

## VOTO

**PROCESSOS:** 48500.005631/2023-13, 48500.000473/2024-88 e 48500.000513/2024-91.

**INTERESSADOS:** Concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica, centrais geradoras conectadas em níveis de tensão de 88 kV a 138 kV, usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

**RELATOR:** Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva.

**RESPONSÁVEL:** Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

**ASSUNTO:** Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão de energia elétrica, das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica – TUST, da tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, dos encargos de uso do sistema de transmissão e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSDg de referência para centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 88 kV a 138 kV, para o ciclo 2024-2025.

### I – RELATÓRIO

1. Este Voto trata de forma conjunta, para o ciclo 2024-2025, do estabelecimento:
  - a) das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão de energia elétrica;
  - b) do valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
  - c) da Tarifa de Transporte de Itaipu;
  - d) da TUST importação/exportação – TUST<sub>IMP/EXP</sub> e das Tarifas de Uso das Interligações Internacionais – TUII;
  - e) da TUST para contratação em caráter temporário – TUST<sub>TEMP</sub>;
  - f) da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração (TUSDg) de referência

conectadas em 88 kV ou 138 kV;

g) dos encargos das distribuidoras associados à TUSDg para centrais de geração conectadas em 88 kV a 138 kV; e

h) da base de dados de cálculo da TUST e TUSDg.

2. Os contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, celebrados entre a União e as concessionárias de transmissão de energia elétrica, dispõe que as regras de reajuste e revisão devem ser suficientes para estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

3. A Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020, estabelece as regras dos serviços de transmissão de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Regras de Transmissão, formada a partir da Consolidação da Regulamentação dos Serviços de Transmissão.

4. A Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, consolidou diversas normas aplicáveis aos processos tarifários de concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. Entre outras ações, aprovou os Submódulos 9.3<sup>1</sup> e 10.4<sup>2</sup> dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais definem os procedimentos para o Reajuste anual das receitas das transmissoras.

5. Os Submódulos 7.4, 9.4 e 10.5 do PRORET<sup>3</sup> estabelecem o procedimento para cálculo da TUST e da TUSDg para as centrais geradoras em novo ciclo tarifário.

6. Em 22 de maio de 2023, na 19ª Sessão de Sorteio Público Ordinário, os processos foram distribuídos à minha relatoria, por conexão.

7. No dia 11 de julho de 2024, a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) concluiu as análises para estabelecimento: (i) dos valores das RAP<sup>4</sup> das concessionárias de

---

<sup>1</sup> O Submódulo 9.3 trata do reajuste das RAP das transmissoras, estabelecendo os procedimentos gerais do processo.

<sup>2</sup> O Submódulo 10.4 trata da organização geral e dos prazos para a execução do processo de reajuste da RAP.

<sup>3</sup> Aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.024, de 28 de junho de 2022.

<sup>4</sup> Nota Técnica nº 105, 9 de julho de 2024, Documento nº 48580.002261/2024-00.

transmissão; (ii) das TUST, da Tarifa de Transporte de Itaipu, da TUST<sub>IMP/EXP</sub>, da TUII<sup>5</sup> e das TUSDg de referência<sup>7</sup>; (iii) dos encargos anuais de custeio das ICG e das IEG<sup>6</sup>; e (iv) dos encargos das distribuidoras associados à TUSDg e da base de dados de cálculo da TUST e TUSDg<sup>7</sup>, todas para o ciclo tarifário 2024-2025.

8. Relatado no que interessa, passo a decidir.

## **II – FUNDAMENTAÇÃO**

9. Trata-se do estabelecimento dos valores (i) da RAP referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica, (ii) da TUST, (iii) da Tarifa de Transporte de Itaipu, (iv) da TUST importação/exportação - TUST<sub>IMP/EXP</sub>, (v) das Tarifas de Uso das Interligações Internacionais - TUII, (vi) da TUST para contratação em caráter temporário - TUST<sub>TEMP</sub>, (vii) da TUSDg de referência para as centrais geradoras conectadas em 88 a 138 kV, (viii) dos encargos anuais de uso do sistema de transmissão que deverão ser mensalmente aplicados às distribuidoras que possuam em sua área de concessão centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 a 138 kV - TUSDg; e (ix) da base de dados de cálculo da TUST e TUSDg, todos para o período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025.

### **II.1 Estabelecimento da RAP**

#### **II.1.1 Regra geral**

10. A RAP destinada às transmissoras devido à prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica é reajustada anualmente a partir da soma das parcelas de receita, referentes às instalações de transmissão em operação comercial no ciclo anterior, atualizadas pelo Índice de Variação da Inflação (IVI)<sub>i-1</sub><sup>8</sup>.

11. Os contratos de concessão de transmissão definem o índice a ser utilizado no reajuste.

---

<sup>5</sup> Nota Técnica nº 107, 11 de julho de 2024, Documento nº 48580.002287/2024-00.

<sup>6</sup> Nota Técnica nº 104, 9 de julho de 2024, Documento nº 48580.002260/2024-00.

<sup>7</sup> Nota Técnica nº 106, 11 de julho de 2024, Documento nº 48580.002286/2024-00.

<sup>8</sup> O IVI<sub>i-1</sub> é o quociente do índice indicado no Contrato de Concessão, do mês de maio do período i-1, pelo índice do mês de maio do período i-2.

Alguns contratos adotam o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV), outros o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

12. Os valores do IVI para o Ciclo 2024-2025 para os contratos reajustados pelo IGP-M e IPCA são respectivamente 0,996618210560378 e 1,03926016611455.

13. Além da atualização das receitas, o reajuste da RAP reflete, entre outros aspectos, os seguintes resultados: (i) revisões periódicas de receita das transmissoras, aprovadas pela ANEEL; (ii) novas parcelas de RAP estabelecidas para os reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita; (iii) reduções de 50% na RAP a partir do décimo sexto ano de operação, previstas em alguns contratos de concessão; e (iv) decisões publicadas pela ANEEL ao longo do ciclo 2023-2024.

#### **II.1.2 Parcelas de ajuste e outros componentes financeiros**

14. A arrecadação e as necessidades de receita são variáveis ao longo do ciclo tarifário em função, por exemplo, das novas instalações – e respectivas receitas – que entram em operação comercial, e da dinâmica própria de contratação do uso da rede pelos usuários.

15. Como as tarifas de transmissão, após homologadas, permanecem fixas por um ano, os contratos de concessão preveem um mecanismo, denominado Parcela de Ajuste (PA), para fazer frente ao superávit ou déficit de arrecadação que ocorre ao longo do ciclo tarifário. A PA é calculada anualmente em conformidade com os contratos de concessão e com o que consta no Submódulo 9.3 do PRORET.

16. A PA e os componentes financeiros a serem compensados no ciclo 2024-2025 são compostos das seguintes parcelas:

a) PA Apuração: compensa o déficit ou superávit de arrecadação apurado pelo ONS no ciclo 2023-2024;

b) PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia: compreende os valores retroativos referentes aos reforços autorizados sem a definição prévia de receita;

c) PA Revisão: reflete alterações e ajustes resultantes das revisões periódicas de receita ocorridas em ciclos anteriores;

d) PA Outros Ajustes: consolida diversos ajustes decorrentes, por exemplo, da correção de datas de entrada em operação comercial de instalações, de erros materiais verificados na definição das RAP de ciclos anteriores, dentre outros; e

e) Financeiro Melhorias: trata-se das anuidades para cobertura dos investimentos a serem executados em melhorias de pequeno porte, conforme submódulo 9.1 do PRORET.

17. Essas componentes somadas totalizaram -R\$ 2.851.716.689,80 a serem compensadas ao longo do ciclo 2024-2025, conforme detalhado na Tabela 1.

**Tabela 1.** Parcelas de Ajuste (PA) e componentes financeiros (R\$).

<b>Tipo</b>	<b>Rede Básica</b>	<b>Rede Básica de Fronteira</b>	<b>DIT Compartilhada</b>	<b>DIT de Uso Exclusivo</b>	<b>ICG / IEG</b>	<b>Total</b>
<b>Financeiro Melhorias</b>	203.581.405,62	0,00	0,00	0,00	0,00	203.581.405,62
<b>PA Apuração</b>	- 1.707.019.989,55	- 286.556.157,69	- 64.046.112,87	- 6.654.279,22	0,00	- 2.064.276.539,33
<b>PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia</b>	850.757,87	0,00	1.910.813,63	11.975.594,74	0,00	14.737.166,24
<b>PA Outros Ajustes</b>	101.490.567,54	- 23.498.425,03	443.226,99	6.576.754,27	16.649.708,43	101.661.832,20
<b>PA Qualidade DIT</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>PA Revisão</b>	- 770.297.006,14	57.891.901,04	- 37.005.578,81	- 358.009.870,62	0,00	- 1.107.420.554,53
<b>TOTAL</b>	- 2.171.394.264,66	- 252.162.681,68	- 98.697.651,06	- 346.111.800,83	16.649.708,43	- <b>2.851.716.689,80</b>

Fonte: Nota Técnica nº 105/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

### II.1.3 Parcela variável

18. A Parcela Variável (PV) é o desconto aplicado na RAP das transmissoras por indisponibilidades, restrições operativas ou atrasos na entrada em operação de instalações integrantes

da Rede Básica<sup>9</sup>. A redução de receita devido à aplicação da PV, no período de junho de 2023 a maio de 2024, totalizou R\$ 653.043.736,81 conforme detalhado na Tabela 2.

**Tabela 2:** Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2023 a maio de 2024.

<b>Concessionárias</b>	<b>PV descontada (R\$)</b>
NÃO LICITADAS	946.296,03
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	338.966.840,66
LICITADAS	313.130.600,12
<b>TOTAL</b>	<b>653.043.736,81</b>

Fonte: CTA-ONS DTA/SA 0861/2024 - SIC nº 48513.015844.2024.00.

#### **II.1.4 Cumprimento parcial de determinações para ressarcimento às distribuidoras que pagaram por obras sem RAP homologada**

19. Por meio dos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022, nº 1.200/2022 e nº 1.424/2022, a Diretoria da ANEEL emitiu determinações para a CTEEP, ONS, SCE e STR, a fim de que fosse conduzido o fluxo que levasse ao ressarcimento às distribuidoras que pagaram por instalações que estavam consideradas no CCT assinado com a transmissora, porém não possuíam RAP homologada pela ANEEL.

20. Sobre esse fato, a área técnica informou que as determinações foram realizadas apenas de forma parcial, uma vez que a transmissora não apresentou as informações necessárias para o estabelecimento de receita para 9 obras indicadas nas decisões da Diretoria, referente às distribuidoras Elektro e ENEL SP.

21. Dessa forma, a fim de que as aludidas determinações possam ser atendidas de forma integral, encaminhado determinação à SFT, para que em conjunto com a SCE, proceda à cobrança das informações ainda não encaminhadas pela CTEEP necessárias para o cumprimento integral dos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022, nº 1.200/2022 e nº 1.424/2022.

#### **II.1.5 Resultados**

---

<sup>9</sup> Conforme Módulo 4 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 906, de 8 de dezembro de 2020.

22. O resultado global da RAP das instalações de transmissão em operação comercial para o ciclo 2024-2025 totaliza **R\$ 48.299.130.691,25**, enquanto no ciclo 2023-2024 esse valor foi de R\$ 47.483.029.705,35. Dessa forma, houve **aumento** de **1,72%** no valor total das receitas ativas em relação ao ciclo anterior.

23. Também estão sendo consideradas as alterações decorrentes das análises contidas na Nota Técnica nº 102/2024-STR/ANEEL<sup>10</sup>, referente à Revisão retroativa da RAP dos reforços e melhorias dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2023 e referente à Revisão da RAP dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2024, bem como as análise da Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL<sup>11</sup>, referente à Revisão retroativa da RAP dos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, com data de revisão em julho de 2023.

24. A área técnica pontua, contudo, que as Parcelas de Ajuste, que possuem natureza financeira, não fazem parte desse resultado, tampouco as previsões de obras. Logo, a receita aqui descrita é o somatório do Item Econômico da próxima tabela da presente análise, acrescido do Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016<sup>12</sup>.

25. Assim, para melhor entender os efeitos, a SRT segregou a RAP em resultados Econômicos, Financeiros e de Previsão de Obra, conforme a Tabela 3.

**Tabela 3:** Resultado global da RAP (R\$).

<b>Itens</b>	<b>Ciclo 2023-2024*</b>	<b>Ciclo 2024-2025</b>	<b>Efeito %</b>
Econômico	38.841.932.949,25	39.318.783.008,92	1,0%
Financeiro [1]	7.717.325.510,20	6.128.630.992,53	-3,3%
Previsão de Obras	1.420.218.443,36	1.217.240.822,80	-0,4%
<b>Total</b>	<b>47.979.476.902,81</b>	<b>46.664.654.824,25</b>	<b>-2,7%</b>

(\*) Conforme homologado pela REH nº 3.216, de 2023.

[1] Inclui as Parcelas de Ajuste e o componente financeiro da PRT nº 120/2016.

<sup>10</sup> Documento nº 48580.002244/2024-00.

<sup>11</sup> Documento nº 48580.002258/2024-00.

<sup>12</sup> Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016 para o ciclo 2024-2025 totalizou R\$ 8.980.347.682,33.

26. Ao considerar as Parcelas de Ajuste (financeiro) e a previsão de obras para o ciclo 2024-2025, observa-se uma redução de 2,7% no montante total associado ao segmento de transmissão. Essa variação se deve ao efeito conjugado (i) do reajuste previsto nos contratos de concessão; (ii) a expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 20 novos contratos, além dos reforços e melhorias autorizados, que contribuiu para o aumento da RAP; e, em contrapartida, (iii) os efeitos das revisões das receitas das concessionárias licitadas e prorrogadas, que contribuiu para a redução do montante a ser arrecadado.

27. As Tabelas 4 a 7 sintetizam os valores da RAP, por tipo de receita, para o Ciclo Tarifário 2024-2025, a preços de junho de 2024, conforme a Nota Técnica nº 105/2024 da STR.

**Tabela 4:** RAP da Rede Básica (R\$)

	<b>RBSE [1]</b>	<b>RBNI [2]</b>	<b>Acesso à RB [3]</b>	<b>RBL [4]</b>	<b>RMEL [5]</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Rede Básica</b>	12.627.507.71 5,27	2.103.874.27 9,20	8.531.952,5 8	23.951.459.75 9,36	657.619.85 5,63	39.348.993.56 2,04
<b>RB de Fronteira</b>	1.873.417.354 ,01	1.178.421.85 6,69	0,00	1.109.484.189 ,38	178.420.21 3,47	4.339.743.613 ,55
<b>TOTAL</b>	14.500.925.06 9,28	3.282.296.13 5,89	8.531.952,5 8	25.060.943.94 8,74	836.040.06 9,10	<b>43.688.737.17 5,59</b>

[1] Receita de instalações relativas à prorrogação das concessões (Lei nº 12.783/2013) ou que consta no contrato de concessão sob esta denominação; [2] Receitas de novas instalações autorizadas; [3] Receitas de conexões à Rede Básica; [4] Receitas das instalações licitadas; [5] Receitas das melhorias.

**Tabela 5:** Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$)

	<b>RPC [1]</b>	<b>RCDM [2]</b>	<b>RPEC [3]</b>	<b>RMEL [4]</b>	<b>TOTAL</b>
<b>DIT compartilhada</b>	572.016.288,30	299.031.426,8 0	26.428.529,39	30.106.290,33	927.582.534,82
<b>DIT de uso exclusivo</b>	2.589.750.465,6 9	445.540.179,2 6	271.542.847,9 1	135.206.263,8 0	3.442.039.756,6 6
<b>TOTAL</b>	3.161.766.753,9 9	744.571.606,0 6	297.971.377,3 0	165.312.554,1 3	<b>4.369.622.291,4 8</b>

[1] Receita de instalações relativas à prorrogação das concessões (Lei nº 12.783/2013) ou que consta no contrato de concessão sob esta denominação; [2] Receitas de novas instalações autorizadas; [3] Receitas das instalações licitadas; [4] Receitas das melhorias.

**Tabela 6:** RAP das instalações de interesse exclusivo de centrais de geração (R\$)



<b>RICG [1]</b>	<b>RICGNI [2]</b>	<b>RIEG [3]</b>	<b>TOTAL</b>
99.188.111,37	27.555.220,33	34.215.830,78	<b>160.959.162,48</b>

[1] Receita das ICG licitadas; [2] Receitas de novas ICG autorizadas; [3] Receita das IEG licitadas.

**Tabela 7:** RAP das interligações internacionais (R\$)

<b>RIIL [1]</b>	<b>RINI [2]</b>	<b>RMEL [3]</b>	<b>TOTAL</b>
79.812.061,70	0,00	0,00	<b>79.812.061,70</b>

[1] Receita das interligações internacionais; [2] Receitas de novas instalações de interligações internacionais autorizadas; [3] Receitas das melhorias em interligações internacionais.

## II.2 TUST

### II.2.1 Regra geral

28. O procedimento de cálculo da TUST segue o estabelecido no Submódulo 9.4 do Proret, a partir da metodologia Nodal, considerando o cenário regional como caso base de fluxo de potência, com as tarifas publicadas por ponto de conexão, para a carga e a geração.

29. O Submódulo 9.4 do Proret, aprovado pela REN nº 1.024/2022, determina que todas as TUST estabilizadas para o segmento geração, homologadas nos termos das REN nº 267/2007 e 559/2013, devem ser aplicadas até o término da estabilização. Assim, essas tarifas foram atualizadas pelo Índice de Atualização da Transmissão (IAT), conforme a Tabela 8:

**Tabela 8:** Composição do IAT para o ciclo sob cálculo.

<b>Índices</b>	<b>Índice Acumulado</b>	<b>Proporção de RAP de Rede Básica em Operação</b>
	<b>Jun/2023 a Jun/2024</b>	<b>2024-2025</b>
IGP-M	-0,338%	10,918%
IPCA	3,926%	89,082%
IAT	<b>3,460%</b>	

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

30. Ao fim do prazo de estabilização, as tarifas das centrais de geração<sup>13</sup> passam a ser controladas por ponto de conexão, mediante envoltória tarifária, aplicando-se os procedimentos

<sup>13</sup> Exceto as centrais em regime integral de cotas de garantia física.

transitórios. Para o segmento consumo, a TUST deve ser definida a cada ciclo, nos postos tarifários de ponta e fora de ponta, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado em cada horário.

31. Ressalta-se que, para o processo da TUST e TUSTg, apresentado mais adiante neste voto, a STR instaurou, de 18 de abril a 13 de maio 2024, a Tomada de Subsídios nº 7/2024 para obter subsídios relativos à base de dados preliminar para o cálculo do ciclo tarifário 2024-2025.

## II.2.2 Tarifa de Transporte de Itaipu

32. A Tarifa de Transporte de Itaipu, relativa às DIT de uso exclusivo (instalações dedicadas àquela central geradora e não integrantes da Rede Básica), é calculada conforme procedimentos estabelecidos no item 9 do Submódulo 9.4 do Proret, conforme detalhado na Tabela 9. A tarifa de R\$ 12.001,87/MW deverá ser paga diretamente à Furnas pelos contratantes da energia da Itaipu, proporcionalmente às suas cotas-parte.

**Tabela 9:** Parâmetros de cálculo da Tarifa de Transporte de Itaipu.

Parâmetros de cálculo	2023-2024	2024-2025	Variação
Encargo de Conexão - EC Itaipu (R\$) [1]	1.990.198.173,38	1.723.451.729,08	-13,4%
PA Itaipu (R\$) [2]	1.897.495,78	-346.642.705,21	-18368,4%
PA PM Itaipu (R\$) [3]	24.293.087,30	25.369.460,52	4,4%
Valor Total a ser arrecadado (R\$) [4] = [1]+[2]+[3]	2.016.388.756,46	1.402.178.484,39	-30,5%
Potência Média (PM) Itaipu x 12 (MW) [5]	119.772,00	116.830,00	-2,5%
<b>Tarifa de Transporte Itaipu (R\$/MW) [6] = [4]/[5]</b>	<b>16.835,23</b>	<b>12.001,87</b>	<b>-28,7%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

33. A variação de -28,7% observada se deve, principalmente, à revisão retroativa à 1º de julho de 2023 da RAP do Contrato de Concessão nº 62/2001, celebrado com Furnas. A referida revisão ocasionou a redução do encargo de conexão da UHE Itaipu, bem como gerou uma Parcela de Ajuste negativa para compensar os efeitos financeiros da postergação da revisão de 1º/7/2023 para 1º/7/2024.

## II.2.3 Tarifas de Importação/Exportação e de Interligações Internacionais

34. A TUST<sub>IMP/EXP</sub> e TUII tanto no Sistema Interligado Nacional (SIN), quanto no Sistema Isolado,

apresentadas nas Tabelas 10, 11, 12 e 13, atendem à seção 5.3 do Módulo 5 das Regras de Transmissão, que regula a contratação e forma da cobrança do uso do sistema de transmissão por esses agentes.

35. Os valores dessas tarifas foram impactados pela variação do fator “f”, que teve aumento de em 1,40%, e é utilizado na conversão das tarifas por demanda (R\$/MW) para tarifas por consumo (R\$/MWh), calculado pela relação entre a potência instalada e a garantia física do parque gerador em operação, bem como da atualização monetária incorrida no período, de 3,46%, além da revisão da RAP das concessionárias licitadas e prorrogadas.

**Tabela 10:** Tarifas de Importação/Exportação (TUST<sub>IMP/EXP</sub>).

Agentes de Importação e Exportação	TUST imp/exp 2023-2024	TUST imp/exp 2024-2025	Variação
	R\$/MWh	R\$/MWh	%
INT. GARABI I (S.ANGELO)	24,273	21,867	-9,9%
INT. GARABI II (S.ANGELO)	24,273	21,867	-9,9%
INT. RIVERA (LIVRAMENTO 2)	22,772	21,582	-5,2%
INT. CONV.MELO (PRES. MÉDICI)	24,633	22,071	-10,4%

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

**Tabela 11:** Tarifas de Interligações Internacionais (TUII).

Interligação Internacional	TUII (R\$/MWh) 2023-2024	TUII (R\$/MWh) 2024-2025	Variação (%)
Garabi I e II - Santo Angelo (500 kV)	8,985	9,466	5,4%
Rivera - Livramento 2 (230 kV)	0,543	0,572	5,3%

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

**Tabela 12:** Tarifas de Importação/Exportação para o Sistema Isolado (TUST-ISO<sub>IMP/EXP</sub>).

Agentes de Importação e Exportação	TUST-ISO imp/exp 2023-2024	TUST-ISO imp/exp 2024-2025	Variação
	R\$/MWh	R\$/MWh	%
INT. S.E. UIAREN(BOA VISTA)	5,763	5,677	-1,5%

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

**Tabela 13:** Tarifas de Interligações Internacionais para o Sistema Isolado (TUII-ISO).

Interligação Internacional	TUII-ISO (R\$/MWh) 2023-2024	TUII-ISO (R\$/MWh) 2024-2025	Variação (%)
----------------------------	------------------------------	------------------------------	--------------

Boa Vista - S.E. Uiaren (230 kV)	9,544	4,488	-53,0%
----------------------------------	-------	-------	--------

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

#### II.2.4 Tarifas para a contratação em caráter temporário (TUST<sub>TEMP</sub>)

36. A contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário é caracterizada pelo uso de capacidade remanescente do sistema por tempo determinado, para escoamento da energia elétrica produzida por central geradora, após declaração do ONS da importância sistêmica da sua permanência no SIN, e enquanto inexisterem contratos de venda de energia elétrica em execução junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

37. A TUST associada à contratação em caráter temporário é calculada de acordo com a fórmula disposta na alínea d) do item 4.12 da seção 5.1 do Módulo 5 das Regras de Transmissão, e está disposta na Tabela 14. Sua variação em relação ao ciclo anterior é explicada, no caso da UTE Uruguaiana, pela migração de regime de TUST estabilizada para a envoltória tarifária, em razão do fim de validade da TUST estabilizada e, no caso da UTE Termonorte II, pela aplicação do segundo ciclo de transição, dado que a validade da TUST estabilizada do gerador se encerrou a partir do ciclo 2023-2024.

**Tabela 14:** Tarifas para a contratação em caráter temporário (TUST<sub>TEMP</sub>).

Gerador	TUST Temp 2023-2024	TUST Temp 2024-2025	Variação
	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	%
UTE Uruguaiana	31,235	28,197	-9,7%
UTE Termonorte II	36,086	37,482	3,9%

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

#### II.2.5 Base de dados de cálculo da TUST

38. O item 7 do Submódulo 9.4 do Proret estabelece os requisitos para montagem da base de dados de cálculo da TUST, precedida de Tomada de Subsídios para escrutínio público, no intuito de promover a assertividade do resultado. A STR avaliou a base de dados do ciclo 2024-2025 e julgou que está em condições de ser aprovada e homologada pela ANEEL.

## II.2.6 RAP a ser arrecadada por TUST-RB

39. Para o cálculo da TUST-RB é necessário estabelecer o valor da receita de Rede Básica para o ciclo sob cálculo. A Tabela 15 apresenta a previsão de total de arrecadação a ser utilizada no estabelecimento da TUST-RB do ciclo 2024-2025, comparada com o ciclo 2023-2024.

**Tabela 15:** Previsão de total de arrecadação a ser utilizada no estabelecimento da TUST-RB.

Parâmetros	Ciclo 2023-2024 [A]	Ciclo 2024-2025 [B]	Var. % B/A-1	Efeito % (B- A)/Total(A)
RAP para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica - TUST <sub>RB</sub>	38.739.848.172,29	37.952.128.917,38	-2,0%	-2,0%
Orçamento do ONS	818.020.002,56	954.917.968,07	16,7%	0,3%
Passivos	0,00	9.130.599,95	-	0,0%
<b>Arrecadação Total para o cálculo das TUST<sub>RB</sub></b>	<b>39.557.868.174,85</b>	<b>38.916.177.485,40</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-1,6%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 107/2024 da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

40. Os fatores que mais contribuíram para a variação de -1,6% no valor foram:

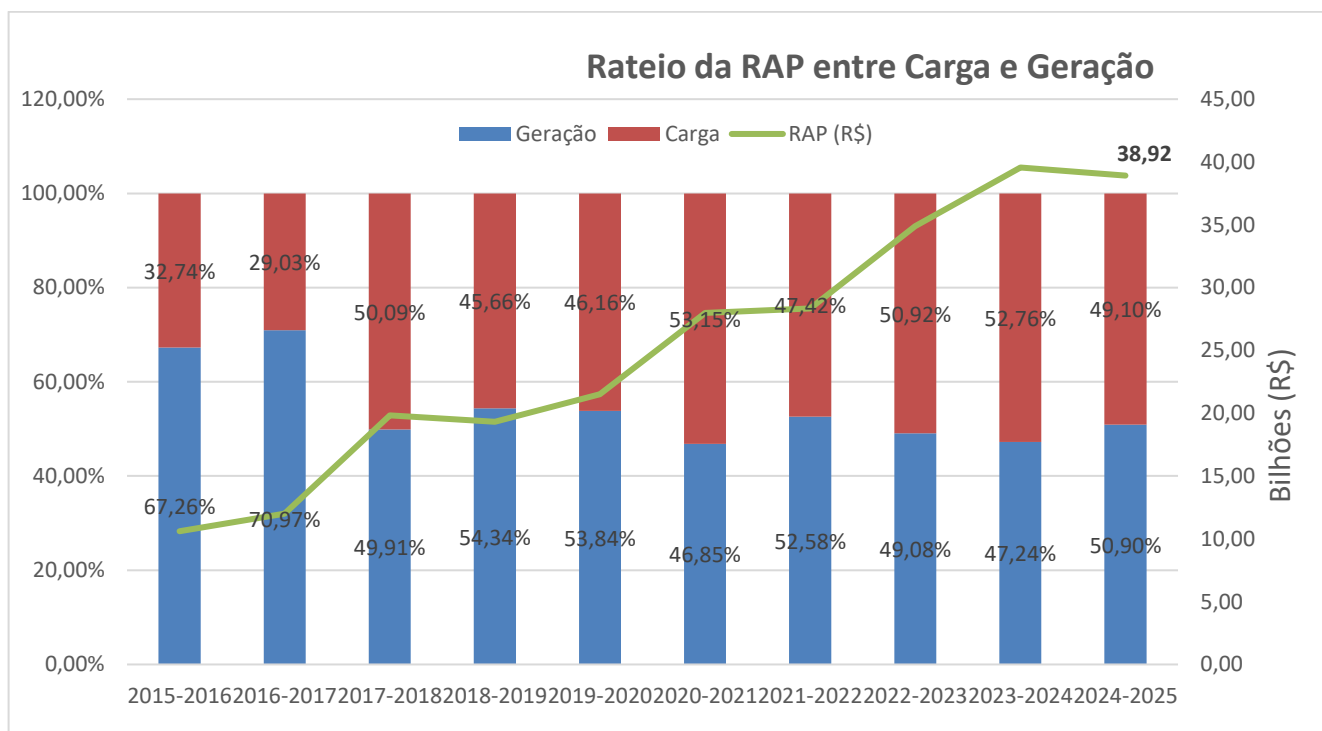
a) Novas instalações e reajuste da RAP de instalações existentes: instalações, principalmente licitadas, que entraram em operação comercial no decorrer do ciclo anterior considerando a RAP pro rata tempore e que para o ciclo sob cálculo entrarão com a RAP integral, bem como o reajuste da RAP das instalações existentes (3,5%);

b) Revisão Periódica da RAP – RPR de 2023 (retroativa) dos Contratos Prorrogados: resultado da revisão retroativa à 1º/7/2023 da RAP dos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, principalmente sobre as instalações classificadas como RBSE (-2,2%);

c) Efeitos Financeiros da Postergação da Revisão: os efeitos financeiros decorrentes da postergação de 1º/7/2023 para 1º/7/2024 da revisão da RAP dos contratos de concessão de transmissão prorrogados gerou uma parcela de ajuste negativa a ser compensada ao longo do ciclo 2024-2025, denominada PA Revisão (-1,9%);

41. A Figura 1 apresenta o rateio da RAP arrecadada por meio de TUST-RB no período entre o

ciclo 2014-2015 e 2024-2025. Observa-se que no ciclo sob análise, o valor a ser dividido entre os a Carga e a Geração é próximo do critério de partida do rateio de 50% para cada segmento.



**Figura 1:** Rateio da RAP arrecadada via TUST-RB entre segmento consumo e geração.

42. A Figura 2 apresenta a evolução da TUST-RB média dos segmentos consumo e geração. Aponto que as tarifas de geração apresentam pouca volatilidade, em função das regras de estabilização que vigoravam até o ciclo 2022-2023. Em contrapartida, as tarifas de carga flutuam para absorver os reflexos desta estabilização, já que a Rede Básica tem apenas dois pagantes, a carga e a geração.

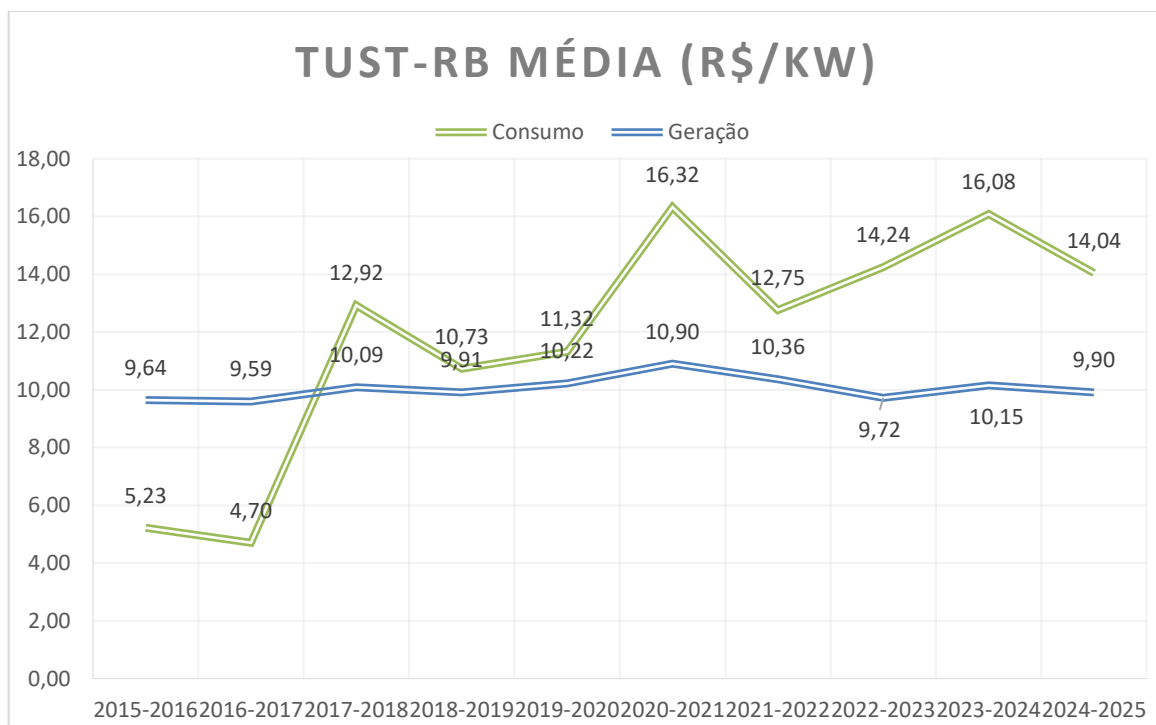
43. Inicialmente, destaco a mudança do sinal locacional, aprovada pela REN nº 1.041/2022, considerando regime de transição de 5 ciclos tarifários, alterando gradativamente os percentuais de Participação de cada cenário Regional ( $P_{DR}$ ) e Nacional ( $P_{DN}$ ), conforme pode-se verificar nos §§ 88 a 92 do Submódulo 9.4 do Proret.

44. Para o cálculo do cenário nacional, a STR calculou o Fator de Demanda (FD) que se refere o item (iii) do § 31 do Submódulo 9.4 do Proret, utilizado para fins de cálculo do fluxo de potência. Esse

fator é calculado a cada ciclo tarifário considerando o horizonte dos últimos 5 ciclos tarifários, para ser aplicado sobre os MUST contratados em regime permanente para o segmento consumo.

45. Para este ciclo tarifário, o valor calculado abrangerá os ciclos **conclusos** 2018-2019 a 2022-2023, que resulta em 72,03%. E conforme apontado pela STR, os dados do ciclo 2023-2024 ainda não estarão disponíveis, uma vez que a homologação da TUST ocorrerá na vigência desse ciclo.

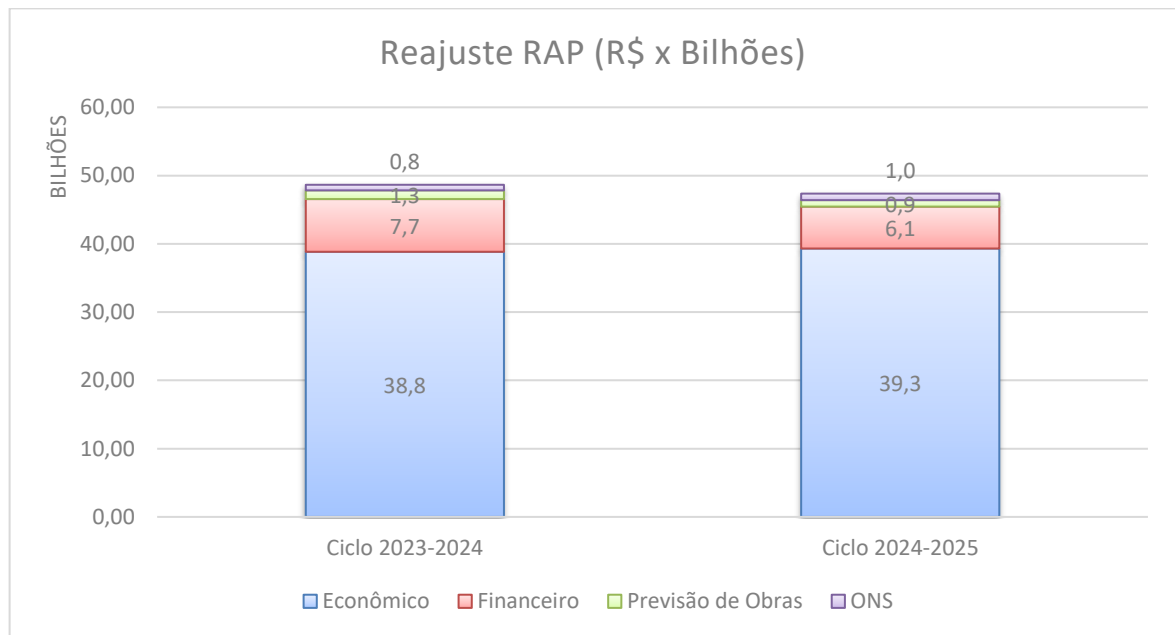
46. Conforme avaliação da STR, o MUST contratado teve variação e 5,0% na geração e 1,3% na carga. Para este ciclo, a TUST-RB média do segmento consumo reduziu 12,7% e do segmento geração reduziu 2,5%. No caso do segmento geração, a redução em menor proporção se deve aos mecanismos de controle tarifário.



**Figura 2:** Evolução da TUST-RB média (R\$/kW).

47. A Figura 3 compara o resultado tarifário da transmissão no ciclo 2024-2025 (R\$ 47,4 bilhões) em relação ao anterior (R\$ 48,7 bilhões), incluindo todos os componentes (Rede Básica, DIT Compartilhada e Exclusiva, Rede Básica de Fronteira, Interligação Internacional, ICG e IEG), segregados em aspectos econômicos, financeiros, orçamento do ONS e previsão de obras. A redução total observada

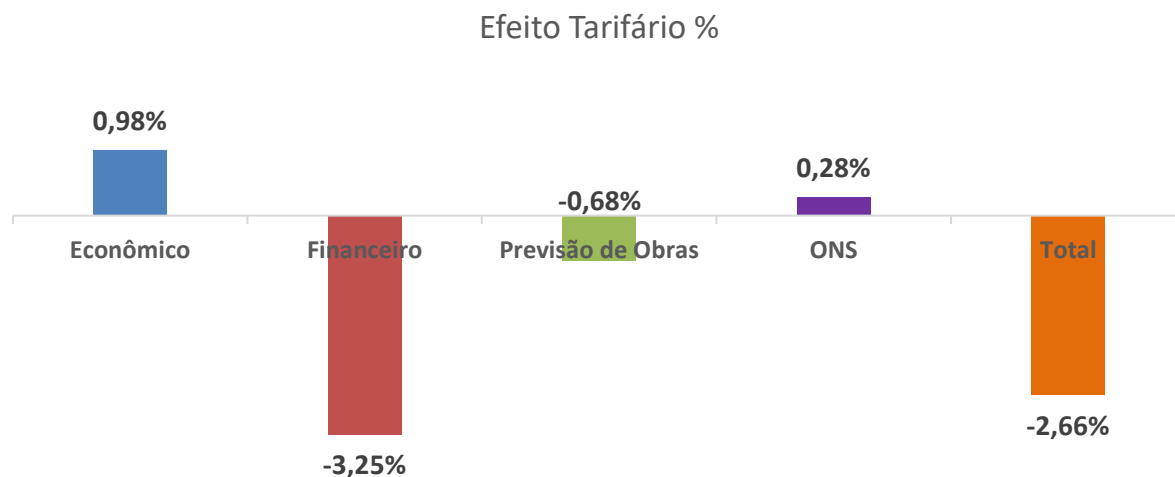
(2,7%) foi decorrente do efeito inflacionário do reajuste dos contratos (R\$ 1,9 bilhão), da revisão da RAP dos contratos de concessão prorrogados (-R\$ 1,4 bilhão) e do efeito financeiro, decorrente da variação das Parcelas de Ajuste (-R\$ 1,9 bilhão).



**Figura 3:** Resultado tarifário total da transmissão.

48. Com relação ao efeito tarifário econômico de 0,98%, destaco que o efeito conjugado do reajuste dos contratos das transmissoras, da entrada em operação de novas instalações e da revisão da RAP dos contratos de concessão prorrogados contribuem para esse resultado. Quanto ao efeito tarifário financeiro de -3,25%, ele decorre majoritariamente da inclusão da Parcela de Ajuste para compensar os efeitos financeiros da postergação de 1º/7/2023 para 1º/7/2024 da revisão da RAP das transmissoras prorrogadas. Os efeitos mencionados são os fatores preponderantes para o resultado de -2,66% de impacto, como exposto na Figura 7.





**Figura 4:** Efeito tarifário das componentes.

49. Ressalta-se que a partir dos valores provenientes do cálculo das tarifas de transmissão, o efeito médio estimado para os consumidores finais na distribuição é de -0,74%.

### II.3 TUSDg

50. A TUSDg é estabelecida para centrais geradoras conectadas em níveis de tensão de 88 kV a 138 kV, subgrupo A2, integradas ao SIN e os critérios para a definição de Rede Unificada (RU) estão estabelecidos no Submódulo 7.4 do Proret, sendo que no atual ciclo constam da base de dados 42 RUs.

51. Na representação dos agentes de geração foram consideradas todas as centrais em operação no momento de definição da base de dados, junho de 2024. Além das centrais geradoras em operação, são representadas as centrais geradoras que celebraram Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD) com previsão contratual de entrada em operação até 30 de junho de 2025.

52. Ademais, independente da celebração ou não do CUSD, também são representadas as centrais geradoras que se sagraram vencedoras de leilão de energia nova, e têm previsão de entrega do produto ao decorrer do horizonte do ciclo. A Tabela 16 resume os critérios de representação das centrais geradoras na base de dados da TUSDg.

**Tabela 16:** Critérios de representação de centrais geradoras.

	Em operação	Prevista*	Leilão
--	-------------	-----------	--------

<b>Com CUSD</b>	Representada	Representada	Representada
<b>Sem CUSD</b>	Representada	Não Representada	Representada

Fonte: Nota Técnica nº 106/2024-STR/ANEEL.

\* Com data para início em operação no CUSD ocorrendo até 30 de junho de 2025.

53. Considerando o tempo de maturidade para a implantação de uma usina, entende-se razoável a previsibilidade de entrada em operação da central geradora, que se fundamenta na assinatura dos contratos. Neles deve ser estabelecida a data de entrada em operação e o montante de uso a ser contratado.

54. Conforme indicado na Nota Técnica da STR, o critério utilizado para a representação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) das centrais geradoras foi estabelecido a partir do valor contratado para 30 de junho de 2025. Para as centrais geradoras vencedoras de leilão e sem CUSD celebrado, foi considerado o valor de potência que consta do cadastro do empreendimento no respectivo leilão que se sagrou vencedor.

55. Para o Ciclo 2024-2025 estão representadas na base de dados 644 centrais geradoras, sendo 67 centrais geradoras adicionadas a base em relação ao ciclo passado. A STR calculou a nova TUSDg de referência para o Ciclo 2024-2025 considerando as centrais geradoras que atendam a pelo menos um dos seguintes critérios:

- a) central geradora está em operação, mas sem tarifa de referência nominal;
- b) central geradora com data de entrada em operação, conforme o CUSD, entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2025;
- c) central geradora conectada em distribuidora que terá revisão tarifária entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2025; ou
- d) central geradora que teve o MUSD contratado alterado em relação à base do ciclo 2023-2024. A alteração deve constar no CUSD ou correspondente aditivo contratual.

56. A Tabela 17 apresenta o quantitativo de centrais geradoras por critério de classificação. Para o ciclo 2024/2025 são definidas tarifas de referência para 85 centrais geradoras.

**Tabela 17:** Critérios de representação de centrais geradoras.

<b>Classificação</b>	<b>Descrição</b>	<b>nº Centrais Geradoras</b>	<b>Tarifa calculada neste processo</b>
Existente	Tarifa de referência estabilizada	440	Não
Existente Leilão	Vencedora de Leilão*	116	Não
Nova Leilão	Vencedora de leilão de energia nova*	3	Não
<b>Nova</b>	Atendem aos critérios (a) ou (b)	<b>64</b>	<b>Sim</b>
<b>Revisão Tarifária</b>	Atendem ao critério (c)	<b>7</b>	<b>Sim</b>
<b>Alteração de MUSD</b>	Atendem ao critério (d)	<b>14</b>	<b>Sim</b>
<b>Alteração de Data</b>	Atendem ao critério (b)	<b>0</b>	<b>Sim</b>
<b>Total</b>		<b>644</b>	<b>85</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 106/2024-STR/ANEEL.

\* As tarifas de referência dessas centrais geradoras foram definidas na REH que homologou o edital do leilão.

57. A receita de referência de cada RU é a soma das receitas de referências dos ativos de distribuidoras e de transmissoras.

58. A receita de referência das transmissoras é definida pela parcela da Receita Anual Permitida (RAP) das DIT e dos transformadores de Rede Básica com tensão secundária em 88 kV ou 138 kV. Para o ciclo 2024-2025 tais valores foram apurados com base nas informações do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET.

59. A receita de referência das distribuidoras é obtida conforme metodologia estabelecida na Nota Técnica nº 001/2009-SRD/SRT/SRE/ANEEL, e com base em parâmetros de cada distribuidora, definidos na última revisão tarifária homologada.

60. Já a Base de Remuneração de Referência (BRRref) é apurada conforme os ativos representados na base de dados (elemento principal, “bay de”, “bay para”), com custos de reposição referenciados em 1999, e que são atualizados para a referência de 1º de junho de 2024. A atualização considera os valores do Banco de Preços de Referência da ANEEL estabelecido pela REH nº 758, de 6 de janeiro de 2009, atualizada pelas REH nº 2.514, de 19 de fevereiro de 2019, e REH nº 2.549, de 14 de maio de 2019.

61. Em relação ao ciclo passado, as receitas de todas as Rede Unificadas, considerando as receitas de distribuidoras e transmissoras, aumentou em 17,27%. Essa variação deve-se ao aumento das receitas das distribuidoras (11,14%) e ao aumento das receitas das transmissoras (31,45%) reflexo da atualização dos custos e da modelagem de novos ativos.

62. As novas TUSDg de referência servirão de base para o cálculo das TUSDg nos processos de revisão ou reajuste tarifário da distribuidora acessada pela central geradora e, portanto, não são aplicadas de imediato.

63. Existe a possibilidade de entrada em operação de novas centrais geradoras que não constam da base de dados do ciclo 2024-2025. Para estas usinas, até que seja definida a tarifa locacional específica, segundo os critérios do Submódulo 7.4 do Proret, considera-se uma tarifa por distribuidora para o subgrupo A2, a ser aplicada para as centrais geradoras não consideradas nominalmente.

64. Essa tarifa é apurada com base na média aritmética das TUSDg das centrais geradoras conectadas à distribuidora, considerando todas as centrais geradoras como novas. Ou seja, sem o mecanismo de estabilização que alcança as centrais geradoras existentes ou vencedoras de leilão. Da mesma forma como no caso das tarifas nominais, essas tarifas também servirão de base para o cálculo das TUSDg nos processos de revisão ou reajuste tarifário da distribuidora, e, portanto, não são aplicadas de imediato.

65. Estas tarifas também são utilizadas no faturamento do encargo de uso dos sistemas de distribuição de acesso em caráter temporário de centrais geradoras em níveis de tensão de 88 kV a 138 kV, segundo critérios estabelecidos na Resolução Normativa n. 1.000, de 7 de dezembro de 2021.

66. Consoante a regulação vigente, o sinal locacional é recalculado a cada revisão tarifária ou quando existe alteração de MUSD contratado, trazendo uma estabilidade durante o período de reajustes tarifários de cada distribuidora (3 a 4 anos), período em que a tarifa sofre uma atualização baseada na variação do IGP-M e do Fator X da distribuidora.

67. Dessa maneira, no recálculo das tarifas de referência, a variação percebida pela central geradora poderá ser negativa ou positiva, de acordo com a variação do sinal locacional que recebe

influência: (i) da configuração da RU; (ii) da entrada de novos ativos e de novas centrais geradoras; (iii) da variação da receita de referência da RU; (iv) e da alteração da carga conforme o MUST contratado pela distribuidora.

68. Os arquivos que compõe a base de dados e o aplicativo Nodal serão disponibilizados no sítio eletrônico da ANEEL.

69. Pela relação entre os processos, a homologação das TUSDg do ciclo tarifário deve ocorrer concomitante a aprovação das RAP das Transmissoras e das TUST para o ciclo 2024-2025, que iniciou em 1º de julho de 2024.

70. Uma vez que estes processos não foram deliberados antes do início do ciclo tarifário, os processos de reajuste tarifários das distribuidoras Enel SP, Energisa Tocantins – ETO e Energisa Sul Sudeste (ESS) foram deliberados considerando valores provisórios associados a estes processos. No tocante a TUSDg, foram considerados os valores vigentes das tarifas.

71. Uma vez aprovado os valores de referência para o ciclo 2024-2025, faz-se necessária a atualização dos valores homologados das TUSDg aplicadas às centrais geradoras destas distribuidoras. O Anexo IV apresenta as correspondentes TUSDg de aplicação e base econômica.

72. Assim, deverão ser substituídas as tarifas correspondentes das Tabelas 1 dos Anexos das Resoluções Homologatórias n. 3.399/2024 (Enel SP), n. 3.340/2024 (ETO) e n. 3.341/2024 (ESS).

73. Uma central geradora conectada na ETO que sofrerá alteração de tarifa tem mercado considerado no processo tarifário, portanto, será necessário ajuste financeiro no processo tarifário de 2026 desta distribuidora. No caso da ENEL SP e ESS, a alteração alcança apenas a tarifa para novas centrais geradoras, e, portanto, não afeta o último processo tarifário homologado.

### **III – DIREITO**

74. Essa análise se fundamenta nos seguintes dispositivos legais e normativos: Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999; Lei nº 12.783, de 11 de janeiro

de 2013; Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998; Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016; Módulo 5 das Regras de Transmissão; Resolução Normativa nº 722, de 31 de maio de 2016; Resoluções Normativas nº 905 e nº 906, ambas de 8 de dezembro de 2020; Resolução Normativa nº 918, de 23 de fevereiro de 2021; Resolução Normativa nº 1.001, de 18 de janeiro de 2022; Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022; Resolução Normativa nº 1.017, de 19 de abril de 2022; e Submódulos 7.4, 9.1, 9.3, 9.4, 9.7, 10.4 e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret).

#### **IV – DISPOSITIVO**

75. Diante do exposto, e o que consta dos processos nº 48500.005631/2023-13, 48500.000473/2024-88 e 48500.000513/2024-91, voto por aprovar a emissão das Resoluções Homologatórias com o objetivo de:

a) estabelecer o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, a serem aplicadas aos usuários contratantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, com vigência no período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025;

b) fixar os valores dos encargos de uso do sistema de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, para o período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025, que deverão ser faturados mensalmente contra às distribuidoras que possuam em sua área de concessão centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV a 138 kV, de acordo com o Submódulo 7.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret);

c) estabelecer as tarifas e os encargos de transmissão de energia elétrica e a Tarifa de Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;

d) estabelecer os valores das Tarifas de Uso das Interligações Internacionais – TUII e das Tarifas de Uso das Interligações Internacionais no Sistema Isolado – TUII-ISO, com vigência no período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025;

e) aprovar a base de dados de cálculo da TUST do ciclo 2024-2025;

f) estabelecer os valores de referência das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSDg), aplicáveis às centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 88 kV a 138 kV, subgrupo A2, pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN), relativas ao ciclo tarifário compreendido entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2025;

g) homologar a base de dados e as receitas de referência utilizadas no cálculo das TUSDg para níveis de tensão em 88 kV a 138 kV;

h) substituir nos processos tarifários da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia (ETO), Enel SP e Energisa Sul Sudeste (ESS) os valores das TUSDg para as centrais geradoras que tiveram novas tarifas de referência homologadas para o ciclo 2024-2025;

i) estabelecer as Receitas Anuais Permitidas (RAP) associadas às instalações sob responsabilidade das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, com vigência a partir de 1º de julho de 2024;

j) determinar à Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT para que, em conjunto com a Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica – SCE, proceda à cobrança das informações ainda não encaminhadas pela CTEEP necessárias para cumprimento integral dos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022, nº 1.200/2022 e nº 1.424/2022.

Brasília, 16 de julho de 2024.

*(assinado digitalmente)*

**FERNANDO LUIZ MOSNA FERREIRA DA SILVA**  
Diretor