

Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL

Brasília, 10 de abril de 2024

Processo nº: **48500.005926/2023-81**

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

## I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024 da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 22 de abril de 2024, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição nº 7/1997 – ANEEL e seus termos aditivos e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo II desta Nota Técnica.

## II. DOS FATOS

2. Em 18 de abril de 2023, foi aprovada a Revisão Tarifária Periódica da ESE, conforme Resolução Homologatória – REH nº 3.184/2023, quando as tarifas foram, em média, reajustadas em 1,17%.

3. Em 13 de março de 2024, a STR realizou reunião virtual, via aplicativo Microsoft Teams, com os representantes da ESE, com o objetivo de prestar esclarecimentos sobre o reajuste tarifário anual<sup>1</sup>.

4. Por intermédio da Carta nº 12<sup>2</sup>, de 6 de março de 2024, a distribuidora informou os valores de créditos de PIS/COFINS aproveitados entre maio de 2021 e fevereiro de 2024, como ainda a estimativa de compensações para os 12 meses subsequentes.

---

<sup>1</sup> SIC nº 48580.001253/2024-00

<sup>2</sup> SIC nº 48513.005320/2024-00.

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

Fls. 2 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

5. A Superintendência e de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica (SGM), pelo Memorando nº 034/2024-SGM/ANEEL<sup>3</sup>, de 27 de março de 2024, informou que a ESE não possui contratos de compra e venda de energia elétrica.

6. Pelo Memorando nº 54/2024-SFF/ANEEL<sup>4</sup>, de 27 de março de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF), validou os pagamentos de itens da Parcela A, assim como informou que a distribuidora incorreu com custos de Garantias Financeiras neste processo tarifário.

7. Em 08 de abril de 2024, a STR encaminhou ao Conselho de Consumidores as planilhas de cálculo relativas ao reajuste tarifário anual<sup>5</sup>, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

8. Em 08 de abril de 2024, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações – SGA, a ESE encontra-se inadimplente<sup>6</sup> com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

### III. DA ANÁLISE

9. A ESE, sediada na cidade de Aracajú - SE, atende aproximadamente 870 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa, atualmente, um faturamento anual da ordem de R\$ 1,67 bilhões.

**Tabela 1. Unidades Consumidoras e Consumo Mensal**

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	791.441	124.431	44,3%
Industrial	990	61.660	22,0%
Comercial	47.751	36.286	12,9%
Rural	21.421	11.074	3,9%
Iluminação Pública	1.380	12.898	4,6%
Poder Público	5.292	13.000	4,6%
Serviço Público	1.648	15.346	5,5%
Demais classes	120	5.972	2,1%
<b>Total</b>	<b>870.043</b>	<b>280.667</b>	<b>100%</b>

\* Fonte: SAMP – competência fevereiro/2024.

<sup>3</sup> SIC nº 48550.000679/2024-00.

<sup>4</sup> SIC nº 48536.001111/2024-00.

<sup>5</sup> SIC nº 48580.001292/2024-00.

<sup>6</sup> SIC nº 48580.001291/2024-00.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 3 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

## A. Metodologia Aplicada

10. O objetivo do reajuste tarifário é manter o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nas revisões tarifárias, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão das distribuidoras. Resumidamente, para aplicação da fórmula de reajuste, são repassadas as variações dos custos de Parcela A e atualizados os custos referentes à Parcela B, esta corrigida pelo índice de inflação, constante no contrato de concessão, deduzido o Fator X. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de reajuste tarifário estão descritos no Anexo II desta nota técnica.

## B. Período de Referência

11. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ESE é de abril/2023 a março/2024.

## C. Receita Anual

12. No cálculo da Receita Anual (RA<sub>0</sub>) 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, conforme demonstrado na tabela a seguir.

**Tabela 2. Mercado no Período de Referência**

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	2.395.044	1.503.689.242
A3 (69 kV)	48.383	19.773.252
A4 (2,3 kV a 25 kV)	416.848	232.639.933
BT (menor que 2,3 kV)	1.929.813	1.251.276.057
Suprimento	14.173	5.258.033
Livres A1	-	1.406.430
Demais Livres	681.011	139.961.090
Distribuição	45.834	7.256.686
Geração	-	9.250.241
<b>Total</b>	<b>3.136.062</b>	<b>1.666.821.722</b>

## E. PARCELA A

### 1. Encargos Setoriais (ES)

13. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL. Os encargos considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 4 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela 3. Encargos Setoriais**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.585.751	2.424.763	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	100.106.830	109.347.355	NT 140/2023 - CP 41/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	20.322.233	11.297.545	DSP 689/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(46.483.696)	(9.235.503)	Previsão 2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escas:	38.431.237	36.314.743	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	6.156.089	8.004.328	NT 140/2023 - CP 41/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	40.716.127	48.584.532	DSP 460/2024
PROINFA	33.245.198	28.055.886	REH 3.291/2023
P&D e Eficiência Energética	14.563.587	14.513.045	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	83.575	76.773	Contribuição 2023
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>209.726.930</b>	<b>249.383.468</b>	

## 2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

14. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT e Uso de Sistemas de Distribuição.

15. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

**Tabela 4. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)**

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	87.498.824	98.667.620
Rede Básica Fronteira	19.289.111	21.506.342
Conexão	9.504.578	13.317.133
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>116.292.512</b>	<b>133.491.094</b>

## 3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

### a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

16. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

17. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da ESE, ressaltando-se que os percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

conforme os valores determinados na Revisão Tarifária Periódica de 2023, homologada pela REH nº 3.184/2023.

**Tabela 5. Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas**

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	4,65%	4,46%	REH 3.184/2023
Técnica (s/ merc. injetado)	8,26%	8,26%	REH 3.184/2023
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,71%	2,38%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	1.929.813	1.929.813	SAMP

18. A tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica da ESE para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

**Tabela 6. Energia Requerida (MWh)**

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
<b>Mercado Total (Cativos + Livres)</b>	<b>2.394.863</b>	<b>2.394.863</b>
Fornecimento	2.380.856	2.380.856
Suprimento	14.008	14.008
Consumidores Livres	726.845	726.845
<b>Perdas Totais</b>	<b>470.694</b>	<b>454.345</b>
<b>Perdas Rede Básica</b>	75.681	66.251
<b>Perdas na Distribuição</b>	395.013	388.094
Perda Não Técnica	89.648	86.031
Perda Técnica	305.366	302.062
<b>Energia Requerida (Cativo + Perdas)</b>	<b>2.865.558</b>	<b>2.849.208</b>

## b. Valoração da Compra de Energia

19. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e às normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

20. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço, conforme tabela abaixo.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 6 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela 7. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia**

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.297/2023
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.225/2023
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.291/2023
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

21. A tabela a seguir demonstra os 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 8. Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas/Preços**

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>2.151.547</b>	<b>2.194.986</b>	<b>253,72</b>	<b>556.914.317</b>
Existente - CCEAR-QTD	34.056	34.743	322,26	11.196.259
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.038.930	1.059.905	284,82	301.880.220
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	632.383	645.150	251,73	162.406.053
Madeira e Belo Monte	446.178	455.187	178,90	81.431.785
<b>Energia Base</b>	<b>642.358</b>	<b>654.222</b>	<b>192,14</b>	<b>125.699.917</b>
Cota Angra I/Angra II	103.465	105.554	355,16	37.488.630
Cotas Lei n.º 12783/2013	484.176	493.951	178,58	88.211.287
PROINFA	54.717	54.717	-	-
<b>Total</b>	<b>2.793.906</b>	<b>2.849.208</b>	<b>239,58</b>	<b>682.614.234</b>

## F. PARCELA B

22. O cálculo da Parcela B é realizado considerando a diferença entre a Receita Verificada e os custos de Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA), esse saldo é corrigido pelo indicador oficial de inflação (IGP-M), conforme estabelecido no Contrato de Concessão, e pelo Fator X. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 7 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela 9. Cálculo da Parcela B**

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	666.818.555	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	-4,26%	FGV
(3) Fator X	2,85%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,67%	REH 3.184/2023
(3.2) Componente T do Fator X	2,63%	REH 3.184/2023
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,20%	PRORET 2.5 A
<b>Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]</b>	<b>619.420.864</b>	

## G. COMPONENTES FINANCEIROS

23. Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a direitos ou obrigações relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às concessionárias. A tabela a seguir consolida os valores dos componentes financeiros:

**Tabela 10. Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(46.831.256)	-2,58%
CVA em processamento -Transporte	23.455.571	1,29%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	23.768.642	1,31%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	4.140.294	0,23%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(20.446.600)	-1,13%
Sobrecontratação/exposição de energia	11.299.334	0,62%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	686.654	0,04%
Previsão de Risco Hidrológico	40.949.118	2,26%
Reversão do Risco Hidrológico	(39.516.042)	-2,18%
Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez Hídrica dos consumidores migra	(2.246.702)	-0,12%
Financeiro CDE Modicidade Eletrobras	(485.342)	-0,03%
Crédito PIS COFINS	(71.867.740)	-3,96%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	7.629.664	0,42%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(101.011)	-0,01%
Financeiro de Spread do Empréstimo da Conta Escassez Hídrica	(6.020.304)	-0,33%
<b>Total</b>	<b>(75.585.719)</b>	<b>-4,16%</b>

## H. ANÁLISE DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

### 1. Resultados

24. O Reajuste Tarifário Anual (RTA) da ESE conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 1,38%. Este efeito decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no contrato de concessão, para formação da

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





Fls. 8 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

Receita Requerida; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

25. A tabela seguinte apresenta os custos reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos neste processo tarifário, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

**Tabela 11. Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B**

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>1.000.003.167</b>	<b>1.065.488.795</b>	<b>6,55%</b>	<b>3,93%</b>	<b>63,2%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>209.726.930</b>	<b>249.383.468</b>	<b>18,91%</b>	<b>2,38%</b>	<b>14,8%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.585.751	2.424.763	-6,23%	-0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	100.106.830	109.347.355	9,23%	0,55%	6,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	10.179.439	5.517.650	-45,80%	-0,28%	0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	10.142.794	5.779.894	-43,01%	-0,26%	0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(46.483.696)	(9.235.503)	-80,13%	2,23%	-0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	4.000.982	3.614.479	-9,66%	-0,02%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	34.430.255	32.700.264	-5,02%	-0,10%	1,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	6.156.089	8.004.328	30,02%	0,11%	0,5%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	40.716.127	48.584.532	19,33%	0,47%	2,9%
PROINFA	33.245.198	28.055.886	-15,61%	-0,31%	1,7%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	14.563.587	14.513.045	-0,35%	-0,00%	0,9%
ONS	83.575	76.773	-8,14%	-0,00%	0,0%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>116.292.512</b>	<b>133.491.094</b>	<b>14,79%</b>	<b>1,03%</b>	<b>7,9%</b>
Rede Básica	87.498.824	98.667.620	12,76%	0,67%	5,9%
Rede Básica Fronteira	19.289.111	21.506.342	11,49%	0,13%	1,3%
Conexão	9.504.578	13.317.133	40,11%	0,23%	0,8%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>673.983.725</b>	<b>682.614.234</b>	<b>1,28%</b>	<b>0,52%</b>	<b>40,5%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>666.818.555</b>	<b>619.420.864</b>	<b>-7,11%</b>	<b>-2,84%</b>	<b>36,8%</b>
<b>IRT</b>	<b>1.666.821.722</b>	<b>1.684.909.659</b>		<b>1,09%</b>	<b>100%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>- 75.585.719</b>		<b>-4,16%</b>	
CVA em processamento - Energia		(46.831.256)		-2,58%	
CVA em processamento -Transporte		23.455.571		1,29%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		23.768.642		1,31%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		4.140.294		0,23%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(20.446.600)		-1,13%	
Sobrecontratação/exposição de energia		11.299.334		0,62%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		686.654		0,04%	
Previsão de Risco Hidrológico		40.949.118		2,26%	
Reversão do Risco Hidrológico		(39.516.042)		-2,18%	
Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez Hídrica dos consumidores migrantes		(2.246.702)		-0,12%	
Financeiro CDE Modicidade Eletrobras		(485.342)		-0,03%	
Crédito PIS COFINS		(71.867.740)		-3,96%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		7.629.664		0,42%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010 e 376/2009)		(101.011)		-0,01%	
Financeiro de Spread do Empréstimo da Conta Escassez Hídrica		(6.020.304)		-0,33%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>4,46%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>1,38%</b>	

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





Fls. 9 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

26. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 3,93%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por -2,84%.

27. O efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária ao qual pertence. A diferença entre os efeitos médios percebidos pelos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) estão apresentados na tabela abaixo:

**Tabela 12. Efeito médio**

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	0,59%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	1,62%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>1,38%</b>

28. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa. Essa diferença de efeitos entre o Alta e o Baixa Tensão se deve principalmente ao aumento dos custos relacionados à Tarifa de Energia (TE), que impactam apenas os consumidores cativos, os quais são formados, em sua grande maioria, pelo grupo de Baixa Tensão.

## 2. Análise Parcela A

29. Os **encargos setoriais** variaram 18,91% em relação ao processo anterior, impactando o efeito tarifário em 2,38%, com destaque para as novas cotas definidas de CDE Conta-Covid (-0,54%). Em contrapartida, a CDE Modicidade Eletrobrás foi responsável pelo efeito de **2,23%**<sup>7</sup>.

30. Os custos de **transporte** variaram 14,79%, contribuindo para um efeito médio de 1,03%. Esse aumento decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2023-2024, aprovadas em julho de 2023, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.216 e nº 3.217, ambas de 4/07/2023.

31. Os custos de **compra de energia** impactaram o efeito tarifário em 0,52%. A principal razão para o efeito foi a descotização da energia associada às usinas de titularidade da Eletrobrás, o que implicou em redução dos montantes e concomitante aumento dos custos unitários da energia de cotas associadas à Lei 12.783/2013 (CCGF),. Por outro lado, os contratos de energia no ambiente regulado contribuem para a redução de 0,60% no processo tarifário.

32. A tabela e o gráfico abaixo demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

<sup>7</sup> Apesar de o encargo apresentar valor negativo e contribuir para a modicidade tarifária, tem-se que a cota prevista para 2024 é significativamente menor que a cota considerada no ano de 2023. Assim, o alívio tarifário da nova cota para o ano de 2024 foi reduzido em relação àquele considerado no processo anterior, justificando o impacto positivo apresentado.

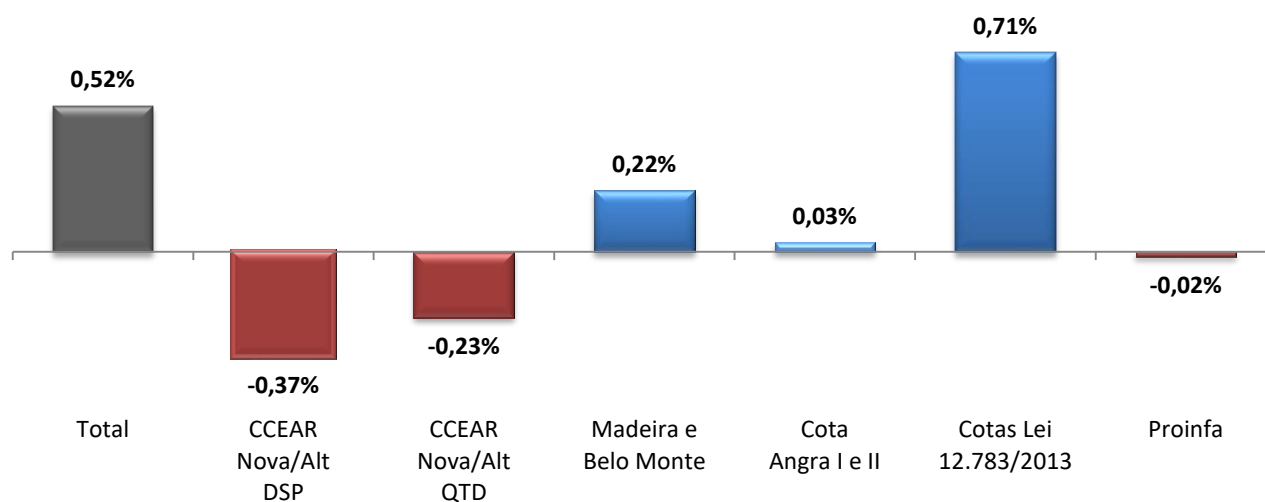
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 10 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela 13. 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	1.062.413	1.038.930	-2,2%	288,26	284,82	-1,2%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	537.312	632.383	17,7%	260,62	251,73	-3,4%
Madeira e Belo Monte	447.401	446.178	-0,3%	169,67	178,90	5,4%
Cota Angra I e Angra II	104.290	103.465	-0,8%	347,50	355,16	2,2%
Cotas Lei nº 12.783/2013	516.297	484.176	-6,2%	158,10	178,58	13,0%
Proinfa	53.855	54.717	1,6%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	143.990	55.302	-61,6%	235,57	244,27	3,7%
<b>TOTAL</b>	<b>2.865.558</b>	<b>2.849.208</b>	<b>-0,6%</b>	<b>235,20</b>	<b>239,58</b>	<b>1,9%</b>



**Gráfico 1. Comparação da variação do custo de energia**

### 3. Análise Parcela B

33. A atualização da Parcela B representou -2,84% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de -4,26% no período de referência, descontada do Fator X, de 2,851%.

### 4. Análise dos Componentes Financeiros

34. Os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -4,16% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento**, cujo efeito agregado de todos os itens (Energia, Transporte e Encargos Setoriais) contribuiu com uma participação de **0,23%** no efeito médio.

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA;

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

- b) Neutralidade dos Encargos Setoriais (efeito de -1,13%).** Refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos custos contemplados no processo tarifário anterior, atualizadas pela taxa SELIC, conforme disposto no Submódulo 4.4 do Proret. No presente caso, dado o crescimento de mercado observado no período de referência (variação de 8,88%), chegou-se ao valor aproximado de R\$ 20,4 milhões, que está sendo revertido para modicidade tarifária neste processo tarifário;
- c) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -3,96%).** Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passando a disciplinar a devolução de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a ESE já teria aproveitado R\$ 269,5 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre maio/2021 e março/2024. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 267 milhões (valores históricos atualizado) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2022 e 2023, considerando-se a reversão da totalidade do saldo remanescente junto à RFB, resultou no valor de R\$ 71,8 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação;

Item	Total Nominal	Total Atualizado (abril/2024)
Estimativa das compensações de créditos de PIS/Cofins (até março/2024)	233.416.578	275.276.320
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até março/2024)	(4.425.952)	(5.728.805)
Recolhimento de IR/CSLL (até março/2024)	-	-
<b>(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos</b>		<b>269.547.515</b>
Reversão RTA 2021	-	-
Reversão RTA 2022	(136.976.073)	(174.341.055)
Reversão RTA 2023	(82.519.584)	(92.710.975)
<b>(ii) Total de reversões</b>		<b>(267.052.030)</b>
<b>(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)</b>		<b>2.495.485</b>
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		69.372.255
Capacidade mensal de compensações futuras		7.398.257
<b>(iv) Projeção de compensação futura (12 meses) limitada à disponibilidade</b>		<b>69.372.255</b>
<b>Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii +iv)</b>		<b>71.867.740</b>

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 7D952518007A1655

Fls. 12 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

- d) Neutralidade dos créditos de PIS/Cofins (efeito de 0,42%).** Com um valor aproximado de R\$ 7,6 milhões, esse resultado reflete a diferença financeira entre o valor efetivamente faturado, no período de referência, e o montante aplicado nas tarifas dos consumidores no último processo tarifário de créditos de PIS/Cofins;
- e) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021).** Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme §3º Art. 171. Por correspondência, a ESE informou que o volume contabilizado, até janeiro/2024, foi de R\$ 101 mil, o que representa um efeito de Erro! Fonte de referência não encontrada. no resultado;
- f) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à ESE informações sobre os Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2024. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de R\$ 2,2 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de **-0,12%**;
- g) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre os valores repassados à ESE em de julho de 2022 e maio de 2023, conforme Despachos nº 1.959/2022 e nº 1.120/2023, e os valores faturados pela distribuidora no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de aproximadamente R\$ -485 mil, implicando no efeito de **-0,03%**; e
- h) Financeiro de Spread do Empréstimo da Conta Escassez Hídrica - REN 1.008/2022.** O Art. 12 da Resolução Normativa nº 1.008/2022-ANEEL dispõe sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios nas operações de créditos da Conta Escassez Hídrica por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência, foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao *spread* da Escassez Hídrica da ESE, correspondendo a R\$ -6 milhões, resultando em uma redução de efeito de **0,33%**.

## 6. Informações complementares

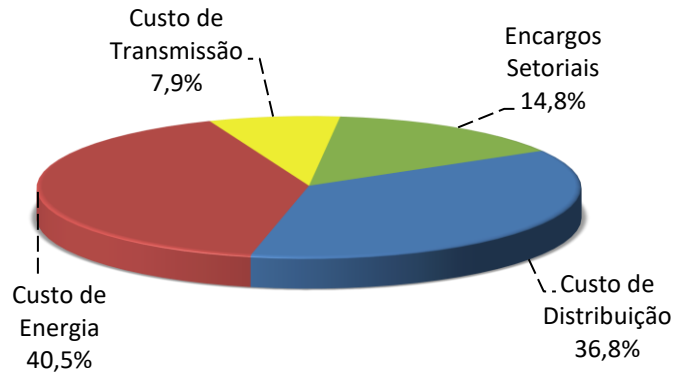
35. O gráfico a seguir demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

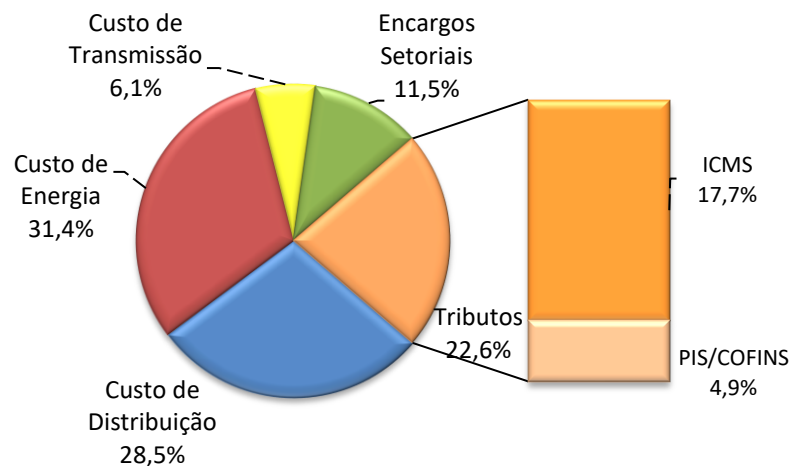
Processo nº 48500.005926/2023-81

Fls. 13 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.



**Gráfico 2. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual**

36. Já o gráfico abaixo ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 17,7% para o ICMS e 4,9% para o PIS e COFINS (total de 22,6% por dentro), o que equivale a uma majoração de 29,2% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica, sem os referidos tributos na sua base de cálculo.



**Gráfico 3. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos**

### I. Subvenção CDE - Descontos Tarifários

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 14 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela 14. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE**

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	965.094	3.752.997	4.718.091
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(4.302)	336.743	332.441
Subsídio Distribuição	(254.147)	-	(254.147)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	87.113	567.850	654.963
Subsídio SCEE	(142.810)	421.500	278.690
<b>Total</b>	<b>650.948</b>	<b>5.079.090</b>	<b>5.730.038</b>

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

38. 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 o Contrato de Concessão nº 7/1997.

#### V. DA CONCLUSÃO

39. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 7/1997-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.005926/2023-81 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da ESE, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 1,38% sendo de 0,59% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 1,62% 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 ESE;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 15 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

*(Assinado digitalmente)*

**DEVETH LIMA FERREIRA**  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

**CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO**  
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de  
Distribuição

*(Assinado digitalmente)*

**LEONARDO DE ARAUJO SILVA**  
Coordenador de Gestão Tarifária de  
Distribuição

*(Assinado digitalmente)*

**ANDRÉ VALTER FEIL**  
Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e  
Encargos Setoriais

*(Assinado digitalmente)*

**FLAVIA LIS PEDERNEIRAS**  
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

*(Assinado digitalmente)*

**CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES**  
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 7D952518007A1655



Fls. 16 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

<b>Equipe</b>	<b>Atividade</b>
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta - Gestão Tarifária de Distribuição
Sthefany Paula Soares da Silva	Estagiária de Nível Tarifário
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador - Gestão Tarifária de Distribuição
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador de Regulação Tarifária
Gabriel de Jesus Azevedo Barja	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Andrey Vinícius Altoé	CVA
Wendell Casseiro da Silva	Coordenador Adjunto - Gestão Tarifária de Transmissão
Daniel Márcio Abreu Borges	Encargos de RB e Conexão

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 7D952518007A1655



Fls. 17 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

## ANEXO I

### RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADO 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>8</sup>. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

**Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA**

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApoc (R\$)
CDE	5.195.525,19	0,00	5.195.525,19	5.345.500,12	5.627.147,49
CDE Energia	0,03	0,00	0,03	0,03	0,04
Rede Básica	20.705.314,65	90.434,52	20.795.749,16	22.281.583,57	23.455.570,92
Compra de Energia	-74.610.173,07	32.312.304,56	-42.297.868,51	-44.487.279,80	-46.831.256,09
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-468.443,47	0,00	-468.443,47	-480.423,40	-505.736,28
ESS	20.882.290,97	-4.040.603,65	16.841.687,33	17.713.908,05	18.647.230,58
<b>CVA Total</b>	<b>-28.295.485,70</b>	<b>28.362.135,43</b>	<b>66.649,73</b>	<b>373.288,58</b>	<b>392.956,66</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 10,02%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

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

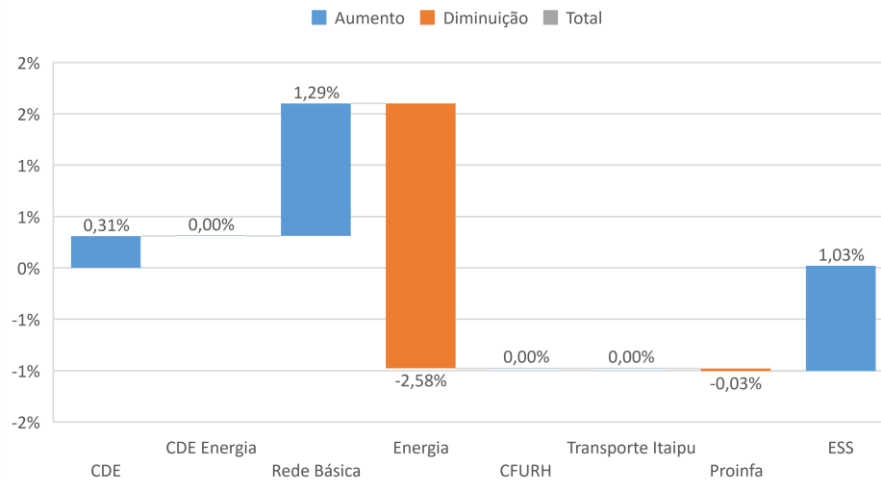
3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 0,02% e está detalhado no gráfico a seguir:

<sup>8</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. 18 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.



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

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 0,46% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

### ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ\_AR (Alívio Retroativo), RES\_EXCD\_ER (Excedente da CONER), e VL\_E\_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação PLD<CVU≤CMO), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

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

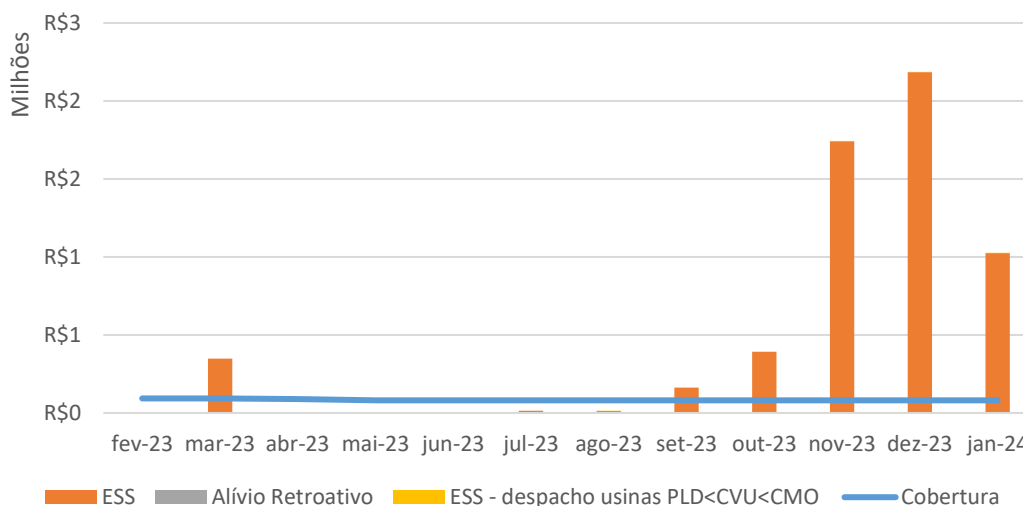
Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
fev-23	-	4.518.329,05	-	-	-
mar-23	349.005,41	4.540.906,67	-	-	-
abr-23	126,94	5.077.878,15	-	-	-
mai-23	-	5.497.524,25	-	-	-
jun-23	3.238,07	5.100.460,67	-	-	-
jul-23	13.873,56	4.836.822,09	-	-	-
ago-23	12.497,48	4.556.726,31	-	-	1,42
set-23	162.005,02	3.289.597,49	-	-	761,67
out-23	391.221,85	4.330.233,38	-	-	1.254,49
nov-23	1.741.358,97	4.409.621,92	-	-	3.482,07
dez-23	2.184.836,55	4.363.686,44	-	-	2.994,45
jan-24	1.024.510,60	4.375.531,08	-	-	2.301,93
	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5.882.674,45</b>	<b>54.897.317,50</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>10.796,03</b>

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

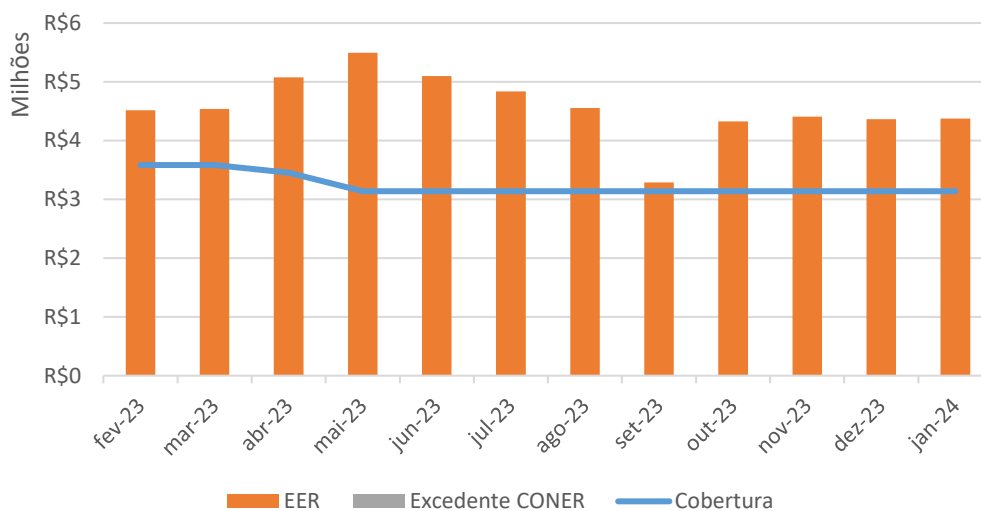


Fls. 19 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

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**



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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 20 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	5.893.470,48	1.001.833,64	4.891.636,84
EER	54.897.317,50	38.906.663,37	15.990.654,13

### 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	969.054	34,3%
CCEAR-D	1.065.821	37,7%
MCS D	-	0,0%
CCEN	104.196	3,7%
PROINFA	52.912	1,9%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	518.394	18,3%
GP	-	0,0%
MCS D EN	116.301	4,1%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.826.678</b>	<b>100,0%</b>

9. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurado pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

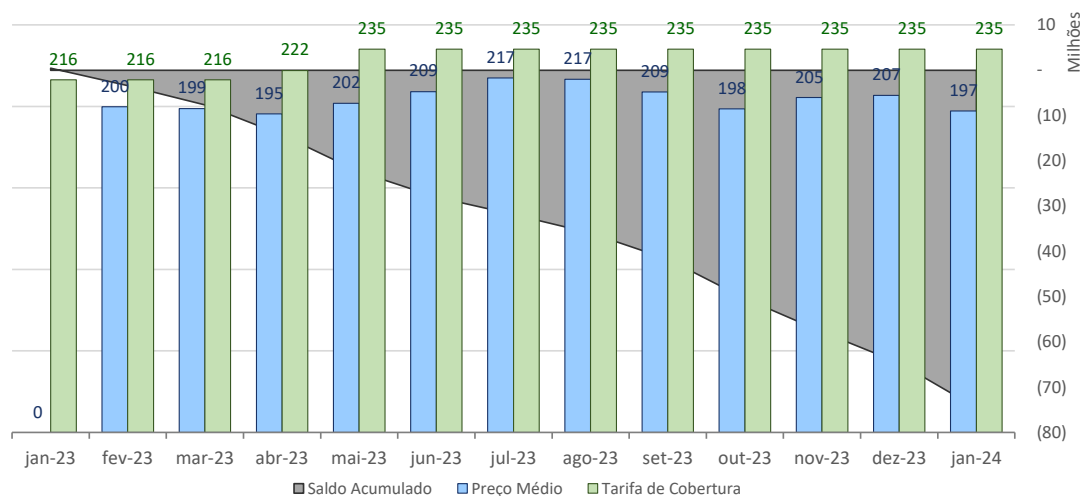
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 21 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.



**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**

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 6.810,23
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 8.829.116,21
<b>Acrônimos CCEE</b>	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	38.036.878,45
Efeito Disponibilidade - CCEN	341.613,07
Exposição entre Submercados	- 141.479,42
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	1.558.756,63
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	4.481.719,58
Demais Itens	- 1.287.606,22
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 76.125,62
MAC - Energia	- 1.209.961,11
Recontabilização dos MAC - Energia	822.394,13
Receita de Bandeiras Alocada Energia	107.161,12
Ressarcimentos	- 1.485.119,61
<b>Total</b>	<b>32.312.304,56</b>

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81

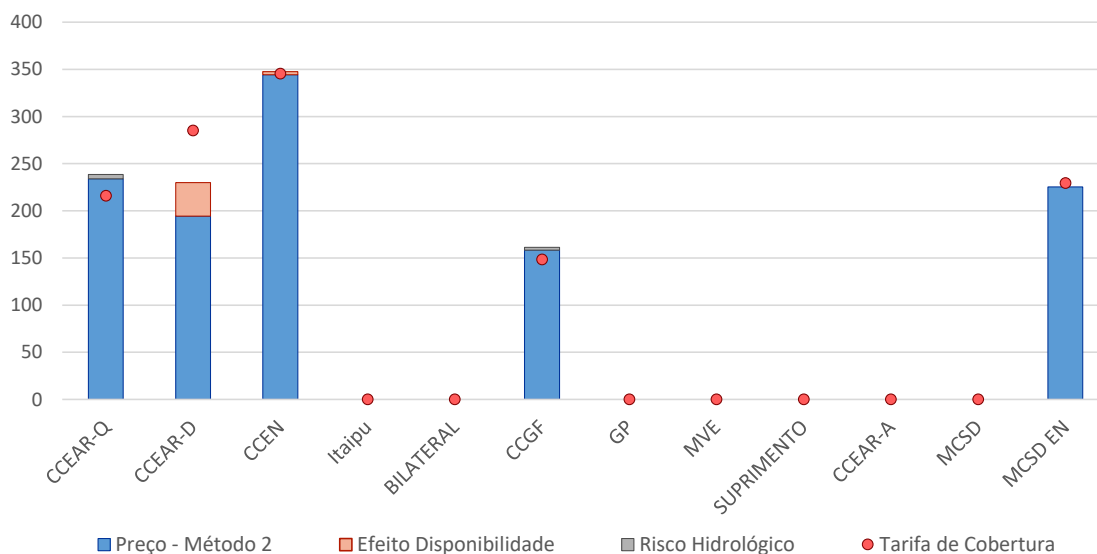


Fls. 22 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

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

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 141.399,95
Efeito do CCGF	18.497,52
Efeito do CCEN	98,83
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCS D Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	- 459,27
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	47.137,25
<b>Total</b>	<b>- 76.125,62</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 pelos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.



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

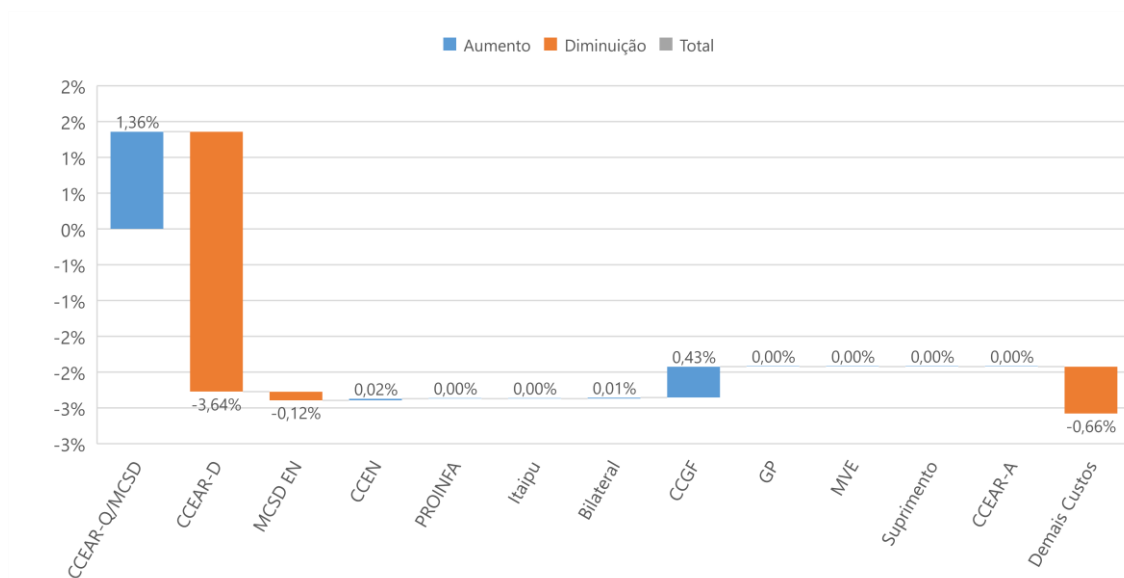
12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -2,58% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

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





Fls. 23 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.



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

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

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>1,30%</b>
CCEAR-Q/MCSD	1,08%
MCSD EN	-0,12%
CCEN	0,00%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	0,34%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>-3,90%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-3,26%
Demais Custos	-0,66%
<b>Total</b>	<b>-2,60%</b>

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 24 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

### Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
fev-23	196.225	227.467	230.602	0	217,78	216,42	0
mar-23	211.029	255.085	258.600	0	218,78	216,42	0
abr-23	205.858	238.782	242.073	0	214,44	222,05	0
mai-23	199.899	237.096	240.364	0	220,33	235,20	0
jun-23	185.753	209.491	212.378	0	226,25	235,20	0
jul-23	177.030	208.464	211.337	0	233,58	235,20	0
ago-23	181.249	214.152	217.103	0	233,50	235,20	0
set-23	185.876	213.893	216.840	0	225,93	235,20	0
out-23	195.482	236.414	239.672	0	212,77	235,20	0
nov-23	209.658	243.954	247.316	0	217,64	235,20	0
dez-23	213.743	251.158	254.619	0	221,65	235,20	0
jan-24	215.619	262.048	265.659	0	212,11	235,20	0
fev-24	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.377.421</b>	<b>2.798.006</b>	<b>2.836.563</b>	<b>0</b>	<b>220,82</b>	<b>230,84</b>	<b>0,00</b>
<b>% perda s. mercado venda</b>		<b>17,69%</b>	<b>19,31%</b>				

### Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/02/2023 e 01/01/2024, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 4.852.898,05 a preços de abril de 24.
- Para o ano civil de 2023: Sobrecontratação de energia de 64.300 MWh, que representa 2,28 % do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo são recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de

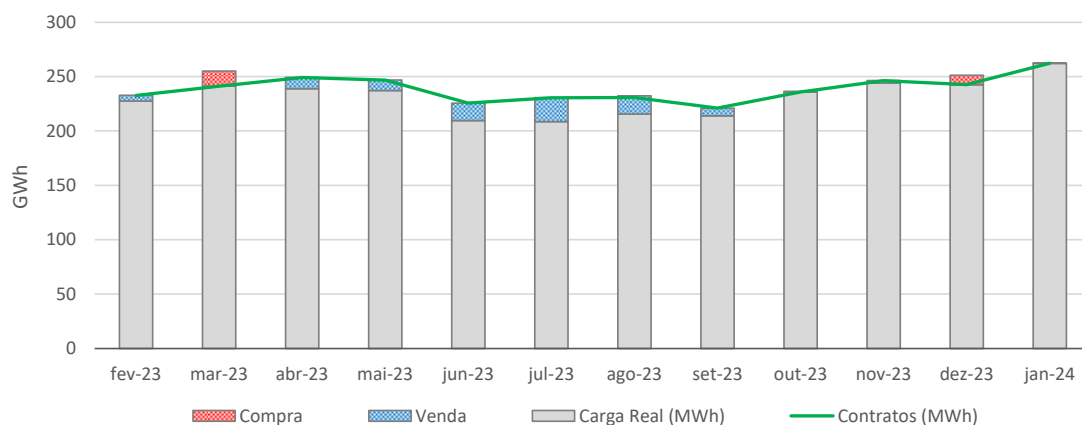
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 25 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

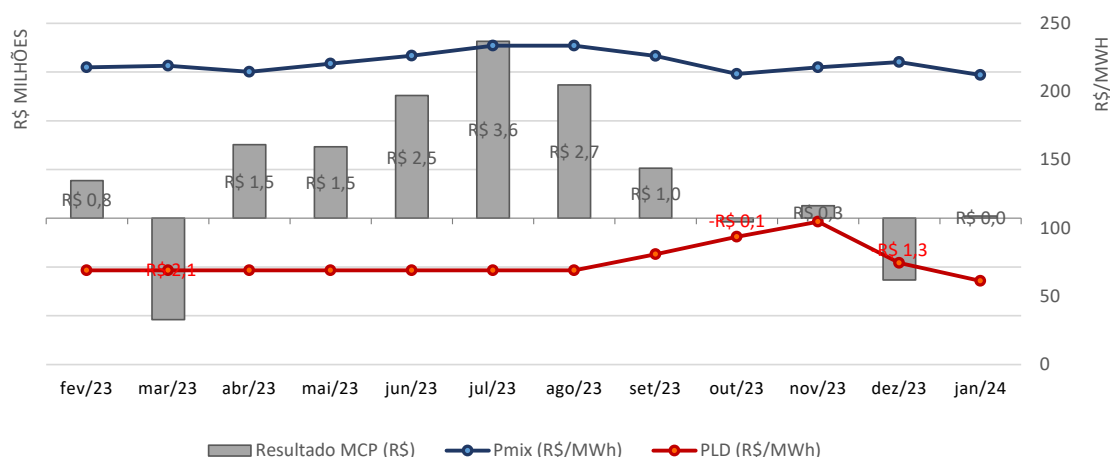
carga, contratos e PLD percebido, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 6.446.435,80.

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



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

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo<sup>9</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>9</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. 26 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

### Conta Bandeiras

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

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

Itens	Impacto
<b>I - Impacto na CVA*</b>	<b>-3,26%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	0,10%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,28%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-3,64%
<b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>	<b>-2,18%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,77%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,41%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
<b>III - Receitas de MCP e ESS</b>	<b>1,64%</b>
Resultado MCP	R\$11.299.333,85
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$157.685,72
ESS + CONER	R\$18.647.230,58
<b>IV - Receita Excedente (I + II + III)</b>	<b>-3,80%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,47%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,79%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,54%

\* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

19. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -3,80%.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 27 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 0,67%<sup>10</sup>.

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>1,30%</b>
CCEAR-Q/MCSD	1,08%
MCSD EN	-0,12%
CCEN	0,00%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	0,34%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>-0,64%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,66%
<b>Total</b>	<b>0,67%</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.

<sup>10</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. 28 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

## ANEXO II

### METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

#### I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária 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 desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET<sup>11</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 processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
<b>Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
2.1	Procedimentos Gerais	2.3 C	01/03/2022
2.2	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.2 C	01/03/2022
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0 C	01/03/2022
2.4	Custo de Capital	4.1 C	01/03/2022
2.5	Fator X	4.0 C	01/03/2022
2.6	Perdas de Energia	2.0 C	01/03/2022
2.7	Outras Receitas	2.2 C	01/03/2022
2.8	Geração Própria de Energia	1.1 C	01/03/2022
<b>Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.0 C	01/03/2022
<b>Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição</b>			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5 C	01/03/2022
<b>Módulo 5. Encargos setoriais</b>			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1 C	01/03/2022
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva -	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022

<sup>11</sup> O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Fls. 29 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

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 de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
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>			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

## II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a **Receita Requerida** e a **Receita Verificada**, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

5. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

6. A **Receita Verificada** corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

7. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

$$RT = \left( \frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

*RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);*

*RR: Receita Requerida; e*

*RV: Receita Verificada.*

8. A Receita Requerida é dividida em duas componentes: a primeira, denominada de Parcela A, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81





Fls. 30 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

9. A segunda componente, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

10. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

onde:

*RR: Receita requerida;*

*VPA: Valor da Parcela A;*

*VPB: Valor da Parcela B;*

11. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

12. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

13. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL.

14. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

15. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas e as receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

16. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

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



Fls. 31 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

*CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;*

*CAA: Custo Anual dos Ativos;*

*P<sub>m</sub>: Fator de Ajuste de Mercado;*

*MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;*

*OR: Outras Receitas;*

*UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e*

*ER: Receita obtida com Excedente Reativo*

17. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2 A do PRORET.

18. Enquanto o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

*CAA: Custo Anual dos Ativos;*

*RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;*

*QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e*

*CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).*

19. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (5)$$

onde:

*VPA: Valor de Parcela A;*

*CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;*

*CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;*

*ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e*

*RI: Receitas Irrecuperáveis.*

20. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 32 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

### III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

#### A. Definição do Período de Referência

21. O período de referência para revisão tarifária corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de revisão.

#### B. Cômputo da Receita Anual

22. 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.

#### C. Cômputo da Parcela A

23. 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.

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

#### 1. Encargos Setoriais

25. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

##### a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

26. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- i) o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 33 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

- iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

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

i) quota anual de **CDE Uso**, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. 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.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2021, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

## **b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**

28. 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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 34 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

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

29. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

### **d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.**

30. Instituído pela Lei nº 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

### **e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER**

31. Previstos no Decreto nº 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

### **f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)**

32. 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 XXX/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.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 7D952518007A1655

Fls. 35 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

## 2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

33. 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.

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

### a. Custo de Rede Básica

35. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

36. 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 obtidas da resolução homologatória que define as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão para cada ciclo publicadas anualmente.

37. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo são obtidos de resolução homologatória específica publicada anualmente, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

### b. Custo de Conexão

38. 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

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



Fls. 36 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

39. 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.

40. 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.

41. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

### **c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional**

42. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

### **d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição**

43. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

## **3. Compra de Energia**

44. 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.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81





Fls. 37 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

45. 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”.

46. 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.

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

i) **Contratos Bilaterais**: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor.

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

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

iv) **Cotas de ITAIPU**: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81

Fls. 38 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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

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

viii) **Geração Própria**: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;

ix) **Suprimento**: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) **Geração Distribuída**: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

#### a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

48. 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 (na distribuição – técnicas e não técnicas 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.

49. As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81

Fls. 39 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

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

### **b. Perdas Técnicas**

51. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores.

52. As perdas técnicas são calculadas segregando as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, além das subestações, transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas.

### **c. Perdas Não-Técnicas**

53. As perdas não técnicas representam as perdas associadas à furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição. Estas são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

54. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

55. O Submódulo 2.6 do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

56. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir

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

Fls. 40 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

57. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

#### **d. Valoração da Compra de Energia**

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

59. 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.

60. 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>12</sup> considerando o período de referência em questão.

61. 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.

62. 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.

---

<sup>12</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. 41 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

## D. Cômputo da Parcela B

### 1. Custos Operacionais

63. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

64. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

65. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

66. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

67. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá ao custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

68. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right|; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 42 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

$\Delta CO$ : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

$CO_{meta}$ : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

69. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia, conforme descrita nos passos anteriores, resultar em uma meta de custo operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

70. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

onde:

$CO'_{meta}$ : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opex_{médio}$ : média dos custos operacionais reais.

## 2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

### a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

71. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

72. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoxarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 43 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

73. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

- I – Intangível – Software, Outros;
- II – Terrenos – Administração;
- III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;
- IV – Máquinas e equipamentos – Administração;
- V – Veículos; e
- VI – Móveis e utensílios.

74. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

i) A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

ii) As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;

iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);

iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;

v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

75. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

76. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados

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





Fls. 44 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

77. O saldo dos investimentos realizados, a partir de financiamento com recursos da RGR, é remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 0,73% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,88% a.a. em termos reais.

## b. Remuneração do Capital (RC)

79. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

*RC*: Remuneração do Capital;

*BRRI*: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

*RGR*: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

*r<sub>WACC<sub>pré</sub></sub>*: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

*r<sub>RGR</sub>*: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

*RC<sub>OE</sub>*: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

80. Para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (10)$$

onde:

*r<sub>wacc</sub>*: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

*r<sub>p</sub>*: custo do capital próprio real depois de impostos;

*r<sub>d</sub>*: custo da dívida real depois de impostos;

*P*: capital próprio;

*D*: capital de terceiros ou dívida;

*V*: soma do capital próprio e de terceiros;

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81





Fls. 45 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

81. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

82. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, em um período de 4 anos consecutivos.

83. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_P = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A \quad (11)$$

onde:

$r_P$ : remuneração do capital próprio;

$r_{NTN-b}$ : remuneração do título público brasileiro;

$\beta$ : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$ : prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o  $r_m$  (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a  $r_f$  (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e

$pr_A$ : prêmio de risco da atividade.

84. Para o custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (12)$$

onde:

$r_T$ : remuneração do capital de terceiros;

$r_{Deb}$ : rentabilidade das debêntures; e

$ce_{Deb}$ : custo de emissão das debêntures.

85. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 46 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela II.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC**

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio ( $P$ )	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros ( $D$ )	42,18%
Remuneração do título público brasileiro	5,83%
Beta médio alavancado ( $\beta$ )	0,4480
Prêmio de risco do mercado EUA ( $r_m - r_f$ )	6,46%
Prêmio de risco da atividade ( $\beta r_A$ )	0,51%
Prêmio de risco do negócio e financeiro ( $\lambda$ )	3,40%
<b>Custo de capital próprio</b>	<b>9,23%</b>
Debêntures ( $r_{Deb}$ )	6,73%
Custo de emissão ( $ce_{Deb}$ )	0,37%
Impostos	34%
<b>Custo de dívida real</b>	<b>7,10%</b>
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	11,08%
<b>WACC real depois de impostos</b>	<b>7,32%</b>

\* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

86. Para aplicação tarifária, considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC_{pré}} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1-T} \quad (13)$$

87. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

88. Para aplicação tarifária, considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 47 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

**Tabela II.2 – WACC antes de Impostos**

WACC	Alíquota de	Taxa
WACC real antes dos impostos <sup>a</sup>	Isento	<b>8,33%</b>
WACC real antes dos	15,25%	<b>9,29%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>c</sup>	24%	<b>10,11%</b>
WACC real antes dos	34%	<b>11,08%</b>

- a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;  
 b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;  
 c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e  
 d) todas as demais.

89. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais -  $RC_{OE}$  – é calculado conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \frac{PRM-PRP}{1-t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (14)$$

onde:

$RC_{OE}$ : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

PRM: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

PRP: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+Br;

t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos; e

$OES_b$ : Obrigações Especiais Bruta.

### c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

90. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

91. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (15)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

$\delta$ : Taxa média de depreciação das instalações.

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



Fls. 48 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

92. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de novembro de 2009.

#### d. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

93. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

94. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,167} \quad (16)$$

onde:

*BAR*: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

*AIS*: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

*IA*: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na quarta revisão;

*IPCA<sub>1</sub>*: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

*IPCA<sub>0</sub>*: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

95. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade, é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

**Tabela II.3 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos**

Grupo de Ativos	(% da
Aluguéis ( $BAR_A$ )	45%
Veículos ( $BAR_V$ )	12%
Sistemas ( $BAR_I$ )	43%

96. Uma vez segregadas, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (17)$$

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 49 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

onde:

*CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);*

*CAL: Custo Anual de Aluguéis;*

*CAV: Custo Anual de Veículos; e*

*CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.*

97. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[ \frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (18)$$

onde:

*CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;*

*BAR<sub>A/V/I</sub>: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e*

*VU<sub>A/V/I</sub>: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.*

### 3. Receitas Irrecuperáveis

98. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1 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:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{ \sum_c (\rho_c \times RI_c) \} \quad (6)$$

onde:

*V<sub>RI</sub>: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;*

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Fls. 50 Nota Técnica nº 50/2024-STR/ANEEL, de 10 de abril de 2024.

*Financeiros: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;*

*Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;*

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

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

#### **4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade**

31. Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

##### **a. Índice de Ajuste de Mercado ( $P_m$ )**

32. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

33. O valor do Fator de Ajuste de Mercado ( $P_m$ ), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do  $P_m$  utiliza a mesma fórmula do componente  $P_d$  do Fatox X descrita no item 5 deste Anexo.

##### **b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade**

99. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora.

100. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X descrita no item 5 deste Anexo.

#### **5. Outras Receitas (OR)**

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005926/2023-81



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 7D952518007A1655