



Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL

Em 02 de dezembro de 2024.

Processo nº: **48500.005925/2023-37**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. – ERO 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 Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. – ERO, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2024, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 2/2018 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo III desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A ERO, sediada na cidade de Porto Velho - RO, atende aproximadamente 721 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 2,67 bilhões.

3. A Tabela 1 apresenta o número de unidades consumidoras, o consumo mensal de energia e a participação percentual de cada classe consumidora.

* 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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação DE6006C8007F633D

Fls. 2 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	552.595	184.755	48,3%
Industrial	2.546	61.547	16,1%
Comercial	47.261	55.868	14,6%
Rural	112.823	36.480	9,5%
Iluminação Pública	288	10.096	2,6%
Poder Público	4.868	27.203	7,1%
Serviço Público	368	5.226	1,4%
Demais classes	248	1.698	0,4%
Total	720.997	382.874	100%

Fonte: SAMP – competência outubro/2024.

4. Conforme consta na Resolução Homologatória nº 3.301, de 12 de dezembro de 2023, a Revisão Tarifária Periódica de 2023 da ERO representou, em média, uma variação das tarifas de 9,98%.
5. Em 12 de novembro de 2024, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM, pelo Memorando nº 152/2024-SGM/ANEEL¹, encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela ERO.
6. Em 21 de novembro de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF encaminhou o Memorando nº 391/2024-SFF/ANEEL², com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.
7. Em 28 de 29 de novembro de 2024, respectivamente, foi encaminhado, por e-mail, a proposta de cálculo do reajuste tarifário ao conselho de consumidores e à ERO³, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET.
8. Em 29 de novembro de 2024, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais⁴ que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

¹ Documento SIC nº 48550.001995/2024-00.

² Documento SIC nº 48536.006004/2024-00.

³ Documento SIC nº 48580.003487/2024-00.

⁴ Documento SIC nº 48580.003488/2024-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2024 da ERO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 3,03%, sendo de 5,00%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 2,55%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio por Subgrupo

SUGBRUPO	VARIAÇÃO
Alta Tensão (AT)	5,00%
A2(>88 kV < 138kV)	-5,70%
A3 (>69 kV)	4,59%
A3a (>30 kV a 44kV)	7,24%
A4 (>2,3kV < 25kV)	5,06%
Baixa Tensão (BT)	2,55%
B1 (Residencial)	2,60%
B2 (Rural)	2,46%
B3 (outros)	2,47%
B4 (Iluminação Púb.)	2,49%
Efeito Médio (AT + BT)	3,03%

10. O efeito médio de 3,03% decorre:
- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;
 - (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes;
 - (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; e
11. Cabe esclarecer que a diferença entre os efeitos médios indicados na Tabela 2 decorre da variação dos itens de custo arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada grupo, conforme Submódulo 7 do Proret.
12. Adicionalmente, a diferença nos efeitos observados entre os grupos de alta e baixa tensão pode ser explicada por dois fatores principais:
- i) Redução dos custos relacionados à compra de energia (TE):** Essa redução decorreu da quitação da conta CDE Escassez Hídrica, que impactou exclusivamente os consumidores cativos, compostos majoritariamente por consumidores de baixa tensão (BT).

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

ii) Ajuste no coeficiente de transição de custos: Esse ajuste foi aplicado às classes A3a e A4, visando alinhar gradualmente os custos tarifários ao padrão estabelecido pela regulamentação. É importante destacar que, no processo tarifário de 2023, foram implementadas transições específicas de custos para esses subgrupos, reforçando a busca por equilíbrio tarifário entre as diferentes categorias de consumidores.

13. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 2,61%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,27%, conforme Tabela 3:

* 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

Doc. SIC nº 48500.005925/2023-37



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação DE6006C8007F633D

Fls. 5 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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

	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.544.469.108	1.614.147.098	4,51%	2,61%	58,11%
Encargos Setoriais	428.732.427	381.273.353	-11,07%	-1,77%	13,73%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.089.920	4.201.207	2,72%	0,00%	0,15%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	136.108.614	153.420.134	12,72%	0,65%	5,52%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	120.726.606	67.443.324	-44,14%	-1,99%	2,43%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(6.344.372)	(13.533.790)	113,32%	-0,27%	-0,49%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	14.307.800	13.615.352	-4,84%	-0,03%	0,49%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	9.417.461	12.532.255	33,07%	0,12%	0,45%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	84.215.174	80.640.517	-4,24%	-0,13%	2,90%
PROINFA	42.731.968	37.445.641	-12,37%	-0,20%	1,35%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	23.479.256	25.508.713	8,64%	0,08%	0,92%
 Custos de Transmissão	148.065.868	187.120.832	26,38%	1,46%	6,74%
Rede Básica	103.650.102	142.855.195	37,82%	1,47%	5,14%
Rede Básica Fronteira	35.441.609	35.593.989	0,43%	0,01%	1,28%
Rede Básica ONS (A2)	223.761	225.423	0,74%	0,00%	0,01%
Rede Básica Export. (A2)	4.781.812	4.829.966	1,01%	0,00%	0,17%
Conexão	3.968.584	3.616.259	-8,88%	-0,01%	0,13%
 Custos de Aquisição de Energia	928.413.241	1.003.238.275	8,06%	2,80%	36,12%
Receitas Irrecuperáveis	39.257.572	42.514.638	8,30%	0,12%	1,53%
PARCELA B	1.129.513.819	1.163.456.715	3,01%	1,27%	41,89%
IRT	2.673.982.927	2.777.603.813	3,88%	3,88%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(80.365.951)		-3,01%	
CVA em processamento - Energia		(15.353.076)		-0,57%	
CVA em processamento - Transporte		22.955.904		0,86%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		14.188.307		0,53%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(3.823.375)		-0,14%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(1.600.485)		-0,06%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(1.355.229)		-0,05%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(29.495.011)		-1,10%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		3.057.746		0,11%	
Financeiro CDE Eletrobrás		(504.198)		-0,02%	
Crédito de PIS/COFINS		(1.435.721)		-0,05%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		354.919		0,01%	
Sobrecontratação		(25.487.190)		-0,95%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia		459.703		0,02%	
Reversão de Risco Hidrológico		(78.300.942)		-2,93%	
Risco Hidrológico		68.433.339		2,56%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)		(3.942.997)		-0,15%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)		(758.700)		-0,03%	
Quitação conta Covid TE		(67.443.324)		-2,52%	
Quitação conta Escassez TE		(13.615.352)		-0,51%	
Arrecad. de encargo CDE Escassez Híd. dos cons. migrantes (REN 1.008/2022).		(648.704)		-0,02%	
Penalidade por descumprimento de metas PLPT (2019-2022) - 1ª Parcela de 5		(6.678.182)		-0,25%	
Reversão de Pgto Conta Escassez (set a nov)		(3.463.147)		-0,13%	
Reversão do diferimento RH RTP 2023		64.089.764		2,40%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,16%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				3,03%	

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

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

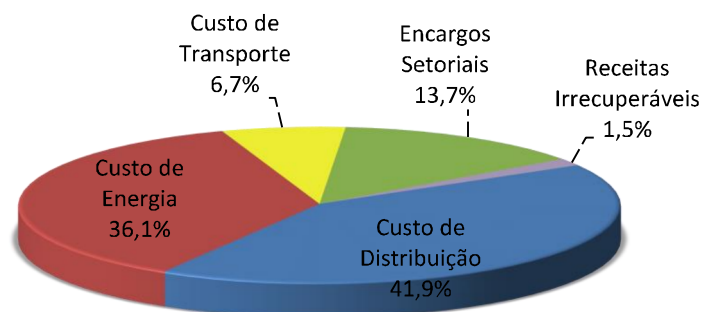


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

15. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos⁵, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 18,8% para o ICMS e 5,2% para o PIS e COFINS (total de 24,0% por dentro), o que equivale a uma majoração de 31,6% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

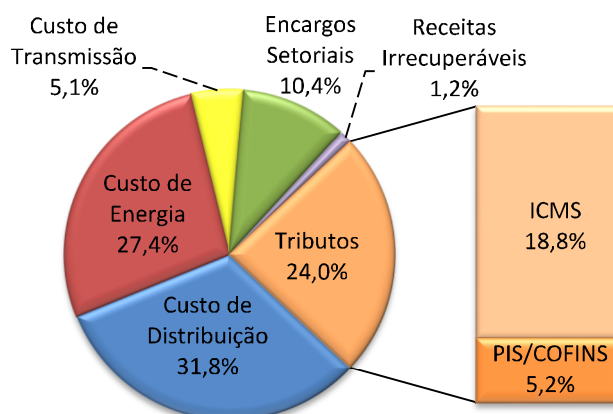


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

⁵ Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência.

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

16. Conforme detalhado no Anexo III.

IV.2. Período de Referência

17. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ERO é de dezembro/2023 a novembro/2024.

IV.3. Receita Anual

18. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de 2.673.982.927, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	3.592.274	2.491.077.436
A3 (69 kV)	4.693	1.682.029
A3a (30 kV a 44 kV)	21.813	12.872.458
A4 (2,3 kV a 25 kV)	530.809	353.752.883
BT (menor que 2,3 kV)	3.034.958	2.122.770.067
Demais Livres	516.038	147.295.953
Distribuição	11.319	950.281
Geração	-	34.659.257
Total	4.119.631	2.673.982.927

IV.4. PARCELA A

19. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES) e as Receitas Irrecuperáveis (RI), conforme detalhado no Anexo III da presente Nota Técnica.

20. Neste processo tarifário, a Parcela A representou 58,11% dos custos da concessionária, com impacto tarifário de 2,61%.

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.089.920	4.201.207	Submódulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	136.108.614	153.420.134	NT 140/2023 - CP 41/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	120.726.606	67.443.324	DSP 689/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(6.344.372)	(13.533.790)	DSP 1239/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez	14.307.800	13.615.352	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	9.417.461	12.532.255	NT 140/2023 - CP 41/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	84.215.174	80.640.517	DSP 2.537/2024
PROINFA	42.731.968	37.445.641	REH 3.291/2023
P&D e Eficiência Energética	23.479.256	25.508.713	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	428.732.427	381.273.353	

22. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de -11,07%, impactou o efeito médio em -1,77%. Esse resultado decorre, principalmente, da redução de custo referente à CDE Conta Covid, com impacto de -1,99% no RTA, e da variação da cota de CDE Eletrobrás, com impacto de -0,27%, em razão de a cota para 2024 ser superior à cota para 2023. Por outro lado, foi identificado um impacto de 0,65% na CDE Uso, em razão da cota definida provisoriamente para a distribuidora em 2024.

23. Cabe destacar que obrigação de recolhimento das cotas mensais CDE Conta-Covid e CDE Conta-Escassez, de acordo com a MP 1.212/2024 e Despacho nº 3.056/2024, foi interrompida, uma vez que os empréstimos foram quitados. No entanto, a referida MP determina que o benefício da quitação seja direcionado exclusivamente para fins da modicidade tarifária do ambiente regulado. Dessa forma, conforme melhor detalhado posteriormente nesta nota técnica, os efeitos da quitação dos empréstimos estão sendo repassados por meio de componente financeiro negativo, cuja alocação permite direcionamento exclusivo para consumidores cativos.

IV.4.2. Transmissão

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

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	103.650.102	142.855.195
Rede Básica Fronteira	35.441.609	35.593.989
Rede Básica ONS (A2)	223.761	225.423
Rede Básica Export. (A2)	4.781.812	4.829.966
Conexão	3.968.584	3.616.259
Total dos Custos de Transporte	148.065.868	187.120.832

25. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 26,38%, impactaram o efeito médio em 1,46%.

26. Esse aumento decorre, principalmente, das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2024-2025, aprovadas em julho de 2024, conforme Resolução Homologatória nº 3.349, de 4 de julho de 2023.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

27. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da ERO.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	17,22%	16,64%	REH 3.301/2023
Técnica (s/ merc. injetado)	10,13%	10,13%	REH 3.301/2023
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,12%	2,12%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	3.034.958	3.034.958	SAMP

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

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Tabela 8: Energia (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total (cativo + livres)	3.486.789	3.486.789
Fornecimento	3.486.789	3.486.789
Perdas Totais	1.172.513	1.152.611
Perdas Rede Básica	96.503	96.091
Perdas na Distribuição	1.076.010	1.056.520
Perda Não Técnica	522.592	505.078
Perda Técnica	553.417	551.442
Energia Requerida	4.659.302	4.639.400

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

29. As fontes de informações referentes a montante e preço, por tipo de contrato, constam da tabela seguinte.

Tabela 9: Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.297/2023
Bilaterais	Montante e preço	Memorando nº 152/2024-SGM/ANEEL
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.353/2024
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 STR

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

* 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

Doc. SIC nº 48500.005925/2023-37



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação DE6006C8007F633D

Fls. 11 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	4.036.722	3.830.731	216,91	830.938.986
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.164.412	2.053.964	262,75	539.688.587
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.328.933	1.261.119	157,76	198.959.767
Madeira e Belo Monte	543.377	515.649	178,98	92.290.632
Maurício Martinuv	7.642	7.252	306,70	2.224.204
Hid. Chupinguaia Ltda	42.075	39.928	306,70	12.245.906
Hidroluz Centrais ElétricasLtda.	29.866	28.342	306,70	8.692.292
Consórcio Brasil Biofuels (9)	13.352	12.670	306,70	3.885.966
Consórcio Brasil Biofuels (10)	4.142	3.930	306,70	1.205.416
Energia Base	750.816	716.546	201,03	144.045.505
Geração Própria	1.765	1.675	307	514.103
Cota Angra I/Angra II	127.850	121.326	355,16	43.090.243
Cotas Lei n º 12783/2013	541.958	514.302	195,30	100.441.159
PROINFA	79.243	79.243	-	-
Total	4.787.538	4.639.400	216,24	1.003.238.275

31. A Tabela 11 demonstra a variação dos montantes e dos custos com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	365	-	-100,00%	447,06	-	-100,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.728.856	2.164.412	25,2%	241,67	262,75	8,7%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.255.709	1.328.933	5,8%	152,03	157,76	3,8%
Madeira e Belo Monte	544.866	543.377	-0,3%	170,93	178,98	4,7%
Cota Angra I e Angra II	121.445	127.850	5,3%	347,50	355,16	2,2%
Cotas Lei n º 12.783/2013	656.598	541.958	-17,5%	174,28	195,30	12,1%
Bilateral	97.076	97.076	0,0%	304,06	306,70	0,9%
Proinfa	75.908	79.243	4,4%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	178.479	(245.214)	-237,4%	225,52	220,00	-2,4%
TOTAL	4.659.302	4.639.400	-0,4%	199,26	216,24	8,5%

32. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a ERO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 2,80%. Esse impacto decorre principalmente do aumento do montante e dos custos unitários de aquisição de energia na modalidade CCEAR-Disponibilidade Nova/Alternativa, cujo efeito no custo médio foi de 2,07%. A figura seguinte ilustra a as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

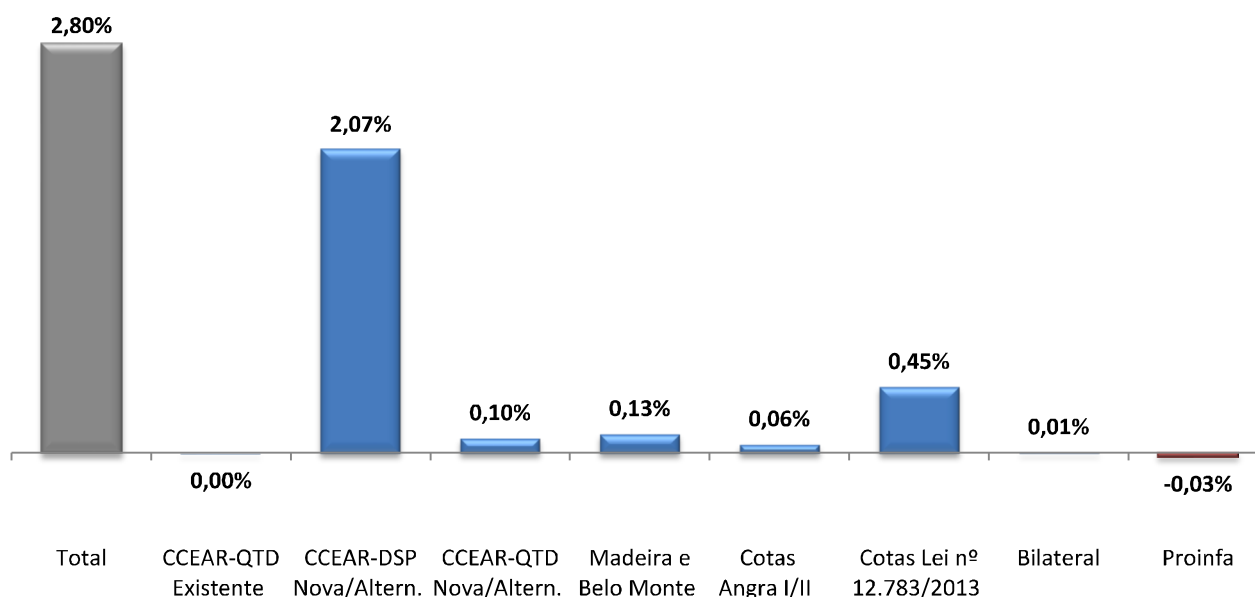


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

33. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A tabela 12 apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

Tabela 12. Receitas Irrecuperáveis

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	1.339.293.801	1,80%	31.780.752
Industrial	260.553.388	0,37%	1.270.908
Comercial	462.854.142	0,68%	4.149.243
Rural	297.747.327	1,23%	4.828.017
Iluminação Pública	49.472.734	0,07%	45.654
Poder Público	185.449.998	0,18%	440.063
Serviço Público	38.486.113	0,00%	-
Demais	40.125.424	0,00%	-
TOTAL	2.673.982.927	-	42.514.638

34. Neste processo, as receitas irrecuperáveis variaram 8,30% em relação aos valores contidos atualmente nas tarifas, com impacto de 0,12% no efeito médio.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

IV.5. PARCELA B

35. A Tabela 13 demonstra o cálculo da Parcela B na data em processamento e respectivos parâmetros associados:

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	1.129.513.819	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,02738	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	1.160.437.757	SGT/ANEEL
(4) IPCA	4,71%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	1,62%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,67%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	REH 3.301/2023
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,05%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	32.851.877	
(6.1) Outras Receitas (OR)	17.250.337	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	6.869.535	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	8.732.006	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	1.163.456.715	

36. A atualização da Parcela B representou 1,27% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 4,71%, no período de referência, descontada do Fator X, de 1,62%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(15.353.076)	-0,57%
CVA em processamento - Transporte	22.955.904	0,86%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	14.188.307	0,53%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(3.823.375)	-0,14%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(1.600.485)	-0,06%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(1.355.229)	-0,05%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(29.495.011)	-1,10%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	3.057.746	0,11%
Financeiro CDE Eletrobras	(504.198)	-0,02%
Crédito de PIS/COFINS	(1.435.721)	-0,05%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	354.919	0,01%
Sobrecontratação	(25.487.190)	-0,95%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de E	459.703	0,02%
Reversão de Risco Hidrológico	(78.300.942)	-2,93%
Risco Hidrológico	68.433.339	2,56%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidor	(3.942.997)	-0,15%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício	(758.700)	-0,03%
Quitação conta Covid TE	(67.443.324)	-2,52%
Quitação conta Escassez TE	(13.615.352)	-0,51%
Arrecad. de encargo CDE Escassez Híd. dos cons. migrantes (REN 1.008/	(648.704)	-0,02%
Penalidade por descumprimento de metas PLPT (2019-2022) - 1ª Parcel	(6.678.182)	-0,25%
Reversão de Pcto Conta Escassez (set a nov)	(3.463.147)	-0,13%
Reversão do diferimento RH RTP 2023	64.089.764	2,40%
Total	(80.365.951)	-3,01%

38. Conforme indicado na tabela acima, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -3,01% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 0,81%).** Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em -0,57%, 0,86% e 0,53%.
- b) **Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de -0,95%).** Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente/exposição de energia no mercado de curto prazo observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE. Cabe observar que, após análise técnica específica a ser realizada

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

pela STR em conjunto com a SGM, caso se observe que a concessionária não deu causa à sobrecontratação/exposição, ou seja, tenha realizado o máximo esforço de adequação da contratação de energia em relação ao seu mercado, parte desse resultado financeiro pode ser revertido à modicidade tarifária em processo tarifário futuro;

Ressalta-se que o Anexo II 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.

- c) 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 ERO informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de R\$ 3,9 milhões, o que representa um efeito de -0,15% no resultado;
- d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à ERO 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\$ 1,4 milhão, correspondendo ao efeito tarifário de -0,05%;
- e) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre os valores repassados à ERO em maio de 2023, conforme Despacho 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\$ 504,2 mil, implicando no efeito de -0,02%;
- f) Quitação da Conta COVID e Conta Escassez (efeito de -3,03%).** Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME⁶, de 7 de outubro de 2024, o Ministério de Minas e Energia informou a ANEEL que houve a quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Neste sentido, a partir da competência de setembro de 2024, as distribuidoras de energia

⁶ Documento SIC nº 48513.0027645/2024-00.

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

elétrica ficaram desobrigadas do pagamento dos respectivos encargos, de forma que os benefícios correspondentes devem ser repassados aos consumidores. Ocorre que a citada MP, em seu Art. 4º, estabeleceu que os recursos antecipados da CDE Modicidade Eletrobrás para a quitação das contas Covid e de Escassez Hídrica deverão ser utilizados, exclusivamente, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado (cativos). Neste sentido, em atendimento ao comando legal, está sendo considerado no presente processo tarifário, de forma provisória, financeiros negativos a serem faturados via Tarifa de Energia – TE, no valor total de R\$ 81 milhões, montante equivalente aos itens econômicos dos encargos em tela. Cabe observar que o tema é objeto da CP 29/2024.

- g) Reversão do pagamento da Escassez Hídrica (setembro a novembro).** Ainda, em função da quitação mencionada, tendo em vista a inclusão no processo de 2023 dos referidos encargos, neste processo estão sendo revertidos os valores correspondentes à quitação dos meses de setembro (data da suspensão do pagamento) até novembro, no valor de - R\$ 3,4 milhões e efeito de -0,13%.
- h) Penalidade por descumprimento de metas de universalização.** O Despacho nº 4.711, de 4 de dezembro de 2023, decidiu pela aplicação da penalidade de redução dos níveis tarifários na próxima revisão tarifária da distribuidora. Com base na decisão proferida, em alinhamento com a deliberação recente no processo de RTA da Equatorial Pará, entende-se que a devolução deva ser iniciada no âmbito deste processo. Desta forma, o valor total da penalidade, de acordo com o submódulo 4.4A, foi calculado em R\$ 30,1 milhões, o qual parcelado em 5 tranches, conforme ciclo tarifário da ERO, resultou no financeiro negativo atualizado de - R\$ 6,7 milhões, com efeito de -0,25%.
- i) Reversão dos créditos de PIS e COFINS.** 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. Desta forma, está sendo revertido no atual processo tarifário, o saldo residual de R\$ 1,4 milhão, o que implicou em impacto no efeito médio de -0,05%;
- j) Reversão de diferimento aplicado na RTP de 2023.** De acordo com o extrato da decisão da diretoria colegiada, ocorrida na 46ª Reunião Pública Ordinária, de 12 de dezembro de 2023, item “ix”, foi aplicado na Revisão Tarifária de 2023 da ERO um diferimento de componente financeiro associado à previsão de Risco Hidrológico, no total de R\$ 57,8 milhões, a ser revertido no processo tarifário subsequente e atualizado pela Selic. Desse modo, neste reajuste, está sendo revertido à distribuidora o valor atualizado de 64,1 milhões, cujo efeito neste processo é de 2,40%.

39. No Anexo III desta Nota Técnica, constam informações adicionais a respeito dos

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

demais componentes financeiros.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

40. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de dezembro/2024 a novembro/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 dezembro/2023 a novembro/2024.

Tabela 15: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.177.814	4.152.747	5.330.561
Subsídio Geração Fonte Incentivada	53.537	1.153.357	1.206.894
Subsídio Irrigante/Aquicultor	4.142	214.472	218.614
Subsídio SCEE	3.256.593	3.474.180	6.730.773
Total	4.492.086	8.994.756	13.486.842

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

41. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 2/2018-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

42. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 2/2018, no que consta do Processo nº 48500.005925/2023-37 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da ERO, com vigência a partir de 13 de dezembro de 2024, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 3,03% sendo de 5,00% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 2,55% 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 ERO;

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
MÁXIMO LUIZ POMPERMAYER
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
DEVETH LIMA FERREIRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Coordenador de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)
FLAVIA LIS PEDERNEIRAS
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

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

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

* 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

Doc. SIC nº 48500.005925/2023-37



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação DE6006C8007F633D

Fls. 19 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Equipe	Atividade
Máximo Luiz Pompermayer	Nível Tarifário
Deveth Lima Ferreira	Nível Tarifário
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador - Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta - Gestão Tarifária de Distribuição
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
André Valter Feil	Coordenador Adjunto – Encargos e Comercialização
Fabiano Costa Camilo	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto - Gestão Tarifária de Transmissão
Daniel Márcio Abreu Borges	Encargos de RB e Conexão

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

ANEXO III – 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

Doc. SIC nº 48500.005925/2023-37



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação DE6006C8007F633D

Fls. 20 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

1. Importa mencionar que ERO apresentou pleito para que seja considerada cobertura tarifária para energia associada sistemas de geração SIGFI⁷ e MIGDI⁸ instalados.
2. Sobre esse pleito, tem-se que, apesar de não haver previsão específica no regulamento tarifário vigente, é fato que as unidades consumidoras atendidas por estes sistemas fazem parte do mercado faturado pela distribuidora (sistema isolado), sendo coerente, conforme pleiteado, que sejam considerados os respectivos montantes de energia gerada.
3. Com relação ao custo unitário de energia, tendo em vista tratar-se de área de concessão que opera na Amazônia Legal, portanto abarcada pela sistemática de reembolso da CCC aplicável aos sistemas isolados, considera-se adequado que a cobertura tarifária a ser aplicada no nível tarifário seja similar à considerada para demais sistemas de geração.

⁷ Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).

⁸ Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI).

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

ANEXO II - Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET⁹. 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\$)	CVApróc (R\$)
CDE	27.632.659,65	0,00	27.632.659,65	29.094.481,51	30.794.805,12
CDE Energia	-31.727.370,42	0,00	-31.727.370,42	-31.910.959,02	-33.775.881,66
Rede Básica	22.316.860,26	-1.430.743,68	20.886.116,59	21.688.402,16	22.955.903,78
Compra de Energia	-87.216.967,67	73.089.603,31	-14.127.364,36	-14.505.361,68	-15.353.076,01
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-1.409.255,18	0,00	-1.409.255,18	-1.493.132,81	-1.580.393,65
ESS	32.828.778,83	-16.356.696,95	16.472.081,88	17.714.515,73	18.749.777,67
CVA Total	-37.575.294,53	55.302.162,69	17.726.868,16	20.587.945,89	21.791.135,25

* 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 11,15%. 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 0,82% e está detalhado no gráfico a seguir:

⁹ 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. 22 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

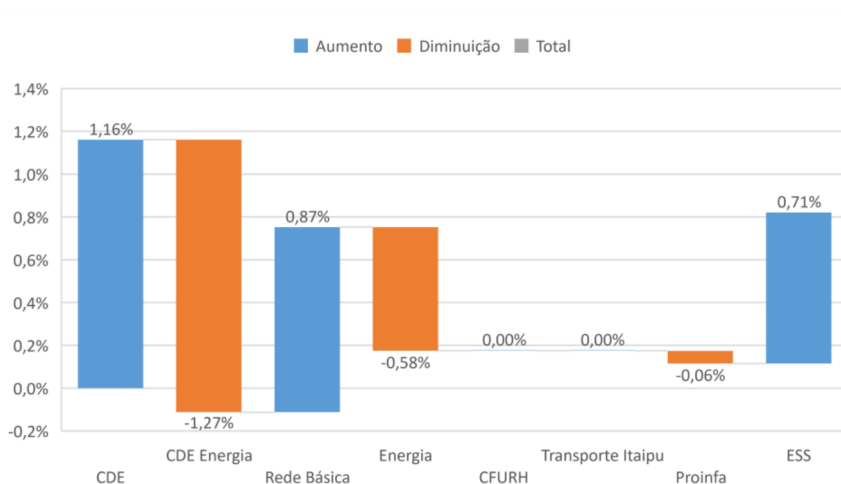


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 0,94% 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 $PLD < CVU \leq CMO$), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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\$)
out-23	771.140,45	7.099.958,78	-	-	2.315,65
nov-23	3.197.621,98	7.229.927,76	-	-	6.521,78
dez-23	3.643.831,15	7.233.876,26	-	-	4.923,69
jan-24	1.495.270,99	7.294.021,32	-	-	3.395,00
fev-24	111.503,28	8.179.720,90	-	-	194,85
mar-24	803.971,12	8.658.533,07	-	-	139,11
abr-24	394.167,95	8.296.113,32	-	-	104,74
mai-24	282.474,03	8.510.427,70	-	-	250.146,47
jun-24	471.169,06	8.458.352,56	-	-	417,79
jul-24	1.925.167,87	8.514.809,47	-	-	3.620,41
ago-24	2.922.724,04	7.849.135,78	-	-	11.174,50
set-24	874.563,83	7.307.897,00	-	-	48.098,55
	-	-	-	-	-
Total	16.893.605,75	94.632.773,92	0,00	0,00	331.052,54

7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos I.2. I.3 e Tabela I.3.

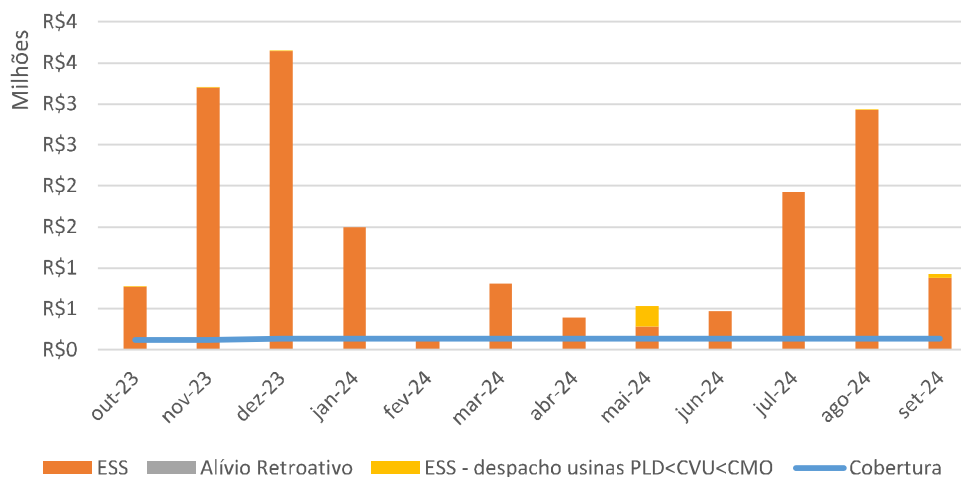


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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



Fls. 24 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

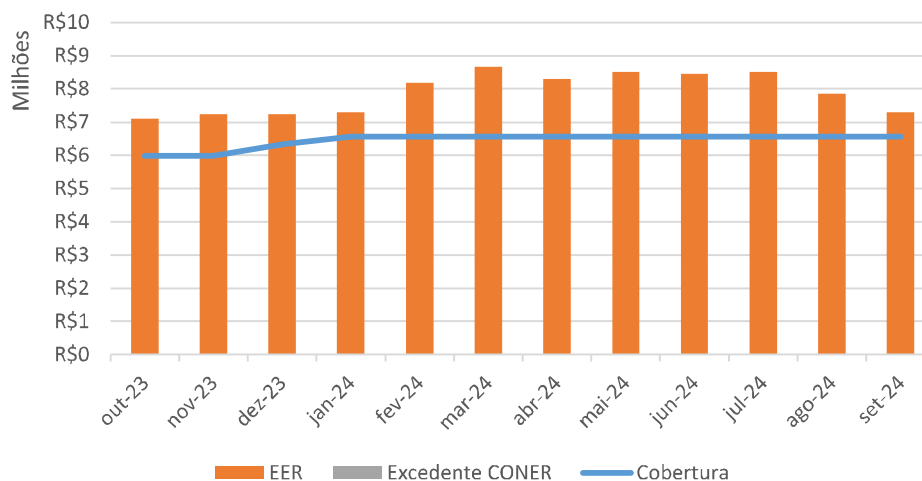


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	17.224.658,29	1.632.986,92	15.591.671,37
EER	94.632.773,92	77.395.666,46	17.237.107,46

Compra de Energia

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

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.647.433	36,0%
CCEAR-D	1.623.412	35,5%
MCS D	-	0,0%
CCEN	126.324	2,8%
PROINFA	76.733	1,7%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	89.940	2,0%
CCGF	681.758	14,9%
GP	-	0,0%
MCS D EN	329.377	7,2%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	4.574.976	100,0%

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.

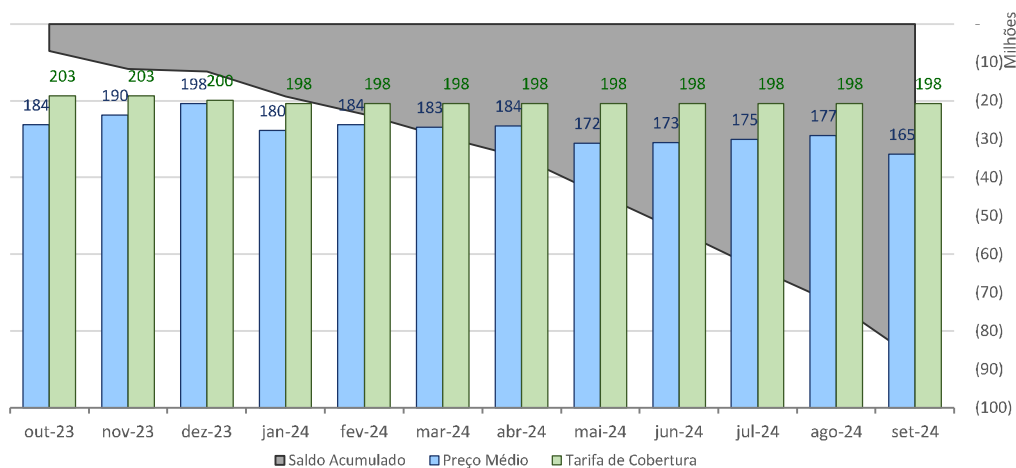


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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



Fls. 26 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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	695.279,63
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 37.373,87
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	109.512,01
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	51.919.131,20
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 487.162,61
Exposição entre Submercados	- 735.649,17
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	6.302.276,90
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	20.751.898,99
Demais Itens	300.730,86
Recontabilização - Acrônimos CCEE	72.162,98
MAC - Energia	703.912,15
Recontabilização dos MAC - Energia	14,79
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 5.256.827,87
Ressarcimentos	- 1.248.302,68
Total	73.089.603,31

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 619,90
Efeito do CCGF	31.998,51
Efeito do CCEN	2.998,19
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	1.031,98
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	36.754,20
Total	72.162,98

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



Fls. 27 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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.

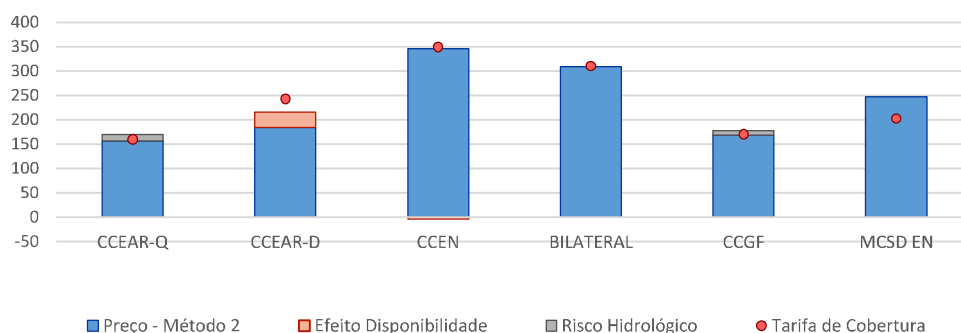


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -0,58% 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.

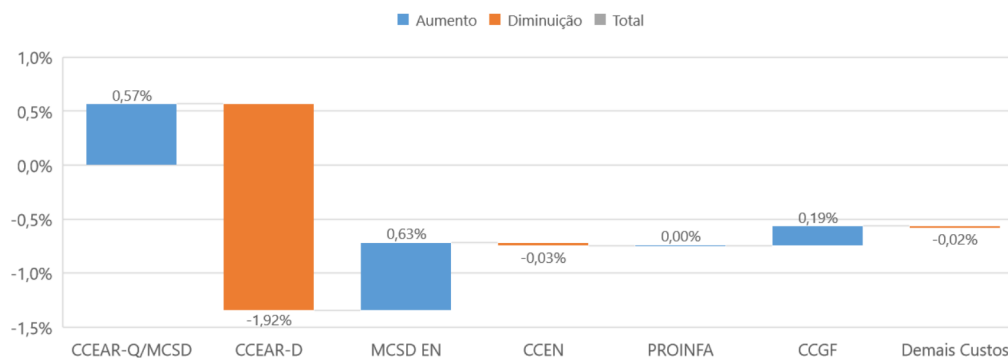


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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.

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



Fls. 28 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,35%
CCEAR-Q/MCSD	-0,25%
MCSD EN	0,63%
CCEN	-0,01%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,03%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,92%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-0,89%
Demais Custos	-0,02%
Total	-0,58%

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

14. O efeito negativo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, dos custos inferiores à cobertura tarifária concedida para os CCEAR-D, dado o reduzido despacho do parque termelétrico no período apurado.

Glosa de Energia

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

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



Fls. 29 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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\$)
out-23	307.966	453.855	443.763	10.092	189,04	203,16	-142.464
nov-23	318.451	423.356	413.943	9.414	194,12	203,16	-85.039
dez-23	309.161	404.744	395.745	9.000	204,83	200,14	42.203
jan-24	283.133	369.500	361.284	8.216	197,91	198,24	-2.667
fev-24	265.585	356.201	348.281	7.920	202,55	198,24	34.155
mar-24	276.693	398.123	389.270	8.852	202,56	198,24	38.296
abr-24	286.344	386.484	377.890	8.594	201,57	198,24	28.613
mai-24	294.804	368.502	360.309	8.194	189,20	198,24	-74.008
jun-24	270.723	383.854	375.318	8.535	189,09	198,24	-78.108
jul-24	278.818	365.437	357.311	8.126	192,50	198,24	-46.651
ago-24	280.553	403.223	394.257	8.966	194,91	198,24	-29.866
set-24	304.733	444.436	434.554	9.882	159,81	198,24	-379.744
out-24	-	-	-	-	-	-	-
Total	3.476.966	4.757.715	4.651.924	105.790	192,73	199,31	-695.279,63
% perda s. mercado venda		36,84%	33,79%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. 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 01/10/2023 e 01/09/2024, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ (R\$25.263.839,23) a preços de dezembro de 24.
- Para o ano civil de 2023: Exposição ao MCP da ordem de 536.185 MWh que representa 11,46% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como exposição involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de exposição involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.
- 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 carga, contratos e PLD percebido, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ -223.350,54.
- Assim, o resultado do mercado de curto prazo, considerando as recontabilizações, foi de R\$ -25.487.189,77, com impacto de -0,96% no processo tarifário em processamento.

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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

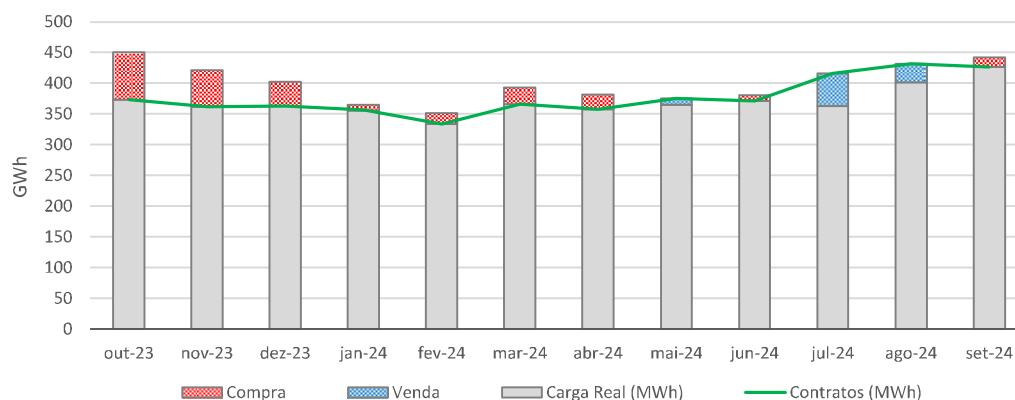


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. 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 prazo¹⁰ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹⁰ 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. 31 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

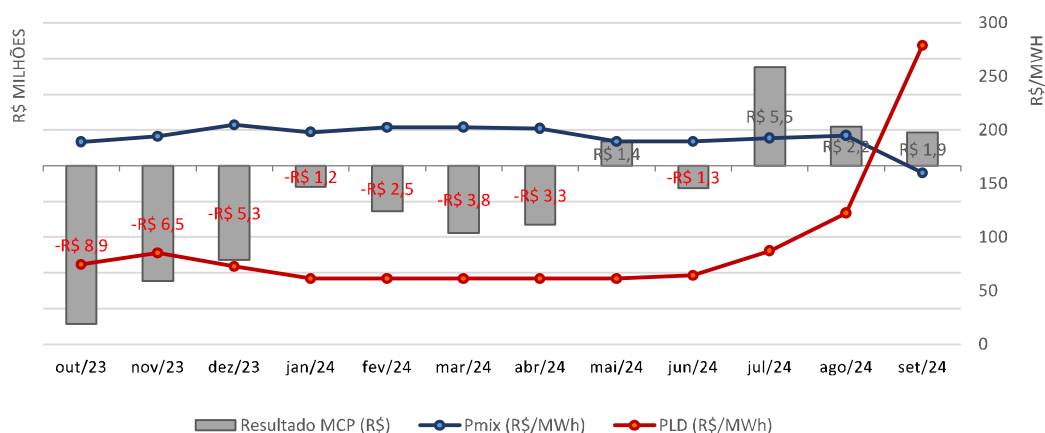


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

19. 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.

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



Fls. 32 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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
I - Impacto na CVA*	-0,89%
Risco Hidrológico de CCGF	0,21%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,81%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-1,92%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,95%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,90%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-2,05%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-0,28%
Resultado MCP	-R\$25.487.189,77
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$806.275,83
ESS + CONER	R\$18.749.777,67
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-4,13%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,74%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,33%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,06%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

20. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifário 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 -4,13%.

21. 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 0,31%¹¹.

¹¹ 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. 33 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,35%
CCEAR-Q/MCSD	-0,25%
MCSD EN	0,63%
CCEN	-0,01%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,03%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,04%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,02%
Total	0,31%

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

22. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de outubro de 2023 a setembro de 2024, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de -3,83%.

* 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

Doc. SIC nº 48500.005925/2023-37



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação DE6006C8007F633D

Fls. 34 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

ANEXO III – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que ainda não assinaram termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹², os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4 A	Encargos Setoriais	1.1	06/12/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2 A	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.4	06/12/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.3	10/02/2023
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
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

¹² O PRORET pode ser acessado em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

6.8	Bandeiras Tarifárias	1.10 C	01/04/2024
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

5. Segundo descrito no Contrato de Concessão, e seus aditivos, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Receita Requerida é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos incidentes, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

6. A Parcela A é a parcela da receita que contempla os custos referentes aos seguintes itens: (i) Encargos Setoriais; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iv) Receitas Irrecuperáveis.

7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

8. Dessa forma, em cumprimento ao contrato de concessão, a Receita Requerida calculada pela ANEEL nos reajustes tarifários anuais obedece à seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o Mercado de Referência, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial;

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o Índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;

IVI: númENEL RJ índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;

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



Fls. 36 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

Fator X: Nos processos de revisão tarifária ordinária serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL.

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

Mercado de Referência: composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; e

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso.

9. A aludida Cláusula Sexta do citado termo aditivo estabelece que nos reajustes e revisões tarifários ordinários a ANEEL garantirá a neutralidade aos itens da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da distribuidora, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

10. O período de referência para o reajuste anual corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de reajuste.

B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) 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

12. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Receitas Irrecuperáveis; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iii) Encargos Setoriais.

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2,6A, 3.2A, 3.3A, 3.4A do PRORET, respectivamente.

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

15. 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;
- 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;

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

- i) quota anual de **CDE Uso**. 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.

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



Fls. 38 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**. Por intermédio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, 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 coronavírus. 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;

iii) quota anual da **CDE – Conta-Escassez (TUSD e TE)**. De acordo com a REN nº 1.008, de 15 de março de 2022, essa quota destina-se a receber recursos para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os diferimentos de que trata o § 1º-I do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores;

iv) quota anual da **CDE – GD**. Trata-se de encargo que visa operacionalizar a transferência de recursos para compensar perdas de receitas tarifárias de distribuidoras com unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, nos moldes da Lei nº 14.300, que instituiu o Marco Legal da micro e minigeração distribuída – MMDG; e

v) quota anual da **CDE – Eletrobrás**. Nos termos do inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), estabeleceu que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o montante correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, cuja quota, fixada neste processo tarifário, corresponde à publicada anualmente pela STR/ANEEL, utilizando o fator de garantia física como parâmetro de rateio entre as demais concessionárias.

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

17. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

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

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

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



Fls. 39 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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

19. 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

20. 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)

21. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

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

22. 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.

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

a. Custo de Rede Básica

24. 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.

25. 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, valoradas pelas tarifas vigentes homologadas em junho de cada ano.

b. Custo de Conexão

26. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

27. 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.

28. 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.

29. 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.

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



Fls. 41 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

30. 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

31. 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

32. 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.

33. 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”.

34. 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.

35. 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, conforme Decreto nº 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

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



Fls. 42 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

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 nº 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 no Submódulo 12.6 do PRORET;

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 Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;

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 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 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**: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto.

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



Fls. 43 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

36. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (técnicas e não técnicas na distribuição e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

37. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

38. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica¹³.

39. 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. Valoração da Compra de Energia

40. O Art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 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.

41. 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.

¹³ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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



Fls. 44 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

42. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹⁴ considerando o período de referência em questão.

43. 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.

44. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET.

D. Cômputo da Parcela B

45. Submódulo 3.1A do PRORET, o cômputo da Parcela B é efetuado considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, VPB0. Dessa forma, o valor final de aplicação da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento, VPB1, são calculados da seguinte forma:

$$VPB0_i = TUSD_{fio\ B\ vigente} \times Mercado\ Ref$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times Fator\ Pb_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde:

VPB0_i: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso;

VPB1_i: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

Fator Pb_{i-1}: Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de Receita Irrecuperável e inclui os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior,

OR_{DR1}: Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o Submódulo 2.7A; e

¹⁴ 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. 45 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

UD, ER_{DR1}: Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados entre a Data Referência de Alteração Contratual e DR1, atualizados conforme o Submódulo 2.1A.

46. Portanto, são necessários ajustes na Receita Fio B (VPB0), de modo a retirar os efeitos da presença do componente Receitas Irrecuperáveis (RI) na Parcela B e isolar os efeitos das parcelas correspondentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), que são apurados considerando o que for efetivamente realizado.

47. Assim, para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), aplica-se o Fator Pb_{i-1} , definido como:

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

Onde,

VPBri-1: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

OR, UD, ER_{i-1}: Valores de Outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

48. O Fator X^{15} , definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator } X = Pd + Q + T$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

49. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras.

50. E o componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2A – Custos Operacionais do PRORET.

¹⁵ Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5A do PRORET.

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



Fls. 46 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

51. Por fim, o valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores, técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁶.

53. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

54. O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela “A”.

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.
- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:

¹⁶ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4A do PRORET 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. 47 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

- *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.
- *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável*: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
- A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

2. Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

55. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹⁷.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.
- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

¹⁷ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



Fls. 48 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

56. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo é realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas: (i) apuração do resultado financeiro, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, considerando a receita de bandeiras da parcela de exposição; e (ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia e de exposição voluntária, após a finalização dos resultados no ano civil. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁸.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

58. Ainda de acordo com o Submódulo 4.3 do PRORET, quando ocorrerem recontabilizações de montantes contabilizados de contratos e de carga realizadas pela CCEE, deve ocorrer o repasse da Sobrecontratação de Energia referentes para as competências a partir de janeiro de 2015, o qual será efetuado até 5 anos após seu mês de competência.

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de limites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4A do PRORET¹⁹ e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

¹⁸ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_OC.pdf

¹⁹ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_4_4A_V1_4.pdf

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



Fls. 49 Nota Técnica nº 182/2024-STR/ANEEL, de 02/12/2024.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

60. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

61. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

62. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

63. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da $CVA_{ENERGIA}$, da $CVA_{ESS/EER}$ da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

64. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; e subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação; bem como unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, conforme a Lei nº 14.300/2022.

65. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a STR deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

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