b>	<b>0,00</b>
<b>% perda s. mercado venda</b>		<b>16,96%</b>	<b>21,35%</b>				

### Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

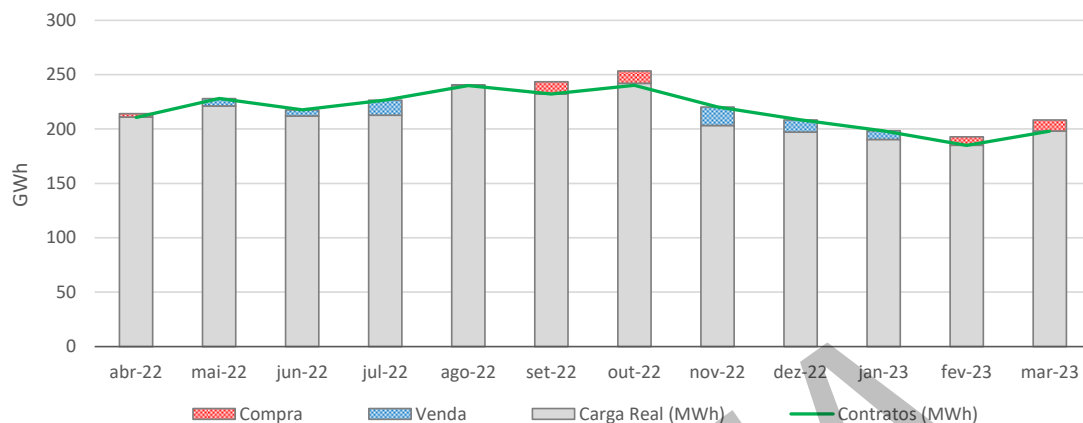
- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/04/2022 e 01/03/2023, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -9.173.070,01 a preços de julho/2023.
- Para o ano civil de 2022: Sobrecontratação de energia de 54.093 MWh, que representa 2,03% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão 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, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 409.706,79.

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

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

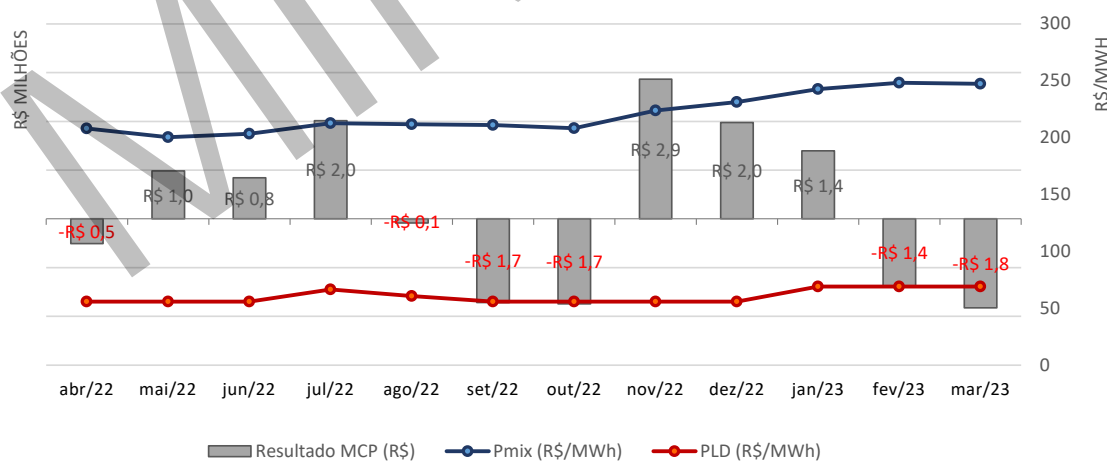


Fls. 47 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.



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

18. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo<sup>21</sup> dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.



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

<sup>21</sup> 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. 48 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

### Conta Bandeira

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

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

Itens	Impacto
<b>I - Impacto na CVA*</b>	<b>-2,69%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	0,22%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,00%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,91%
<b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>	<b>-1,96%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,83%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,12%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
<b>III - Receitas de MCP e ESS</b>	<b>-0,88%</b>
Resultado MCP	-R\$8.763.363,22
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$88.261,92
ESS + CONER	-R\$7.278.514,75
<b>IV - Receita Excedente (I + II + III)</b>	<b>-5,53%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,73%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,34%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-3,46%

\* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

20. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o

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





Fls. 49 Nota Técnica nº 37/2023-STR/ANEEL, de 26/06/2023.

impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -5,53%.

21. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de -0,20%<sup>22</sup>.

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>0,10%</b>
CCEAR-Q/MCSD	0,12%
MCSD EN	-0,36%
CCEN	0,10%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,06%
CCGF	0,19%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>-0,30%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,30%
<b>Total</b>	<b>-0,20%</b>

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

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

<sup>22</sup> 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.