



## Anexo II – Pleito de Parcela B e Informações Adicionais

### 1 – Introdução

A CERSUL – Cooperativa de Distribuição de Energia, sediada na cidade de Turvo – SC, atende atualmente cerca de 18,6 mil unidades consumidoras, em 2.366 km de redes de distribuição, cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual de aproximadamente 93,4 milhões de reais.

Em 28 de novembro de 2008, foi firmado o Contrato de Permissão nº 020/2008-ANEEL entre a União e a CERSUL por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela permissionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

No reajuste tarifário anual de 2023, por intermédio da correspondência CERSUL nº 56/2023 de 30 de agosto de 2023, a CERSUL solicitou o valor de Parcela B de R\$41.410.670,15, sendo R\$22.919.990,16 para cobrir os custos com operação; manutenção, administração, e R\$18.490.679,98 com investimentos, reservas e outras receitas. Os principais resultados do reajuste tarifário anual de 2023 são apresentados na tabela a seguir.

Principais Resultados do Reajuste Tarifário Anual de 2023 da CERSUL		
Item	Descrição	Resultado
1	RA1	R\$89.254.045,28
2	RA0 (Receita de Referência)	R\$85.687.853,14
3	Variação Econômica	4,16%
4	Componentes Financeiros	-17,12%
5	Variação Econômica e Financeira	-12,96%
6	Retirada dos Financeiros Ano Anterior	31,77%
7	Parcela A - DRP	R\$47.843.375,13
8	Parcela B - DRP	R\$41.410.670,15
9	Componentes Financeiros	-R\$14.673.606,08
10	Efeito Grupo A – Média Tensão	16,96%
11	Efeito Grupo B – Baixa Tensão	20,10%
12	Efeito Tarifário Médio – Grupo A + Grupo B	18,81%
13	Tarifa B1 - Residencial	587,26 R\$/MWh



Em reunião realizada no dia 27 de agosto de 2024, o Conselho de Administração da cooperativa permissionária CERSUL aprovou o pleito de Parcela B de R\$45.770.120,38 apresentado no item 4 deste documento.

## 2 – Resumo dos Resultados

É apresentado a seguir o resumo dos resultados.

### Resumo do Pleito CERSUL Para a Revisão Tarifária Periódica de 2024

<b>1</b>	<b>Total da Receita</b>	<b>R\$</b>	<b>70.353.723,70</b>		
<b>2</b>	<b>Parcela A</b>	<b>R\$</b>	<b>44.101.714,58</b>		
<b>3</b>	<b>Encargos</b>	<b>R\$</b>	<b>18.356.491,09</b>		
4	Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$	197.450,76		
5	CDE Conta Covid	R\$	-		
6	CDE Uso	R\$	12.886.459,14		
7	CDE Modicidade Eletrobrás	R\$	-		
8	CDE GD - Lei 14300	R\$	986.180,58		
9	CDE Conta Escassez Hídrica - DSP 510/2024	R\$	595.607,86		
10	Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	R\$	2.004.161,68		
11	PROINFA	R\$	1.686.631,06		
12	ONS	R\$	-		
<b>13</b>	<b>Transporte</b>	<b>R\$</b>	<b>6.567.438,81</b>		
14	Rede Básica	R\$	5.498.348,00		
15	Rede Básica Fronteira	R\$	612.192,00		
16	Conexão	R\$	-		
17	Uso do sistema de distribuição	R\$	456.898,81		
<b>18</b>	<b>Energia</b>	<b>R\$</b>	<b>19.177.784,68</b>	<b>Montante de Energia Contratado</b>	<b>Data de início do contrato</b>
19	Geração Própria		0,00	0,00	
20	PROINFA		0,00	3.236,77	
21	Angra		2.389.924,66	5.561,06	
22	CCGF		4.756.666,43	21.588,08	
23	Contratos de suprimento- Supridora Celesc		1.801.363,70	5.086,87	
24	Contratos de suprimento- Supridora 2		0,00	0,00	
25	Contratos no ACL		10.229.829,90	83.220,00	
<b>26</b>	<b>Parcela B</b>		<b>R\$45.770.120,38</b>		
27	Operação/Manutenção/Administração		R\$25.332.859,99		
28	Investimento/Reserva/Outras Receitas		R\$20.437.260,39		



<b>29 Componentes Financeiros</b>	<b>-R\$ 19.518.111,25</b>
30 Repasse de PIS COFINS	R\$1.044.014,44
31 (Neutralidade) TFSEE	-R\$14.910,58
32 (Neutralidade) CDE Covid	R\$0,00
33 (Neutralidade) CDE Uso	-R\$1.000.952,64
34 (Neutralidade) CDE GD	R\$50.913,97
35 Neutralidade CDE Conta Escassez Hídrica	R\$46.455,23
36 (Neutralidade) PROINFA	-R\$144.703,25
37 (Neutralidade) ESS/EER	R\$18.179,68
38 Compensação DIC FIC	-R\$852,60
39 Subvenção CDE Devido a Baixa Densidade de Cargas	-R\$21.711.782,93
40 Ajuste CUST RB + PIS Cofins RB	R\$542.773,70
41 Ajuste CUST RB Fronteira + PIS Cofins RB Fronteira	R\$57.660,02
42 CCEE - Risco Hidrológico	R\$1.883.169,98
43 CVE - Componentes Financeiros Similares a CVA	R\$0,00
44 Sobrecontratação / Reversão de Energia	R\$0,00
45 Reversão de Risco Hidrológico	-R\$288.076,29
46 Financeiros Eletrobras	R\$0,00
47	
48	
49	

<b>50 Perdas %</b>	<b>13,18%</b>
51 Perdas técnicas (%)	13,18%
52 Perdas não técnicas (%)	0,00%
53 Perdas rede básica (%)	0,00%
<b>54 Perdas MWh</b>	<b>18.842,066</b>
55 Perdas técnicas (MWh)	18.842,066
56 Perdas não técnicas (MWh)	-
57 Perdas rede básica sobre Dist. (MWh)	-
58 Perdas rede básica mercado Cat. (MWh)	-

### **3 – Parcela A: Compra, Transporte de Energia e Encargos Setoriais**

Compreende os custos incorridos pela CERSUL com compra e transporte de energia, e encargos setoriais previstos em legislação específica. Os cálculos apresentados na tabela a seguir foram realizados conforme metodologias estabelecidas nos Submódulos 8.2 - “Reajuste Tarifário Anual” - versão 2.1, e 8.5 – “Subvenção Para Cooperativas Com Reduzida Densidade de Carga” – versão 1.1, ambos do Proret.



Valor da Parcela A		2024
1	Compra de Energia	R\$ 19.177.784,68
2	Transporte de Energia	
	2.1 - Rede Básica	R\$ 5.498.348,00
	2.2 - Rede Básica Fronteira	R\$ 612.192,00
	2.3 - Conexão	R\$ 0,00
	2.4 - Uso do Sistema de Distribuição	R\$ 456.898,81
	2.5 - Subtotal Transporte de Energia	R\$ 6.567.438,81
3	Encargos Setoriais	R\$ 18.356.491,09
4	Total	R\$ 44.101.714,58

### 3.1 – Compra de Energia

#### 3.1.1 – Energia Faturada

No período de Setembro/2023 a Agosto/2024, com o mês de Julho/2024 replicado para Agosto/2024 o montante de energia faturada importada dos arquivos SAMP de faturamento, refaturamento e sistema de compensação encaminhados para a ANEEL resultou em 124.102,008 MWh.

#### 3.1.2 – Perdas na Distribuição

A CERSUL pleiteia que sejam consideradas Perdas na Distribuição de 18.842,066 MWh = 13,18%, calculadas com base no balanço de energia do período de Setembro/2023 a Agosto/2024, acrescido dos montantes de geração distribuída.

#### 3.1.3 – Energia Requerida

A Energia Requerida é igual ao Fornecimento Faturado mais o Suprimento a Outras Distribuidoras mais as Perdas na Distribuição, que resulta em  $124.102,008 + 0 + 18.842,066 = 142.944,074$  MWh.

A seguir são apresentados os montantes de energia contratados e os ajustados.

Item	Descrição	Montante Original (MWh)	Montante Ajustado (MWh)
1	Contratado no Mercado Livre	83.220,00	100.700,19
2	Angra	5.561,06	6.729,15
3	CCGF	21.588,08	26.122,61
4	Subtotal Mercado Livre = (1)+(2)+(3)	110.369,14	133.551,95
5	Contratado no Mercado Cativo	5.086,87	6.155,35
6	Energia Requerida	142.944,07	142.944,07

### 3.1.4 – Compra de Energia de Setembro/23 a Agosto/24

#### a) Custo Médio do Contrato de Suprimento

Considerando os descontos na tarifa de energia de suprimento e os montantes de Proinfa, o custo médio de compra de energia resultou em 166,43 R\$/MWh.

Item	Descrição	Montante (MWh)	Custo Médio (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
1	<b>Energia Base</b>	<b>36.088,531</b>	<b>198,03</b>	<b>7.146.591,08</b>
1.1	- Geração Própria	0,000	0,00	0,00
1.2	- Cota Angra I/Angrall	6.729,149	355,16	2.389.924,66
1.3	- Cota Lei nº 12783/2013	26.122,612	182,09	4.756.666,43
1.4	- Itaipu (tirando as perdas)	0,000	350,95	0,00
1.5	- PROINFA	3.236,770	0,00	0,00
2	<b>Bilateral Sem Considerar Risco Hidrológico</b>	<b>100.700,191</b>	<b>101,59</b>	<b>10.229.829,90</b>
2.1	- Mercado Livre	100.700,191	101,59	10.229.829,90
3	<b>CCEE - Risco Hidrológico</b>			<b>2.608.134,94</b>
4	<b>Compra de Energia no Ambiente Regulado de Concessionária(s) Distribuidora(s) - CCEAR</b>			
4.1	- CCEAR (Compra da Distribuidora Supridora)	6.155,352	292,65	1.801.363,70
5	<b>Total Sem Risco Hidrológico e ESS/EER</b>	<b>142.944,074</b>	<b>134,16</b>	<b>19.177.784,68</b>
6	<b>Total Com Risco Hidrológico e ESS/EER</b>	<b>142.944,074</b>	<b>166,43</b>	<b>23.790.081,30</b>

### 3.2 – Transporte de Energia

#### 3.2.1 – Uso do Sistema de Distribuição da CELESC

Para o transporte de energia até os pontos de conexão da CERSUL, no período de referência foram faturados pela CELESC os montantes apresentados na tabela a



seguir, os quais foram valorados com base nas tarifas de suprimento constantes na Resolução Homologatória ANEEL nº 3.374, de 20 de agosto de 2024.

Item	Descrição	Demanda (kW)	Tarifa	Valor (R\$)
1	Celesc - A3 - Demanda Ponta (kW)	1.100,00	25,08	27.588,00
2	Celesc - A3 - Demanda Fora Ponta (kW)	2.200,00	13,81	30.382,00
3	Celesc - A3 - Energia (MWh)	10.498,45	6,75	70.864,56
4	Celesc - A4 - Demanda Ponta (kW)	5.500,00	25,30	139.150,00
5	Celesc - A4 - Demanda Fora Ponta (kW)	11.000,00	14,56	160.160,00
6	Celesc - A4 - Energia (MWh)	2.220,40	12,95	28.754,24
<b>7</b>	<b>Total</b>			<b>456.898,81</b>

### 3.2.2 – Rede Básica

Item	Pontos de Conexão	Posto	Tarifa (R\$/MW)	Despesa (R\$)	MW Total
1	Forquilha - 69 kV (A)	P	8.083,00	2.554.228,00	316,00
2	Forquilha - 69 kV (A)	FP	8.270,00	2.944.120,00	356,00
<b>3</b>	<b>Total</b>			<b>5.498.348,00</b>	<b>672,00</b>

### Montantes Contratados



Item	Pontos de Conexão / Posto	MW Set/23	MW Out/23	MW Nov/23	MW Dez/23
4	Forquilha - 69 kV (A)	25,00	25,00	25,00	25,00
5	Forquilha - 69 kV (A)	29,00	29,00	29,00	29,00
<b>6</b>	<b>Total</b>	<b>54,00</b>	<b>54,00</b>	<b>54,00</b>	<b>54,00</b>

Item	Pontos de Conexão / Posto	MW Jan/24	MW Fev/24	MW Mar/24	MW Abr/24
7	Forquilha - 69 kV (A)	27,00	27,00	27,00	27,00
8	Forquilha - 69 kV (A)	30,00	30,00	30,00	30,00
<b>9</b>	<b>Total</b>	<b>57,00</b>	<b>57,00</b>	<b>57,00</b>	<b>57,00</b>

Item	Pontos de Conexão / Posto	MW Mai/24	MW Jun/24	MW Jul/24	MW Ago/24
10	Forquilha - 69 kV (A)	27,00	27,00	27,00	27,00
11	Forquilha - 69 kV (A)	30,00	30,00	30,00	30,00
<b>12</b>	<b>Total</b>	<b>57,00</b>	<b>57,00</b>	<b>57,00</b>	<b>57,00</b>

### 3.2.3 – Rede Básica Fronteira

Item	Pontos de Conexão	Posto	Tarifa (R\$/MW)	Despesa (R\$)	MW Total
13	Forquilha - 69 kV (A)	P	911,00	287.876,00	316,00
14	Forquilha - 69 kV (A)	FP	911,00	324.316,00	356,00
<b>15</b>	<b>Total</b>			<b>612.192,00</b>	<b>672,00</b>

### 3.3 – Encargos Setoriais

Conforme Submódulo 8.2 – “Reajuste Tarifário Anual” - versão 2.1, do Proret, os encargos setoriais, instituídos por Lei, são custos não gerenciáveis suportados pelas permissionárias de distribuição, cujo repasse aos cooperados/consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

Os encargos setoriais integrantes da Parcela A da CERSUL são: TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, CDE – Conta de Desenvolvimento Energético e PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, e neste processo tarifário estão sendo acrescentados mais dois encargos CDE:



CDE GD – Lei 14.300 e CDE Conta Escassez Hídrica cujo valor foi estabelecido através do Despacho 510/2023.

Encargos Setoriais (RGR, CCC, TFSEE, CFRH, CDE, P&D, PROINFA)		
1	TFSEE	R\$ 173.724,31
2	CDE Uso	R\$ 11.067.575,13
3	CDE GD - Lei 14300	R\$ 849.143,36
4	CDE Conta Escassez Hídrica - DSP 510/2023	R\$ 595.607,86
5	Subtotal CDE (5)=(2)+(3)+(4)	R\$ 12.512.326,35
6	PROINFA	R\$ 1.677.309,79
7	Total	R\$ 14.363.360,45

## 4 – Parcela B

### 4.1 – Cálculo do Valor Teto de Parcela B

O Despacho STR/ANEEL nº2.098 de 18 de julho de 2024, definiu o valor de R\$ 44.243.943,91 como sendo o valor limite de Parcela B da CERSUL em Dezembro/2023. Conforme estabelecido no parágrafo 20 do Submódulo 8.4 – “Reajuste e Revisão Tarifária Periódica” - versão 1.1, do Proret – Procedimentos de Regulação Tarifária, este valor deve ser atualizado pelo IPCA da data-base considerada no cálculo dos valores publicados (Dezembro/2023) até o mês anterior ao do reajuste ou da revisão tarifária (Agosto/2024).

Portanto o valor de R\$44.243.943,91 foi atualizado em 3,45% resultando em valor teto de Parcela B na revisão tarifária periódica de 2024 da CERSUL de R\$45.770.120,38.

CÁLCULO DA PARCELA B TETO		
1	Valor Teto de Parcela B conforme Despacho nº 458, de 17/02/23 (R\$)	R\$ 39.959.047,90
2	Mercado BT Dez/21 a Nov/22 (MWh)	77.281,00
3	Mercado BT Dez/22 a Nov/23 (MWh)	81.738,00
4	% de crescimento do mercado BT $[(2)-(3)]/(3)$	5,77%
5	Variação do IPCA de Dez/23 a Dez/24 (%)	4,69%
6	Valor Teto de Parcela B conforme Despacho nº 2.090, de 18/07/24 (R\$)	R\$ 44.243.943,91
7	Variação do IPCA de Nov/23 a Jul/24 (%)	3,45%
8	<b>Valor Teto Permitido Para a Parcela B (R\$) (6)*[1+(7)]</b>	<b>R\$ 45.770.120,38</b>

### 4.2 – Pleito de Parcela B



O Conselho de Administração da CERSUL, em reunião realizada no dia 27 de agosto de 2024 aprovou o valor de pleito de Parcela B de R\$45.770.120,38 (Quarenta e cinco milhões, setecentos e setenta mil, cento e vinte reais e trinta e oito centavos), conforme na tabela a seguir, considerado necessário para a gestão da permissionária no período de 30 de setembro de 2024 a 29 de setembro de 2025.

Para a determinação do valor de pleito de Parcela B foram considerados:

- a receita anual verificada no período de referência de Setembro/2023 a Agosto/2024, com base nos arquivos do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP encaminhados para a ANEEL, sendo que o do mês de Julho/2024 foi replicado para o mês de Agosto/2024. No cálculo foram excluídos os valores de PIS/PASEP, COFINS, ICMS e os componentes financeiros exógenos ao processo tarifário;
- valor de Compra de Energia e de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição, com base nos descontos concedidos calculados conforme Submódulos 8.2 – “Reajuste Tarifário Anual” - versão 2.1 e 8.5 – “Subvenção Para Cooperativas Com Reduzida Densidade de Carga” – versão 1.1, ambos do Proret; e tarifas de referência constantes da Tabela 10 da Resolução Homologatória nº3.374, de 20 de agosto de 2024, que homologou os resultados do reajuste tarifário anual de 2024 da CELESC Distribuição;
- encargos setoriais calculados tendo como referência os custos unitários da CDE Uso e CDE GD estabelecidos na Nota Técnica nº 140/2023-STR-SGM-SFF/ANEEL de 08 de novembro de 2023, as quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao PROINFA estabelecidas na Resolução Normativa nº 1.080 de 5 de dezembro de 2023 e Despacho STR/ANEEL nº 026 de 4 de janeiro de 2024, e procedimentos de cálculos estabelecidos nos seguintes submódulos do Proret: 5.2 – “Conta de Desenvolvimento Energético – CDE” – versão 1.3, 5.3 – “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA” - versão 1.0 C, 5.4 – Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER” – versão 1.0 C, 5.5 – “Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE”, versão 1.1 C, e 8.2 – “Reajuste Tarifário Anual” – versão 2.1;
- parâmetros para cálculo do ERD – Encargo de Responsabilidade da Distribuidora, conforme Resolução Normativa 1000, de 7 de dezembro de 2021, e Submódulo 8.4 – “Reajuste e Revisão Tarifária Periódica” - versão 1.1, do Proret;



- investimentos realizados e os planejados para os próximos anos, constantes do PDD - Plano de Desenvolvimento da Distribuição de 2024 encaminhado para a ANEEL;
- valores relacionados com os itens de Parcela B contabilizados no exercício de 2023, constantes dos arquivos BMP – Balancete Mensal Padronizado encaminhados para a ANEEL.

Item	Descrição	Valor 2024 (R\$)
1	Operação / Manutenção / Administração	25.332.859,99
2	Investimentos / Reservas / Outras Receitas	20.437.260,39
3	Parcela B Pleiteada	45.770.120,38

Observações:

- O valor de Operação / Manutenção / Administração foi definido com base no realizado no período de Janeiro a Dezembro de 2023, e no valor estabelecido no reajuste tarifário anual de 2023.
- A reposição dos ativos depreciados foi calculada com base no Submódulo 8.1 – “Revisão Tarifária Periódica” – versão 2.2, do Proret, e os investimentos em melhorias e expansão foi considerado um valor compatível com o planejado no PDD para o período.

5 – Componentes Financeiros

O total de componentes financeiros é de -R\$19.518.111,25 (Dezenove milhões, quinhentos e dezoito mil, cento e onze reais, e vinte e cinco centavos).

A seguir o detalhamento de parte dos itens a serem considerados como componentes financeiros.

Item	Descrição	Valor Atualizado (R\$)
1	Repasse de PIS/COFINS Suprimento	1.044.014,44
2	Neutralidade TFSEE	-14.910,58
3	Neutralidade CDE	-1.000.852,64
4	Neutralidade Proinfa	-144.703,25
5	Neutralidade ESS/EER	18.179,68



6	Neutralidade CDE GD	50.913,97
7	Neutralidade CDE Conta Escassez Hídrica	46.455,23
8	Compensação DIC/FIC	-852,60
9	Subvenção CDE Devido a Baixa Densidade de Cargas	-21.711.782,93
10	Ajuste CUST	600.733,73
11	CCEE Risco Hidrológico	1.883.169,98
12	Reversão de Risco Hidrológico	-288.076,29
<b>13</b>	<b>Total de Componentes Financeiros</b>	<b>-19.518.111,25</b>

O Componente Financeiro negativo referente a Subvenção CDE Devido à Baixa Densidade de Cargas da cooperativa foi calculado conforme Submódulo 8.5 – “Subvenção Para Cooperativas Com Reduzida Densidade de Carga” – versão 1.1 C, do Proret, no processo de revisão tarifária periódica de 2021, da concessionária supridora Celesc, tendo sido obtido na revisão da supridora o valor de R\$18.151.717,22, sendo referência para as atualizações anuais de 2022 a 2025 pela variação do IPCA.

#### 5.1 – Repasse de Custos com PIS/COFINS no Suprimento

Conforme Submódulo 8.2 – “Reajuste Tarifário Anual” - versão 2.1, do Proret, o valor financeiro de compensação dos custos com PIS/COFINS refere-se às despesas de PIS/COFINS incidentes nas faturas de despesas com Compra de Energia e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição, não contempladas na cobertura tarifária econômica, que são repassadas às tarifas finais como componente financeiro.

As despesas de PIS/COFINS foram apuradas com base nas faturas do período de Setembro/2023 a Agosto/2024, e corrigidas mensalmente pela variação do IPCA.

PIS/Cofins Supridora Celesc



Mês/Ano	Repasse de PIS COFINS Distribuidora - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
ago-23	R\$	-	R\$	-
set-23	R\$	32.756,50	R\$	34.066,35
out-23	R\$	44.150,83	R\$	45.797,21
nov-23	R\$	51.313,06	R\$	53.099,10
dez-23	R\$	130.374,60	R\$	134.535,74
jan-24	R\$	74.391,39	R\$	76.338,22
fev-24	R\$	108.438,83	R\$	110.811,24
mar-24	R\$	84.422,75	R\$	85.559,65
abr-24	R\$	96.186,10	R\$	97.325,74
mai-24	R\$	55.918,81	R\$	56.367,18
jun-24	R\$	89.729,35	R\$	90.034,63
jul-24	R\$	130.117,30	R\$	130.286,33
ago-24	R\$	130.117,30	R\$	129.793,07
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>1.027.916,82</b>	<b>R\$</b>	<b>1.044.014,44</b>

PIS/Cofins Transmissão Rede Básica (AVD ONS)

Mês/Ano	PIS COFINS Rede Básica - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
ago-23	R\$	24.744,64	R\$	24.724,85
set-23	R\$	43.055,32	R\$	44.776,99
out-23	R\$	42.284,59	R\$	43.861,38
nov-23	R\$	43.054,75	R\$	44.553,34
dez-23	R\$	42.797,64	R\$	44.163,60
jan-24	R\$	45.856,45	R\$	47.056,52
fev-24	R\$	67.515,86	R\$	68.992,96
mar-24	R\$	47.292,63	R\$	47.929,51
abr-24	R\$	55.153,55	R\$	55.807,02
mai-24	R\$	66.000,49	R\$	66.529,69
jun-24	R\$	47.460,47	R\$	47.621,94
jul-24	R\$	44.596,98	R\$	44.654,91
ago-24	R\$	44.596,98	R\$	44.485,85
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>589.665,71</b>	<b>R\$</b>	<b>600.433,73</b>

## 5.2 – Retenção de Bandeiras Tarifárias

Corresponde aos valores que não foram transferidos para a CCRBT da CCEE, e que devem ser considerados neste reajuste como Componentes Financeiros.

Na revisão tarifária periódica de 2024 da CERSUL não existem valores a serem considerados.

## 5.3 – Repasse das Compensações por Descontinuidade

Conforme Submódulo 8.2 – “Reajuste Tarifário Anual” - versão 2.1, do Proret, este repasse refere-se às compensações recebidas da supridora CELESC por descumprimento de metas de continuidade no suprimento no período de referência. No período de Setembro/2023 a Agosto/2024 foram recebidas compensações da



supridora Celesc apresentadas na tabela a seguir, conforme metodologia estabelecida no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Mês/Ano	Compensação DIC FIC - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
ago-23	R\$	-	R\$	-
set-23	R\$	-	R\$	-
out-23	R\$	-	R\$	-
nov-23	R\$	(823,92)	R\$	(852,60)
dez-23	R\$	-	R\$	-
jan-24	R\$	-	R\$	-
fev-24	R\$	-	R\$	-
mar-24	R\$	-	R\$	-
abr-24	R\$	-	R\$	-
mai-24	R\$	-	R\$	-
jun-24	R\$	-	R\$	-
jul-24	R\$	-	R\$	-
ago-24	R\$	-	R\$	-
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>(823,92)</b>	<b>R\$</b>	<b>(852,60)</b>

#### 5.4 – Neutralidade dos Encargos Setoriais

Conforme Submódulo 8.2 – “Reajuste Tarifário Anual” - versão 2.1, do Proret, o financeiro de Neutralidade dos Encargos Setoriais refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência de Setembro/2023 a Agosto/2024, sendo que os dados de Julho/2024 foram replicados para Agosto/2024, e os respectivos valores de cobertura tarifária contemplados no processo tarifário anterior.



A seguir são apresentados os valores de neutralidade de TFSEE, CDE, PROINFA, e atualização monetária deles.

#### 5.4.1 – Neutralidade da TFSEE

Mês/Ano	Neutralidade TFSEE - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
set-23	R\$	1.016,30	R\$	1.056,94
out-23	R\$	358,45	R\$	371,82
nov-23	R\$	(108,30)	R\$	(112,07)
dez-23	R\$	389,19	R\$	401,61
jan-24	R\$	(2.714,26)	R\$	(2.785,29)
fev-24	R\$	(2.425,92)	R\$	(2.478,99)
mar-24	R\$	(5.832,68)	R\$	(5.911,23)
abr-24	R\$	(2.799,94)	R\$	(2.833,12)
mai-24	R\$	(1.746,25)	R\$	(1.760,25)
jun-24	R\$	645,83	R\$	648,03
jul-24	R\$	(754,47)	R\$	(755,45)
ago-24	R\$	(754,46)	R\$	(752,58)
TOTAL	<b>R\$</b>	<b>(14.726,51)</b>	<b>R\$</b>	<b>(14.910,58)</b>

#### 5.4.2 – Neutralidade da CDE Uso

Mês/Ano	Neutralidade CDE Uso - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
set-23	R\$	70.661,49	R\$	73.487,07
out-23	R\$	31.000,54	R\$	32.156,54
nov-23	R\$	(3.270,65)	R\$	(3.384,49)
dez-23	R\$	37.219,42	R\$	38.407,34
jan-24	R\$	(152.686,44)	R\$	(156.682,26)
fev-24	R\$	(148.284,57)	R\$	(151.528,72)
mar-24	R\$	(373.112,86)	R\$	(378.137,47)
abr-24	R\$	(196.827,85)	R\$	(199.159,91)
mai-24	R\$	(132.990,83)	R\$	(134.057,17)
jun-24	R\$	26.436,74	R\$	26.526,68
jul-24	R\$	(55.391,38)	R\$	(55.463,34)
ago-24	R\$	(55.391,17)	R\$	(55.253,14)
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>(952.637,56)</b>	<b>R\$</b>	<b>(963.088,87)</b>

#### 5.4.3 – Neutralidade do Proinfa

Mês/Ano	Neutralidade PROINFA - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
set-23	R\$	11.540,72	R\$	12.002,20
out-23	R\$	5.846,18	R\$	6.064,18
nov-23	R\$	341,16	R\$	353,04
dez-23	R\$	7.308,59	R\$	7.541,86
jan-24	R\$	(20.620,44)	R\$	(21.160,08)
fev-24	R\$	(21.650,81)	R\$	(22.124,49)
mar-24	R\$	(56.194,24)	R\$	(56.950,99)
abr-24	R\$	(31.880,25)	R\$	(32.257,98)
mai-24	R\$	(22.364,17)	R\$	(22.543,49)
jun-24	R\$	2.448,67	R\$	2.457,00
jul-24	R\$	(9.047,67)	R\$	(9.059,43)
ago-24	R\$	(9.047,64)	R\$	(9.025,09)
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>(143.319,89)</b>	<b>R\$</b>	<b>(144.703,25)</b>



#### 5.4.4 – Neutralidade do EES/EER

Mês/Ano	Neutralidade ESS/EER - Mensal			
	Atualizar por: IPCA			
set-23	R\$	3.637,43	R\$	3.782,88
out-23	R\$	2.899,99	R\$	3.008,13
nov-23	R\$	2.532,98	R\$	2.621,15
dez-23	R\$	3.074,88	R\$	3.173,02
jan-24	R\$	(312,18)	R\$	(320,35)
fev-24	R\$	(243,82)	R\$	(249,16)
mar-24	R\$	(3.354,33)	R\$	(3.399,50)
abr-24	R\$	324,77	R\$	328,62
mai-24	R\$	1.619,69	R\$	1.632,68
jun-24	R\$	3.793,82	R\$	3.806,73
jul-24	R\$	1.898,88	R\$	1.901,35
ago-24	R\$	1.898,88	R\$	1.894,15
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>17.770,98</b>	<b>R\$</b>	<b>18.179,68</b>

#### 6 – Estrutura Tarifária

Conforme Submódulo 8.3 – “Estrutura Tarifária” - versão 2.2, do Proret, a seguir a planilha “Custos” com os valores previstos para os cálculos das tarifas econômicas e de aplicação da CERSUL para o período de 30 de setembro de 2024 a 29 de setembro de 2025.

TIPO TARIFA	GRUPO DE CUSTO	CUSTO	BASE ECONÔMICA 2024	BASE FINANCEIRA 2024	
TUSD	ENCARGO	CDE Contas TUSD	7.374,00	0,00	
		TFSEE	197.450,76	-14.910,58	
		P&D	0,00	0,00	
		ONS	0,00	0,00	
		CCC	0,00	0,00	
		CDE	12.886.459,14	-1.000.952,64	
		PROINFA	1.686.631,06	-144.703,25	
		LIMINAR 1	0,00	0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>14.777.914,96</b>	<b>-1.160.566,47</b>	
	FIO A	TUSD RB	5.498.348,00	600.433,73	
		TUSD FR	612.192,00	0,00	
		CONEXAO T	0,00	0,00	
		CONEXAO D		0,00	
		CUSD	456.898,81	4.115,07	
		TUSDG-T		0,00	
		TUSDG-ONS		0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>6.567.438,81</b>	<b>604.548,80</b>	
	FIO B	DISTRIBUICAO	45.770.120,38	-21.711.782,93	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>45.770.120,38</b>	<b>-21.711.782,93</b>	
	Nao se aplica	SUBSIDIO		0,00	
		OUTROS		0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
	PERDAS	PERDAS TECNICAS	2.527.905,30	347.217,25	
		PERDAS RB/ PERDAS D	0,00	0,00	
		PERDAS NAO TECNICAS	0,00	0,00	
		RI		0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>2.527.905,30</b>	<b>347.217,25</b>	
	<b>SUBTOTAL</b>		<b>69.643.379,45</b>	<b>-21.920.583,35</b>	
	TE	ENCARGO	P&D	0,00	0,00
			ESS/ERR	2.004.161,68	18.179,68
CFURH			0,00	0,00	
<b>CDE Contas TE</b>			<b>588.233,86</b>	<b>46.455,23</b>	
CDE ELET			0,00	0,00	
CDE GD			986.180,58	50.913,97	
<b>SUBTOTAL</b>			<b>3.578.576,12</b>	<b>115.548,89</b>	
ENERGIA		ENERGIA REVENDA	16.649.879,38	2.286.923,21	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>16.649.879,38</b>	<b>2.286.923,21</b>	
FIO A		ITAIPU	0,00	0,00	
		TUST ITAIPU	0,00	0,00	
		TUST CI	0,00	0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
Nao se aplica		SUBSIDIO		0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
PERDAS		PERDAS RB/C	0,00	0,00	
		<b>SUBTOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>SUBTOTAL</b>			<b>20.228.455,51</b>	<b>2.402.472,10</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>89.871.834,96</b>	<b>-19.518.111,25</b>	