

## **VOTO**

**PROCESSO:** 48500.006896/2022-40

### **INTERESSADOS:**

Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Arapoti Ltda – Ceral DIS  
Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda – Ceriluz  
Cooperativa de Eletrificação da Região de Itapeçerica da Serra – Ceris  
Cooperativa de Distribuição e Geração de Energia das Missões – Cermissões  
Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de Novo Horizonte – Cernhe  
Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacuí – Certaja  
Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia – Certel  
Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste – Cooperluz  
Coprel Cooperativa de Energia – Coprel  
Cooperativa de Distribuição de Energia – Creluz  
Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai – Cral  
Cooperativa de Distribuição de Energia Fontoura Xavier – Cerfox  
Cooperativa de Distribuição de Energia Entre Rios Ltda. – Certhil  
Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Castro – Castro  
Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí Ltda. – Celetro

**RELATOR:** Diretor Ricardo Lavorato Tili

**ÁREA RESPONSÁVEL:** Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR

**ASSUNTO:** Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes às Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica com aniversário em 30 de julho de 2023.

### **I. RELATÓRIO**

2. As regras de reajuste e revisão tarifárias das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica estão definidas no módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.
3. Na Tabela 1, a seguir, são apresentadas as permissionárias envolvidas no presente processo tarifário, que possuem aniversário contratual em 30 de julho de 2023.



**Tabela 1 - Permissionárias com aniversário em 30 de julho de 2023**

Data de aniversário Contratual	Sigla	Permissionária	Número do Contrato	Tipo de Processo Tarifário
30/07/2023	Ceral Dis	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Arapoti Ltda	14/2008	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Ceriluz	Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda	36/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Ceris	Cooperativa de Eletrificação da Região de Itapecerica da Serra	05/2008	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Cermissões	Cooperativa de Distribuição e Geração de Energia das Missões	30/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Cernhe	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de Novo Horizonte	12/2008	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Certaja	Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacui	15/2008	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Certel	Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia	33/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Cooperluz	Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste	32/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Coprel	Coprel Cooperativa de Energia	31/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Creluz	Cooperativa de Distribuição de Energia	39/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Creral	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai	41/2010	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Cerfox	Cooperativa de Distribuição de Energia Fontoura Xavier	04/2018	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Certhil	Cooperativa de Distribuição de Energia Entre Rios Ltda.	05/2018	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Castro Dis	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Castro	06/2018	Reajuste Tarifário Anual
30/07/2023	Celetro	Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí Ltda.	001/2020	Reajuste Tarifário Anual

4. Em 5 de dezembro de 2022, na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 48/2022, o processo foi a distribuído à minha relatoria.

5. Em 17 de agosto de 2022, foi encaminhado, à então SRM, o Memorando nº 184/2022-SGT/ANEEL<sup>1</sup> solicitando informações sobre os preços de repasse para 2023 relativos aos Contratos Bilaterais de compra e venda de energia elétrica firmados pelas respectivas distribuidoras, a serem considerados na data do processo tarifário em processamento.

6. Em 30 de junho de 2023, foram homologadas as novas subvenções para compensar a baixa densidade de carga para as permissionárias supridas pela Enel SP e RGE Sul, por meio dos Despachos nº 2153 e nº 2152, respectivamente.

---

<sup>1</sup> Documento SIC nº 48581.002181/2022-00.

7. Pelo Memorando nº 42/2023-SGM/ANEEL<sup>2</sup>, de 30 de junho de 2023, foram encaminhadas as informações concernentes aos contratos de compra e venda de energia elétrica e/ou termo aditivo homologado pela ANEEL com valores para o ano de 2023.

8. A Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR, por meio da Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL<sup>3</sup>, de 18 de julho de 2023, consolidou o cálculo dos processos tarifários das permissionárias com data de aniversário contratual em 30 de julho de 2023.

9. Por fim, em conformidade com o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, em consulta realizada ao Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, identificou-se que todas as cooperativas se encontram adimplentes com suas obrigações intrassetoriais<sup>4</sup>.

## **FUNDAMENTAÇÃO**

10. A Resolução Normativa nº 1.058/2023, de 7 de fevereiro de 2023, aprovou Atualização do Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que definem as regras de reajuste e de revisão tarifária das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e minuta de termo aditivo ao contrato de permissão.

11. As permissionárias com aniversário contratual em 30 de julho de 2023 seguem a metodologia estabelecida no Submódulo 8.4 do Proret.

12. A Tabela 2 exhibe as principais características das permissionárias em análise.

---

<sup>2</sup> Documento SIC nº 48550.000713/2023-00.

<sup>3</sup> Documento SIC nº 48580.001976/2023-00.

<sup>4</sup> Documentos SICs nºs 48580.001961/2023-00, 48580.001962/2023-00, 48580.001963/2023-00, 48580.001964/2023-00, 48580.001965/2023-00, 48580.001966/2023-00, 48580.001967/2023-00, 48580.001968/2023-00, 48580.001969/2023-00, 48580.001970/2023-00, 48580.001971/2023-00, 48580.001972/2023-00, 48580.001973/2023-00, 48580.001974/2023-00 e 48580.001975/2023-00.

**Tabela 2 – Receita Anual, Energia e Número de Consumidores**

Permissionária	Fornecimento (MWh)	Consum. Livres	Distribuição	Energia Total (MWh)	Receita (R\$)	Número de Consumidores
Ceral Dis	32.551	-	-	32.551	20.677.017,47	1.099
Ceriluz	114.498	48.632	12.125	175.255	104.462.343,58	14.901
Ceris	17.083	-	-	17.083	15.379.619,48	6.593
Cermissões	165.099	5.999	-	171.098	136.022.212,88	28.106
Cernhe	18.277	-	-	18.277	21.085.611,99	4.644
Certaja	119.407	8.896	-	128.303	92.639.797,57	26.228
Certel	396.391	68.503	88	464.982	249.295.061,09	73.156
Cooperluz	72.996	2.511	-	75.507	58.155.865,73	16.973
Coprel	423.997	127.032	-	551.029	327.088.985,90	57.808
Creluz	127.304	-	-	127.304	110.536.874,75	25.160
Creral	82.265	-	-	82.265	64.445.646,03	7.963
Cerfox	65.018	3.060	-	68.078	68.379.721,89	16.103
Certhil	42.348	36.729	-	79.077	46.937.157,30	8.614
Castro Dis	55.928	-	-	55.928	24.951.441,92	2.321
Celetro	99.625	289	-	99.914	101.575.042,66	23.779

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

13. Os cálculos efetuados conduziram aos seguintes efeitos médios para os consumidores de média e baixa tensão das permissionárias, conforme apresentado na Tabela 3:

**Tabela 3 — Efeitos médios a serem percebidos pelos consumidores**

Permissionária	Alta Tensão	Baixa Tensão	Efeito Médio	Efeito B1
Ceral Dis	9,17%	14,10%	12,37%	7,92%
Ceriluz	-8,76%	-6,94%	-7,84%	-10,88%
Ceris	15,73%	9,41%	10,00%	9,02%
Cermissões	-23,43%	-23,49%	-23,47%	-26,20%
Cernhe	34,98%	20,41%	21,74%	15,82%
Certaja	0,60%	3,74%	2,65%	0,75%
Certel	12,13%	5,74%	7,75%	3,83%
Cooperluz	-14,39%	-13,90%	-13,95%	-17,69%
Coprel	-3,91%	6,19%	1,25%	1,38%
Creluz	-16,62%	-10,18%	-11,95%	-13,27%
Creral	-5,75%	1,26%	-2,90%	-2,88%
Cerfox	3,10%	3,69%	3,61%	-0,23%
Certhil	-36,81%	-34,92%	-35,85%	-37,92%
Castro Dis	16,49%	24,94%	20,40%	18,79%
Celetro	-3,06%	6,56%	4,62%	2,51%

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

14. O efeito médio geral decorre:

- i. da atualização dos itens de custos das Parcelas A e B;

- ii. da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual cálculo tarifário, e,
- iii. da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário.

15. A Tabela 4 demonstra como cada item de custo contribuiu para o efeito médio.

**Tabela 4 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio**

Itens de Custo	Ceral Dis	Ceriluz	Ceris	Cermissões	Cernhe	Certaja	Celetro	Certel	Cooperluz	Coprel	Creluz	Ceral	Cerfox	Certhil	Castro Dis
Encargos Setoriais	0,62%	0,87%	0,45%	-0,51%	1,73%	1,59%	0,38%	7,87%	0,88%	1,52%	1,07%	1,13%	1,82%	0,92%	0,85%
CDE Uso	-0,65%	-0,67%	-0,40%	-0,53%	-0,31%	-0,55%	-0,38%	-0,78%	-0,49%	-0,74%	-0,46%	-0,56%	-0,38%	-0,74%	-0,94%
CDE Conta Covid	0,00%	-0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,15%	0,00%	0,00%	-0,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CDE Eletrobrás	0,00%	1,65%	0,00%	1,48%	0,00%	1,84%	0,00%	2,29%	1,80%	1,71%	1,46%	1,66%	0,00%	2,18%	0,00%
CDE GD	0,96%	0,67%	0,66%	0,72%	0,56%	0,78%	0,62%	0,98%	0,80%	0,79%	0,70%	0,74%	0,61%	0,55%	1,32%
CDE Escassez Hídrica	0,64%	0,46%	0,45%	0,44%	0,37%	0,49%	0,38%	0,65%	0,51%	0,55%	0,45%	0,47%	0,38%	0,35%	0,94%
ESS/EER	0,00%	-0,79%	0,00%	-2,29%	1,28%	-0,66%	0,00%	-1,24%	-1,47%	-0,41%	-0,63%	-0,88%	1,45%	-1,03%	0,00%
Proinfra	-0,34%	-0,34%	-0,23%	-0,27%	-0,19%	-0,29%	-0,21%	-0,41%	-0,28%	-0,37%	-0,25%	-0,28%	-0,22%	-0,37%	-0,48%
TFSE	0,00%	-0,01%	-0,04%	-0,06%	0,01%	-0,01%	-0,03%	-0,04%	0,02%	-0,01%	-0,04%	-0,02%	-0,01%	-0,02%	0,01%
Transporte	3,14%	0,69%	-1,82%	-1,37%	8,49%	0,27%	-1,67%	1,65%	1,91%	1,50%	-2,08%	-1,67%	0,01%	-6,88%	6,49%
Rede Básica	0,00%	0,79%	0,00%	1,14%	0,00%	1,61%	0,00%	2,01%	1,63%	0,40%	0,00%	0,00%	0,00%	1,29%	0,00%
Rede Básica Fronteira	0,00%	-0,50%	0,00%	0,01%	0,00%	0,35%	0,00%	-0,36%	0,23%	0,12%	0,00%	0,00%	0,00%	0,18%	0,00%
Conexão	0,00%	0,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0,21%	0,00%	-0,01%	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Uso do sistema de distribuição	3,14%	0,24%	-1,82%	-2,51%	8,49%	-1,91%	-1,67%	0,01%	0,04%	0,87%	-2,08%	-1,67%	0,01%	-8,35%	6,49%
Compra de Energia	4,15%	2,01%	13,57%	4,20%	-3,53%	1,94%	10,64%	3,08%	1,77%	3,17%	2,67%	0,67%	1,06%	2,81%	5,99%
<b>Parcela A</b>	<b>7,90%</b>	<b>3,56%</b>	<b>12,20%</b>	<b>2,32%</b>	<b>6,69%</b>	<b>3,80%</b>	<b>9,35%</b>	<b>6,04%</b>	<b>4,55%</b>	<b>6,19%</b>	<b>1,66%</b>	<b>0,13%</b>	<b>2,89%</b>	<b>-3,15%</b>	<b>13,33%</b>
<b>Parcela B</b>	<b>0,41%</b>	<b>0,58%</b>	<b>1,76%</b>	<b>-4,89%</b>	<b>-0,27%</b>	<b>3,75%</b>	<b>0,59%</b>	<b>-0,67%</b>	<b>10,36%</b>	<b>-0,46%</b>	<b>-1,19%</b>	<b>-4,32%</b>	<b>2,92%</b>	<b>-4,02%</b>	<b>2,19%</b>
<b>Total Econômico</b>	<b>8,32%</b>	<b>4,14%</b>	<b>13,96%</b>	<b>-2,57%</b>	<b>6,42%</b>	<b>7,54%</b>	<b>9,94%</b>	<b>5,36%</b>	<b>14,91%</b>	<b>5,73%</b>	<b>0,47%</b>	<b>-4,18%</b>	<b>5,80%</b>	<b>-7,16%</b>	<b>15,52%</b>
Repasso de PIS COFINS	3,37%	0,61%	2,04%	0,55%	1,56%	0,30%	2,37%	0,03%	0,02%	0,77%	0,66%	1,13%	2,21%	0,21%	4,64%
Neutralidade Encargos Setoriais	-0,47%	-0,48%	-0,05%	-2,52%	0,86%	-1,47%	-0,70%	-1,06%	-0,31%	-0,96%	-0,86%	-1,88%	-0,46%	-0,91%	0,05%
Neutralidade Financeiro Covid	0,00%	-0,09%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Neutralidade Crédito PIS Cofins	0,00%	0,12%	0,02%	0,00%	-0,03%	0,42%	0,00%	0,00%	0,02%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Neutralidade Conta Escassez	0,00%	-0,04%	0,00%	0,13%	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,04%	0,05%	0,08%	0,00%	0,04%	0,00%
Ajuste CUST RB - PIS/COFINS	0,00%	0,62%	0,00%	0,45%	0,00%	0,52%	0,00%	0,62%	0,56%	0,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,58%	0,00%
PIS/Cofins CCT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Compensação DIC FIC	-0,14%	-0,03%	-0,98%	-0,05%	-0,21%	-0,01%	-0,91%	-0,01%	-0,02%	-0,12%	-0,23%	-0,15%	-0,67%	-0,26%	-0,36%
Subvenção Baixa Densidade de Carga	-7,70%	-30,49%	-26,07%	-31,44%	-46,12%	-36,77%	-39,59%	-3,48%	-61,63%	-28,71%	-31,99%	-11,62%	-39,77%	-45,99%	0,00%
Retenção de Adicional de Bandeiras Tarif.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Crédito de PIS Cofins	0,00%	-0,07%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	0,00%	0,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Reversão do Diferimento de PIS Cofins	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,33%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Financeiro Ren 1.000/2022	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Spread Conta COVID	0,00%	-0,30%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,38%	0,00%	0,00%	-0,31%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	0,00%	-0,30%	0,00%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,29%	-0,18%	-0,29%	-0,05%	0,06%	0,00%	-0,11%	0,00%
CVE Energia	0,00%	-0,06%	0,00%	-1,90%	0,00%	0,49%	0,00%	-0,02%	-2,92%	-0,69%	0,13%	-1,80%	0,15%	-1,01%	0,00%
CVE Encargos	0,00%	-0,31%	0,00%	-1,34%	0,00%	0,09%	0,00%	-1,01%	-1,10%	0,01%	-0,11%	-0,42%	-0,42%	-0,72%	0,00%
Sobrecontratação/Reversão de Energia	0,00%	0,01%	0,00%	-1,83%	0,00%	-0,13%	0,00%	0,28%	-1,83%	0,21%	-0,21%	-0,03%	0,19%	0,00%	0,00%
Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	0,00%	-1,92%	0,00%	-1,85%	-0,24%	-1,95%	0,00%	-2,59%	-2,17%	-2,21%	-1,63%	-1,74%	-0,34%	-1,76%	0,00%
Previsão Risco Hidrológico	0,00%	2,08%	0,00%	1,70%	1,65%	2,14%	0,00%	2,81%	2,22%	2,39%	1,89%	2,00%	1,73%	1,74%	0,00%
<b>Total Financeiro</b>	<b>-4,94%</b>	<b>-30,63%</b>	<b>-25,03%</b>	<b>-38,04%</b>	<b>-42,52%</b>	<b>-36,28%</b>	<b>-38,89%</b>	<b>-5,16%</b>	<b>-63,90%</b>	<b>-31,21%</b>	<b>-32,25%</b>	<b>-14,56%</b>	<b>-37,61%</b>	<b>-48,00%</b>	<b>4,33%</b>
Retirada dos Finan. do Ano Anterior e alteração dos descontos na tarifa.	8,99%	18,65%	21,07%	17,14%	57,84%	31,39%	33,57%	7,55%	35,04%	26,73%	19,83%	15,84%	35,42%	19,31%	0,55%
<b>Efeito Médio</b>	<b>12,37%</b>	<b>-7,84%</b>	<b>10,00%</b>	<b>-23,47%</b>	<b>21,74%</b>	<b>2,65%</b>	<b>4,62%</b>	<b>7,75%</b>	<b>-13,95%</b>	<b>1,25%</b>	<b>-11,95%</b>	<b>-2,90%</b>	<b>3,61%</b>	<b>-35,85%</b>	<b>20,40%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

16. A respeito dos itens econômicos de custo, destaca-se:

- i. **Ceral Dis**, com efeito médio de **12,37%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (3,14%), proveniente das tarifas da supridora **Copel** (REH 3.209/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (4,15%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com sua principal supridora, a **Copel**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,62%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,96% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,64%;
- ii. **Ceriluz**, com efeito médio de **-7,84%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (0,69%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (2,01%),

decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,87%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,67% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,46% e a CDE Eletrobrás em 1,65%;

- iii. **Ceris**, com efeito médio de **10,00%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (-1,82%), proveniente das tarifas da supridora **ENEL SP** (REH 3.215/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (13,57%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com sua principal supridora, a **ENEL SP**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,45%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,66% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,45%;
- iv. **Cermissões**, com efeito médio de **-23,47%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (-1,37%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (4,20%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (-0,51%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,72%, a CDE Eletrobrás em 1,48% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,44%, concomitante com a redução dos encargos ESS/EER em -2,29%;
- v. **Cernhe**, com efeito médio de **21,74%**. Esse resultado decorre da variação: (i) da redução da Parcela B (-0,27%), devido do pleito de parcela B da permissionária; (ii) dos custos de transporte (8,49%), proveniente das tarifas da supridora ESS (REH 3.219/2023); (iii) dos custos de aquisição de energia (-3,53%), decorrente da substituição dos contratos de energia com a supridora **ESS** com **Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A.** e (iv) dos custos de encargos setoriais (1,73%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,56% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,37%;
- vi. **Certaja**, com efeito médio de **2,65%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (0,27%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (1,94%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (1,59%), com a CDE Geração

Distribuída impactando em 0,78%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,49% e com a CDE Eletrobrás em 1,84%;

- vii. **Celetro**, com efeito médio de **4,62%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (-1,67%), proveniente das tarifas da supridora **RGE Sul** (REH 3.206/2023) e da Nova Palma; (ii) dos custos de aquisição de energia (10,64%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com sua principal supridora, a **RGE Sul**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,38%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,62% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,38%;
- viii. **Certel**, com efeito médio de **7,75%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (1,65%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (3,08%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (7,87%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,98%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,65% e a CDE Eletrobrás em 2,29%;
- ix. **Cooperluz**, com efeito médio de **-13,95%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (1,91%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (1,77%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,88%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,80%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,51% e com a CDE Eletrobrás em 1,80%;
- x. **Coprel**, com efeito médio de **1,25%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (1,50%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (3,17%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (1,52%), com a CDE Geração



Distribuída impactando em 0,79%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,55% e a CDE Eletrobrás em 1,71%;

- xi. **Creluz**, com efeito médio de **-11,95%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (-2,08%), proveniente das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (2,67%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Copel Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (1,07%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,70%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,45% e a CDE Eletrobrás em 1,46%;
- xii. **Creral**, com efeito médio de **-2,90%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (-1,67%), proveniente das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (0,67%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (1,13%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,74%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,47% e a CDE Eletrobrás em 1,66%;
- xiii. **Cerfox**, com efeito médio de **3,61%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (0,01%), proveniente das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (1,06%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Itaú Unibanco Comercializadora de Energia Ltda** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (1,82%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,61% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,38%;
- xiv. **Certhil**, com efeito médio de **-35,85%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (-6,88%), proveniente do reajuste das tarifas de rede básica (REH 3.217/2023) e das tarifas da supridora **RGE SUL** (REH 3.206/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (2,81%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com a **Electra Comercializadora** e com sua principal supridora, a **RGE SUL**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,92%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 0,55%, a CDE escassez hídrica com impacto de 0,35% e a CDE Eletrobrás em 2,18%;

xv. **Castro Dis**, com efeito médio de **20,40%**. Esse resultado decorre da variação: (i) dos custos de transporte (6,49%), proveniente das tarifas da supridora **Copel** (REH 3.209/2023); (ii) dos custos de aquisição de energia (5,99%), decorrente dos reajustes dos contratos de energia com sua principal supridora, a **Copel**; e (iii) dos custos de encargos setoriais (0,85%), com a CDE Geração Distribuída impactando em 1,32% e a CDE escassez hídrica com impacto de 0,94%;

17. Outro aspecto relevante é o início do pagamento, por todas as permissionárias, da CDE Geração Distribuída, destinada ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica-SCEE, e da Cota CDE Escassez Hídrica, que visa o pagamento do empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021.

18. Com relação ainda aos encargos setoriais, é importante relatar que as permissionárias que compraram energia no ACL arcam com os encargos de serviço de sistema e energia de reserva – ESS/EER, como é o caso da Ceriluz, Cermissões, Cernhe, Certaja, Certel, Cooperluz, Coprel, Creluz, Creral, Cerfox e Certhil. Desta forma, foram calculados valores de cobertura tarifária proporcionais à carga total da permissionária, conforme estabelece o Submódulo 5.4 do Proret.

19. A Tabela 5 seguinte resume os encargos setoriais considerados nos cálculos tarifários.

**Tabela 5 – Encargos Setoriais**

Permissionária	TFSEE	CDE Uso	CDE Conta Covid	CDE Eletrobrás	CDE GD	CDE Escassez Hídrica	ESS/EER	PROINFA	Encargo Total
Ceral Dis	29.351,20	2.594.714,38	-	-	199.069,20	132.991,61	-	388.349,91	<b>3.344.476,30</b>
Ceriluz	203.973,09	12.488.984,30	2.202.975,46	- 264.125,52	696.133,07	477.904,92	2.207.810,12	1.939.270,87	<b>19.952.926,30</b>
Ceris	36.628,17	1.332.186,89	-	-	102.195,24	69.147,82	-	190.632,09	<b>1.730.790,22</b>
Cermissões	256.641,88	13.274.780,80	-	- 266.938,37	986.137,17	593.204,81	2.450.754,78	1.999.051,25	<b>19.293.632,32</b>
Cernhe	68.093,06	1.544.559,59	-	-	118.482,27	78.330,86	341.538,80	217.531,93	<b>2.368.536,51</b>
Certaja	211.186,66	10.000.372,77	-	- 214.263,40	719.288,44	452.631,89	2.226.790,79	1.494.672,11	<b>14.890.679,27</b>
Certel	435.069,95	36.724.495,75	6.350.526,41	- 802.018,48	2.448.317,23	1.624.242,24	7.456.916,12	5.503.035,65	<b>59.740.584,88</b>
Cooperluz	147.884,59	6.264.175,73	-	- 135.436,26	467.005,04	296.560,86	1.461.968,54	895.215,36	<b>9.397.373,86</b>
Coprel	577.559,32	42.209.966,78	-	- 863.634,23	2.581.385,10	1.809.779,76	8.624.640,20	6.561.391,98	<b>61.501.088,91</b>
Creluz	224.657,72	10.073.746,59	3.110.206,14	- 224.070,90	772.827,66	498.334,32	2.362.188,86	1.476.813,43	<b>18.294.703,82</b>
Creral	112.269,25	6.251.158,46	-	- 138.525,92	479.654,22	301.973,13	1.446.848,53	980.276,63	<b>9.433.654,30</b>
Cerfox	151.900,69	5.627.517,57	-	-	415.209,27	260.126,51	1.373.272,63	807.144,90	<b>8.635.171,57</b>
Certhil	93.480,51	5.964.600,28	-	- 82.802,52	259.700,64	166.114,79	793.052,79	938.113,32	<b>8.132.259,81</b>
Castro Dis	21.991,37	4.286.222,47	-	-	328.865,84	234.704,34	-	658.509,27	<b>5.530.293,28</b>
Celetro	208.309,17	8.173.144,75	-	-	625.433,42	388.425,40	-	1.177.105,16	<b>10.572.417,90</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

20. Já a Tabela 6 exibe os contratos de energia considerados nos cálculos tarifários das permissionárias com aniversário em 30 de julho de 2023.

**Tabela 6 – Contratos de Energia**

Permissionária	Geração Própria (MWh)	Angra	CCGF	Proinfa (MWh)	Contratos no ACL (MWh)	Suprimento (MWh)	Compra de Energia (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Ceral Dis	-	-	-	1.015,28	-	34.001,20	35.016,48	243,05	<b>8.510.596,39</b>
Ceriluz	-	5.377,02	27.906,98	3.640,06	91.481,87	65,96	128.471,89	172,66	<b>22.181.771,17</b>
Ceris	-	-	-	498,57	-	20.605,64	21.104,21	210,85	<b>4.449.920,75</b>
Cermissões	12.253,03	10.302,41	43.104,44	4.414,88	120.482,57	1.912,79	192.470,13	169,09	<b>32.544.014,03</b>
Cernhe	-	410,22	2.586,59	613,54	6.732,88	8.477,45	18.820,68	239,33	<b>4.504.328,17</b>
Certaja	-	6.106,53	25.929,95	3.365,68	95.811,27	4.912,76	136.126,19	181,19	<b>24.664.944,34</b>
Certel	-	20.464,35	94.343,42	12.280,12	325.301,17	512,91	452.901,98	167,18	<b>75.715.983,04</b>
Cooperluz	-	3.695,59	15.395,99	2.279,71	66.659,38	434,58	88.465,26	168,55	<b>14.910.924,35</b>
Coprel	-	29.497,79	127.891,41	13.136,82	310.407,78	1.058,99	481.992,79	187,69	<b>90.463.520,71</b>
Creluz	-	6.700,79	27.006,28	3.734,31	105.494,00	1.313,75	144.249,12	176,82	<b>25.506.261,19</b>
Creral	-	4.198,17	17.454,77	2.290,18	67.213,51	934,65	92.091,29	166,69	<b>15.350.980,32</b>
Cerfox	-	3.412,57	14.231,72	1.961,25	44.880,75	11.188,61	75.674,91	212,08	<b>16.049.119,75</b>
Certhil	-	2.201,14	13.145,58	1.266,36	33.168,48	641,92	50.423,49	172,32	<b>8.689.010,07</b>
Castro Dis	-	-	-	1.796,98	-	56.261,92	58.058,91	209,12	<b>12.140.989,84</b>
Celetro	-	-	-	2.939,40	-	112.393,65	115.333,05	298,49	<b>34.426.226,45</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

## Parcela B

21. Para o cálculo da Parcela B, foi utilizada a metodologia descrita no Submódulo 8.4 do Proret, o qual disciplina que a permissionária deve apresentar o pleito de Parcela B. O pleito é comparado ao limite estabelecido no regulamento. A tabela 7 detalha a Parcela B das permissionárias e o limite regulatório definido pela ANEEL.

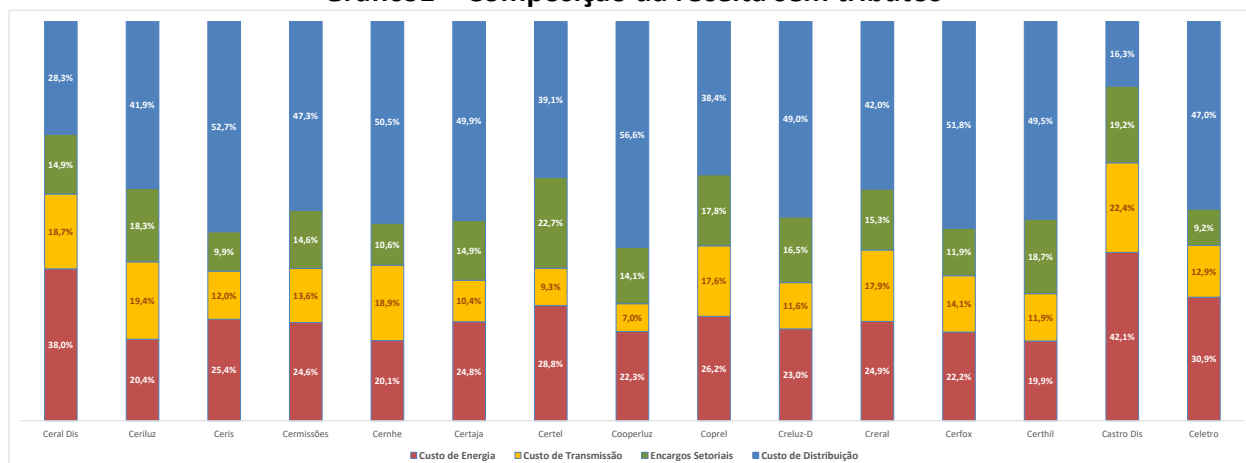
**Tabela 7 – Custos de Parcela B conforme Submódulo 8.4 do Proret**

Permissionária	Investimentos	Operação e Manutenção	Pleito Parcela B	Limite Parcela B	Parcela B Considerada	Diferença em relação ao limite
Ceral Dis	2.327.704,21	4.042.738,53	6.370.442,74	6.346.375,01	<b>6.346.375,01</b>	0,0%
Ceriluz	11.392.102,49	34.176.307,49	45.568.409,98	45.568.409,98	<b>45.568.409,98</b>	0,0%
Ceris	2.452.807,59	6.783.675,12	9.236.482,71	9.236.472,80	<b>9.236.472,80</b>	0,0%
Cermissões	36.292.406,31	26.417.858,07	62.710.264,38	62.710.264,38	<b>62.710.264,38</b>	0,0%
Cernhe	3.930.798,59	7.404.527,72	11.335.326,31	14.835.310,40	<b>11.335.326,31</b>	23,6%
Certaja	21.309.000,00	28.412.000,00	49.721.000,00	49.741.137,31	<b>49.721.000,00</b>	0,0%
Certel	21.965.857,62	80.836.366,91	102.802.224,53	102.647.428,84	<b>102.647.428,84</b>	0,0%
Cooperluz	18.850.000,00	19.000.000,00	37.850.000,00	38.532.349,61	<b>37.850.000,00</b>	1,8%
Coprel	45.972.962,63	86.960.905,22	132.933.867,85	134.222.402,92	<b>132.933.867,85</b>	1,0%
Creluz	25.055.066,70	29.321.423,58	54.376.490,28	54.376.490,26	<b>54.376.490,26</b>	0,0%
Creral	13.504.327,15	12.421.897,00	25.926.224,15	25.926.224,15	<b>25.926.224,15</b>	0,0%
Cerfox	15.000.000,00	22.460.479,56	37.460.479,56	37.460.479,56	<b>37.460.479,56</b>	0,0%
Certhil	8.307.939,91	13.277.802,17	21.585.742,08	21.585.742,08	<b>21.585.742,08</b>	0,0%
Castro Dis	2.170.120,94	2.514.408,57	4.684.529,51	4.684.524,48	<b>4.684.524,48</b>	0,0%
Celetro	24.875.484,00	27.414.781,75	52.290.265,76	52.290.265,75	<b>52.290.265,75</b>	0,0%

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

22. O Gráfico 1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem tributos), explicitando a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos incorridos no pagamento.

**Gráfico1 – Composição da receita sem tributos**



**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

Componentes Financeiros

23. Quanto aos **componentes financeiros**<sup>5</sup> a serem recuperados no próximo período tarifário, estes estão detalhados na Tabela 8 a seguir:

Tabela 8 - Componentes Financeiros

Permissonária	Ceral Dis	Cerfluz	Ceris	Cermissões	Cernhe	Cortaja	Cartel	Cooperluz	Coprel	Creluz	Crenal	Carfox	Certill	Castro Dis
Repasse de PG COFINS	R\$ 696.006,23	R\$ 633.688,02	R\$ 314.352,26	R\$ 746.214,42	R\$ 327.971,26	R\$ 282.510,90	R\$ 81.600,79	R\$ 12.351,20	R\$ 2.530.125,19	R\$ 733.638,19	R\$ 727.284,24	R\$ 1.509.013,40	R\$ 98.458,84	R\$ 1.157.076,90
Neutralidade Encargos Setoriais	-R\$ 96.618,44	-R\$ 502.447,86	-R\$ 7.033,19	-R\$ 3.427.762,94	-R\$ 181.859,58	-R\$ 1.366.110,95	-R\$ 2.636.696,13	-R\$ 178.599,42	-R\$ 3.142.927,17	-R\$ 948.274,99	-R\$ 1.213.093,02	-R\$ 313.874,89	-R\$ 428.897,14	-R\$ 12.969,19
Neutralidade CDE Cond	-R\$ -	-R\$ 88.805,10	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 6.372,35	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 184.904,78	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Neutralidade Crédito Pis Cofins	-R\$ -	-R\$ 122.843,68	-R\$ 3.732,72	-R\$ -	-R\$ 6.107,00	-R\$ 391.551,00	-R\$ -	-R\$ 14.506,98	-R\$ 85.295,51	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 15,75
Neutralidade Conta Escassez	-R\$ -	-R\$ 40.285,98	-R\$ -	-R\$ 174.320,48	-R\$ -	-R\$ 94.570,82	-R\$ 6.109,33	-R\$ -	-R\$ 138.120,46	-R\$ 60.459,44	-R\$ 53.676,11	-R\$ -	-R\$ 17.692,80	-R\$ -
Ajuste CUST RB - Pis/COFINS	-R\$ -	-R\$ 646.838,15	-R\$ -	-R\$ 611.675,47	-R\$ -	-R\$ 477.265,24	-R\$ 1.553.860,58	-R\$ 326.748,80	-R\$ 1.437.225,28	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 273.951,87	-R\$ -
Pis/Cofins CCI	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 13.270,27	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Compensação DIC FIC	-R\$ 28.173,95	-R\$ 26.632,03	-R\$ 150.691,57	-R\$ 63.532,71	-R\$ 43.641,52	-R\$ 7.125,77	-R\$ 31.431,80	-R\$ 10.666,61	-R\$ 377.858,32	-R\$ 255.724,17	-R\$ 96.518,05	-R\$ 456.366,93	-R\$ 123.425,94	-R\$ 90.733,93
Subvenção Baixa Densidade de Carga	-R\$ 1.592.377,25	-R\$ 31.846.013,30	-R\$ 4.010.058,44	-R\$ 42.771.536,81	-R\$ 9.723.862,69	-R\$ 34.063.735,26	-R\$ 8.673.676,05	-R\$ 35.840.451,97	-R\$ 93.892.136,18	-R\$ 35.358.824,18	-R\$ 7.487.996,42	-R\$ 27.196.609,00	-R\$ 21.585.742,08	-R\$ -
Retenção de Adicional de Bandeiras Tarif.	-R\$ 104,11	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Crédito de Pis Cofins	-R\$ -	-R\$ 71.733,77	-R\$ 44,03	-R\$ -	-R\$ 2.856,23	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 8.178,35	-R\$ 3.169,30	-R\$ 173.140,75	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Reversão do Diferimento de Pis Cofins	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 772.833,54	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Financeiro Ren 1.000/2022	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 9.943,16	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Spread Conta COVID	-R\$ -	-R\$ 311.606,65	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 958.766,95	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ 346.771,47	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
Financeiro CDE Eletrobras	-R\$ -	-R\$ 308.926,65	-R\$ -	-R\$ 91.266,19	-R\$ -	-R\$ 4.287,93	-R\$ 713.006,46	-R\$ 106.536,51	-R\$ 953.221,48	-R\$ 55.678,30	-R\$ 37.452,30	-R\$ -	-R\$ 52.986,66	-R\$ -
CVE Energia	-R\$ -	-R\$ 63.965,82	-R\$ -	-R\$ 2.580.907,48	-R\$ -	-R\$ 456.816,61	-R\$ 52.901,00	-R\$ 1.695.944,91	-R\$ 2.264.125,89	-R\$ 140.922,67	-R\$ 1.160.098,61	-R\$ 100.694,06	-R\$ 474.460,34	-R\$ -
CVE Encargos	-R\$ -	-R\$ 320.251,27	-R\$ -	-R\$ 1.827.971,20	-R\$ -	-R\$ 80.325,87	-R\$ 2.510.751,84	-R\$ 639.221,79	-R\$ 26.517,43	-R\$ 118.651,73	-R\$ 273.375,58	-R\$ 288.415,26	-R\$ 338.654,34	-R\$ -
Sobrecaptação/Reversão de Energia	-R\$ -	-R\$ 10.738,98	-R\$ -	-R\$ 2.493.650,93	-R\$ -	-R\$ 124.550,02	-R\$ 507.086,48	-R\$ 164.111,26	-R\$ 5.977.955,88	-R\$ 226.930,93	-R\$ 136.231,38	-R\$ 23.915,57	-R\$ 89.616,43	-R\$ -
Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-R\$ -	-R\$ 2.004.595,57	-R\$ -	-R\$ 2.520.041,86	-R\$ 51.211,26	-R\$ 1.806.358,08	-R\$ 6.461.586,02	-R\$ 1.260.698,16	-R\$ 7.213.240,51	-R\$ 1.803.574,34	-R\$ 1.120.540,35	-R\$ 230.088,02	-R\$ 826.250,88	-R\$ -
Previsão Risco Hidrológico	-R\$ -	-R\$ 2.174.760,32	-R\$ -	-R\$ 2.313.830,26	-R\$ 346.925,60	-R\$ 1.979.331,88	-R\$ 7.016.741,97	-R\$ 1.289.760,51	-R\$ 7.814.842,48	-R\$ 2.088.447,48	-R\$ 1.288.540,70	-R\$ 1.183.535,34	-R\$ 818.532,31	-R\$ -
Total Financeiros	-R\$ 1.021.267,51	-R\$ 31.996.394,85	-R\$ 3.849.654,19	-R\$ 51.748.097,12	-R\$ 8.965.209,81	-R\$ 33.606.468,56	-R\$ 12.867.234,74	-R\$ 37.159.785,44	-R\$ 102.068.749,31	-R\$ 35.648.864,51	-R\$ 9.380.909,07	-R\$ 25.716.026,86	-R\$ 22.532.165,14	-R\$ 1.079.296,41

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

24. Com relação aos componentes financeiros, destacam-se as subvenções para compensar a baixa densidade de carga. Este ano foram revistas as subvenções para compensar a baixa densidade de carga das permissionárias supridas pela RGE Sul <sup>6</sup>e pela Enel SP<sup>7</sup>. As revisões resultaram em um aumento médio nas subvenções de 78%, o que contribuiu para a redução dos efeitos médios, aumento este ocasionado principalmente pela adição de novos ativos a rede das permissionárias em especial dos ativos maiores quem 69 kV. A Tabela 9 a seguir compara o impacto das Subvenções em 2022 e este ano.

<sup>5</sup> Os componentes financeiros incluídos nas tarifas não compõem a base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores nos 12 meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, os componentes financeiros considerados no processo tarifário produzem efeitos nas tarifas apenas por 1 (um) ano.

<sup>6</sup> Nota Técnica nº 41/STR-ANEEL/2023, de 30/06/2023. Documento SIC nº 48580.001342/2023-00.

<sup>7</sup> Nota Técnica nº 42/STR-ANEEL/2023, de 30/06/2023. Documento SIC nº 48580.001343/2023-00.

**Tabela 9 – Impacto das revisões da Subvenções para compensar baixa densidade de carga**

<b>Itens de Custo</b>	<b>Efeito 2022</b>	<b>Efeito 2023</b>
Ceriluz	-20,7%	-30,5%
Ceris	-20,2%	-26,1%
Cermissões	-27,7%	-31,4%
Certaja	-30,1%	-36,8%
Celetro	-32,7%	-39,6%
Certel	-8,4%	-3,5%
Cooperluz	-42,5%	-61,6%
Coprel	-25,9%	-28,7%
Creluz	-23,4%	-32,0%
Creral	-19,2%	-11,6%
Cerfox	-35,7%	-39,8%
Certhil	-27,0%	-46,0%

25. Em relação a Certhil, observou-se que o valor da subvenção foi maior que a Parcela B da permissionária, o que é contrário ao objetivo da subvenção, ou seja, remunerar os custos de Parcela B. Em razão disso, excepcionalmente, o valor foi limitado a Parcela B, em concordância com a proposta apresentada pela STR por meio da Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

26. Ainda quanto aos financeiros, importante ressaltar que a Cernhe solicitou que não fosse considerado a reversão do diferimento de energia no valor de R\$ 1.589.624,34, com impacto tarifário de 7,54%. Ocorre que em 2022, para evitar um efeito ao consumidor de 21,94%, a Cernhe solicitou que fosse diferido o valor de R\$ 1.400.000,00. O fim do diferimento nas tarifas, concomitante com a reversão deste, agregado ao aumento nos custos de transporte, resultaria em um efeito médio de 45,17% para o consumidor. Por isso, a Permissionária solicitou que a reversão do diferimento fosse considerada apenas no ano seguinte. Para equalizar o efeito ao consumidor entre 2023 e 2024, o pleito foi aceito.

27. Em 19 de julho de 2023, a Cernhe solicitou ainda o diferimento adicional no valor de R\$ 2.100.000,00. No entanto este diferimento pode afetar de maneira negativa o consumidor da Cernhe no futuro, visto que se caracteriza com um empréstimo em nome do consumidor, podendo trazer efeitos ainda maiores que os observados atualmente, o que não seria desejável. Após conversa da empresa com minha Assessoria e a STR, a permissionária solicitou a redução do pleito de Parcela B em um milhão de

reais, totalizando R\$ 11.335.326,31.

28. É importante relatar sobre os componentes financeiros Conta de Variação de Encargos e Energia – CVE e a sobrecontratação/reversão de energia, constantes do Submódulo 8.6 do Proret. Esses componentes serão calculados para as permissionárias que já eram agentes da CCEE, como é o caso da Ceriluz, Cermissões, Certaja, Certel, Cooperluz, Coprel, Creluz, Cral, Cerfox e Certhil.

### **Descontos Tarifários**

29. Anualmente, é avaliada a redução dos descontos tarifários nas tarifas de suprimento. A análise da redução destes descontos observa o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da permissionária. Quando o processo tarifário regular resulta em um efeito médio final inferior a 10%, a Aneel promove uma redução progressiva dos descontos, até o efeito médio final alcançar o limite de 10%. De outro modo, caso o efeito médio final decorrente do processamento regular seja superior a 10%, não há redução no percentual de descontos.

30. No caso em tela, houve a retirada completa dos descontos nas tarifas de suprimento para as permissionárias supridas pela RGE SUL e pela Nova Palma, além da redução do desconto da tarifa de suprimento da ENEL SP para Ceris (58,15% para 28,95%). Isso foi possível em razão do efeito conjugado da redução Parcela B e do aumento da subvenção para a baixa densidade de carga. Desta forma, o efeito médio ficou abaixo de 10%.

31. Considerando esse entendimento, as Tabelas 10 e 11 destacam os descontos e as tarifas de suprimentos que devem ser praticados.

**Tabela 10 - Descontos a serem praticados nas tarifas de suprimento.**

Permissionária	Supridora	Nível de Tensão	Desconto Anterior	Desconto Atual	Tarifa com desconto	REH Supridora
Ceral Dis	Copel	A3a	23,26%	23,26%	250,30	REH 3.209/2023
Ceral Dis	Copel	A4	23,26%	23,26%	250,30	REH 3.209/2023
Ceriluz	RGE SUL	A3	21,32%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Ceriluz	RGE SUL	A4	21,32%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Ceriluz	RGE SUL	B	21,32%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Ceris	ENEL SP	A4	58,15%	28,95%	215,96	REH 3.215/2023
Cermissões	RGE SUL	A3	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Cermissões	RGE SUL	A4	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Cernhe	ESS	A4	0,00%	0,00%	332,63	REH 3.219/2023
Certaja	RGE SUL	A4	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Certaja	CEEE	A4	0,00%	0,00%	299,78	REH 3.138/2022
Certel	RGE SUL	A4	32,97%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Cooperluz	RGE SUL	A4	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Coprel	RGE SUL	A2	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Coprel	RGE SUL	A3	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Coprel	RGE SUL	A4	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Creluz	RGE SUL	A2	28,50%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Creluz	RGE SUL	A4	28,50%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Creral	RGE SUL	A4	21,40%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Creral	RGE SUL	B	2,07%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Cerfox	RGE SUL	A4	14,01%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Certhil	RGE SUL	A4	0,00%	0,00%	308,82	REH 3.206/2023
Castro Dis	Copel	A3a	33,84%	33,84%	215,79	REH 3.209/2023
Castro Dis	Copel	A4	33,84%	33,84%	215,79	REH 3.209/2023
Celetro	RGE Sul	A4	14,26%	0,00%	265,33	REH 3.206/2023
Celetro	Nova Palma	A4	14,26%	0,00%	308,82	REH 3.073/2022

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.



**Tabela 11 – Novas tarifas de TUSD**

Permissionária	Supridora	Nível de Tensão	TUSD KW Ponta	TUSD KW Fora Ponta	TUSD MWh	REH Supridora
Ceral Dis	Copel	A3a	29,73	18,62	10,85	REH 3.209/2023
Ceral Dis	Copel	A4	29,73	18,62	10,85	REH 3.209/2023
Ceriluz	RGE SUL	A3	22,6	15,64	5,3	REH 3.206/2023
Ceriluz	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Ceriluz	RGE SUL	B	-	-	234,3	REH 3.206/2023
Ceris	ENEL SP	A4	19,23	13,35	3,97	REH 3.215/2023
Cermissões	RGE SUL	A3	22,6	15,64	5,3	REH 3.206/2023
Cermissões	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Cernhe	ESS	A4	27,91	18,13	13,02	REH 3.219/2023
Certaja	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Certaja	CEEE	A4	32,57	19,65	9,54	REH 3.138/2022
Certel	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Cooperluz	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Coprel	RGE SUL	A2	18,87	13,31	1,71	REH 3.206/2023
Coprel	RGE SUL	A3	22,6	15,64	5,3	REH 3.206/2023
Coprel	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Creluz	RGE SUL	A2	18,87	13,31	1,71	REH 3.206/2023
Creluz	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Creral	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Creral	RGE SUL	B	-	-	234,3	REH 3.206/2023
Cerfox	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Certhil	RGE SUL	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Castro Dis	Copel	A3a	29,73	18,62	10,85	REH 3.209/2023
Castro Dis	Copel	A4	29,73	18,62	10,85	REH 3.209/2023
Celetro	RGE Sul	A4	29,58	17,45	11,67	REH 3.206/2023
Celetro	Nova Palma	A4	42,22	23,82	11,10	REH 3.073/2022

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

### Subvenção CDE

32. A Subvenção CDE representa os valores mensais de subsídio relativos aos descontos tarifários a serem repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE às distribuidoras no período de competência de julho de 2023 a junho de 2024<sup>8</sup>, inclusive, com a previsão de subsídio

<sup>8</sup> Esses recursos deverão ser repassados até o 10º dia útil do mês subsequente.

direcionado a custear os benefícios tarifários das unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esses valores representam, também, os ajustes referentes às diferenças entre os valores previstos e os realizados no período de julho de 2022 a junho de 2023. Os subsídios podem ser visualizados na Tabela 12.

**Tabela 12 – Valores mensais dos subsídios relativos aos descontos tarifários**

Permissionária	Carga Fonte Incentivada	Geração Fonte Incentivada	Serviço Público Água, Esgoto Saneamento	Rural	Irrigante/ Aquicultor	SCEE	Total
Ceral Dis	0,00	0,00	-9,60	2.298,77	0,00	0,00	<b>2.289,17</b>
Ceriluz	422.869,63	46.424,33	329,76	1.276,48	142.812,13	208.323,94	<b>822.036,26</b>
Ceris	0,00	0,00	20,27	-168,92	0,00	6.826,19	<b>6.677,55</b>
Cermissões	49.720,35	0,00	-70,62	-1.497,76	608.680,85	1.091.488,84	<b>1.748.321,65</b>
Cernhe	0,00	0,00	-92,44	-4.917,01	48.845,20	51.476,12	<b>95.311,87</b>
Certaja	90.875,64	8.913,68	10,96	747,68	46.199,24	246.378,74	<b>393.125,93</b>
Certel	733.847,85	97.683,50	392,44	-18.624,27	129,99	1.266.261,93	<b>2.079.691,43</b>
Cooperluz	16.012,82	2.780,06	-27,01	-9.808,39	46.363,40	210.395,17	<b>265.716,05</b>
Coprel	1.119.382,79	84.314,00	101,94	-116.045,05	1.166.890,42	1.059.525,23	<b>3.314.169,33</b>
Creluz	0,00	25.105,44	92,10	-9.729,50	106.646,58	806.297,96	<b>928.412,59</b>
Creral	0,00	9.898,60	-65,69	-4.548,19	20.510,74	309.979,90	<b>335.775,36</b>
Cerfox	62.447,30	6.520,45	11,29	-9.998,60	0,00	377.433,83	<b>436.414,27</b>
Certhil	149.369,98	0,00	22,13	-6.594,68	19.512,72	246.601,42	<b>408.911,57</b>
Castro Dis	0,00	0,00	119,57	-4.168,38	1.011,69	78.971,63	<b>75.934,50</b>
Celetro	36.615,24	0,00	-7,30	- 4.474,76	64.730,65	692.507,81	<b>789.371,64</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

33. A CCEE é responsável também pelo repasse da subvenção CDE relativa à compensação da baixa densidade de carga das permissionárias, com competências de julho de 2023 a junho de 2024. Os valores mensais constam da Tabela 13 a seguir:

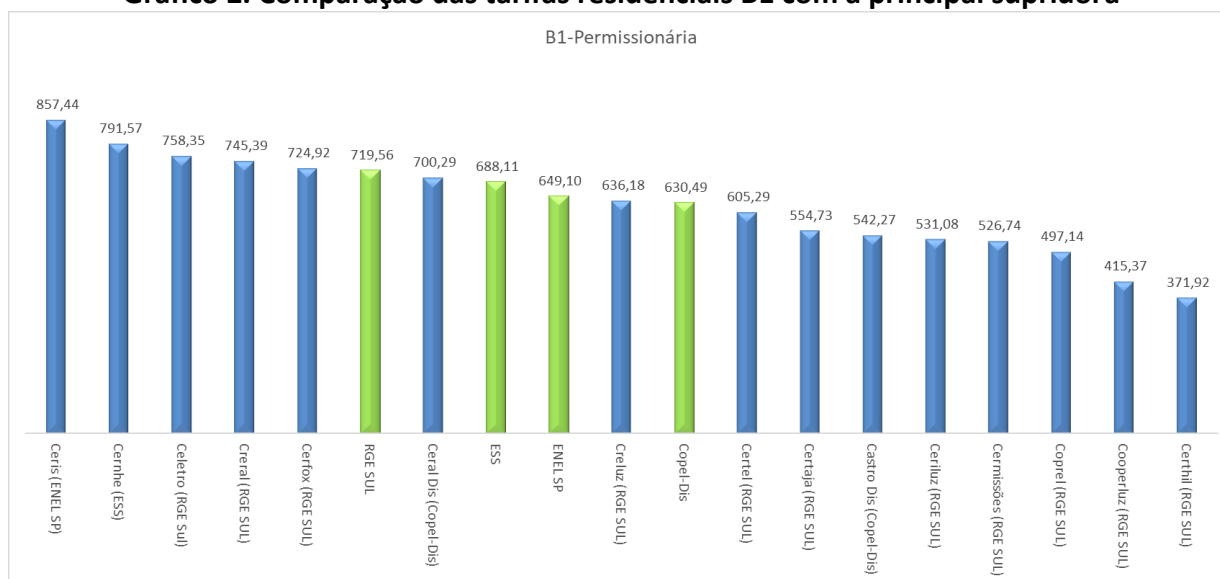
**Tabela 13 – Valores mensais dos subsídios relativos à compensação da baixa densidade de carga das permissionárias**

Permissionária	Compensação em função da baixa densidade de carga
Ceral Dis	132.698,10
Ceriluz	2.653.834,44
Ceris	334.171,54
Cermissões	3.564.294,73
Cernhe	810.321,89
Certaja	2.838.644,61
Certel	722.823,00
Cooperluz	2.986.704,33
Coprel	7.824.344,68
Creluz	2.946.568,68
Creral	623.999,70
Cerfox	2.266.384,08
Certhil	1.798.811,84
Castro Dis	-
Celetro	3.350.774,25

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

34. A título de informação, apresenta-se, no Gráfico 2 a seguir, a comparação entre a tarifa residencial B1 das permissionárias aqui calculadas e suas respectivas principais supridoras.

**Gráfico 2. Comparação das tarifas residenciais B1 com a principal supridora**



**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

\* Destacado em verde as tarifas das principais supridoras.

## II. DIREITO

35. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: (i) Lei nº 9.427, de 26/12/1996, alterada pela Lei nº 13.360/2016; (ii) Lei nº 10.438, de 26/4/2002; (iii) Lei nº 12.111, de 9/12/2009; (iv) Decreto nº 7.246, de 28/7/2010; e (v) Decreto nº 7.945, de 7/3/2013.

## III. DISPOSITIVO

36. Diante do exposto e da documentação constante nos autos do Processo nº 48500.006896/2022-40, voto por, conforme minutas de Resoluções Homologatórias anexas:

- a. aprovar os efeitos médios constantes da Tabela 14, que representam os resultados dos cálculos tarifários das permissionárias com data de aniversário em 30 de julho de 2023;

**Tabela 14 - Efeito médio para os consumidores**

Permissionária	Alta Tensão	Baixa Tensão	Efeito Médio	Efeito B1
Ceral Dis	9,17%	14,10%	12,37%	7,92%
Ceriluz	-8,76%	-6,94%	-7,84%	-10,88%
Ceris	15,73%	9,41%	10,00%	9,02%
Cermissões	-23,43%	-23,49%	-23,47%	-26,20%
Cernhe	34,98%	20,41%	21,74%	15,82%
Certaja	0,60%	3,74%	2,65%	0,75%
Certel	12,13%	5,74%	7,75%	3,83%
Cooperluz	-14,39%	-13,90%	-13,95%	-17,69%
Coprel	-3,91%	6,19%	1,25%	1,38%
Creluz	-16,62%	-10,18%	-11,95%	-13,27%
Creral	-5,75%	1,26%	-2,90%	-2,88%
Cerfox	3,10%	3,69%	3,61%	-0,23%
Certhil	-36,81%	-34,92%	-35,85%	-37,92%
Castro Dis	16,49%	24,94%	20,40%	18,79%
Celetro	-3,06%	6,56%	4,62%	2,51%

**Fonte:** Nota Técnica nº 60/2023-STR/ANEEL.

- b. fixar as Tarifas de Suprimento das supridoras para as permissionárias com data de aniversário em 30 de julho de 2023;

- c. fixar os valores das quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- d. homologar os valores mensais de recursos da CDE a serem repassados pela CCEE às permissionárias com data de aniversário em 30 de julho de 2023, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária; e
- e. homologar os valores mensais de recursos da CDE a serem repassados pela CCEE às permissionárias com data de aniversário em 30 de julho de 2023, de modo a custear a baixa densidade de carga das permissionárias.

Brasília, 25 de julho de 2023.

*(Assinado digitalmente)*  
**RICARDO LAVORATO TILI**  
DIRETOR