

Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL

Em 4 de julho de 2023.

**Processo:** 48500.006859/2022-31

**Assunto:** Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Sul-Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. 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 Sul-Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. - ESS, a vigorar a partir de 12 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 13/1999 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 ESS, sediada na cidade de Presidente Prudente - SP, atende aproximadamente 862 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 2,15 bilhões.

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

Fls. 2 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

| Classe de Consumo  | Nº de Unidades Consumidoras* | Consumo de Energia (MWh) | Participação no Consumo (%) |
|--------------------|------------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Residencial        | 738.890                      | 121.161                  | 32,7%                       |
| Industrial         | 4.500                        | 134.087                  | 36,2%                       |
| Comercial          | 65.426                       | 47.355                   | 12,8%                       |
| Rural              | 43.452                       | 22.318                   | 6,0%                        |
| Iluminação Pública | 783                          | 14.518                   | 3,9%                        |
| Poder Público      | 7.334                        | 9.648                    | 2,6%                        |
| Serviço Público    | 1.271                        | 12.371                   | 3,3%                        |
| Demais classes     | 185                          | 8.979                    | 2,4%                        |
| <b>Total</b>       | <b>861.841</b>               | <b>370.436</b>           | <b>100%</b>                 |

Fonte: SAMP – competência maio/2023.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.012, de 5 de julho de 2022, a revisão tarifária periódica da ESS de 2022 representou, em média, uma variação das tarifas de 11,52%.

4. Em 17 de agosto de 2022, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF<sup>1</sup>, por meio do Memorando nº 183/2022-SGT/ANEEL, e à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM<sup>2</sup>, por meio do Memorando nº 184/2022-SGT/ANEEL.

5. Em 7 de junho de 2023, por e-mail<sup>3</sup>, a ESS encaminhou Resposta ao Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL, de 04 de novembro de 2021, contendo a informação sobre os valores totais faturados por meio do encargo tarifário Conta Covid, aplicável ao faturamento dos consumidores que migraram ao ACL.

6. O Memorando nº 23/2023-SGM/ANEEL<sup>4</sup>, de 14 de junho de 2023, informou o valor de repasse para o contrato bilateral de compra de energia UHE Lajeado Energia S.A..

7. Em 19 de junho de 2023, a STR recebeu o Memorando nº 130/2023-SFF/ANEEL<sup>5</sup>, com os valores das receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos e das Outras Receitas, além da validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

<sup>1</sup> Documento SIC nº 48581.002180/2022-00.

<sup>2</sup> Documento SIC nº 48581.002181/2022-00.

<sup>3</sup> Documento SIC nº 48580.001339/2023-00.

<sup>4</sup> Documento SIC nº 48550.000575/2023-00.

<sup>5</sup> Documento SIC nº 48536.002790/2023-00.

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

8. Em 30 de junho de 2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a ESS encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais<sup>6</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 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

9. Em 3 de julho de 2023, foi encaminhada versão preliminar de cálculo ao conselho de consumidores da ESS, sendo que, no dia seguinte, foi encaminhada a versão final<sup>7</sup>.

### III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

10. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da ESS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 10,65%, sendo de 8,58%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 11,58%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

**Tabela 2: Efeito médio**

| Grupo de Consumo          | Varição Tarifária |
|---------------------------|-------------------|
| AT - Alta Tensão (>2,3kV) | 8,58%             |
| BT- Baixa Tensão (<2,3kV) | 11,58%            |
| <b>Efeito Médio AT+BT</b> | <b>10,65%</b>     |

11. O efeito médio de 10,65% decorre:

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

12. Cabe esclarecer que a diferença entre os efeitos médios indicados na Tabela 2 decorre da variação dos itens de custo arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada grupo. No caso específico, houve maior aumento dos custos arrecadados via tarifas de energia (TE), o que impacta de forma mais significativa as tarifas médias aplicadas aos consumidores de baixa tensão - BT. Isso porque, parte dos consumidores de alta tensão, que optaram pelo mercado livre, não participam do rateio de custos arrecadados via tarifa de energia.

<sup>6</sup> Documento SIC nº 48580.001340/2023-00.

<sup>7</sup> Documento SIC nº 48580.001447/2023-00.

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

13. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 7,75% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,53%, conforme Tabela 3:

---

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

Fls. 5 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

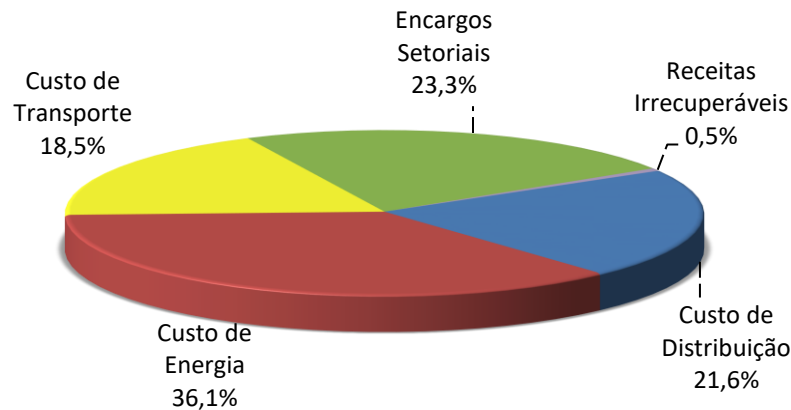
**Tabela 3: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B**

|                                                                            | Processo Anterior (R\$) | Processo Atual (R\$) | Variação     | Participação no Reajuste | Participação na Receita |
|----------------------------------------------------------------------------|-------------------------|----------------------|--------------|--------------------------|-------------------------|
| <b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>                            | <b>1.660.481.769</b>    | <b>1.827.232.319</b> | <b>10,0%</b> | <b>7,75%</b>             | <b>78,4%</b>            |
| <b>Encargos Setoriais</b>                                                  | <b>481.386.674</b>      | <b>542.305.295</b>   | <b>12,7%</b> | <b>2,83%</b>             | <b>23,3%</b>            |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE                                  | 1.966.256               | 2.024.443            | 3,0%         | 0,00%                    | 0,1%                    |
| Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)                                    | 341.919.738             | 330.693.092          | -3,3%        | -0,52%                   | 14,2%                   |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)                       | 19.025.394              | 19.527.363           | 2,6%         | 0,02%                    | 0,8%                    |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)                         | 18.479.101              | 19.496.230           | 5,5%         | 0,05%                    | 0,8%                    |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás                               | (50.680.441)            | (6.807.364)          | -86,6%       | 2,04%                    | -0,3%                   |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)            | -                       | 1.543.949            | -            | 0,07%                    | 0,1%                    |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)              | -                       | 20.581.272           | -            | 0,96%                    | 0,9%                    |
| Conta de Desenv. Energético – CDE GD                                       | -                       | 19.140.768           | -            | 0,89%                    | 0,8%                    |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER                          | 72.920.725              | 64.438.279           | -11,6%       | -0,39%                   | 2,8%                    |
| PROINFA                                                                    | 60.183.341              | 51.785.585           | -14,0%       | -0,39%                   | 2,2%                    |
| P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.                                  | 17.572.561              | 19.881.679           | 13,1%        | 0,11%                    | 0,9%                    |
| <b>Custos de Transmissão</b>                                               | <b>331.688.889</b>      | <b>430.423.808</b>   | <b>29,8%</b> | <b>4,59%</b>             | <b>18,5%</b>            |
| Rede Básica                                                                | 128.730.937             | 161.881.234          | 25,8%        | 1,54%                    | 6,9%                    |
| Rede Básica Fronteira                                                      | 110.555.702             | 152.189.552          | 37,7%        | 1,93%                    | 6,5%                    |
| Rede Básica ONS (A2)                                                       | 981.893                 | 1.001.557            | 2,0%         | 0,00%                    | 0,0%                    |
| MUST Itaipu                                                                | 13.340.485              | 14.039.360           | 5,2%         | 0,03%                    | 0,6%                    |
| Transporte de Itaipu                                                       | 19.145.027              | 28.450.578           | 48,6%        | 0,43%                    | 1,2%                    |
| Conexão                                                                    | 4.317.220               | 6.215.617            | 44,0%        | 0,09%                    | 0,3%                    |
| Uso do sistema de distribuição e CCD                                       | 54.617.625              | 66.645.910           | 22,0%        | 0,56%                    | 2,9%                    |
| <b>Custos de Aquisição de Energia</b>                                      | <b>833.396.915</b>      | <b>841.793.165</b>   | <b>1,0%</b>  | <b>0,39%</b>             | <b>36,1%</b>            |
| <b>Receitas Irrecuperáveis</b>                                             | <b>14.009.291</b>       | <b>12.710.051</b>    | <b>-9,3%</b> | <b>-0,06%</b>            | <b>0,5%</b>             |
| <b>PARCELA B</b>                                                           | <b>491.792.485</b>      | <b>503.233.844</b>   | <b>2,3%</b>  | <b>0,53%</b>             | <b>21,6%</b>            |
| <b>IRT</b>                                                                 | <b>2.152.274.254</b>    | <b>2.330.466.163</b> | <b>8,3%</b>  | <b>8,28%</b>             | <b>100%</b>             |
| <b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>                |                         | <b>75.715.913</b>    |              | <b>3,52%</b>             |                         |
| CVA em processamento - Energia                                             |                         | (12.973.505)         |              | -0,60%                   |                         |
| CVA em processamento - Transporte                                          |                         | 64.380.031           |              | 2,99%                    |                         |
| CVA em processamento - Encargos Setoriais                                  |                         | (17.371.825)         |              | -0,81%                   |                         |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes                               |                         | 8.857.882            |              | 0,41%                    |                         |
| Neutralidade de Parcela A- Energia                                         |                         | (4.527.130)          |              | -0,21%                   |                         |
| Neutralidade de Parcela A - Transporte                                     |                         | 2.214.737            |              | 0,10%                    |                         |
| Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais                             |                         | 15.924.788           |              | 0,74%                    |                         |
| Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável                          |                         | (2.581.121)          |              | -0,12%                   |                         |
| Neutralidade de créditos de Pis/Cofins                                     |                         | (2.686.158)          |              | -0,12%                   |                         |
| Sobrecontratação/exposição de energia                                      |                         | 120.439.783          |              | 5,60%                    |                         |
| Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)           |                         | 1.502.195            |              | 0,07%                    |                         |
| Ajuste CUSD                                                                |                         | 332.827              |              | 0,02%                    |                         |
| Previsão do Risco Hidrológico                                              |                         | 80.766.673           |              | 3,75%                    |                         |
| Reversão do Risco Hidrológico                                              |                         | (72.237.332)         |              | -3,36%                   |                         |
| Recomposição a Conta de Itaipu (Decreto nº 10.665)                         |                         | 16.682.971           |              | 0,78%                    |                         |
| Reversão de Créditos de Pis/Cofins                                         |                         | (112.001.456)        |              | -5,20%                   |                         |
| Arrecadação de CDE Covid de consumidores migrantes                         |                         | (837.254)            |              | -0,04%                   |                         |
| Ajuste Modicidade CDE Eletrobras                                           |                         | (8.932.368)          |              | -0,42%                   |                         |
| Reversão de créditos REH 414 e 376                                         |                         | (1.237.824)          |              | -0,06%                   |                         |
| <b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b> |                         |                      |              | <b>-1,15%</b>            |                         |
| <b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>                     |                         |                      |              | <b>10,65%</b>            |                         |

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

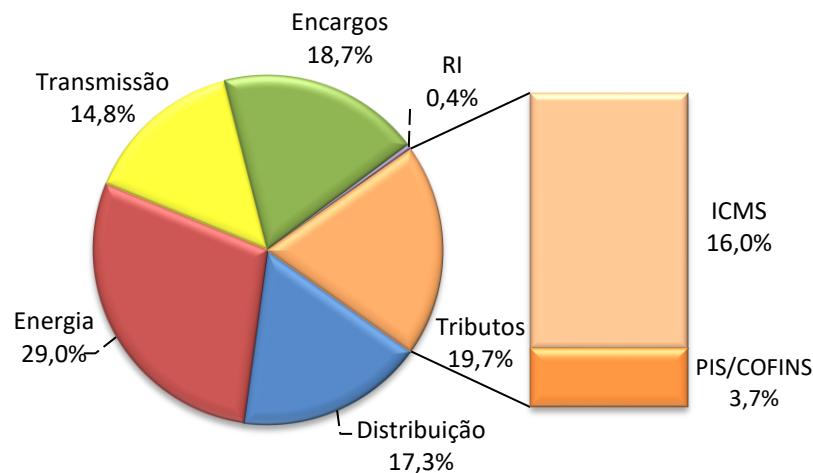
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 6 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.



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

15. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos<sup>8</sup>, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 16,0% para o ICMS e 3,7% para o PIS e COFINS (total de 19,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 24,5% 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

<sup>8</sup> Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência, não contemplando, portanto, efeito pleno de eventual alteração 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 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

16. Conforme detalhado no Anexo I.

#### IV.2. Período de Referência

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

#### IV.3. Receita Anual

18. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 2.152.266.995, conforme demonstrado na Tabela 4.

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

| Subgrupos             | Mercado (MWh)    | Receita (R\$)        |
|-----------------------|------------------|----------------------|
| Fornecimento          | 3.086.162        | 1.801.043.014        |
| A2 (88 a 138 kV)      | 5.712            | 3.711.787            |
| A3 (69 kV)            | 2.217            | 1.142.999            |
| A3a (30 kV a 44 kV)   | 4.954            | 4.724.349            |
| A4 (2,3 kV a 25 kV)   | 603.674          | 341.045.428          |
| BT (menor que 2,3 kV) | 2.469.606        | 1.450.418.451        |
| Suprimento            | 41.449           | 12.579.807           |
| Demais Livres         | 1.377.559        | 300.859.220          |
| Distribuição          | 75.509           | 7.705.883            |
| Geração               | -                | 30.079.072           |
| <b>Total</b>          | <b>4.580.678</b> | <b>2.152.266.995</b> |

#### IV.4. PARCELA A

##### IV.4.1. Encargos Setoriais

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

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

**Tabela 5: Encargos Setoriais**

| Encargos Setoriais                                       | Processo Anterior (R\$) | Processo Atual (R\$) | Dispositivo Legal             |
|----------------------------------------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------------|
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE                | 1.966.248               | 2.024.443            | Conforme módulo 5.5 do PRORET |
| Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)                  | 341.918.243             | 330.693.092          | REH 3.175/2023                |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid            | 37.504.331              | 39.023.593           | DSP 939/2021                  |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás             | (50.680.220)            | (6.807.364)          | DSP 1.120/2023                |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica | -                       | 22.125.221           | DSP 510/2023                  |
| Conta de Desenv. Energético – CDE GD                     | -                       | 19.140.768           | REH 3.175/2023                |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER        | 72.920.406              | 64.438.279           | DSP 1.141/2023                |
| PROINFA                                                  | 60.183.078              | 51.785.585           | ReH 3.147/2022                |
| P&D e Eficiência Energética                              | 17.572.484              | 19.881.679           | Res. Normativa nº 316/2008    |
| <b>Total de Encargos Tarifários</b>                      | <b>481.384.570</b>      | <b>542.305.295</b>   |                               |

20. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 12,7%, impactou o efeito médio em 2,83%. Esse aumento decorre, principalmente: da variação CDE Modicidade Eletrobrás, com contribuição de 2,04%<sup>9</sup>; do início do recolhimento da CDE Escassez Hídrica, com contribuição para o efeito médio de 1,03%; e do início de recolhimento da CDE GD, com contribuição de 0,89%.

21. Em contrapartida, amenizaram o efeito médio, principalmente: a CDE Uso, em -0,52%; os encargos EER/ESS, em -0,39%; e o Proinfa, em -0,39%.

#### IV.4.2. Transmissão

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

<sup>9</sup> Apesar de o encargo apresentar valor negativo e contribuir para a modicidade tarifária, tem-se que a cota de 2023, cujo valor consta do Despacho nº 1.120/2023, é significativamente menor que a cota considerada no ano de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022. Assim, o alívio tarifário da nova cota para o ano de 2023 foi reduzido em relação àquele considerado no processo anterior, justificando o impacto positivo apresentado.

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

| <b>Componente</b>                     | <b>Processo Anterior<br/>(R\$)</b> | <b>Processo Atual<br/>(R\$)</b> |
|---------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| Rede Básica                           | 128.730.374                        | 161.881.234                     |
| Rede Básica Fronteira                 | 110.555.219                        | 152.189.552                     |
| Rede Básica ONS (A2)                  | 981.888                            | 1.001.557                       |
| MUST Itaipu                           | 13.340.426                         | 14.039.360                      |
| Transporte de Itaipu                  | 19.144.943                         | 28.450.578                      |
| Conexão                               | 4.317.202                          | 6.215.617                       |
| Uso do sistema de distribuição        | 54.617.386                         | 66.645.910                      |
| <b>Total dos Custos de Transporte</b> | <b>331.687.439</b>                 | <b>430.423.808</b>              |

23. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 29,8%, impactaram o efeito médio em 4,59%.

24. Esse aumento decorre principalmente da atualização dos custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira, relacionados à atualização das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2023-2024 aprovadas por meio da Resolução Homologatória no 3.217, de 4 de julho de 2023, que contribuiu para o aumento do efeito médio de 3,98%. Cabe destacar que a variação decorrente da atualização dessas tarifas também foi majorada pelo fato de que, por questões cronológicas<sup>10</sup>, no processo tarifário de 2022 foram considerados valores estimados de TUST, os quais se mostraram inferiores aos valores definitivos dessas tarifas para o ciclo 2022-2023, homologadas por meio da resolução nº 3.066 de 12 de julho de 2022.

25. Além disso, destaca-se também o aumento médio de 22,0% dos custos associados aos Contratos de Uso de Sistemas de Distribuição, CUSD, firmados pela ESS junto à CEMIG e COPEL, que impactaram o efeito em 0,56%, e a atualização dos custos de Transporte da energia proveniente de Itaipu, com impacto no efeito de 0,46%.

#### **IV.4.3. Compra de Energia**

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

---

<sup>10</sup> O Reajuste Tarifário Anual de 2022 da ESS foi homologado no dia 5 de julho de 2022 por meio da Resolução Homologatória nº 3.012, data anterior a homologação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST – para o ciclo 2022/2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.066, de 12 de julho de 2022.

Além disso, houve diferença significativa, principalmente, entre a tarifa de cobertura estimada para a Rede Básica Fronteira, cujo valor considerado no processo tarifário de 2022 foi de R\$ 4.957/kW, e a tarifa final homologada por meio da Resolução Homologatória nº 3.066, no valor de R\$ 6,279 /kW, diferença de 26,67%.

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

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

| Perdas                          | DRA       | DRP       | Referência              |
|---------------------------------|-----------|-----------|-------------------------|
| Não Técnica (s/ Baixa Tensão)   | 0,37%     | 0,37%     | REH 2.893/2021          |
| Técnica (s/ merc. injetado)     | 6,63%     | 6,63%     | REH 2.893/2021          |
| Rede Básica (s/ merc. Injetado) | 1,46%     | 1,46%     | CCEE (últimos 12 meses) |
| Mercado Baixa Tensão (MWh)      | 2.469.606 | 2.469.606 | SAMP                    |

27. Cabe destacar que está sendo considerada realização de ajuste na base de aplicação de perdas técnicas, a fim de compensar a diferença entre a energia associada ao mercado medido de Micro e Minigeração Distribuída – MMGD, na definição do percentual de perda técnica apresentada na Tabela 7, e a energia associada ao mercado faturado, usado como referência nos cálculos tarifários. O ajuste em questão, adotado a partir dos processos tarifários deliberados a partir da 10ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, ocorrida em 04 de abril de 2023, é necessário para reestabelecer coerência de referência para aplicação do percentual de perdas (mercado medido).

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

**Tabela 8: Energia (MWh)**

| Descrição                                  | Processo Anterior (MWh) | Processo Atual (MWh) |
|--------------------------------------------|-------------------------|----------------------|
| <b>Mercado Total (Cativo + Livres)</b>     | <b>4.580.678</b>        | <b>4.580.678</b>     |
| Fornecimento                               | 3.086.162               | 3.086.162            |
| Suprimento                                 | 41.449                  | 41.449               |
| Consumidores Livres                        | 1.453.067               | 1.453.067            |
| <b>Perdas Totais</b>                       | <b>451.349</b>          | <b>467.471</b>       |
| Perdas Rede Básica                         | 51.411                  | 51.643               |
| Perdas na Distribuição                     | 399.938                 | 415.828              |
| Perda Não Técnica                          | 9.017                   | 9.017                |
| Perda Técnica                              | 390.922                 | 406.811              |
| <b>Energia Requerida (Cativo + Perdas)</b> | <b>3.578.960</b>        | <b>3.595.082</b>     |

#### IV.4.3.2. 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 3.164/2022                  |
| Bilaterais            | Montante e preço                 | Memorando SRM/ANEEL             |
| Itaipu                | Montante e preço                 | REH 3.149/2022 e REH 3.193/2023 |

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

Fls. 11 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

|                           |                            |                |
|---------------------------|----------------------------|----------------|
| Cotas Lei n.º 12.783/2013 | Receitas Anuais de Geração | REH 3.068/2022 |
| Cota PROINFA              | Montante e preço da cota   | REH 3.147/2022 |

29. A Tabela 10 demonstra o resumo dos contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

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

| Contratos                        | Montante Contratado (MWh) | Montante Considerado (MWh) | Tarifa (R\$/MWh) | Despesa (R\$)      |
|----------------------------------|---------------------------|----------------------------|------------------|--------------------|
| <b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b> | 1.654.993                 | 1.503.543                  | 233,75           | 351.446.840        |
| Nova e Alternativa- CCEAR-DSP    | 569.207                   | 517.118                    | 322,16           | 166.593.703        |
| Nova e Alternativa- CCEAR-QTD    | 436.878                   | 396.899                    | 213,79           | 84.851.406         |
| Madeira e Belo Monte             | 648.908                   | 589.525                    | 169,63           | 100.001.732        |
| <b>Bilaterais</b>                | 601.848                   | 546.772                    | 342,11           | 187.054.084        |
| Rede Lajeado Energia S.A.        | 601.848                   | 546.772                    | 342,11           | 187.054.084        |
| <b>Energia Base</b>              | 1.678.378                 | 1.531.656                  | 198,02           | 303.292.241        |
| Cota Angra I/Angra II            | 139.197                   | 126.459                    | 347,50           | 43.944.377         |
| Cotas Lei n.º 12783/2013         | 738.279                   | 670.718                    | 160,28           | 107.501.698        |
| Itaipu (tirando as perdas)       | 725.852                   | 659.428                    | 230,27           | 151.846.166        |
| PROINFA                          | 75.051                    | 75.051                     | -                | -                  |
| <b>Total</b>                     | <b>3.935.219</b>          | <b>3.581.971</b>           | <b>235,01</b>    | <b>841.793.165</b> |

30. A Tabela 11 e o Gráfico 5 demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

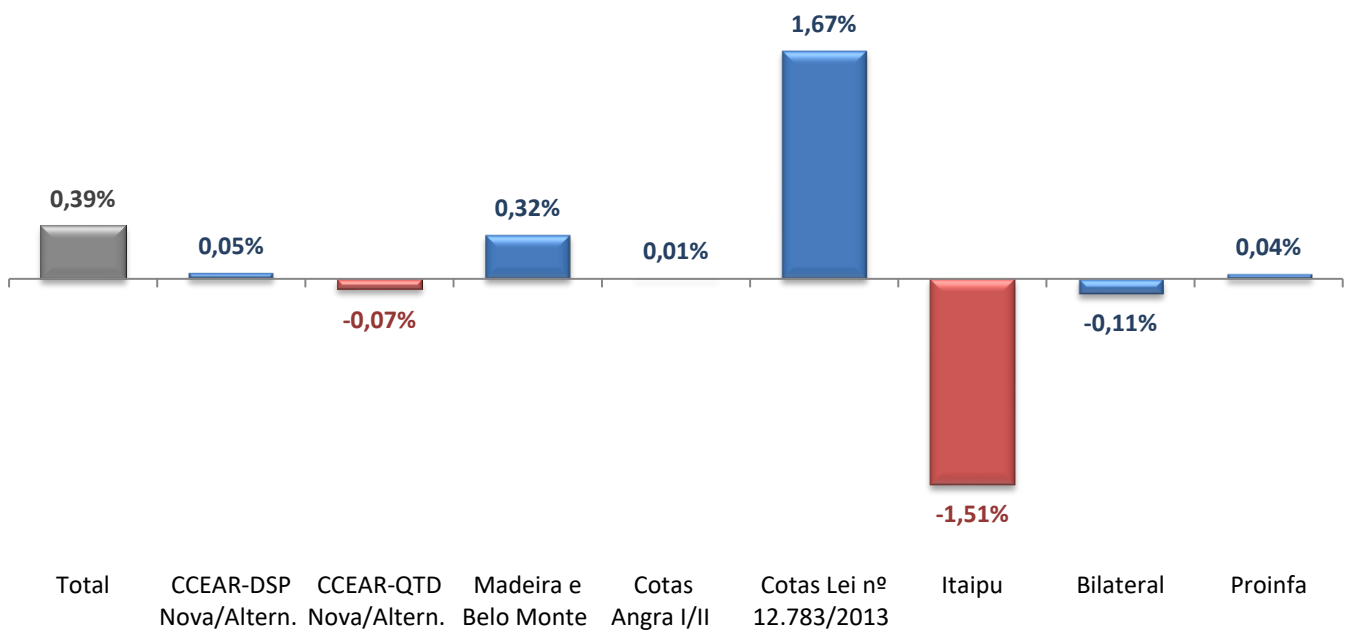
**Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia**

| Tipo de contrato              | Montante de energia (MWh) |                  |             | Custo unitário (R\$/MWh) |                |             |
|-------------------------------|---------------------------|------------------|-------------|--------------------------|----------------|-------------|
|                               | Processo Anterior         | Processo Atual   | Variação    | Processo Anterior        | Processo Atual | Variação    |
| Nova e Alternativa- CCEAR-DSP | 565.279                   | 569.207          | 0,7%        | 321,69                   | 322,16         | 0,1%        |
| Nova e Alternativa- CCEAR-QTD | 365.726                   | 436.878          | 19,5%       | 216,16                   | 213,79         | -1,1%       |
| Madeira e Belo Monte          | 647.135                   | 648.908          | 0,3%        | 157,44                   | 169,63         | 7,7%        |
| Cota Angra I e Angra II       | 137.327                   | 139.197          | 1,4%        | 349,15                   | 347,50         | -0,5%       |
| Cotas Lei n.º 12.783/2013     | 1.002.328                 | 738.279          | -26,3%      | 137,08                   | 160,28         | 16,9%       |
| Itaipu                        | 742.888                   | 725.852          | -2,3%       | 284,59                   | 230,27         | -19,1%      |
| Bilateral                     | 601.848                   | 601.848          | 0,0%        | 347,93                   | 342,11         | -1,7%       |
| Proinfa                       | 78.877                    | 75.051           | -4,9%       | -                        | -              | -           |
| Sobra (-) / Exposição (+)     | (575.559)                 | (353.249)        | -38,6%      | 235,53                   | 240,04         | 1,9%        |
| <b>TOTAL</b>                  | <b>3.565.848</b>          | <b>3.581.971</b> | <b>0,5%</b> | <b>233,72</b>            | <b>235,01</b>  | <b>0,6%</b> |

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

31. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a ESS, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$ 841.793.164,79 e levaram a um impacto no efeito médio de 0,39%. Esse impacto decorre principalmente da redução dos montantes de energia, de 26,3%, e concomitante aumento da tarifa média, de 16,9%, associados aos CCGFs, em função do processo de descotização iniciado com a capitalização da Eletrobras, com contribuição para o efeito médio de 1,67%. Em contrapartida, amenizou o impacto a redução do custo de energia proveniente de Itaipu, com impacto de -1,51%. O Gráfico a seguir ilustra esses efeitos.



**Gráfico 5: Comparação da variação do custo de energia**

#### IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis

32. Para a ESS, os percentuais e valores de receitas irrecuperáveis considerados, por classe de consumo, estão descritos na Tabela 12:

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

**Tabela 12: Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo**

| DESCRIÇÃO - Tipo   | RECEITA (R\$)        | Percentual RI | Reais RI   |
|--------------------|----------------------|---------------|------------|
| Residencial        | 910.669.109          | 0,64%         | 8.068.322  |
| Industrial         | 431.483.897          | 0,35%         | 2.090.621  |
| Comercial          | 372.448.657          | 0,40%         | 2.062.382  |
| Rural              | 172.902.654          | 0,20%         | 478.712    |
| Iluminação Pública | 59.107.038           | 0,00%         | -          |
| Poder Público      | 72.339.266           | 0,01%         | 10.014     |
| Serviço Público    | 80.733.443           | 0,00%         | -          |
| Demais             | 52.582.931           | 0,00%         | -          |
| <b>TOTAL</b>       | <b>2.152.266.995</b> | -             | 12.710.051 |

33. Sendo assim, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da ESS é de R\$ 12.710.051, contribuindo para o efeito médio de -0,06% no atual reajuste.

#### IV.5. PARCELA B

34. A Tabela 13 demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

**Tabela 13: Cálculo da Parcela B**

| Descrição                                            | Valores            | Referência                  |
|------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------------|
| (1) Parcela B Ano Anterior                           | 491.792.485        | TUSD aplicada ao Mercado    |
| (2) Fator DR1/Fator PB                               | 1,10231            | SGT/ANEEL                   |
| (3) Parcela B econômica = (1)*(2)                    | 542.106.458        | SGT/ANEEL                   |
| (4) IPCA                                             | 3,55%              | Indicador econômico oficial |
| (5) Fator X                                          | -0,72%             |                             |
| (5.1) Componente Pd do Fator X                       | 0,37%              | Pd Ex-Post                  |
| (5.2) Componente T do Fator X                        | -1,40%             | REH 2.893/2021              |
| (5.3) Componente Q do Fator X                        | 0,32%              | PRORET 2.5 A                |
| (6) UDEROR                                           | 62.014.503         |                             |
| (6.1) Outras Receitas (OR)                           | 44.703.220         | Valores fiscalizados - SFF  |
| (6.2) Excedente de Reativos (ER)                     | 10.468.231         | Valores fiscalizados - SFF  |
| (6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)                  | 6.843.052          | Valores fiscalizados - SFF  |
| <b>Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)</b> | <b>503.233.844</b> |                             |

35. A atualização da Parcela B representou 0,53% 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 às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

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

Fls. 14 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

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

**Tabela 14: Componentes Financeiros**

| Componentes Financeiros                                          | Valor (R\$)       | Participação |
|------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------|
| CVA em processamento - Energia                                   | (12.973.505)      | -0,60%       |
| CVA em processamento - Transporte                                | 64.380.031        | 2,99%        |
| CVA em processamento - Encargos Setoriais                        | (17.371.825)      | -0,81%       |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes                     | 8.857.882         | 0,41%        |
| Neutralidade de Parcela A- Energia                               | (4.527.130)       | -0,21%       |
| Neutralidade de Parcela A - Transporte                           | 2.214.737         | 0,10%        |
| Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais                   | 15.924.788        | 0,74%        |
| Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável                | (2.581.121)       | -0,12%       |
| Neutralidade de créditos de Pis/Cofins                           | (2.686.158)       | -0,12%       |
| Sobrecontratação/exposição de energia                            | 120.439.783       | 5,60%        |
| Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) | 1.502.195         | 0,07%        |
| Ajuste CUSD                                                      | 332.827           | 0,02%        |
| Previsão do Risco Hidrológico                                    | 80.766.673        | 3,75%        |
| Reversão do Risco Hidrológico                                    | (72.237.332)      | -3,36%       |
| Recomposição a Conta de Itaipu (Decreto nº 10.665)               | 16.682.971        | 0,78%        |
| Reversão de Créditos de Pis/Cofins                               | (112.001.456)     | -5,20%       |
| Arrecadação de CDE Covid de consumidores migrantes               | (837.254)         | -0,04%       |
| Ajuste Modicidade CDE Eletrobras                                 | (8.932.368)       | -0,42%       |
| Reversão de créditos REH 414 e 376                               | (1.237.824,24)    | -0,06%       |
| <b>Total</b>                                                     | <b>75.715.913</b> | <b>3,52%</b> |

37. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 3,52% no atual reajuste da ESS.

38. Dentre os componentes financeiros destacam-se:

#### CVA – Transporte

39. A CVA – Transporte foi responsável por efeito de 2,99%. O efeito decorre da diferença entre as tarifas de cobertura dos custos de transporte, consideradas no processo tarifário de 2022<sup>11</sup>, o

<sup>11</sup> O Reajuste Tarifário Anual de 2022 da ESS foi homologado no dia 5 de julho de 2022 por meio da Resolução Homologatória nº 3.012, data anterior a homologação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST – para o ciclo 2022/2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.066, de 12 de julho de 2022.

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

Fls. 15 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

qual foi homologado com valores estimados de TUST, e os valores definitivos dessas tarifas, homologadas por meio da resolução nº 3.066 de 12 de julho de 2022.

### **Sobrecontratação/exposição de energia**

40. Conforme consta da Tabela 14, o financeiro de Sobrecontratação/exposição de energia, no valor total de aproximadamente R\$ 120,4 Milhões, impactou o efeito médio em 5,60%.

41. Conforme consta do Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP, que constitui o Anexo II dessa nota técnica, o resultado da liquidação das sobras de energia contratada pela ESS no mercado de curto prazo que, no período de apuração da CVA, entre 01/05/2022 e 01/04/2023, foi calculado em R\$ 89.245.650,21.

42. Adicionalmente, está sendo considerado ainda o efeito do Despacho nº 2.168, de 9 de agosto de 2022, que estabeleceu os montantes de involuntariedade da contratação de energia para os anos de 2016 e 2017, alterando os montantes previamente homologados pelo Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020. Para a ESS tais alterações resultaram em devolução para a empresa de R\$ 30.966.956,22.

43. A título de informação, conforme consta do Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP apresentado no Anexo II dessa nota técnica, para o ano civil de 2022, a Sobrecontratação de energia foi de 539.421,24 MWh, o que representa 14,84% do Mercado Regulatório.

### **Recomposição à Conta de Itaipu – Decreto nº 10.665/2021**

90. Ainda com valores positivos, destacam-se a reversão de itens associados a modicidade de processos tarifários anteriores, como o Financeiro de Recomposição à conta de comercialização de Itaipu, refere-se a reversão do diferimento negativo, considerado no processo tarifário de 2021, associado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu conforme Decretos nº 10.665/2021. O cálculo do financeiro em tela, no valor de aproximadamente R\$ 16,7 milhões, foi realizado conforme previsto na NT 247/2021<sup>12</sup>, e resultou em contribuição para o efeito médio de 0,78%.

91. Seguindo o disposto na NT 247/2021, a conta de comercialização de energia elétrica de Itaipu deverá ser recomposta com o recolhimento, do valor mensal de R\$ 1.417.083,80, diretamente à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBPar

---

Além disso, houve diferença significativa, principalmente, entre a tarifa de cobertura estimada para a Rede Básica Fronteira, cujo valor considerado no processo tarifário de 2022 foi de R\$ 4.957/kW, e a tarifa final homologada por meio da Resolução Homologatória nº 3.066, no valor de R\$ 6,279 /kW, diferença de 26,67%.

<sup>12</sup> Documento SIC nº 48581.001708/2021-00

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

Fls. 16 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

44. Com efeito negativo, destaca-se a reversão em favor dos consumidores de créditos de Pis/Cofins.

45. Ocorre que, em 27 de junho de 2022, foi sancionada a Lei n. 14.385/2022, que disciplina devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a retirada do ICMS da base do PIS/COFINS. A Lei, estabelece os critérios para devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.

46. Assim, em atendimento aos dispositivos legais da lei em tela, no presente processo tarifário está sendo considerada a devolução de aproximadamente 112,4 Milhões, que corresponde a um impacto no efeito médio de -5,60%.

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

47. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL<sup>13</sup>, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à ESS informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário. O valor correspondente informado pela ESS<sup>14</sup> para aplicação no processo tarifário de 2023 e devidamente atualizado pela Selic foi de R\$ -837,2 mil, originando um componente financeiro com impacto de -0,04%.

#### **Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás**

48. Também foi considerado financeiro negativo, denominado ajuste CDE Modicidade Eletrobrás, correspondente ao valor presente líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à ESS, antes de 30 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022, e os valores faturados no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de R\$ -8,93 milhões (efeito de -0,42%).

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

49. 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

---

<sup>13</sup> Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

<sup>14</sup> Documento SIC nº 48513.006304/2023-00.

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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.

50. Instada a se manifestar a respeito dessas receitas, tendo como referência o Ofício nº 08/2021- SGT/SRD/SFF/ANEEL, a concessionária informou<sup>15</sup> que o montante contabilizado desde o processo tarifário anterior é de aproximadamente R\$ 1,24 Milhão, contribuindo para redução do efeito em -0,06%.

### **Financeiro de Ultrapassagem de Suprimento - Ausente**

51. Cabe destacar que no presente processo tarifário não foi realizada a apuração de eventual financeiro de ultrapassagem de suprimento do ano civil de 2022. Ocorre que, por meio da Carta datada de 28 de dezembro de 2022<sup>16</sup>, a CERNHE – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de Novo Horizonte, que possui contrato de suprimento com a ESS, solicitou adequação do volume de energia contratado em função de variações no seu mercado, assunto que ensejou abertura de outro processo administrativo na ANEEL<sup>17</sup>. Assim, a apuração de eventual financeiro de ultrapassagem de suprimento para o ano civil de 2022 poderá ocorrer no âmbito do processo tarifário de 2024, após decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL.

### **V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS**

52. 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.

---

<sup>15</sup> Documento Sic nº 48513.008269/2023-00.

<sup>16</sup> Documento SIC nº 48513.034198/2022-00

<sup>17</sup> Processo SIC nº 48500.005226/2009-39.

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

| TIPO                               | Ajuste (R\$)     | Previsão (R\$)   | Valor Mensal (R\$) |
|------------------------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Subsídio Carga Fonte Incentivada   | 760.481          | 6.560.568        | 7.321.050          |
| Subsídio Geração Fonte Incentivada | 4.275            | 661.104          | 665.379            |
| Subsídio Distribuição              | (794.063)        | 21.172           | (772.891)          |
| Subsídio Água, Esgoto e Saneamento | (5.197)          | -                | (5.197)            |
| Subsídio Rural                     | (144.005)        | 88.787           | (55.217)           |
| Subsídio Irrigante/Aquicultor      | (161.225)        | 626.383          | 465.158            |
| Subsídio SCEE                      | -                | 1.368.415        | 1.368.415          |
| <b>Total</b>                       | <b>(339.733)</b> | <b>9.326.430</b> | <b>8.986.696</b>   |

## VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

53. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 13/1999-ANEEL.

## VII - DA CONCLUSÃO

54. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 13/1999, no que consta do Processo nº 48500.006859/2022-31 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da ESS, com vigência a partir de 12 de julho de 2023, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 10,65% sendo de 8,58% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 11,58% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da ESS;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

## VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

(Assinado digitalmente)  
LEONARDO DE ARAUJO SILVA  
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)  
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

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

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

Fls. 20 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

| <b>Equipe</b>                                                                    | <b>Atividade</b>                                                                                                                 |
|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Gustavo Godoy de Lima<br>Leonardo de Araújo Silva<br>Cecília Magalhães Francisco | Técnico Responsável<br>Coordenador - Gestão Tarifária de Distribuição<br>Coordenadora Adjunta - Gestão Tarifária de Distribuição |
| Robson Kuhn Yatsu<br>Diego Luís Brancher<br>Adriano Almeida Trindade             | Coordenador – Regulação Tarifária<br>Técnico Responsável - Estrutura Tarifária<br>Suporte - SAMP                                 |
| Aline Oliveira Moura                                                             | Suporte - Sistemas                                                                                                               |
| André Valter Feil<br>Andrey Vinícius Altoé                                       | Coordenador - Gestão Tarifária de Geração e Encargos Setoriais<br>CVA                                                            |
| Gustavo Godoy de Lima                                                            | Encargos de Transmissão                                                                                                          |

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

Fls. 21 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

## 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>18</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>18</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. 22 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

|                                                                                                                      |                                                                           |       |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-------|------------|
| 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. 23 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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. 24 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

### 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;

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

- 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
- 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;

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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, 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

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

Fls. 27 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

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

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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.

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;

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

Fls. 29 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

- *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;
- *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;

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

- *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;

### **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>19</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

---

<sup>19</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. 31 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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.

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>20</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;

---

<sup>20</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. 32 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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

$$VPB0_i = TUSD_{\text{Fio B vigente}} \times \text{Mercado Ref}$$
$$VPB1_i = VPB0_i \times \text{Fator Pb}_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

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:

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

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



Fls. 33 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

Onde,

**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  $X^{21}$ , 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>21</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. 34 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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>22</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>22</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. 35 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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>23</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>24</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.

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

---

<sup>23</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>24</sup> [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_4\\_3\\_v1\\_0C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_0C.pdf)

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

Fls. 36 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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.

## **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.

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

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>25</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>25</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. 38 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

## 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>26</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<br>(R\$) | Método 3<br>(R\$)    | Delta Total<br>(R\$) | CVA 5ºd útil<br>(R\$) | CVAprc<br>(R\$)      |
| CDE               | -8.576.997,55          | 0,00                 | -8.576.997,55        | -8.682.977,67         | -9.229.543,49        |
| CDE Energia       | 0,00                   | 0,00                 | 0,00                 | 0,00                  | 0,00                 |
| Rede Básica       | 53.144.976,41          | 415.282,29           | 53.560.258,69        | 57.276.844,24         | 60.882.239,32        |
| Compra de Energia | -42.600.674,45         | 29.681.354,86        | -12.919.319,59       | -12.205.225,31        | -12.973.505,41       |
| Transporte Itaipu | 3.026.257,49           | 0,00                 | 3.026.257,49         | 3.290.655,73          | 3.497.792,04         |
| Proinfa           | -5.119.417,17          | 0,00                 | -5.119.417,17        | -5.343.915,06         | -5.680.297,51        |
| ESS               | -811.365,12            | -1.251.823,42        | -2.063.188,54        | -2.316.187,05         | -2.461.983,65        |
| <b>CVA Total</b>  | <b>-937.220,39</b>     | <b>28.844.813,73</b> | <b>27.907.593,35</b> | <b>32.019.194,87</b>  | <b>34.034.701,30</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 12,04%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

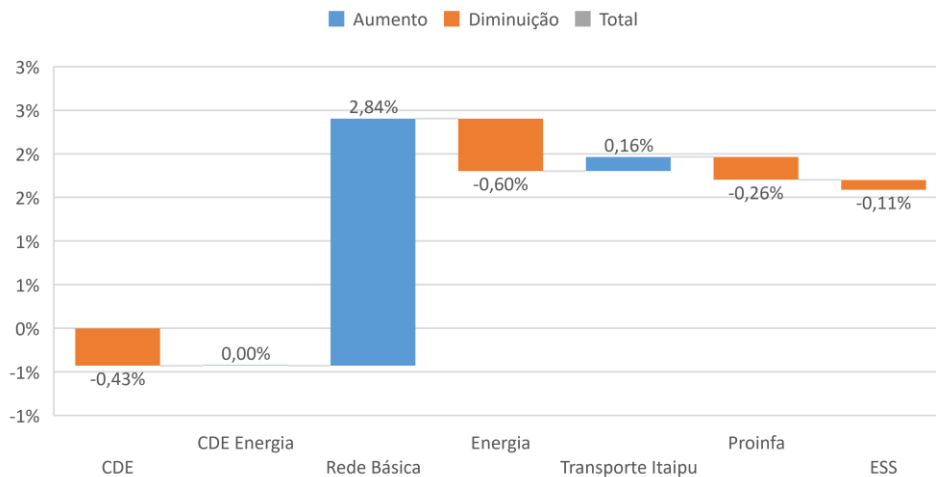
2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 1,59% e está detalhado no gráfico a seguir:

<sup>26</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. 39 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.



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

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 0,71% 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.

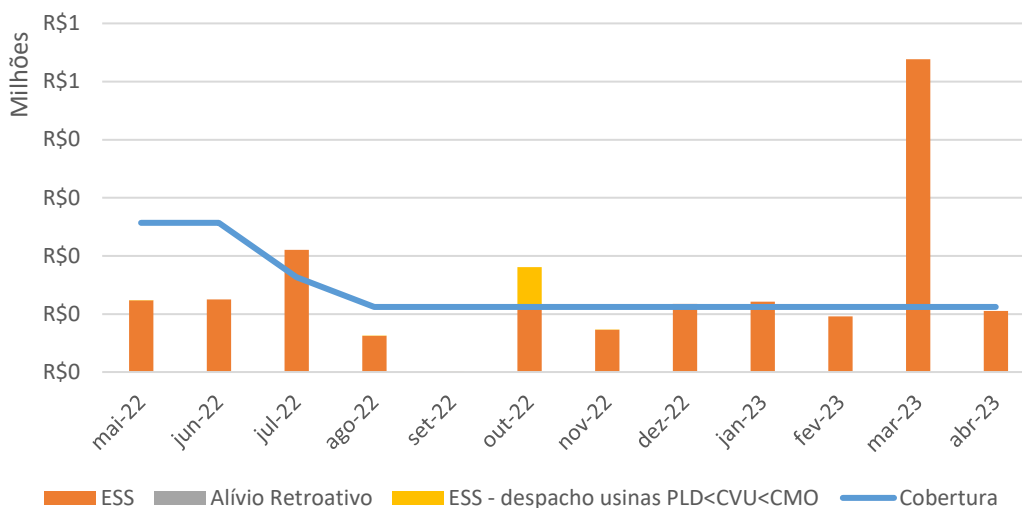
**Tabela I.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE**

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

Fls. 40 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

| Competência | ESS (R\$)    | EER (R\$)     | Excedente da CONER (R\$) | Alívio Retroativo (R\$) | Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$) |
|-------------|--------------|---------------|--------------------------|-------------------------|-----------------------------------------------|
| mai-22      | 123.506,71   | 4.802.068,81  | -                        | -                       | 2,70                                          |
| jun-22      | 124.926,09   | 3.050.706,25  | -                        | -                       | -                                             |
| jul-22      | 210.709,54   | 3.654.651,00  | -                        | -                       | -                                             |
| ago-22      | 62.445,02    | 4.281.064,49  | -                        | -                       | 2,21                                          |
| set-22      | -            | 4.500.359,47  | -                        | -                       | 158,81                                        |
| out-22      | 116.424,68   | 5.187.182,90  | -                        | -                       | 64.554,99                                     |
| nov-22      | 72.843,62    | 5.262.761,82  | -                        | -                       | 2,70                                          |
| dez-22      | 117.175,41   | 8.330.530,39  | -                        | -                       | -                                             |
| jan-23      | 121.121,87   | 7.213.637,33  | -                        | -                       | -                                             |
| fev-23      | 96.004,23    | 5.858.430,09  | -                        | -                       | -                                             |
| mar-23      | 538.404,66   | 5.849.360,99  | -                        | -                       | -                                             |
| abr-23      | 105.492,60   | 6.518.613,43  | -                        | -                       | -                                             |
| Total       | 1.689.054,43 | 64.509.366,97 | 0,00                     | 0,00                    | 64.721,41                                     |

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.

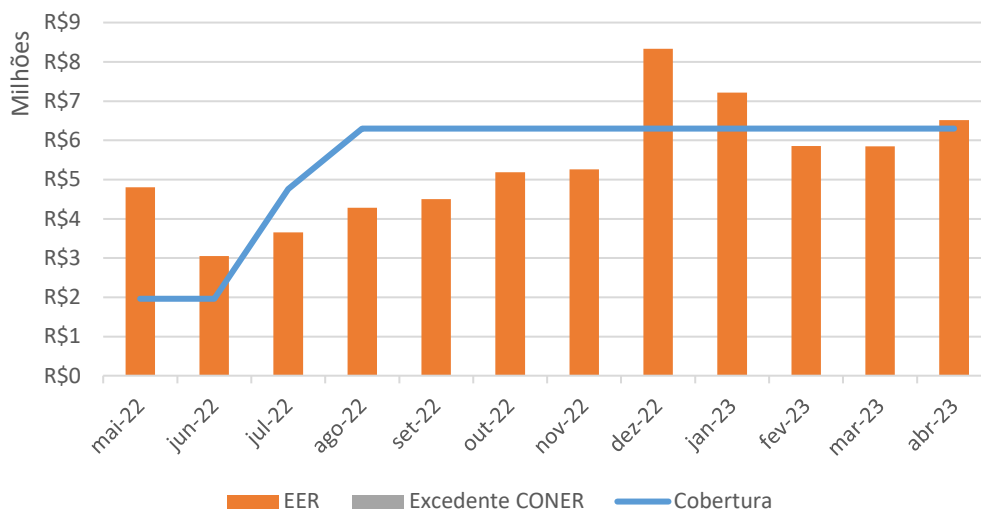


**Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS**

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



Fls. 41 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.



**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  | 1.753.775,84    | 1.687.173,27    | 66.602,57    |
| EER  | 64.509.366,97   | 65.387.334,66   | (877.967,69) |

### Compra de Energia

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

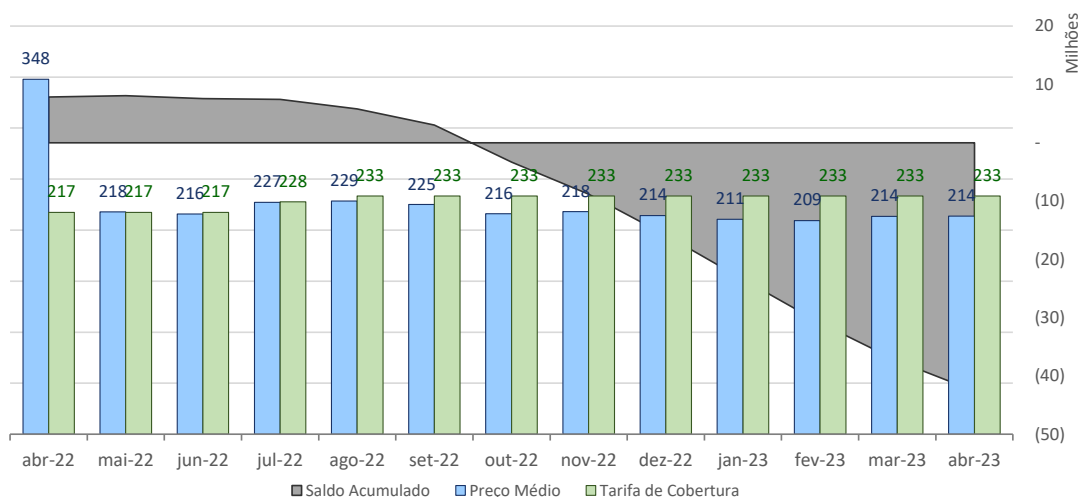
**Tabela I.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia**

| Modalidade   | Montante (MWh)   | Participação  |
|--------------|------------------|---------------|
| CCEAR-Q      | 1.004.067        | 25,2%         |
| CCEAR-D      | 570.089          | 14,3%         |
| CCEN         | 138.206          | 3,5%          |
| PROINFA      | 78.076           | 2,0%          |
| Itaipu       | 733.426          | 18,4%         |
| BILATERAL    | 599.199          | 15,0%         |
| CCGF         | 916.613          | 23,0%         |
| MCSD EN      | (50.225)         | (1,3%)        |
| <b>Total</b> | <b>3.989.452</b> | <b>100,0%</b> |

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

Fls. 42 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

9. 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**

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

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

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

Fls. 43 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

| Item                                         | R\$                  |
|----------------------------------------------|----------------------|
| Glosa de Perdas                              | -                    |
| Recontabilização da Glosa de Perdas          | - 25,80              |
| Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais | - 21.531,89          |
| <b>Acrônimos CCEE</b>                        |                      |
| Efeito Disponibilidade - CCEAR-D             | 22.356.830,37        |
| Efeito Disponibilidade - CCEN                | 189.799,53           |
| Exposição entre Submercados                  | - 94.193,16          |
| Risco Hidrológico - Itaipu                   | 1.854.445,02         |
| Risco Hidrológico - CCGF                     | 4.938.042,49         |
| Efeitos de Usinas Aptas                      | -                    |
| Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas     | 6.322.740,78         |
| Demais Itens                                 | - 1.994.649,70       |
| Recontabilização - Acrônimos CCEE            | - 1.699.985,96       |
| MAC - Energia                                | - 806.812,31         |
| Recontabilização dos MAC - Energia           | - 4.271,56           |
| Receita de Bandeiras Alocada Energia         | 52.699,46            |
| Ressarcimentos                               | - 1.411.732,41       |
| <b>Total</b>                                 | <b>29.681.354,86</b> |

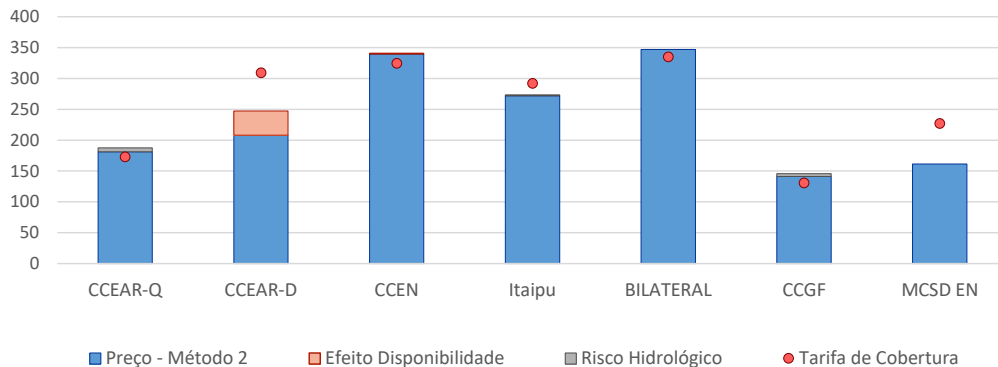
**Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE**

| Item                                                  | R\$                   |
|-------------------------------------------------------|-----------------------|
| Compensação do MRE                                    | -                     |
| Efeito da Contratação por Disponibilidade             | 19.518,06             |
| Efeito do CCGF                                        | - 846.571,61          |
| Efeito do CCEN                                        | 4.481,33              |
| Efeito de contratação de usina apta a gerar           | 1,13                  |
| Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post                     | -                     |
| Efeito de Itaipu                                      | - 842.885,13          |
| Exposição financeira entre submercados                | 19.688,84             |
| Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras | 0,00                  |
| Demais                                                | - 54.218,58           |
| <b>Total</b>                                          | <b>- 1.699.985,96</b> |

11. 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.

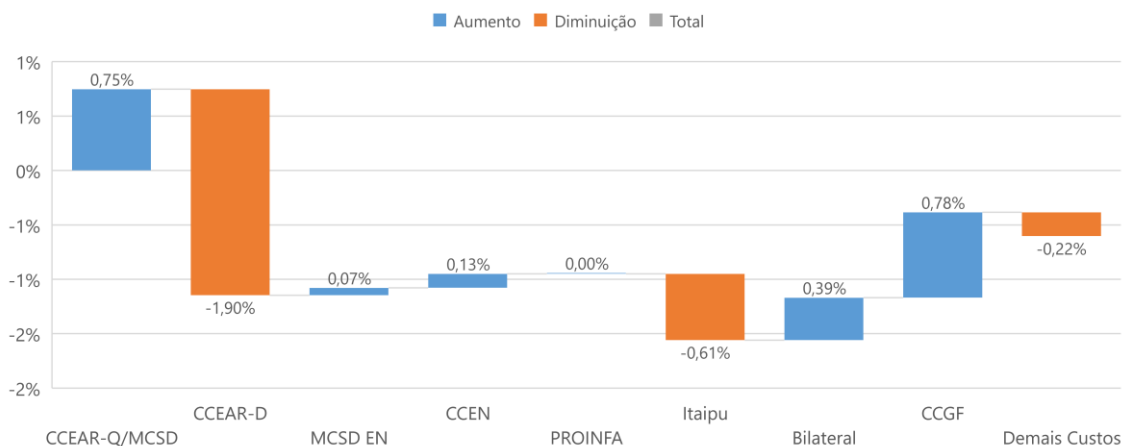
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 44 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.



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

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -0,60% 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 seguir.



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

13. 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.

Fls. 45 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

**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>0,78%</b>  |
| CCEAR-Q/MCSD                                                 | 0,40%         |
| MCSD EN                                                      | 0,07%         |
| CCEN                                                         | 0,12%         |
| Itaipu                                                       | -0,72%        |
| Bilateral                                                    | 0,39%         |
| CCGF                                                         | 0,51%         |
| <b>Método 3</b>                                              | <b>-1,38%</b> |
| Efeito Disponibilidade CCEN                                  | 0,01%         |
| Risco Hidrológico e CCEAR-D*                                 | -1,17%        |
| Demais Custos                                                | -0,22%        |
| <b>Total</b>                                                 | <b>-0,60%</b> |

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

### Glosa de Energia

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

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

| Mês                             | Mercado (MWh)    | Carga Real (MWh) | Energia Requerida Regulatória (MWh) | Glosa (MWh) | Preço (R\$/MWh) | Cobertura (R\$/MWh) | Ajuste de Glosa (R\$) |
|---------------------------------|------------------|------------------|-------------------------------------|-------------|-----------------|---------------------|-----------------------|
| mai-22                          | 260.278          | 276.883          | 286.751                             | 0           | 226,54          | 217,32              | 0                     |
| jun-22                          | 240.851          | 260.865          | 270.162                             | 0           | 223,75          | 217,32              | 0                     |
| jul-22                          | 246.665          | 285.560          | 295.737                             | 0           | 236,47          | 227,76              | 0                     |
| ago-22                          | 249.955          | 282.889          | 292.971                             | 0           | 239,38          | 233,50              | 0                     |
| set-22                          | 257.191          | 267.760          | 277.303                             | 0           | 233,95          | 233,50              | 0                     |
| out-22                          | 261.022          | 288.939          | 299.237                             | 0           | 223,94          | 233,50              | 0                     |
| nov-22                          | 254.256          | 284.954          | 295.110                             | 0           | 226,92          | 233,50              | 0                     |
| dez-22                          | 279.780          | 309.834          | 320.876                             | 0           | 223,48          | 233,50              | 0                     |
| jan-23                          | 259.937          | 305.999          | 316.904                             | 0           | 220,78          | 233,50              | 0                     |
| fev-23                          | 260.287          | 281.206          | 291.228                             | 0           | 219,04          | 233,50              | 0                     |
| mar-23                          | 279.510          | 326.220          | 337.846                             | 0           | 223,90          | 233,50              | 0                     |
| abr-23                          | 271.219          | 278.433          | 288.356                             | 0           | 226,95          | 233,50              | 0                     |
| <b>Total</b>                    | <b>3.120.954</b> | <b>3.449.542</b> | <b>3.572.481</b>                    | <b>0</b>    | <b>226,98</b>   | <b>230,50</b>       | <b>0,00</b>           |
| <b>% perda s. mercado venda</b> |                  | <b>10,53%</b>    | <b>14,47%</b>                       |             |                 |                     |                       |

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

Fls. 46 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

### Resultado no Mercado de Curto Prazo

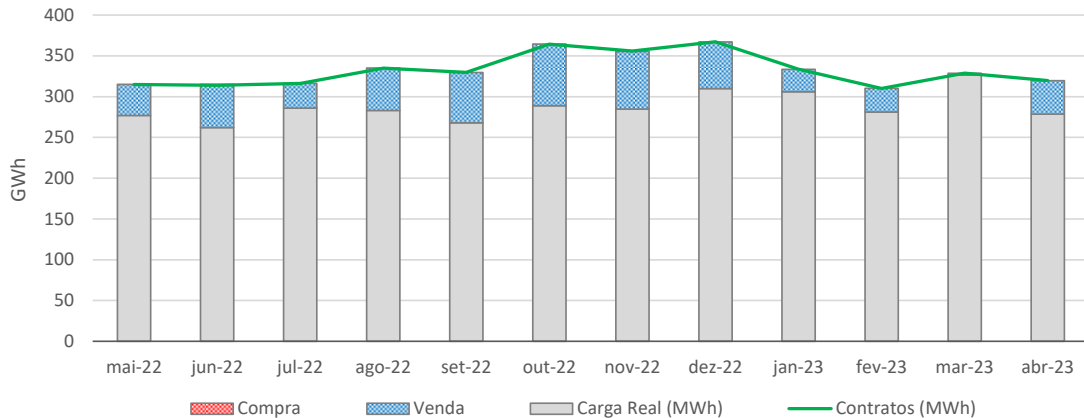
15. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/05/2022 e 01/04/2023, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 89.245.650,21 a preços de julho/2023.
- Para o ano civil de 2022: Sobrecontratação de energia de 539.421,24 MWh, que representa 14,84% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições/sobrecontratações involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada no processo tarifário de 2024.
- Nesta apuração, está sendo considerado o efeito do Despacho nº 2.168, de 9 de agosto de 2022, que estabeleceu os montantes de involuntariedade da contratação de energia para os anos de 2016 e 2017, alterando os montantes previamente homologados pelo Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020. Para a ESS tais alterações resultaram em devolução para a empresa de R\$ 30.966.956,22.
- 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\$ 227.102,90.
- Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ 120.439.782,56, já atualizado para preços de julho/2023, com impacto de 5,61% no reajuste das tarifas.

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

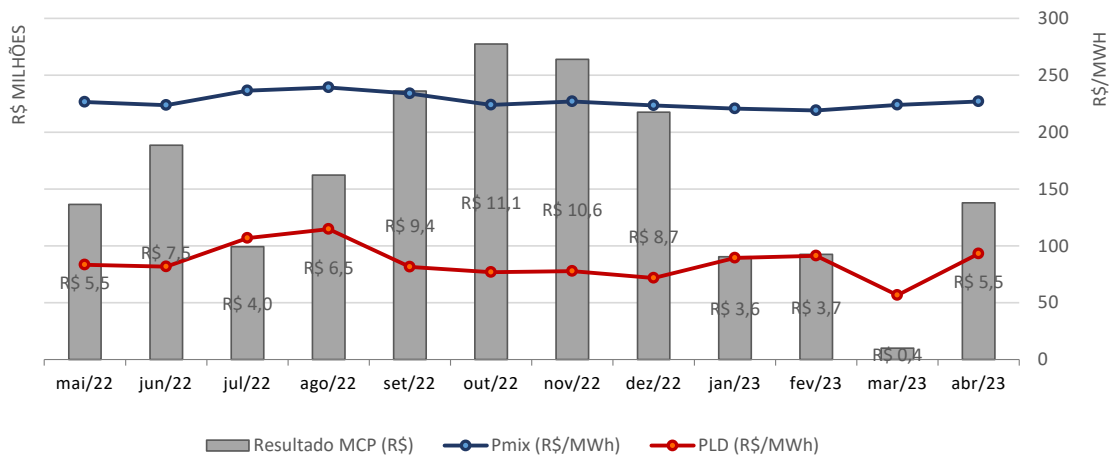
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 47 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.



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

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo<sup>27</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>27</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 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

Conta Bandeira

18. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta 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>-1,17%</b>     |
| Risco Hidrológico de CCGF                                               | 0,27%             |
| Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas                                 | 0,35%             |
| Risco Hidrológico de Itaipu                                             | 0,10%             |
| CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)                                  | -1,90%            |
| <b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>                   | <b>-3,37%</b>     |
| Risco Hidrológico de CCGF                                               | -1,11%            |
| Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas                                 | -1,43%            |
| Risco Hidrológico de Itaipu                                             | -0,82%            |
| <b>III - Receitas de MCP e ESS</b>                                      | <b>5,49%</b>      |
| Resultado MCP                                                           | R\$120.439.782,56 |
| Diferença de Preços entre Submercados**                                 | -R\$107.996,96    |
| ESS + CONER                                                             | -R\$2.461.983,65  |
| <b>IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)</b> | <b>0,95%</b>      |
| Risco Hidrológico de CCGF                                               | 0,18%             |
| Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas                                 | 0,23%             |
| Risco Hidrológico de Itaipu                                             | 0,15%             |
| CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)                                  | 0,40%             |

\* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

19. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta 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 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 0,95%.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 1,52%<sup>28</sup>.

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

| Item                                                         | Impacto      |
|--------------------------------------------------------------|--------------|
| <b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b> | <b>0,78%</b> |
| CCEAR-Q/MCSD                                                 | 0,40%        |
| MCSD EN                                                      | 0,07%        |
| CCEN                                                         | 0,12%        |
| Itaipu                                                       | -0,72%       |
| Bilateral                                                    | 0,39%        |
| CCGF                                                         | 0,51%        |
| <b>Método 3</b>                                              | <b>0,74%</b> |
| Efeito Disponibilidade CCEN                                  | 0,01%        |
| Risco Hidrológico e CCEAR-D*                                 | 0,95%        |
| Demais Custos                                                | -0,22%       |
| <b>Total</b>                                                 | <b>1,52%</b> |

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

21. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de maio de 2022 a abril de 2023, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 15,60%.

<sup>28</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.

Fls. 50 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

### **Anexo III – ANÁLISE DOS PLEITOS DA CONCESSIONÁRIA**

1. Por intermédio da Carta Energisas/VPR-OFC/nº032/2023<sup>29</sup>, de 26/06/2023, a Energisa Sul Sudeste formalizou diversos pleitos os quais foram analisados pela STR, conforme descrito a seguir:

#### **Pleito da ESS - Reconhecimento de componente adicional à Parcela B associado à redução de mercado decorrente da MMGD assim como feito nas Revisões Tarifárias Periódicas**

[...]

##### 3.10. Reconhecimento de componente adicional à Parcela B associado à redução de mercado decorrente da MMGD assim como feito nas Revisões Tarifárias Periódicas

*“Assim como ocorre na RTP, o período de referência para o mercado compreende os 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês do RTA, ficando para a distribuidora o risco da variação de mercado. Desse modo, o regime de price cap garante que toda a saída de mercado que ocorra antes do início do período de referência da RTP esteja refletida no reajuste tarifário. Entretanto, a saída de consumidores do mercado ao longo do período de referência permanece gerando desequilíbrio à distribuidora.*

*No entendimento do Grupo Energisa o fato gerador do pedido de consideração do Ajuste de Parcela B associado ao SCEE é o momento crítico da “corrida do ouro”, que independe do processo tarifário — se Revisão ou Reajuste —. Assim, a Energisa Sul-Sudeste pleiteia que seja definida componente tarifária de ajuste da Parcela B, decorrente da geração associada as MMGD já instalada que não esteja presente em todos os 12 meses do período de referência.*

*Propõe, para tanto, considerar as centrais geradoras cadastradas no sistema SisGD e, complementarmente, adequar o valor com o reflexo desse ajuste no cálculo do Pd do Fator X.*

*A Figura 1 apresenta os dois efeitos, resultando em um valor de R\$ 10.262 milhões a ser considerado como item econômico de parcela B no reajuste tarifário em processamento ou mesmo via componente financeiro.”*

[...]

#### **Resposta da STR:**

2. Pleito semelhante já foi avaliado pela Diretoria Colegiada da ANEEL no âmbito do processo tarifário anual de 2023 da Equatorial Alagoas, conforme consta do trecho do voto<sup>30</sup>, abaixo transcrito:

---

<sup>29</sup> Sic. nº 48513.015182/2023-00

<sup>30</sup> Sic. nº 48575.003982/2023-00

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

Fls. 51 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

[...]

40. *Com relação ao pleito apresentado pelo agente, ressalto que a Lei nº 14.300, de 2021, que criou o arcabouço legal da MMGD, estabeleceu tratamento diferenciado para os sistemas que solicitaram conexão antes de 7 de janeiro de 2023 e para aqueles cujos pedidos são posteriores a essa data.*

41. *De acordo com esse arcabouço legal, somente para os novos sistemas solicitados após a 7 de janeiro de 2023 a receita não recuperada pelo faturamento da energia compensada deve ser custeada pela CDE, o que no atual reajuste totaliza uma previsão de aproximadamente R\$ 1,19 milhão, conforme se pode observar na Tabela 4 do presente voto.*

42. *Além disso, entendo não ser cabível nos processos de reajustes o mesmo ajuste econômico que vem sendo realizado nas revisões tarifárias periódicas para se levar em consideração o efeito da MMGD para o cálculo da Parcela B. Tal ajuste nas revisões decorre da redução do mercado que é utilizado como referência para se obter as tarifas em razão da MMGD.*

43. *Diferentemente dos reajustes tarifários, quando a Parcela B é atualizada pelo mercado e inflação subtraída do Fator X; na revisão tarifária as tarifas TUSD Fio B são criadas, observando-se a nova estrutura de custos e de mercado, visando o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro da concessão para sua aplicação no ciclo tarifário até a próxima revisão tarifária.*

44. *Com esse intuito, fundamentado em posicionamento da Diretoria da ANEEL, é feita uma avaliação do mercado de referência para que, considerando o potencial de redução de mercado já conhecido associado a MMGD conectada, seus efeitos sejam considerados na nova receita de equilíbrio que é estabelecida na revisão. Evita-se assim que eventuais desvios da TUSD Fio B, que é criada na revisão, se propaguem para todo o ciclo tarifário.*

45. *Foi com este propósito que foi concedido nos processos de revisão tarifária o ajuste econômico da Parcela B para se compensar a perda de mercado já conhecida dos consumidores que instalarem MMGD, refletida no mercado de referência, o que, pelas razões explicadas anteriormente, não se aplica aos processos de reajuste tarifário.*

46. *Desta forma, de forma semelhante ao deliberado na 15ª RPO no processo de RTA da Neoenergia Pernambuco, entendo que o pleito não pode ser atendido. Logo, os cálculos do reajuste tarifário não incluem esse componente financeiro pleiteado pela Equatorial Alagoas.*

[...]

3. Assim, a STR não deve acolher ao pleito apresentado pela ESS, visto tratar-se de assunto já analisado pela área técnica e decidido pela Diretoria Colegiada da Aneel.

### **Pleito da ESS – Ajuste no cálculo de perdas técnicas e não técnicas de energia associado à MMGD**

[...]

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

Fls. 52 Nota Técnica nº 40/2023-STR/ANEEL, de 04/07/2023.

*O Grupo Energisa entende que o tratamento dado as perdas nos processos de RTP de 2023 para a correção da mini e microgeração é carente de complementação. O ajuste deve ser adotado para o cálculo perda técnica e não técnica partindo da premissa de que a energia compensada é uma energia faturada à tarifa zero. Reforça, mais uma vez, que o fato gerador do pedido de consideração da energia compensada para o cálculo das perdas é o momento crítico da “corrida do ouro”, que independe do processo tarifário - se revisão ou reajuste. Assim, a Energisa Sul-Sudeste pleiteia o reconhecimento da energia compensada tanto no total do mercado de fornecimento, para o cálculo da perda técnica, quanto na baixa tensão, para o cálculo da perda não técnica da receita requerida pelas distribuidoras.*

[...]

#### **Resposta da STR:**

4. Conforme consta do Submódulo 7 do Prodist, o percentual de perdas técnicas é a razão entre a perda técnica estimada por simulação e energia injetada total injetada na rede de distribuição da concessionária. Na definição desse percentual, feita por parte da STD, toda a energia injetada medida na rede da concessionária, incluindo aquela associada às unidades de MMGD, é considerada. Portanto, no processo de reconstituição das perdas técnicas, feito pela STR a partir do percentual informado por aquela superintendência, é adequado que a energia medida nas unidades de MMGD seja considerada, sendo, de fato, necessária a correção entre energia medida e faturada, nesse processo.

5. Com relação às perdas não-técnicas, o percentual é estimado a partir de procedimento metodológico comparativo entre concessionárias, no qual já estão contemplados ajustes com vistas à correção de diferenças entre os mercados medido e faturado. Estes ajustes estão adequados para a metodologia do Submódulo 2.6 e 2.6A do PRORET, discutida pela CP 29/2020, porém, poderiam ser aperfeiçoados diante da grande variação do mercado de MMGD e seus impactos na base de dados de perdas. Esse trabalho de aperfeiçoamento dos dados, e, conseqüentemente, da metodologia de perdas decorrente dos impactos da GD já está em curso pela Aneel, por meio da Tomada de Subsídios 28/2022, ainda em fase de análise das contribuições.

6. Desse modo, o assunto está sendo avaliado pela Aneel e aperfeiçoamentos metodológicos, tais como a homologação das perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido, devem ser discutidos com a sociedade e agentes do setor, possivelmente mediante Consulta Pública.

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