

**Referência:** 48500.003674/2025-18

**Assunto:** Revisão Tarifária Periódica de 2025 da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. – EPB.

## I - DO OBJETIVO.

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da Revisão Tarifária Periódica - RTP - de 2025 da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. – EPB, após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 24/2025 e na Audiência Pública nº 5/2025.
2. A presente proposta de revisão tarifária da EPB segue os procedimentos e metodologias de cálculo previstos nos Módulos 2, 3 e 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária, do reajuste tarifário e da estrutura tarifária.
3. A síntese das metodologias aplicáveis a esta revisão consta do Anexo IV desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EPB. A Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. As seções IV e V apresentam, respectivamente, o fundamento legal e as conclusões.

## II - DOS FATOS

5. A EPB, sediada na cidade de [João Pessoa - PB](#), atende aproximadamente [1,89 milhão](#) de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual da ordem de R\$ [3,28 bilhões](#).
6. O Contrato de Concessão nº [19/2001](#), que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EPB, define a data de [28/08/2025](#) para a realização de sua revisão tarifária periódica.
7. Em 27 de agosto de 2024, foi aprovado o Reajuste Tarifário Anual da EPB, o qual conduziu a um efeito médio de -1,35% aos consumidores da área da concessão, conforme Resolução Homologatória nº 3.378/2024.
8. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhadas pela concessionária mediante a Carta 11/2025 [\[1\]](#), de 03 de abril de 2025.
9. Por intermédio do Memorando nº 56/2025-SGM/ANEEL [\[2\]](#), de 17 de abril de 2025, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica - SGM informou que a EPB não possui contratos bilaterais de compra de energia.
10. Em 03 de junho de 2025, na 19ª Reunião Pública Ordinária de 2025, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública nº 24/2025, no período de 04 de junho de 2025 a 18 de julho de 2025, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da revisão tarifária ordinária da EPB.
11. No dia 18 de junho de 2025, na cidade de [João Pessoa - PB](#), foi realizada a Audiência Pública nº 5/2025 [\[3\]](#), oportunidade em que foi discutida com a sociedade a proposta de revisão tarifária da distribuidora.
12. Pelo Memorando nº 261/2025-SFF/ANEEL [\[4\]](#), de 5 de agosto de 2025, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF validou os pagamentos de itens da Parcela A, para fins de cálculo Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento, e as receitas de Ultrapassagem de Demanda (UD), de Excedentes de Reativos (ER) e de Outras Receitas (OR). Adicionalmente, informou que a distribuidora incorreu em despesas com a constituição de garantias financeiras.
13. Em 12 de agosto de 2025, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD, mediante o Memorando nº 353/2025-STD/ANEEL [\[5\]](#), prestou as informações relacionadas à apuração das perdas e avaliação de extensão de rede na distribuição da distribuidora.
14. Em 14 de agosto de 2025, as planilhas de cálculo da proposta final da revisão tarifária foram encaminhadas ao Conselho de Consumidores da EPB [\[6\]](#), com a ressalva de envio de novas atualizações na hipótese de alteração do resultado.
15. Em 19 de agosto de 2025, a STR emitiu a Nota Técnica nº 179/2025-STR/ANEEL [\[7\]](#) que trata da análise técnica das contribuições apresentadas na Consulta Pública nº 24/2025.
16. Em 15 e 19 de agosto de 2025, foram realizadas reuniões virtuais entre a STR/ANEEL e os técnicos da distribuidora, e com os representantes Conselho de Consumidores, respectivamente, para discutir a respeito do cálculo final da presente revisão tarifária.
17. Em 20 de agosto de 2025, por meio do Memorando nº 265/2025-SFF/ANEEL [\[8\]](#), confirmou os valores para a composição da Base de Remuneração da EPB.

18. Por fim, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações – SGA, verificou-se que a EPB se encontra adimplente com suas obrigações intrasetoriais [9], o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

### III - DA ANÁLISE

#### A. Metodologia Aplicada

19. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP, as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos.

20. No momento da RTP, também são definidos os parâmetros de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários subsequentes. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

21. Além disso, são definidas as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários. Para a definição das perdas não técnicas, a ANEEL compara o desempenho das concessionárias, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

22. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo IV desta nota técnica.

#### B. Período de Referência

23. O período de referência para o cálculo da presente revisão é de agosto/2024 a julho/2025.

#### C. Receita Verificada

24. No cálculo da Receita de Verificada, foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste tarifário homologado em 2024.

25. O Tabela 1 apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.891.539	2.987.977.038
A3 (69 kV)	14.727	6.085.091
A4 (2,3 kV a 25 kV)	545.961	335.572.702
BT (menor que 2,3 kV)	4.330.852	2.646.319.245
Demais Livres	1.331.274	233.327.437
Distribuição	49.913	4.228.983
Geração	-	49.577.596
<b>Total</b>	<b>6.272.727</b>	<b>3.275.111.053</b>

#### D. PARCELA A

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

##### 1. Encargos Setoriais (ES)

27. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e tem seus valores estabelecidos pela ANEEL.

28. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na Tabela 2:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.479.624	4.528.657	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE (USO)	207.967.483	296.824.990	REH 3.484/2025
CDE Conta-Covid	23.222.847	-	Previsão
CDE Eletrobrás	(19.170.119)	(3.108.567)	DSP 1536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	19.045.139	18.377.445	DSP 510/2023
CDE GD	15.241.726	48.477.574	REH 3.484/2025
ESS / EER / ERCAP	91.109.706	108.984.595	DSP 1.312/2025
PROINFA	53.215.672	62.766.502	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	26.982.536	29.992.908	Submódulo 5.6 do PRORET
Contribuição ONS	122.020	144.682	Contribuição 2025
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>422.216.634</b>	<b>566.988.787</b>	

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

29. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na Tabela 3:

**Tabela 3. Custo total de transmissão de energia elétrica**

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	184.786.293	223.396.690
Rede Básica Fronteira	84.541.391	70.829.633
Conexão	11.376.310	14.278.025
Uso do sistema de distribuição	8.022.202	6.369.296
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>288.726.196</b>	<b>314.873.645</b>

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

#### a. Energia requerida e perdas regulatórias

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

31. O valor de perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e de Distribuição de Energia Elétrica – STD, no percentual de **8,5723%** sobre a energia injetada.

32. Quanto às perdas não técnicas, a abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuam em áreas de concessão com certo grau de semelhança socioeconômica.

33. A Tabela 4 sintetiza o cálculo das perdas não técnica para a concessionária, obtida conforme Submódulo 2.6 do PRORET.

**Tabela 4. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória**

Cálculo do Ponto de Partida	
Descrição	PNT
Meta Ciclo Anterior Faturada	8,1962%
Média Histórico Medida (3 anos)	7,9402%
Ponto de Partida Medido	8,1642%

Cálculo do Ponto de Partida e Chegada após análise de flexibilização	
Descrição	Benchmark 1
Empresa Benchmark	Cosern
Perda Benchmark (PNT/BT)	2,1943%
Perda Energia PB (PNT/BT)	7,9402%
Probabilidade de Comparação	15,5618%
Meta	7,0461%
<b>Meta Ciclo Atual Faturada</b>	<b>7,0461%</b>

Trajetória					
	Ponto Partida	2025	2026	2027	2028
Trajetória PNT/BT	8,164%	7,885%	7,605%	7,326%	7,046%
Velocidade de Redução (a.a)		-0,280%	-0,280%	-0,280%	-0,280%
Límite de Redução (a.a)		-0,250%	-0,221%	-0,195%	-0,173%
PNT/BT Medido Regulatório	8,164%	7,915%	7,694%	7,498%	7,325%
PT/ EInjetada Regulatório	8,572%	8,572%	8,572%	8,572%	8,572%

34. No caso da EPB está-se propondo, como ponto de partida, o valor de 8,164% sobre o mercado de baixa tensão medido, implicando no percentual regulatório de 7,914% para 2025 e meta de 7,325% ao final do ciclo tarifário.

35. Para o cálculo das perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

36. A Tabela 5 apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

**Tabela 5. Energia Requerida**

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	110.694
Perdas na Distribuição	1.052.021
Perdas Técnicas	690.650
Perdas Não Técnicas	361.370
Energia Vendida	4.579.838
<b>Energia Requerida</b>	<b>5.742.552</b>

#### b. Valoração da compra de energia

37. 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.

38. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço conforme Tabela 6:

**Tabela 6. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia**

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.432/2024
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.422/2024
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

39. A Tabela 7 demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

**Tabela 7. Custo com Compra de Energia**

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>4.314.630</b>	<b>4.712.121</b>	<b>246,01</b>	<b>1.159.252.243</b>
Existente - CCEAR-QTD	907.261	990.844	160,23	158.758.097
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	1.767.452	1.930.281	316,31	610.569.153
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	881.225	962.409	239,92	230.897.597
Madeira e Bel o Monte	758.692	828.587	191,93	159.027.397
<b>Energia Base</b>	<b>952.383</b>	<b>1.030.431</b>	<b>212,61</b>	<b>219.078.636</b>
Cota Angra I/Angra II	179.538	196.078	308,74	60.537.035
Cotas Lei n.º 12783/2013	667.646	729.153	217,43	158.541.601
PROINFA	105.200	105.200	-	-
<b>Total</b>	<b>5.267.013</b>	<b>5.742.552</b>	<b>240,02</b>	<b>1.378.330.879</b>

## E. PARCELA B

### 1. Custos Operacionais (CO)

40. A determinação do nível eficiente para os custos operacionais é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, entre outras). A Tabela 10 resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora.

**Tabela 10. Custos operacionais regulatórios no reposicionamento**

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	94,01%	97,11%	99,98%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	538.562.535	555.666.506	572.770.478
<b>Comparação com intervalo de CO eficientes</b>			
Descrição	Valor		
3. OPEX nas tarifas - R\$	646.370.415		
4. Meta estudo de eficiência - R\$	572.770.478		
5. Variação Anual (%)	-2,98%		
6. Meta da eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	572.770.478		
<b>Avaliação do prêmio de eficiência</b>			
Descrição	Reais		
7. OPEX Real - R\$	404.424.734		
8. Meta OPEX	572.770.478		
9. Relação Meta OPEX / OPEX Real	141,63%		
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	529.040.080		
<b>Limitação do repasse dos Custos Operacionais</b>			
Descrição	Reais		
11. Limite mínimo (Meta e Ano Teste)	242.654.841		
12. Limite máximo (Meta e Ano Teste)	566.194.628		
13. Meta Custos Operacionais Regulatórios após limites	529.040.080		
14. Variação no ciclo entre meta e custo operacional ano teste	-18,15%		
15. Variação anual no ciclo entre meta e custo operacional ano teste	-4,88%		
16. Custos Operacionais Regulatórios com repasse de 5%	614.051.894		
17. Número de anos no ciclo	4		
<b>12. OPEX na revisão <math>[= 3. + (10. - 3.) / 11.]</math></b>	<b>242.654.841</b>		

41. Cabe destacar que no presente processo tarifário já está sendo considerada a nova metodologia definida na Consulta Pública 62/2020, aprovada pela REN n. 1.121/2025, que aperfeiçoa a metodologia de cálculo dos custos operacionais regulatórios.

42. No caso da EPB, observou-se que a cobertura de custos operacionais atualmente presentes na tarifa, R\$ 646,3 milhões, está acima do limite superior definido pelo método de benchmarking, R\$ 572,7 milhões, sendo esse valor, a princípio, considerado como meta para 2028. Ocorre, entretanto, que, no caso da EPB, observou-se que essa meta estaria acima de 120% da média dos custos operacionais reais atualizados, incorridos pela empresa nos anos de 2023 e 2024, de R\$ 404,4 milhões. Neste sentido, conforme Parágrafo 52 do Submódulo 2.2 do PRORET, foi aplicada regra de compartilhamento, ensejando redução da meta para R\$ 529,0 milhões. Além disso, conforme novo regramento definido, o custo operacional de partida, para 2025, deve ser definido observando-se o limite máximo de 140% do custo operacional real médio atualizado, o que implicou no valor de R\$ 566,19 milhões para 2025. Assim, partindo-se desse valor ajustado para 2025, com vistas a alcançar a meta definida para 2028, de R\$ 529,0 milhões, está sendo definido um componente T do Fator X de 1,388%.

## 2. Base de Remuneração Regulatória (BRR), Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

43. A Base de Remuneração consiste no montante de investimentos realizados pelas concessionárias na prestação dos serviços de distribuição de energia.

44. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória Líquida e do Custo de Capital. O custo de capital representa o custo de oportunidade dos recursos do investidor, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia.

45. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à depreciação e amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

46. A Tabela 11 resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração do capital e da quota de reintegração.

**Tabela 11. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração**

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	6.734.571.160
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.161.694
(3) Obrigações Especiais Bruta	950.449.756
(4) Bens Totalmente Depreciados	751.268.205
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>5.023.691.505</b>
(6) Depreciação Acumulada	3.338.899.149
(7) Ativo Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.395.672.011
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.081.105
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	3.388.590.905
(10) Almoxnado em Operação	5.676.858
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	429.849.352
(13) Terrenos e Servidões	54.435.799
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>3.018.854.211</b>
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	3.018.854.211
(16) WACC	12,17%
<b>(17) Remuneração Ativos Concessionária</b>	<b>367.451.916</b>
(18) Base Obrigações Especiais	950.449.756
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,09%
<b>(20) Remuneração de Obrigações Especiais</b>	<b>10.334.845</b>
<b>(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)</b>	<b>377.786.761</b>
(22) Taxa de Depreciação	4,10%
<b>(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)</b>	<b>205.971.352</b>

47. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação (28 de fevereiro de 2025) e a data da revisão tarifária, 28 de agosto de 2025.

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

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

49. A Tabela 12 resume os valores relativos ao CAIMI:

**Tabela 12. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI**

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	460.547.134
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	207.246.210
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	55.265.656
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	198.035.267
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	23.240.911
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	11.258.534
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	49.417.472
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>83.916.918</b>

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

50. O índice de ajuste de mercado considera os potenciais ganhos de produtividade futuros, considerando-se média de variação de mercado observada nos seis anos anteriores à revisão, conforme Submódulo 2.5 do Proret. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de [1,464%](#).

51. Já o Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em [-1,118%](#).

52. A Tabela 13 resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da [EPB](#).

**Tabela 13. Cálculo da Parcela B ajustada**

Descrição	Valores
<b>Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)</b>	<b>608.153.996</b>
Custos Operacionais (CO)	566.194.628
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	6.285.395
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vs e)	35.673.972
<b>Custo Anual dos Ativos (CAA)</b>	<b>667.675.030</b>
Remuneração do Capital (RC)	377.786.761
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	205.971.352
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CA/MI)	83.916.918
<b>Parcela B (VPB)</b>	<b>1.275.829.026</b>
Índice de Produtividade da Parcela B	1,46%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,12%
<b>Parcela B com ajustes PM e MIQ</b>	<b>1.271.415.661</b>
Outras Receitas (OR)	21.327.197
Excedente de Reativos (ER)	6.877.171
Ultrapassagem de Demanda (UD)	7.821.569
<b>Parcela B com ajustes</b>	<b>1.235.389.724</b>

## 5. Outras Receitas (OR)

53. As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

54. A Tabela 14 sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET.

**Tabela 14. Outras Receitas**

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	1.581.732,59
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	2.053.350,97
Compartilhamento de infraestrutura (Média 36 meses)	60%	17.692.113,14
<b>Total</b>		<b>21.327.197</b>

## 6. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

55. A Resolução Normativa nº 1.000/2021 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “Ultrapassagem de Demanda”. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “Excedente de Reativos”.

56. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.7 do PRORET.

57. No caso da [EPB](#) estão sendo considerados os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos - UDER verificados entre os meses de março de 2021 a fevereiro de 2025, informados pela SFF. Tais valores, líquidos de tributos incidentes, estão sendo subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC.

**Tabela 15. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos**

Descrição	Média Anual	Média Anual Corrigido SELIC
Ultrapassagem de Demanda - UD	10.274.319	6.877.171
Excedente de Reativos - ER	11.382.342	7.821.569
<b>Total</b>	<b>21.656.662</b>	<b>14.698.741</b>

## F. Componentes Tarifários Financeiros

58. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

59. A Tabela 16 consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da [EPB](#).

**Tabela 16. Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(24.918.847)	-0,72%
CVA em processamento - Transporte	18.037.082	0,52%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	36.470.237	1,06%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.667.334)	-0,08%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(17.919.608)	-0,52%
Financeiro CDE Eletrobras	(1.030.981)	-0,03%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(636.611)	-0,02%
Sobrecontratação	(26.627.330)	-0,77%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.585.265	0,05%
Reversão de Risco Hidrológico	(65.856.689)	-1,91%
Previsão de Risco Hidrológico	65.233.853	1,89%
Ajuste CUSD	(438.841)	-0,01%
Conselho de Consumidores	(35.577)	0,00%
Créditos de Pis/Cofins	(82.241.291)	-2,39%
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)	1.567.152	0,05%
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)	(1.114.446)	-0,03%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(18.377.445)	-0,53%
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)	(17.958.744)	-0,52%
Financeiro EL 69 kV C.GRANDE II EMBRATEX (IdeMdl 16314)	(837.927)	-0,02%
Multa recisória Termoceará DSP 2495/2024 - Energia	(439.557)	-0,01%
<b>Total</b>	<b>(139.039.197)</b>	<b>-4,04%</b>

## G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

### 1. Resultados

60. A proposta de Revisão Tarifária da [EPB](#) conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 13,59%, sendo de 12,11%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 13,94%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

**Tabela 17. Efeito médio ao consumidor**

Subgrupo de consumo	Variação
<b>Alta Tensão (AT)</b>	<b>12,11%</b>
A3 (= 69 kV)	22,84%
A4 ( $\geq 2,3\text{kV} \leq 25\text{kV}$ )	10,08%
<b>Baixa Tensão (BT)</b>	<b>13,94%</b>
B1 (Residencial)	13,50%
B2 (Rural)	14,86%
B3 (outros)	14,86%
B4 (Iluminação Púb.)	14,85%
<b>Efeito Médio (AT + BT)</b>	<b>13,59%</b>

61. O efeito médio nas tarifas de [13,59%](#) decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em [6,73%](#), ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de [-4,03%](#); e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para a um efeito de [10,89%](#) no atual processo tarifário.

62. O impacto a ser percebido por cada consumidor depende do subgrupo e modalidade tarifária a qual pertence. Consequentemente o efeito médio é o valor resultante das variações individuais de cada tarifa TUSD e TE dos respectivos subgrupos, ponderado pela representatividade de cada mercado. Assim, a diferença entre os efeitos médios dos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) tem relação com os itens de custos que estão sofrendo alterações. As principais diferenças são na TUSD:

- i) a nova estrutura tarifária dos custos associados a TUST RB, assim como os custos associados a CDE, explicam o efeito médio maior na TUSD do subgrupo A3;
- ii) a variação dos custos de Distribuição (Parcela B), afetaram de forma mais evidente o consumidores do grupo B.

63. A Tabela 18 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

**Tabela 18. Resumo da revisão**

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
<b>PARCELA A</b>	<b>2.082.058.292</b>	<b>2.260.193.311</b>	<b>8,6%</b>	<b>5,44%</b>	<b>64,7%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>422.216.634</b>	<b>566.988.787</b>	<b>34,3%</b>	<b>4,42%</b>	<b>16,2%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.479.624	4.528.657	1,1%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	207.967.483	296.824.990	42,7%	2,71%	8,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	23.222.847	-	-100,0%	-0,71%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(19.170.119)	(3.108.567)	-83,8%	0,49%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	19.045.139	18.377.445	-3,5%	-0,02%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	15.241.726	48.477.574	218,1%	1,01%	1,4%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	91.109.706	108.984.595	19,6%	0,55%	3,1%
PROINFA	53.215.672	62.766.502	17,9%	0,29%	1,8%
P&D, Efic. Energ e Ressarc. CMS Sist. Isol.	26.982.536	29.992.908	11,2%	0,09%	0,9%
ONS	122.020	144.682	18,6%	0,00%	0,0%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>288.726.196</b>	<b>314.873.645</b>	<b>9,1%</b>	<b>0,80%</b>	<b>9,0%</b>
Rede Básica	184.786.293	223.396.690	20,9%	1,18%	6,4%
Rede Básica Fronteira	84.541.391	70.829.633	-16,2%	-0,42%	2,0%
Conexão	11.376.310	14.278.025	25,5%	0,09%	0,4%
Uso do sistema de distribuição	8.022.202	6.369.296	-20,6%	-0,05%	0,2%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>1.371.115.462</b>	<b>1.378.330.879</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,22%</b>	<b>39,4%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>1.193.052.762</b>	<b>1.235.389.724</b>	<b>3,5%</b>	<b>1,29%</b>	<b>35,3%</b>
Custos Operacionais	646.370.415	564.236.040	-12,7%	-2,51%	16,1%
Anuidades	77.571.314	83.626.631	7,8%	0,18%	2,4%
Remuneração	296.227.537	376.479.916	27,1%	2,45%	10,8%
Depreciação	167.275.035	205.258.853	22,7%	1,16%	5,9%
Receitas Irrecuperáveis	29.241.087	41.814.221	43,0%	0,38%	1,2%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(23.632.627)	(36.025.937)	52,4%	-0,38%	-1,0%
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>3.275.111.053</b>	<b>3.495.583.035</b>		<b>6,73%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>(139.039.197)</b>		<b>-4,03%</b>	
CVA em processamento - Energia		(24.918.847)		-0,72%	
CVA em processamento - Transporte		18.037.082		0,52%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		36.470.237		1,06%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(2.667.334)		-0,08%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(17.919.608)		-0,52%	
Financeiro CDE Eletrobras		(1.030.981)		-0,03%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(636.611)		-0,02%	
Sobrecontratação		(26.627.330)		-0,77%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		1.585.265		0,05%	
Reversão de Risco Hidrológico		(65.856.689)		-1,91%	
Previsão de Risco Hidrológico		65.233.853		1,89%	
Ajuste CUSD		(438.841)		-0,01%	
Conselho de Consumidores		(35.577)		0,00%	
Créditos de PIS/Cofins		(82.241.291)		-2,39%	
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)		1.567.152		0,05%	
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(1.114.446)		-0,03%	
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(831.559)		-0,02%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(18.377.445)		-0,53%	
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)		(17.958.744)		-0,52%	
Financeiro EL 69 KV C. GRANDE II EMBRATX (IdeMdl 16314)		(837.927)		-0,02%	
Multa recidiva Ter moceará DSP 2495/2024 - Energia		(439.557)		-0,01%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>10,89%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>13,59%</b>	

## 2. Análise Parcela A

64. A Parcela A representou **64,7%** dos custos da concessionária, com impacto tarifário de **5,44%**.

65. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de **34,3%**, impactou o efeito médio em **4,42%**. Esse impacto decorre, principalmente: (i) da variação da cota de CDE USO, com impacto de **2,71%**; (ii) da variação da cota de CDE GD, com impacto de **1,01%**; (iii) da cota nula CDE Eletrobras que contribuiu para um aumento de **0,49%**[10]; (iv) das novas cotas dos encargos ESS, EER e ERCAP, com impacto de **0,55%**; e (v) das novas cotas para o PROINFA com um aumento de **0,29%**.

66. Os custos de transmissão impactaram a revisão em **0,80%**, decorrente, especialmente, os custos de Rede Básica, Rede Básica Fronteira e de Conexão com impacto combinado de 0,85% nesse processo. Essa variação decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme REH nº 3.481 e 3.482, ambas de 15 de julho de 2025. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta melhor detalhamento dos custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira.

67. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a **EPB** levaram a um aumento do efeito médio de **0,22%**. Os itens que mais contribuíram para o efeito foram os Contratos de Comercialização de Energia por Disponibilidade no Ambiente Regulado (CCEAR-DSP) que tiveram tanto aumento dos montantes contratados quanto do preço médio e os preços médios relativos à variação das cotas de garantia física das usinas abarcadas pela Lei nº 12.783/2013 (CCGF), sobretudo em razão da descotização das usinas da Eletrobrás.

68. A Tabela 19 apresenta a variação na compra de energia entre a o último processo tarifário e a atual revisão:

**Tabela 19. Detalhamento da compra 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	64.851	907.261	12,99	318,59	160,23	(0,50)
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	1.582.764	1.767.452	0,12	282,36	316,31	0,12
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	769.066	881.225	0,15	225,54	239,92	0,06
Madeira e Belo Monte	644.375	758.692	0,18	182,65	191,93	0,05
Cota Angra I e Angra II	181.310	179.538	(0,01)	355,16	308,74	(0,13)
Cotas Lei nº 12.783/2013	811.762	667.646	(0,18)	188,63	217,43	0,15
Proinfa	104.915	105.200	0,00	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	1.642.061	475.539	-71,0%	240,48	244,50	1,7%
<b>TOTAL</b>	<b>5.801.104</b>	<b>5.742.552</b>	<b>-1,0%</b>	<b>236,35</b>	<b>240,02</b>	<b>1,6%</b>

69. O Gráfico 1 demonstra o impacto por modalidade de contrato de energia:

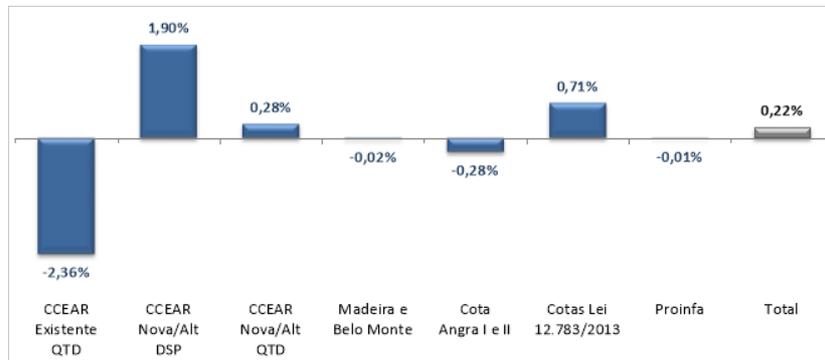


Gráfico 1: Comparação da variação do custo de energia

### 3. Análise Parcela B

70. A variação da Parcela B calculada neste processo foi **3,5%**, em relação ao processo anterior, impactando a presente revisão em **1,29%**. Os custos de distribuição da concessionária serão detalhados a seguir.

71. O custo operacional apresentou variação de **-12,7%**, impactando o efeito médio em **-2,51%**. Conforme mencionado anteriormente, a aplicação da metodologia, já considerando os impactos da CP 62/2020, indicou que os custos operacionais atualmente presentes nas tarifas estão a acima do limite do intervalo considerado eficiente pelo benchmark e acima de 140% dos custos reais incorridos pela concessionária, o que justifica a redução em tela.

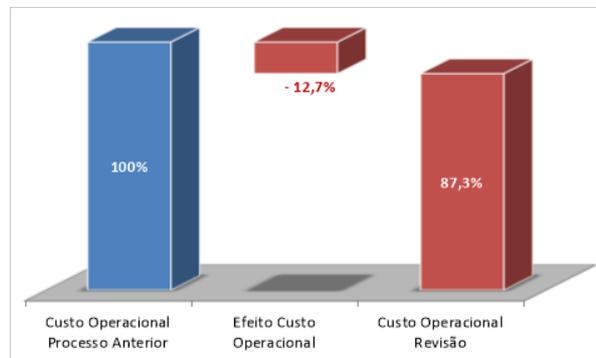


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre o custo operacional

72. A **remuneração do capital** variou 27,1% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 2,45%. A variação se deve ao incremento da Base de Remuneração Líquida identificado, em vista dos investimentos realizados pela EPB nesse mesmo período, bem como do aumento da taxa de remuneração regulatória (WACC), 12,17%, quando comparada com a taxa considerada na revisão tarifária de 2021 da distribuidora, 10,67%. O Gráfico 3 indica a participação de ambos os efeitos.

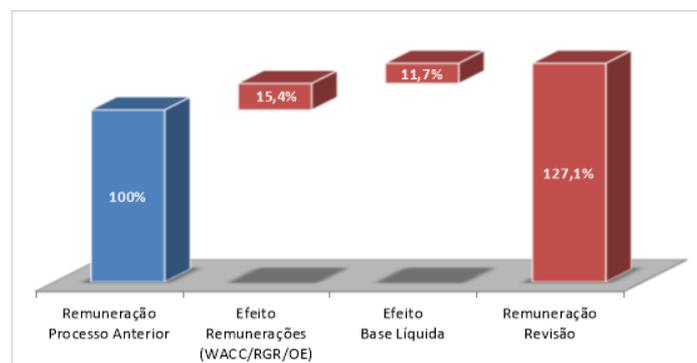


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

73. A **quota de reintegração** regulatória variou 22,7%, em comparação aos valores contidos atualmente nas tarifas, correspondendo a um impacto de 1,16% neste processo. Esse resultado decorre da nova base de remuneração bruta, bem como do aumento da taxa de depreciação (de 3,88 para 4,10%), conforme indica o Gráfico 4.

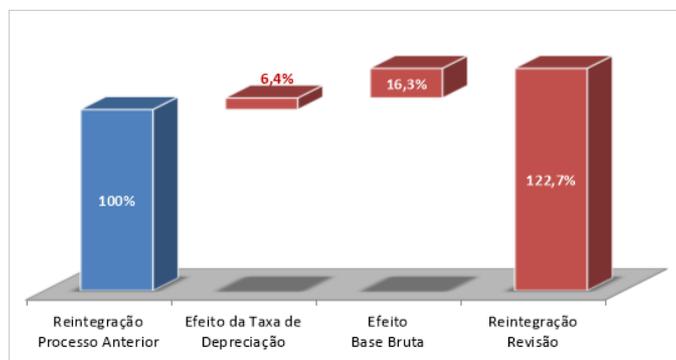


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

74. A cobertura para **anuidades** variou 7,8%, com impacto de 0,18%. Esse resultado decorre, principalmente, da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

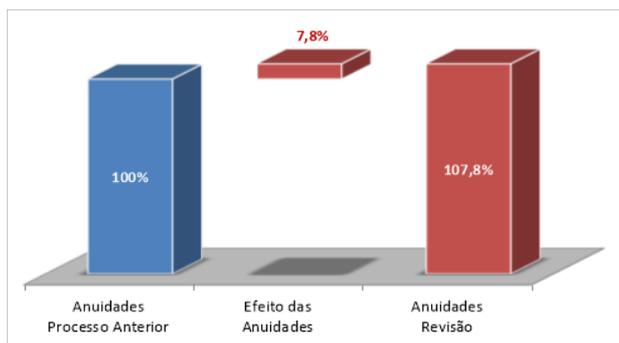


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre as anuidades

75. Os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR) são subtraídos da Parcela B. Desse modo, essas receitas tiveram uma participação de **-0,38%** nesta fase da revisão.

76. Já as receitas irrecuperáveis apresentaram um impacto de **0,38%** nas tarifas.

#### 4. Análise Financeiros

77. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-4,04%** nesta fase da atual revisão da **EPB**.

78. Alguns financeiros merecem ser destacados:

(i) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 0,86%)**. 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 -0,72%, 0,52% e 1,06%;

(ii) **Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de -0,77%)**. Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE;

Nota: 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, com detalhamento de cálculo dos itens (i) e (ii) acima, considerados neste processo tarifário.

(iii) **Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes**. A EPB informou os valores arrecadados de Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2025. Assim, o valor correspondente devidamente atualizado pela Selic para a arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes foi de R\$ 0,83 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,02%, e para a arrecadação de encargo CDE Escassez Hídrica dos consumidores migrantes foi de R\$ 1,11 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,03%;

(iv) **Financeiro CDE Modicidade Eletrobras**. Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à EPB, conforme Despacho nº 1.239/2024 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\$ 1,03 milhão, implicando no efeito de -0,03%;

(v) **Quitação Conta Escassez Hídrica (Efeito de -0,53%)**. Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.232/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME<sup>[11]</sup>, 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 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 Eletrobras 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 financeiros negativos a serem faturados via Tarifa de Energia – TE, no valor total de -R\$ 18,38 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez<sup>[12]</sup>. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024<sup>[13]</sup>;

(vi) **Reversão de cobertura excedente da Conta Escassez TE (09/24 - 07/25), com efeito de -0,52%**. Refere-se à devolução da cobertura tarifária excedente

observada no período de referência, correspondente às competências de setembro de 2024 a julho de 2025, cujos pagamentos seriam realizados em outubro de 2024 a agosto de 2025, portanto, posteriores à quitação da CDE Conta Escassez. Sendo assim, em conformidade com regra proposta Consulta Pública nº 29/2024, o valor total atualizado de -R\$ 17,96 milhões, correspondente a cobertura concedida e não destinada ao pagamento do Encargo Escassez Hídrica, está sendo revertido à modicidade tarifária dos consumidores cativos. Destaca-se a respectiva cobertura excedente da Conta Covid está sendo contabilizada na apuração da CVA de encargos;

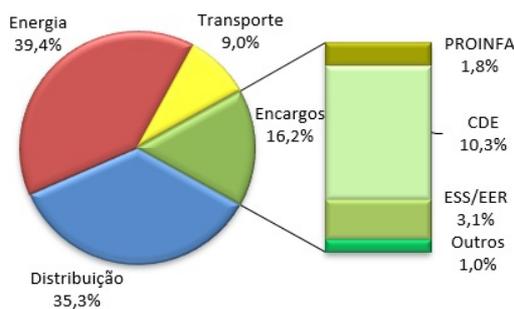
(vii) **Reversão dos créditos de PIS e COFINS.** Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passando a disciplinar a devolução de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a já teria aproveitado R\$ 714,6 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre junho/2019 e julho/2025. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 731 milhões (valores históricos atualizados) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2024, e considerando-se a previsão de compensação mensal futura de 8,25 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R\$ 82,2 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A Tabela 20 resume a situação. Cabe destacar que, com a reversão em tela, não há previsão de saldo remanescente significativo para o processo tarifário de 2026.

**Tabela 20. Resumo da devolução de créditos de Pis/Cofins**

Item	Total Nominal	Total Atualizado (agosto/2025)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até julho/2025)	565.103.010	730.232.177
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até julho/2025)	(10.330.449)	(15.603.116)
<b>(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos</b>		<b>714.629.061</b>
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2021	(22.795.310)	(35.556.111)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2022	(249.315.194)	(355.380.883)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2023	(152.158.479)	(190.948.121)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2024	(132.840.451)	(149.516.149)
<b>(ii) Total de reversões</b>		<b>(731.401.265)</b>
<b>(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)</b>		<b>(16.772.204)</b>
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		100.331.037
Projeção mensal de compensações futuras		8.251.125
<b>(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo</b>		<b>99.013.495</b>
<b>Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)</b>		<b>82.241.291</b>

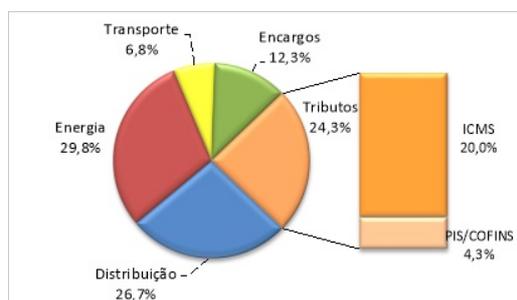
## 5. Participação dos componentes na receita anual

79. O Gráfico 6 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.



**Gráfico 6. Composição da receita sem tributos**

80. O Gráfico 7 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.



**Gráfico 7. Composição da receita com tributos**

## 6. Comparação entre a proposta de Consulta Pública e o Resultado da Revisão

81. A tabela 21 ilustra as principais variações ocorridas entre a proposta da Consulta Pública (CP 24/2025) e o resultado desta revisão tarifária que explicam a variação do efeito médio de -2,29%.

**Tabela 21 – Comparação Consulta Pública e Resultado da Revisão**

Descrição	CP 24/25 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Varição Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	5,09%	5,44%	0,35%
Encargos Setoriais	4,49%	4,42%	-0,07%
Custos de Transmissão	0,41%	0,80%	0,38%
Custo de Aquisição de Energia	0,19%	0,22%	0,03%
PARCELA B	2,27%	1,29%	-0,98%
Reposicionamento Tarifário	7,37%	6,73%	-0,63%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-2,64%	-4,03%	-1,39%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Proce	11,15%	10,89%	-0,26%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	15,88%	13,59%	-2,29%

82. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

- a) **Parcela A:** quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de **0,38%**, cuja variação decorreu principalmente em função da aplicação das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) homologadas para o ciclo 2025-2026;
- b) **Parcela B:** quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela B apresentaram variação de **-0,98%**, decorrente da redução de 3,0% da Remuneração do Capital e de 0,6% dos custos operacionais em relação aqueles inicialmente previstos. Em conjunto com o efeito da variação de mercado da CP para a fase final, os respectivos impactos no efeito médio foram de -0,57% e -0,40%, respectivamente;
- c) **Componente Financeiros:** com uma variação de **-1,39%**, os itens que mais contribuíram para essa redução foram: i) CVA em processamento – Encargos Setoriais, resultante do cálculo realizado com a validação dos pagamentos relacionados (na CP, foram projetados custos de acordo com pleito da distribuidora), com impacto do efeito médio de -0,40%; e ii) Sobrecontratação, com redução no impacto no efeito médio de -1,42%.

#### IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

83. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:

- a) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
- b) art. 21 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- c) art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- d) art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- g) Módulos 2, 3 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
- i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 19/2001.

#### V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

84. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº [19/2001](#), no que consta do Processo nº [48500.003674/2025-18](#), e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- a) pela aprovação do resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2025 da [EPB](#), a vigorar a partir de [28 de agosto de 2025](#), que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de [13,59%](#), sendo de [12,11%](#), em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de [13,94%](#), em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e das Tarifas de Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à [EPB](#), de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- d) pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- e) pela definição dos postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) pela fixação do componente T e do componente Pd do Fator X em [- 1,388%](#) e [1,464%](#), respectivamente;
- g) pela fixação do referencial regulatório perdas de energia para os processos tarifários de 2025 a 2028, conforme tabela abaixo:

	2025
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	8,572%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado Medido	7,915%

(Assinado digitalmente)  
**FABIANO GONTIJO COSTA**  
Analista Superior

(Assinado digitalmente)  
**CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO**  
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição

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

(Assinado digitalmente)  
**ROBSON KUHN YATSU**  
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)  
**DENIS PEREZ JANNUZZI**  
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

Equipe	Atividade
Fabiano Gontijo Costa	Analista Superior
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Gabriel de Jesus Azevedo Barja	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Vinicius Menezes Rodovalho	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Wendell Casemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão

#### ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

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

#### ANEXO III – RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

#### ANEXO IV – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

#### ANEXO I

#### PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

1. A concessionária não apresentou pleitos adicionais a esse processo tarifário.

#### ANEXO II

#### 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 PRORET<sup>[4]</sup>. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAprc (R\$)
CDE	39.004.539,10	0,00	39.004.539,10	41.169.321,99	44.307.698,25
CDE Energia	-23.389.077,00	0,00	-23.389.077,00	-24.777.634,48	-26.666.456,94
Rede Básica	15.872.544,08	-33.822,44	15.838.721,64	16.745.472,89	18.021.996,09
Compra de Energia	-136.069.010,07	114.363.411,18	-21.705.598,89	-23.153.809,87	-24.918.846,64
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	7.750.269,98	0,00	7.750.269,98	8.190.134,92	8.814.476,63
ESS	18.569.132,78	-10.237.782,53	8.331.350,25	9.305.177,00	10.014.519,42
<b>CVA Total</b>	<b>-78.261.601,13</b>	<b>104.091.806,20</b>	<b>25.830.205,07</b>	<b>27.478.662,45</b>	<b>29.573.386,81</b>

\* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 14,69%. 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 0,86% e está detalhado no gráfico a seguir:

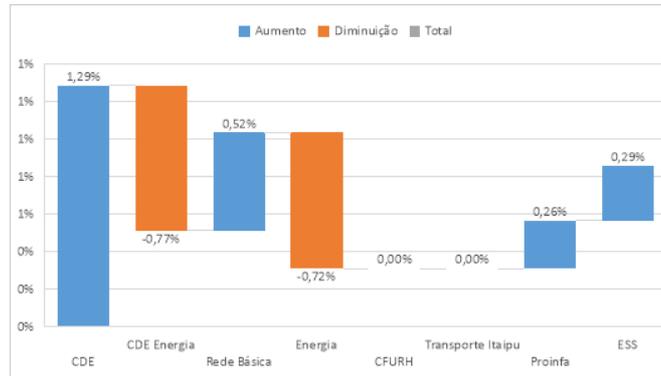


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 2,47% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

**ESS/EER**

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

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
jun-24	374.980,81	9.909.713,95	-	-	512,21
jul-24	2.128.799,76	10.074.600,02	-	-	4.189,48
ago-24	3.244.516,16	9.248.912,09	-	-	14.828,95
set-24	952.411,13	8.699.595,45	-	-	50.438,82
out-24	196.593,37	5.536.865,40	-	-	53.582,10
nov-24	3.606.982,48	1.325.265,35	-	-	121.267,42
dez-24	1.204.385,84	12.161.876,04	-	-	64.698,08
jan-25	1.306.773,76	3.004.442,81	-	-	40.934,65
fev-25	-261,11	12.819.239,62	-	-1.437.019,91	39.889,03
mar-25	-51.101,97	12.275.509,73	-	-13.181.375,21	19.588,63
abr-25	-3.656,33	10.753.542,95	-	-64.178,01	2.629,00
mai-25	80.117,03	12.056.336,53	-	-933,43	36.970,16
<b>Total</b>	<b>13.040.540,93</b>	<b>107.865.899,94</b>	<b>0,00</b>	<b>-14.683.506,56</b>	<b>449.528,53</b>

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

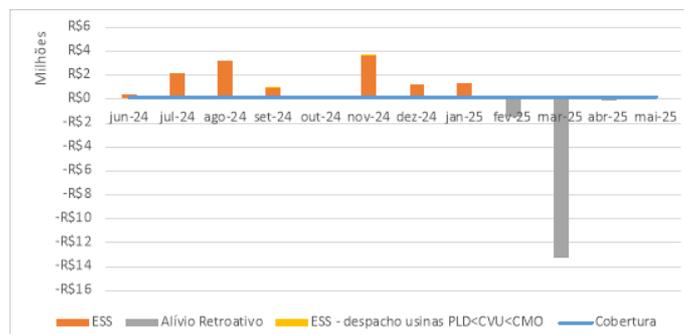


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

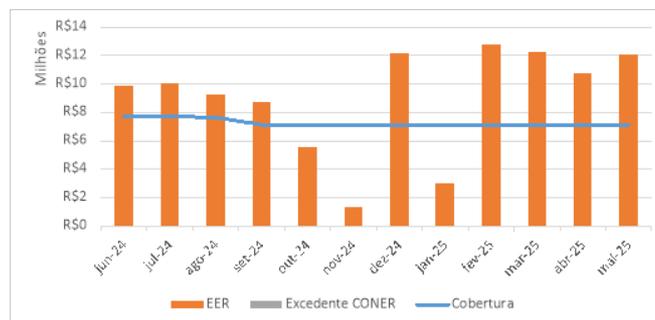


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(1.193.437,10)	2.039.826,94	(3.233.264,04)
EER	107.865.899,94	87.454.848,40	20.411.051,54

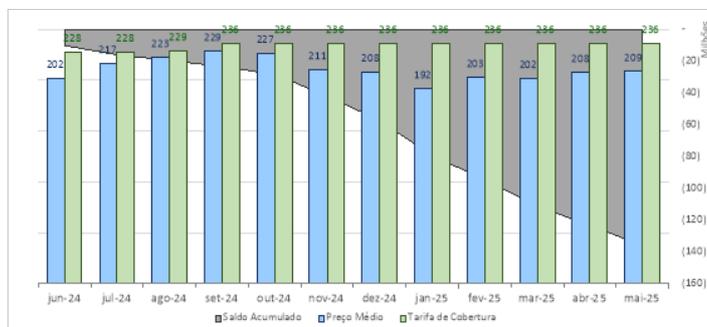
**Compra de Energia**

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	2.194.460	37,1%
CCEAR-D	1.671.526	28,3%
MCS D	59.731	1,0%
CCEN	180.287	3,1%
PROINFA	110.290	1,9%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	851.128	14,4%
GP	-	0,0%
MCS D EN	840.417	14,2%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>5.907.839</b>	<b>100,0%</b>

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



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

10. A Tabela I.5 apresenta os custos de compra de energia apurados por meio do Método 3, cujos valores são liquidados na CCEE. Já a Tabela I.6 apresenta os deltas dos itens da Energia apurados pelo Método 3, decorrentes das recontabilizações da CCEE.

**Tabela I.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3**

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	39,69
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	1.898.470,14
<b>Acrônimos CCEE</b>	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	78.595.894,94
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 1.236.991,86
Exposição entre Submercados	14.848.099,86
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	19.861.398,05
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	46.784.401,22
Demais Itens	- 2.634.733,30
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 855.256,83
MAC - Energia	3.417.837,25
Recontabilização dos MAC - Energia	- 92,61
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 42.673.853,39
Ressarcimentos	- 3.641.801,99
<b>Total</b>	<b>114.363.411,18</b>

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

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 649.692,05
Efeito do CCGF	- 7.963,48
Efeito do CCEN	9.668,02
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCS D Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	- 611,79
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
<b>Demais</b>	<b>- 206.657,53</b>
<b>Total</b>	<b>- 855.256,83</b>

11. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados pelos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

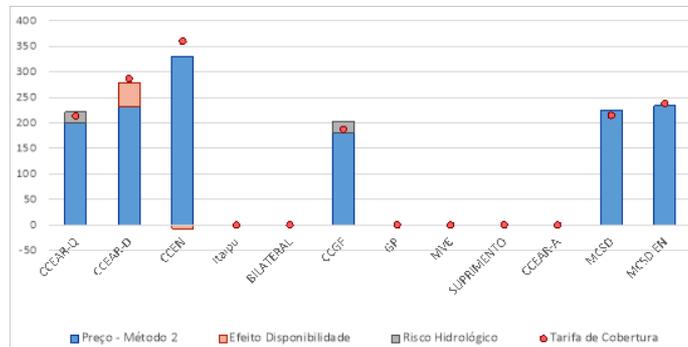


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -0,72% 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 CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

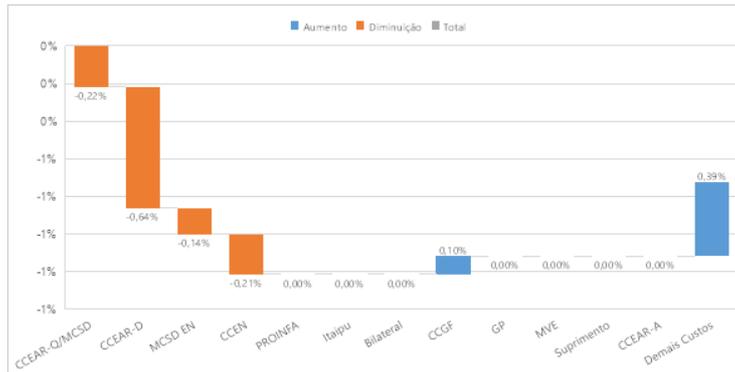


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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.

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>-1,57%</b>
CCEAR-Q/MCSD	-1,04%
MCSD EN	-0,14%
CCEN	-0,17%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,22%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>0,85%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,05%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,50%
Demais Custos	0,39%
<b>Total</b>	<b>-0,72%</b>

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

#### Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-24	378.760	427.631	432.862	0	220,89	228,06	0
jul-24	365.379	425.771	430.980	0	233,60	228,06	0
ago-24	364.759	441.569	446.971	0	236,14	229,13	0
set-24	365.760	445.086	450.531	0	239,71	236,35	0
out-24	397.143	499.955	506.071	0	245,66	236,35	0
nov-24	391.680	497.661	503.749	0	222,76	236,35	0
dez-24	428.495	513.818	520.104	0	219,08	236,35	0
jan-25	425.056	513.929	520.216	0	203,99	236,35	0
fev-25	401.133	452.314	457.847	0	217,76	236,35	0
mar-25	395.933	494.732	500.784	0	223,42	236,35	0
abr-25	401.959	501.315	507.448	0	236,95	236,35	0
mai-25	419.759	495.933	502.000	0	231,91	236,35	0
jun-25	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4.735.815</b>	<b>5.709.715</b>	<b>5.779.564</b>	<b>0</b>	<b>227,47</b>	<b>234,56</b>	<b>0,00</b>
% perda s. mercado venda		20,56%	22,04%				

#### Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/06/2024 e 01/05/2025, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ - 24.435.663,01 a preços de agosto/2025.
- Para o ano civil de 2024: Exposição de energia de 142.753,48 MWh, que representa 2,48% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como exposição involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições/sobrecontratações involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada no processo tarifário de 2026.
- Ressalta-se que para a distribuidora não houve alteração no recálculo da sobrecontratação do ano civil de 2023 e 2024.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão 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, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ -2.191.667,25.

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

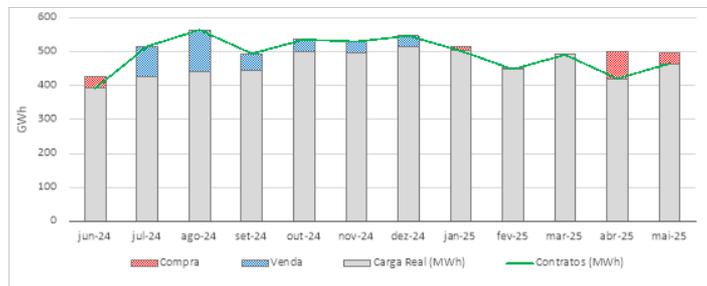


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo<sup>[15]</sup> dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

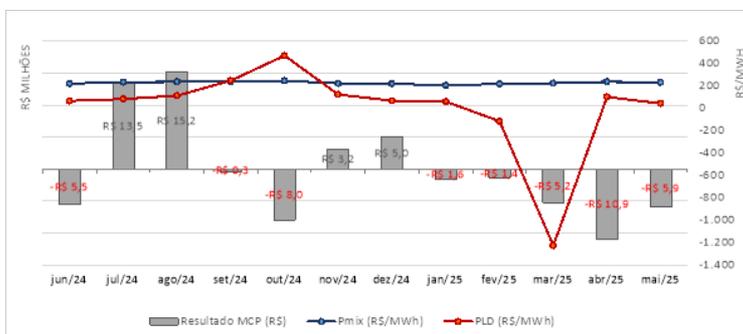


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

#### Conta Bandeiras

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

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

Itens	Impacto
<b>I - Impacto na CVA*</b>	<b>0,50%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	0,32%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,82%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,64%
<b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>	<b>-1,91%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,65%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,26%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
<b>III - Receitas de MCP e ESS</b>	<b>-0,01%</b>
Resultado MCP	-R\$26.627.330,26
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$16.434.899,06
ESS + CONER	R\$10.014.519,42
<b>IV - Receita Excedente (I + II + III)</b>	<b>-1,42%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-0,33%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,44%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,65%

\* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

19. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF e Usinas Repactuadas foi de -1,42%.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de -1,22%<sup>[16]</sup>.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>-1,57%</b>
CCEAR-Q/MCSD	-1,04%
MCSD EN	-0,14%
CCEN	-0,17%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,22%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>0,35%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,05%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,39%
<b>Total</b>	<b>-1,22%</b>

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

21. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período.

### ANEXO III RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

1. Em decorrência do acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e utilização das respectivas instalações de transmissão, as distribuidoras de energia elétrica tornam-se responsáveis pelo pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), os quais são destinados às concessionárias de transmissão.

2. Adicionalmente ao EUST, incidem os Encargos de Conexão, vinculados à utilização das Demais Instalações de Transmissão de Uso Exclusivo (DIT) e das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG), bem como os valores correspondentes às Parcelas de Ajuste (PA), relativas a períodos tarifários anteriores.

3. O EUST é apurado mediante a aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) sobre os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados em cada ponto de conexão com a Rede Básica. As TUST são estabelecidas por meio de Resolução Homologatória (REH), publicada anualmente pela ANEEL. Os MUST, por sua vez, são formalizados pelas distribuidoras junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS), por intermédio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e seus respectivos termos aditivos (TA).

4. Para fins da cobertura tarifária a ser considerada nos processos tarifários de distribuição, são considerados os valores de TUST e MUST vigentes à data de aprovação do processo tarifário. Eventuais diferenças da tarifa praticada para cálculo dos Encargos de Uso compensadas por meio da Conta de Variação dos Custos da Parcela A (CVA), bem como outros componentes da CVA definidos no submódulo 4.2 do PRORET.

5. Os encargos de conexão são definidos na Resolução homologatória que estabelece a Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão, publicada anualmente pela ANEEL. Tais encargos são incorporados de forma concatenada com a data do processo tarifário da distribuidora, conforme Portaria Interministerial MME/MF nº 025/2002, não estando sujeitos ao mecanismo de compensação via CVA. Contudo, ajustes extraordinários poderão ser realizados em decorrência de recursos administrativos providos no âmbito do processo tarifário mais recente da distribuidora ou por decisão específica da Diretoria Colegiada e demais Superintendências da ANEEL.

6. No presente processo, foram considerados os seguintes atos e documentos:

- TUST em DRP: REH nº 3.482/2025.
- MUST em DRP: CUST nº 103/2002 (Aditivos: 28 a 31).
- Encargos em DRP: REH nº 3.481/2025.
- Contribuições à Consulta Pública nº 024/2025.

7. Com o objetivo de validar a efetiva utilização dos pontos de conexão à Rede Básica, bem como a conexão das DITs de Uso exclusivo, foram encaminhados ofícios à Distribuidora e às Transmissoras envolvidas no processo. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.

- Chef. Carta CTA- RR|RGTRRG-01075/2025. SEI: 0158682
- Grande Sertão I. Carta 067/2025. SEI: 0154945.
- Energisa PB. Carta ENERGISAPB/VPR-ANEEL/Nº 030/2025. SEI: 0155480.

8. De forma objetiva, além das informações de concordância com os valores encaminhados:

- (i) A transmissora Chef encaminhou informação de que a EL 69 kV C.GRANDE II EMBRATEx (IdeMdl 16314) está operando, mas não é utilizada pela distribuidora. Em razão da indicação, foi encaminhado e-mail para preposto da distribuidora, indagando a respeito do comentário apresentado pela transmissora. Em resposta (SEI 0171892), a dito que a referida EL não atende a EPB desde 2009. Desse modo, os custos associados a esta instalação, além de não serem repassados à tarifa para pagamento do ciclo 2025-2026 da transmissão, ainda foi calculado financeiro para restituir ao consumidor os valores repassados indevidamente ao longo dos últimos 5 anos.

9. A tabela 1, a seguir, apresenta a variação observada nos principais componentes dos custos associados aos Encargos de Uso de Rede Básica e aos Encargos de Conexão da distribuidora. Na sequência, são relatadas as respectivas considerações e justificativas para as variações identificadas, em consonância com os parâmetros estabelecidos pela regulamentação vigente.

Tabela 1. Variação dos Encargos de Uso (RB e RBF) e de Conexão.

	RTA 2024 - EPB (R\$)	RTP 2025 - EPB (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	13.602,84	14.695,34	8,03%
MUST Fora-Ponta	14.587,38	15.536,01	6,50%
Contratação Geral da distribuidora	28.190,22	30.231,35	7,24%
TUST-rb	6.126,67	7.389,57	20,61%
TUST-rbf	2.807,22	2.342,92	-16,54%
Despesa da Rede Básica	172.712.196,52	223.396.690,14	29,35%
Despesa da Rede Básica Fronteira	79.136.166,57	70.829.633,04	-10,50%
Despesa Total RB/RBF	251.848.363,09	294.226.323,18	16,83%
Conexão (parcela repassável)	11.309.484,58	14.109.565,27	24,76%

Ref.: MUST em DRP conforme CUST nº 103/2022 (Aditivos: 28 a 31); TUST em DRP conforme REH nº 3.482/2025; e Conexão em DRP (valores nominais) conforme REH nº 3.481/2025.

#### Encargo de Uso de Rede Básica

10. Os custos totais com RB tiveram uma variação de 16,83%. As principais razões para este efeito foram (i) o efeito inflacionário e demais considerações do processo de reajuste da RAP, conforme análise realizada pela Nota Técnica nº 141/2025-STR/ANEEL (SEI 0139846); (iii) a consequente definição da TUST, conforme análise realizada pela Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL (SEI 0140555); e (iii) a variação na contratação de montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) pela distribuidora frente ao período anterior, da ordem de 7,24%.

#### Conexão

11. Os Custos com Encargos de Conexão tiveram uma variação de 16,83%. Esse efeito decorreu basicamente da retirada do componente financeiro considerado no último ciclo da transmissão em virtude da prorrogação da revisão das transmissoras prorrogadas e do efeito dos novos valores aprovados pela Diretoria Colegiada da ANEEL para o componente financeiro da RBSE (REH nº 3.461 a nº 3.469/2025).

#### Comentários adicionais

12. Reforçamos que os valores em DRA apresentados na Tabela 1 se referem aos considerados na última REH da distribuidora. Ainda, os valores considerados no processo tarifário da distribuidora e relacionados com os encargos de conexão são, em cada caso (DRA e DRP), atualizados pelo índice de cada contrato de transmissão, da data de referência da respectiva receita da transmissão (DRA 06/2024; DRP 06/2025) até a data de processamento das tarifas da distribuidora.

13. Devido à informação da distribuidora de não utilizar a EL 69 kV C.GRANDE II EMBRATLEX (IdeMdl 16314), foi calculado financeiro em favor do consumidor, da ordem de – **RS 837.926,52** (Ref.: 08/2025).

## ANEXO IV

### METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

#### I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).

2. A metodologia aplicada ao cálculo desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET<sup>[17]</sup>, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.

3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
<b>Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
2.1	Procedimentos Gerais	2.4	03/06/2024
2.2	Custos Operacionais	4.1	03/06/2024
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0 C	1º/03/2022
2.4	Custo de Capital	4.1 C	1º/03/2022
2.5	Fator X	4.1	03/06/2024
2.6	Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis	2.2	03/06/2024
2.7	Outras Receitas	2.3	03/06/2024
2.8	Geração Própria de Energia	1.2	03/06/2024
<b>Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
3.1	Procedimentos Gerais	1.5	03/06/2024
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.2	03/06/2024
3.3	Custos de Transmissão	1.1	03/06/2024
3.4	Encargos Setoriais	1.1	05/12/2022
<b>Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição</b>			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	1º/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	1º/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	1º/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.8	03/06/2024
<b>Módulo 5. Encargos setoriais</b>			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC	1.0 C	1º/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.4	1º/10/2024
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - Proinfa	1.0 C	1º/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER	2.0	1º/10/2024
5.5	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	1.2	03/06/2024
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE	1.3 C	1º/03/2022

Módulo 6 – Demais Procedimentos				
6.1	Limites de Repasse dos Custos de Compra de Energia		1.0 C	1º/03/2022
6.2	Itaipu		1.0 C	1º/03/2022
6.3	Encargos de Conexão A1		2.0	03/06/2024
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2		3.0 C	1º/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias		1.10 C	1º/04/2024
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações				
10.1	Ritos dos Processos de Revisões Tarifárias de Distribuidoras		2.0	03/06/2024

## II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

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

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

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

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

onde:

*RT*: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

*RR*: Receita Requerida; e

*RV*: Receita Verificada.

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

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

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

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

onde:

*RR*: Receita requerida;

*VPA*: Valor da Parcela A;

*VPB*: Valor da Parcela B;

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

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

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

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

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

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

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

onde:

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

*CAA*: Custo Anual dos Ativos;

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

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

*OR*: Outras Receitas.

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

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

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

onde:

*CAA*: Custo Anual dos Ativos;

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

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

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

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

$$VPA = CE + CT + ES (5)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

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

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

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

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

### III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

#### A. Definição do Período de Referência

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

#### B. Cômputo da Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual inicial (RA<sub>0</sub>) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

#### C. Cômputo da Parcela A

23. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

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

##### 1. Encargos Setoriais

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

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

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

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

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

- i) quota anual de **CDE Uso**, paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.
- ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)** por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 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 corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

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

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

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

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

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

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

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

31. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida

autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

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

32. Instituída pela Lei n.º 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 n.º 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

33. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

34. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa n.º 666/2015 e da Resolução Normativa n.º 506/2012 e alterações supervenientes.

### a. Custo de Rede Básica

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

36. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas são obtidas da resolução homologatória que define as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão para cada ciclo publicadas anualmente.

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

### b. Custo de Conexão

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

39. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

40. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa n.º 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa n.º 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

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

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

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

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

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

## 3. Compra de Energia

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

45. A Lei n.º 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

46. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho n.º 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

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

i) **Contratos Bilaterais:** são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei n.º 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória n.º 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor.

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

iii) **Leilões de Ajuste:** são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto n.º 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) **Cotas de ITAIPU** refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-

partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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

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

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

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

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

#### a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

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

#### b. Perdas Técnicas

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

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

#### c. Perdas Não-Técnicas

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

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

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

56. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

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

#### d. Valoração da Compra de Energia

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

59. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

60. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficit[18] considerando o período de referência em questão.

61. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

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

#### D. Cômputo da Parcela B

## 1. Custos Operacionais

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

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

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

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

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

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

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

onde:

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

5%: variação máxima admissível;

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

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

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

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

onde:

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

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

## 2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

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

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

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

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

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

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

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

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

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

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

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

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

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

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

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

76. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

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

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 2,28% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,28% a.a. em termos reais.

## b. Remuneração do Capital (RC)

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

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACCpre} + RGR \cdot r_{RGR} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

*RC*: Remuneração do Capital;

*BRRl*: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

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

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

*P*: capital próprio;

*D*: capital de terceiros ou dívida;

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

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

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

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

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

onde:

*r<sub>p</sub>*: remuneração do capital próprio;

*r<sub>NTN-b</sub>*: remuneração do título público brasileiro;

$\beta$ : beta do setor regulado;

*r<sub>m</sub>*-*r<sub>f</sub>*: prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o *r<sub>m</sub>* (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a *r<sub>f</sub>* (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e

*pr<sub>A</sub>*: prêmio de risco da atividade.

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

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

onde:

*r<sub>T</sub>*: remuneração do capital de terceiros;

*r<sub>Deb</sub>*: rentabilidade das debêntures; e

*ce<sub>Deb</sub>*: custo de emissão das debêntures.

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

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

Parâmetros - 2025	Distribuição
<b>Remuneração de Capital Próprio</b>	
Taxa Livre de Risco	5,07%
Beta Ajustado	90,70%
Prêmio de Risco de Mercado	6,77%
Risco da Atividade	0,24%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	6,39%
Remuneração real depois de impostos	11,45%
<b>Remuneração de Capital de Terceiros</b>	
Debêntures	6,07%
Custo de emissão	0,56%
Remuneração real antes de impostos	6,63%
Impostos	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,37%
<b>Estrutura de Capital</b>	
% Capital Próprio	51,69%
% Capital de Terceiros	48,31%
<b>Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada</b>	
Real, depois de impostos	8,03%
Real, antes de impostos	12,1719%

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

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

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

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

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

Tabela 1.2 – WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ( $r_{WACC_{pré}}$ )
WACC real antes dos impostos <sup>a</sup>	Isento	9,1220%
WACC real antes dos impostos <sup>b</sup>	15,25%	10,1873%
WACC real antes dos impostos <sup>c</sup>	25%	11,0955%
WACC real antes dos impostos <sup>d</sup>	34%	12,1719%

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

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

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

onde:

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

PRM: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

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

t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos; e

$OES_b$ : Obrigações Especiais Bruta.

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

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

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

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

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

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

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

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

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

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

Tabela 1.3 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis ( <i>BAR<sub>A</sub></i> )	45%
Veículos ( <i>BAR<sub>V</sub></i> )	12%
Sistemas ( <i>BAR<sub>I</sub></i> )	43%

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

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

onde:

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

*CAL*: Custo Anual de Aluguéis;

*CAV*: Custo Anual de Veículos; e

*CAI*: Custo Anual de Sistemas de Informática.

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

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

onde:

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

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

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

### 3. Receitas Irrecuperáveis

98. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1 do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financieiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{ \sum_C (\rho_C \times RI_C) \} \quad (6)$$

onde:

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

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

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

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

*ρ<sub>C</sub>*: participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

*RI<sub>C</sub>*: percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

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

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

#### a. Índice de Ajuste de Mercado (Pm)

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

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

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

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

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

### 5. Outras Receitas (OR)

104. Conforme Submódulo 2.7 do PRORET, as outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

105. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos:

i) **Atividades acessórias próprias:** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

ii) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: eficiência do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

106. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

107. Já o compartilhamento das receitas inerentes das atividades acessórias complementares também será de 60% da receita bruta da concessionária, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública, b) eficiência do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei e c) serviços de comunicação de dados, os quais o percentual de compartilhamento será de 30% da receita bruta.

## E. FATOR X

108. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

109. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

110. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T \quad (19)$$

onde:

$Pd$  = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

$Q$  = Qualidade do serviço; e

$T$  = Trajetória de custos operacionais.

111. Os componentes  $T$  e  $Pd$  são definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente  $Q$  será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

### 1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

112. O Componente  $Pd$  do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da mediana da produtividade do segmento de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) = PTF + 0,317 \times (\Delta MWh(i)_{T-6,T-1} - \overline{\Delta MWh}) \quad (20)$$

onde:

$PTF$ : Produtividade média do segmento de distribuição entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais, equivalente a 0,663% a.a.;

$\Delta MWh(i)_{T-6,T-1}$ : Variação de mercado, em MWh, da concessionária  $i$ , para os seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$ : Variação média de mercado, em MWh das distribuidoras, equivalente a 1,521% a.a.; e

$T$ : Ano da revisão tarifária em processamento.

### 2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

113. O Componente  $T$  do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente  $T$ , é descrita na seção III.D.1 deste anexo.

### 3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

114. O Componente  $Q$  do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

115. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

116. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70.Q_{\text{Técnico}} + 0,30.Q_{\text{Comercial}} \quad (21)$$

117. A parcela técnica do componente  $Q$  é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 16 a seguir<sup>49</sup>:

Tabela I.4. Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
<b>Comerciais</b>					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN n°574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN n°414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN n°414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN n°414/2010
<b>Técnicos</b>					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

118. O Anexo II do Submódulo 2.5 do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade.

#### E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

119. 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 obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET<sup>[20]</sup>.

120. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste ou revisão tarifária anual são:

##### 1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

121. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior, atualizadas pela taxa SELIC.

122. A metodologia de cálculo da Neutralidade dos Encargos Setoriais consta do Submódulo 4.4 do PRORET.

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

123. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 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 Selic <sup>[21]</sup>.

Em observância ao Submódulo 4.2 e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA ENERGIA e na CVA<sub>ESS/ERR</sub>, 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 STR/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.

##### 3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

124. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF n° 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

125. 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 PRORET<sup>[22]</sup>.

##### 5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

126. Conforme 32ª reunião pública ordinária da diretoria de 2017, realizada em 29/08/2017, e no que consta do processo 48500.002114/2016-55, a diretoria da ANEEL determinou à SGT/ANEEL a realização de recálculos do saldo da CVA e do repasse da sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE.

##### 6. Demais Componentes Financeiros - DCF

127. 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; e (xi) Previsão de Risco Hidrológico. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET<sup>[23]</sup> e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

#### IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

128. 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.

129. 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.

130. 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.

131. 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<sub>ENERGIA</sub>, da CVA<sub>ESS/EER</sub> da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

## V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

132. 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 aqüicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

133. 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.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL Processo nº 48500.003674/2025-18

[1] SEI nº 0080756.

[2] SEI nº 48500.013666/2025-80.

[3] SEI nº 0146287.

[4] SEI nº 0165748.

[5] SEI nº 0171949.

[6] SEI nº 0177374.

[7] SEI nº 0177315.

[8] SEI nº 0164763.

[9] SEI nº 0177373.

[10] A Medida Provisória nº 1.212/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 definiram a possibilidade de uma CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE relacionados às obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021 para quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Com isso, para o Encargo CDE Eletrobrás, está sendo considerada redução da cota a ser revertida à modicidade para o ano de 2025, o que implica em impacto positivo nas tarifas.

[11] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[12] A CDE Conta Covid teve os seus efeitos extintos a partir desse ano.

[13] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[14] Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Métodos 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.

[15] 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).

[16] 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.

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

[18] 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.

[19] Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o IASC é um componente de qualidade comercial, mesmo sabendo-se que a satisfação mensurada por esse índice compreende todas as dimensões de qualidade.

[20] Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

[21] 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.

[22] [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703\\_Proret\\_Submod\\_4\\_3\\_V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf)

[23] [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845\\_Proret\\_Submod\\_4\\_4\\_V5.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf)



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 22/08/2025, às 16:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Fabiano Gontijo Costa, Fiscal Técnico**, em 22/08/2025, às 16:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 22/08/2025, às 16:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 22/08/2025, às 16:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0182455** e o código CRC **B7215DCA**.

