

Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL

Em 26 de janeiro de 2022.

Processo nº: **48500.004911/2021-34**

**Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2022.**

## I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 4 de fevereiro de 2022, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 08/2000 – ANEEL e seus termos aditivos e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

## II. DOS FATOS

2. A EBO, sediada na cidade de Campina Grande/PB, atende aproximadamente 229 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual da ordem de R\$ 289 milhões.

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

Fls. 2 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	195.847	24.818	37,9%
Industrial	580	17.326	26,4%
Comercial	15.727	10.697	16,3%
Rural	14.759	2.205	3,4%
Iluminação Pública	76	2.795	4,3%
Poder Público	1.496	2.665	4,1%
Serviço Público	82	1.134	1,7%
Demais classes	15	3.906	6,0%
<b>Total</b>	<b>228.582</b>	<b>65.546</b>	<b>100%</b>

\* Fonte: SAMP – competência dezembro/2021.

3. Em 2 de fevereiro de 2021, foi aprovada a Revisão Tarifária Periódica da EBO, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.832/2021, quando as tarifas foram, em média, reajustadas em 5,21%.

4. A EBO protocolou Carta<sup>1</sup> na qual apresentou recurso administrativo em face da REH 2.832/2021, solicitando que o ponto de partida para o cálculo da trajetória de perdas não técnicas fosse a meta do último ciclo, correspondente a 2,59%.

5. Na 17ª RPO, de 18 de maio de 2021, o recurso da EBO foi deliberado restando o seu não provimento, conforme análise reportada no voto<sup>2</sup> que baseou o Despacho nº 1.352/2021<sup>3</sup>.

6. Em 27 de agosto de 2021, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM<sup>4</sup> e à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF<sup>5</sup>.

7. Por intermédio do Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL<sup>6</sup>, de 31 de março de 2021, foi solicitado à EBO informações acerca das receitas previstas no § 3º do Art. 70-A, no § 7º do Art. 88 da REN 414/2010 (Alterada pela REN 714/2016) e § 2º do Art. 9º da REN 376/2009, a serem destinadas à modicidade tarifária.

8. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL<sup>7</sup>, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à EBO informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes

<sup>1</sup> Carta ENERGISABO/VP/PR/nº 002/2021, SIC nº 48513.003819/2021-00.

<sup>2</sup> Documento SIC nº 48575.002210/2021-00.

<sup>3</sup> Documento SIC nº 48575.002295/2021-00.

<sup>4</sup> Memorando nº 155/2021-SGT/ANEEL (SIC 48581.001362/2021-00).

<sup>5</sup> Memorando nº 153/2021-SGT/ANEEL (SIC 48581.001360/2021-00).

<sup>6</sup> Documento SIC nº 48581000515/2021-00.

<sup>7</sup> Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

para o ACL, para consideração no processo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica nº 237/2020-SGT/ANEEL<sup>8</sup>, de 27/11/2020, da qual foi extraído o seguinte parágrafo:

*“27. As distribuidoras deverão informar este valor nos processos tarifários e será considerado como componente financeiro, abatendo do valor da quota ordinária da CDE- COVID alocada na TE, uma vez que este valor irá compor a tarifa paga pelos consumidores pagantes da TE (cativo/suprimento).”*

9. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispendo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao spread da conta covid da EBO.

10. Em virtude da crise de saúde pública, a SGT não realizou reunião presencial com os representantes da EBO, de modo que os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, seu calendário referencial e demais interações foram realizadas mediante comunicação eletrônica.

11. O Memorando nº 1/2022-SRM/ANEEL<sup>9</sup>, de 4 de janeiro de 2022, informou que a concessionária não possui contratos bilaterais de compra e venda de energia, considerando o término de vigência de contrato bilateral com a UTE Juiz de Fora.

12. Diante do cenário de intensa pressão tarifária desde 2020, decorrente da conjuntura socioeconômica adversa trazida pela pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com o intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário e estão detalhados no tópico III.H.4, referente a Componentes Financeiros e respectiva análise.

13. A EBO encaminhou mensagem eletrônica datada de 26/04/2021, em resposta ao Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL, e em 4/01/2022, também por mensagem eletrônica, informou os valores solicitados por meio do Ofício Circular nº 20/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL.

14. A concessionária, em correspondência de 26 de janeiro de 2022<sup>10</sup>, protocolou proposta visando a atenuação de impactos tarifários do atual reajuste, solicitando que seja considerada a reversão do valor de R\$ 9.426.653,15 decorrente de êxito da ação judicial movida

<sup>8</sup> Documento SIC nº 48581001953/2020-00.

<sup>9</sup> Documento SIC nº 48580.00008/2022-00.

<sup>10</sup> Carta ENERGISABO/VPR-ANEEL/Nº 003/2022, SIC 48513.002133/2022-00.

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

pela empresa contra a União para devolução de créditos de PIS/COFINS cobrados sobre o ICMS nas contas de energia.

15. Em 24 de janeiro de 2022, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores as planilhas de cálculo relativas ao reajuste tarifário anual<sup>11</sup>, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

16. Em 24 de janeiro de 2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF<sup>12</sup>, a EBO se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

### III. DA ANÁLISE

#### A. Metodologia Aplicada

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

#### B. Período de Referência

18. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EBO é de fevereiro/2021 a janeiro/2022.

#### C. Receita Anual

19. No cálculo da Receita Anual (RA<sub>0</sub>) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, conforme demonstrado na tabela a seguir.

<sup>11</sup> Documento SIC nº 48581.000125/2022-00.

<sup>12</sup> Documento SIC nº 48581.000116/2021-00.

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	556.155	266.617.470
A4 (2,3 kV a 25 kV)	116.798	50.464.146
BT (menor que 2,3 kV)	439.358	216.153.324
Demais Livres	152.719	17.618.625
Distribuição	42.702	4.452.277
<b>Total</b>	<b>751.577</b>	<b>288.688.373</b>

## E. PARCELA A

### 1. Encargos Setoriais (ES)

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

**Tabela 3. Encargos Setoriais**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	386.232	430.119	onforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	18.052.569	25.529.370	EH 2.864/2021 e Previsão-2022
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	5.158.028	7.600.611	DSP SGT
PROINFA	5.875.212	8.961.536	ReH 2.995/2021
P&D e Eficiência Energética	2.701.737	2.887.134	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	31.600	27.638	Contribuição 2021
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>32.205.379</b>	<b>45.436.407</b>	

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

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

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

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

Fls. 6 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	17.094.114	14.520.413
Rede Básica Fronteira	5.927.698	3.971.557
Conexão	469.717	352.974
Uso do sistema de distribuição	14.686.575	13.975.763
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>38.178.104</b>	<b>32.820.708</b>

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

#### a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

23. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EBO, ressaltando-se que os percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão conforme os valores determinados na Revisão Tarifária Periódica de 2020, homologada por meio da REH nº 2.832/2020.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	1,69%	1,69%	REH 2.832/2021
Técnica (s/ merc. injetado)	5,18%	5,18%	REH 2.832/2021
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,07%	2,00%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	439.358	439.358	SAMP

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

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

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
<b>Mercado Total</b>	<b>556.155</b>	<b>556.155</b>
Fornecimento	556.155	556.155
Consumidores Livres	195.422	195.422
<b>Perdas Totais</b>	<b>61.424</b>	<b>61.019</b>
Perdas Rede Básica	12.501	12.095
Perdas na Distribuição	48.924	48.924
Perda Não Técnica	7.447	7.447
Perda Técnica	41.477	41.477
<b>Energia Requerida</b>	<b>617.580</b>	<b>617.174</b>

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

Fls. 7 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## b. Valoração da Compra de Energia

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

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

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Mem. nº 1/2022-SRM/ANEEL
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3002/2021
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.902/2021
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.995/2021
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

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

**Tabela 8. Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas/Preços**

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>361.539</b>	<b>394.881</b>	<b>239,24</b>	<b>94.471.173</b>
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	154.714	168.982	296,95	50.179.412
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	92.508	101.040	241,55	24.406.076
Madeira e Belo Monte	114.317	124.859	159,26	19.885.686
<b>Energia Base</b>	<b>204.630</b>	<b>222.293</b>	<b>142,11</b>	<b>31.589.783</b>
Cota Angra I/Angra II	24.216	26.449	349,15	9.234.653
Cotas Lei nº 12783/2013	167.310	182.739	122,33	22.355.131
PROINFA	13.105	13.105	-	-
<b>Total</b>	<b>566.170</b>	<b>617.174</b>	<b>204,26</b>	<b>126.060.957</b>

## F. PARCELA B

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

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

**Tabela 9. Cálculo da Parcela B**

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	90.333.834	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	15,63%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	1,09%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,50%	REH 2.832/2021
(3.2) Componente T do Fator X	0,99%	REH 2.832/2021
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,23%	PRORET 2.5 A
<b>Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]</b>	<b>103.471.211</b>	

## G. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

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

**Tabela 10. Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	22.063.030	7,26%
CVA em processamento -Transporte	1.069.795	0,35%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	15.929.474	5,24%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(54.011)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(913.236)	-0,30%
Sobrecontratação/exposição de energia	(8.193.602)	-2,70%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	522.923	0,17%
Previsão de Risco Hidrológico	7.692.221	2,53%
Reversão do Risco Hidrológico	(8.863.039)	-2,92%
Ajuste CUSD	(307.887)	-0,10%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	37.418	0,01%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(679.111)	-0,22%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Covid	(62.207)	-0,02%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circul:	(12.042)	0,00%
Custo Distribuidora - Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(49.696)	-0,02%
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Energia	1.145.778	0,38%
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER	(10.737.567)	-3,53%
Ressarcimento de créditos de PIS/COFINS	(9.426.653)	-3,10%
<b>Total</b>	<b>9.161.587</b>	<b>3,01%</b>

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

Fls. 9 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## H. ANÁLISE DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

### 1. Resultados

30. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EBO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 9,72%. Este efeito decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no contrato de concessão, para a formação da Receita Requerida; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

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

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>198.354.540</b>	<b>204.318.071</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,07%</b>	<b>66,4%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>32.205.379</b>	<b>45.436.407</b>	<b>41,1%</b>	<b>4,58%</b>	<b>14,8%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	386.232	430.119	11,4%	0,02%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	13.442.689	20.358.520	51,4%	2,40%	6,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	928.638	1.032.974	11,2%	0,04%	0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	3.681.241	4.137.876	12,4%	0,16%	1,3%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	5.158.028	7.600.611	47,4%	0,85%	2,5%
PROINFA	5.875.212	8.961.536	52,5%	1,07%	2,9%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	2.701.737	2.887.134	6,9%	0,06%	0,9%
ONS	31.600	27.638	-12,5%	-0,00%	0,0%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>38.178.104</b>	<b>32.820.708</b>	<b>-14,0%</b>	<b>-1,86%</b>	<b>10,7%</b>
Rede Básica	17.094.114	14.520.413	-15,1%	-0,89%	4,7%
Rede Básica Fronteira	5.927.698	3.971.557	-33,0%	-0,68%	1,3%
Conexão	469.717	352.974	-24,9%	-0,04%	0,1%
Uso do sistema de distribuição e CCD	14.686.575	13.975.763	-4,8%	-0,25%	4,5%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>127.971.057</b>	<b>126.060.957</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-0,66%</b>	<b>41,0%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>90.333.834</b>	<b>103.471.211</b>	<b>14,5%</b>	<b>4,55%</b>	<b>33,6%</b>
<b>IRT</b>	<b>288.688.373</b>	<b>307.789.282</b>		<b>6,62%</b>	<b>100%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>9.161.587</b>		<b>3,01%</b>	
CVA em processamento - Energia		22.063.030		7,26%	
CVA em processamento -Transporte		1.069.795		0,35%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		15.929.474		5,24%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(54.011)		-0,02%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(913.236)		-0,30%	
Sobrecontratação/exposição de energia		(8.193.602)		-2,70%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		522.923		0,17%	
Previsão de Risco Hidrológico		7.692.221		2,53%	
Reversão do Risco Hidrológico		(8.863.039)		-2,92%	
Ajuste CUSD		(307.887)		-0,10%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		37.418		0,01%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010 e 376/2009)		(679.111)		-0,22%	
Neutralidade de Financeiros e Encargo Covid		(62.207)		-0,02%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circ		(12.042)		0,00%	
Custo Distribuidora - Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(49.696)		-0,02%	
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Energia		1.145.778		0,38%	
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER		(10.737.567)		-3,53%	
Ressarcimento de créditos de PIS/COFINS		(9.426.653)		-3,10%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>0,09%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>9,72%</b>	

32. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 2,07%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por 4,55%, conforme mostrado na tabela acima.

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

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

Fls. 11 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

**Tabela 12. Efeito médio**

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	9,35%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	9,85%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>9,72%</b>

34. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa. Ademais, essa diferença se deve, entre outros fatores, ao incremento dos custos associados ao aumento da parcela B, cuja participação percentual é mais significativa aos consumidores cativos, os quais, em sua grande maioria, é formada pelo grupo de baixa tensão.

## 2. Análise Parcela A

35. O total dos **Encargos Setoriais** variaram em 41,1% em relação ao processo tarifário anterior, correspondendo a um efeito médio de 4,58%. Destacam-se: a CDE Uso que variou 51,4%, impactando o efeito médio em 2,40%, o Proinfa que variou 52,5%, impactando o reajuste em 1,07% e o acréscimo de EER/ESS em 47,4%, representando 0,83% no efeito médio.

36. Os **Custos de Transporte** tiveram uma variação de -14,0%, correspondendo a um efeito de -1,86%. Sobre esse item, destaca-se a redução das despesas relacionadas às Receitas Anuais Permitidas (RAP) e às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2021-2022, aprovadas por meio das Resoluções homologatórias nºs 2.895 e 2.896, respectivamente, ambas de 13 de julho de 2021, alteradas pela REH nº 2.959, de 05 de outubro de 2021.

37. Os **Custos de Compra de Energia** tiveram uma variação de -1,5%, representando um efeito médio de -0,66% nas tarifas. Contribuiu especialmente para esse efeito o término de vigência de contrato bilateral, com impacto no efeito médio de -4,39%. Em contrapartida, o reajuste dos preços dos contratos relacionados ao CCEAR Nova e Alternativa impactou o efeito médio em 2,21%.

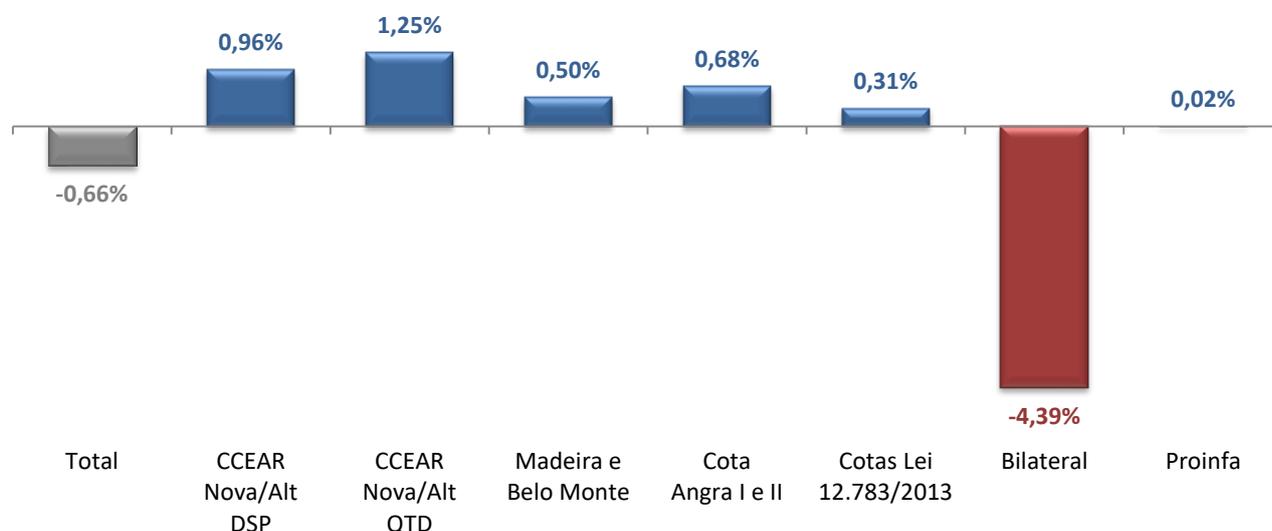
38. A tabela e o gráfico abaixo demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

**Tabela 13. Comparação da variação do custo de energia**

Tipo de contrato	Processo Anterior			Processo Atual		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	147.843	154.714	4,6%	279,49	296,95	6,2%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	91.665	92.508	0,9%	196,80	241,55	22,7%
Madeira e Belo Monte	114.317	114.317	0,0%	144,57	159,26	10,2%
Cota Angra I e Angra II	27.572	24.216	-12,2%	249,64	349,15	39,9%
Cotas Lei nº 12.783/2013	164.969	167.310	1,4%	114,73	122,33	6,6%
Bilateral	89.177	-	-100,0%	369,82	-	-100,0%
Proinfa	13.439	13.105	-2,5%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(31.402)	51.004	-262,4%	213,51	208,69	-2,3%
<b>TOTAL</b>	<b>617.580</b>	<b>617.174</b>	<b>-0,1%</b>	<b>207,21</b>	<b>204,26</b>	<b>-1,4%</b>

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



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

### 3. Análise Parcela B

39. A atualização da Parcela B representou 4,55% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de 15,63% no período de referência, descontada do Fator X, de 1,09%.

### 4. Análise dos Componentes Financeiros

40. Em relação aos financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 3,01% no atual reajuste tarifário.

41. Destaca-se a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 7,26%, especialmente impactada pela diferença dos custos entre a cobertura tarifária e os efetivos pagamentos relacionados aos custos do risco hidrológico de CCGF e Usinas Repactuadas.

42. O Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

### 5. Mecanismos de Mitigação dos Efeitos Tarifários

43. Dado o cenário de intensa pressão tarifária desde 2020, decorrente da conjuntura socioeconômica adversa trazida pela pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

que se observaria neste ano, com o intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário e estão detalhados abaixo.

**a) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 414/2010 e 376/2009).**

44. Contribuiu para a mitigação do efeito tarifário os valores, a serem revertidos à modicidade tarifária, associados às RENs nº 414/2010 e nº 376/2009. Trata-se de recursos recebidos pela distribuidora associados: (i) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §3º Art. 70-A da REN nº414º2010; (ii) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no § 6º do Art. 88 da REN nº 414/2010 e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme Art. 9 da REN 376/2009.

45. Pelo Ofício Circular nº 08/2021, a concessionária foi instada a se manifestar a respeito dessas receitas, a qual informou que o volume contabilizado até setembro/2021, atualizado pela SELIC, representa R\$ 679.111. Assim, essas receitas contribuíram para uma redução no efeito médio de 0,22%.

46. Vale ressaltar que o valores informados pela concessionária passarão por fiscalização da ANEEL, cabendo eventual adequação nos próximos processos tarifários.

**b) Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica.**

47. A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), mediante a Resolução nº 3/20211, estabeleceu a Bandeira Escassez Hídrica no valor de R\$ 142,00/MWh, com aplicação de setembro/21 a abril/22.

48. Na definição do adicional, além do custo futuro, a CREG considerou o déficit acumulado pelas distribuidoras perante a Conta Bandeiras, valor que seria recuperado por meio das receitas de bandeiras durante a vigência da Bandeira Escassez, conforme abaixo:

*Art. 1º Determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel que implemente patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, no valor de R\$ 142,00/MWh (cento e quarenta e dois reais por megawatt-hora), que inclui, além dos valores já homologados pela Aneel:*

(...)

*III - os custos não cobertos pela sistemática das bandeiras necessários para equilibrar receitas e despesas ao final do ciclo vigente das Bandeiras Tarifárias.*

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

Fls. 14 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

49. Desta forma, a Bandeira Escassez Hídrica tem por objetivo cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras, de modo que o déficit acumulado não seja transferido para as tarifas, mas que seja recuperado durante o ciclo da bandeira escassez, blindando, portanto, os processos tarifários e concentrando os custos e receitas na Conta Bandeiras.

50. É consagrado que os componentes financeiros são direitos ou obrigações das concessionárias relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário. Eles são apurados pela ANEEL a cada período tarifário e são acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários.

51. No processo da EBO, conforme estabelecido no Proret, a CVA foi calculada considerando as diferenças entre receitas e custos arcados com a aquisição da energia até a referência de outubro/2021. Nessa apuração, os custos foram superiores às receitas e o efeito financeiro da CVA positivo, ou seja, uma tarifa mais elevada.

52. Ocorre que parte dos custos apurados na CVA são relativos ao déficit acumulado pela distribuidora na Conta Bandeiras e que foram considerados na definição da bandeira escassez hídrica, que contemplou as ações da CREG até então realizadas e o déficit existente à época.

53. Assim, com o propósito de compatibilizar esses dois modelos (bandeira escassez e CVA) e neutralizar nos processos tarifários os custos já considerados na Bandeira Escassez Hídrica, propõe-se um tratamento excepcional nos processos tarifários de outubro/21 a junho/22, a fim de expurgar dos processos tarifários os custos que serão arcados pela bandeira escassez hídrica.

54. Desse modo, o tratamento proposto seguirá o seguinte procedimento: no processo tarifário vigente, será considerado um componente financeiro negativo, no valor de R\$ 9.591.789 (efeito de -3,16%), conforme saldo da distribuidora frente à Conta Bandeiras na competência de outubro/2021, para expurgar o efeito dos custos não cobertos pelas Bandeiras e que serão recuperados durante o ciclo da Bandeira Escassez; no processo tarifário subsequente, tal componente será revertido, devidamente atualizado pela Taxa Selic.

55. Por fim, reiteramos que essa ação é necessária para compatibilizar a aplicação da Bandeira Escassez Hídrica e a recuperação dos custos via tarifa.

### **c) Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável a consumidores migrantes para ao**

#### **ACL**

56. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL<sup>13</sup>, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à EBO informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica nº

<sup>13</sup> Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

237/2020-SGT/ANEEL<sup>14</sup>, de 27/11/2020. O valor correspondente informado pela EBO foi de R\$12.042, considerado no rol de financeiros negativos.

#### **d) REN 952/2021 – Financeiro do Spread da Conta Covid**

57. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispondo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao spread da conta covid da EBO, correspondendo a R\$49.696, resultando em redução de efeito de 0,02%.

#### **e) Créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial**

58. Os créditos de PIS/COFINS acerca de ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS ainda será matéria de regulamentação específica pela ANEEL, estando o tema em Consulta Pública nº 05/2021.

59. No entanto, o Despacho nº 361/2021 em situações excepcionais autoriza o uso antecipado à conclusão da referida Consulta Pública, limitando em 20% do valor total de potencial crédito associado à respectiva ação judicial.

60. A EBO, por meio de correspondência<sup>15</sup>, encaminhada à ANEEL em 26 de janeiro de 2022, solicitou que seja considerada a reversão do valor de R\$ 9.426.653 decorrente de êxito da ação judicial movida pela empresa contra a União para devolução de créditos de PIS/COFINS cobrados sobre o ICMS nas contas de energia. Tal montante corresponde à atenuação do efeito tarifário em 3,10%.

### **6. Informações complementares**

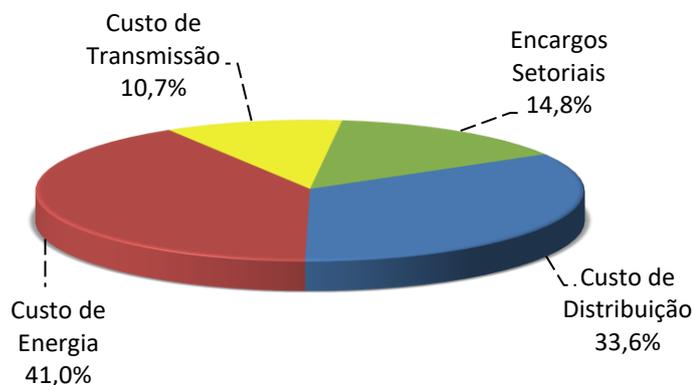
61. O gráfico a seguir demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

<sup>14</sup> Documento SIC nº 48581001953/2020-00.

<sup>15</sup> Carta ENERGISABO/VPR-ANEEL/Nº 003/2022, SIC 48513.002133/2022-00.

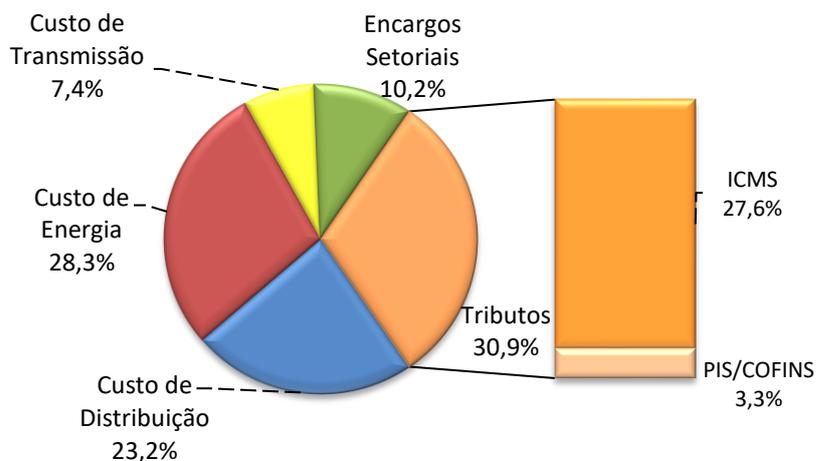
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 16 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



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

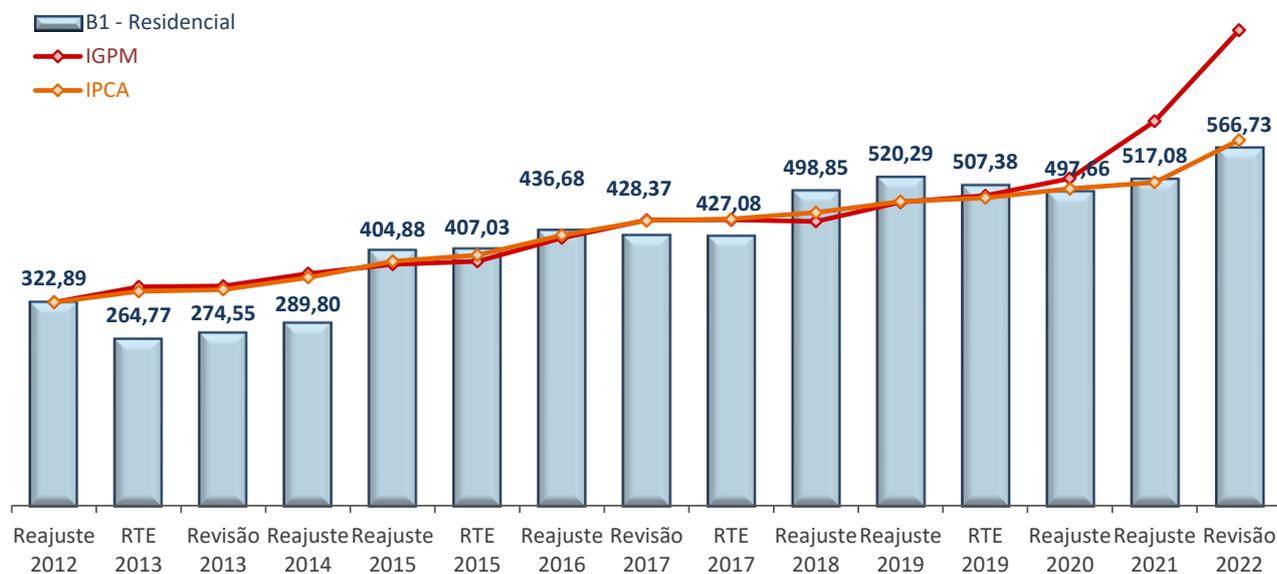
62. Já o gráfico abaixo ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 27,6% para o ICMS e 3,3% para o PIS e COFINS (total de 30,9% por dentro), o que equivale a uma majoração de 44,7% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica, sem os referidos tributos na sua base de cálculo.



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

63. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da EBO no período de 2013 a 2022 (75,5%), comparada com a variação do IGP-M (133,7%) e do IPCA (79,6%) no mesmo período.

Fls. 17 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



**Gráfico 4. Evolução da tarifa residencial B1 (2012-2022)**

## I. Subvenção CDE - Descontos Tarifários

64. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de fevereiro/2022 a janeiro/2023, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de fevereiro/2021 a janeiro/2022.

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

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	114.945	410.807	525.752
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	272	14.105	14.377
Subsídio Rural	567	63.103	63.671
Subsídio Irrigante/Aquicultor	3.072	64.876	67.949
<b>Total</b>	<b>118.857</b>	<b>552.891</b>	<b>671.748</b>

## IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

65. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 08/2000.

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## V. DA CONCLUSÃO

66. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 08/2000-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.004911/2021-34 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EBO, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 9,72% sendo de 9,35% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 9,85% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da EBO;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

*(Assinado digitalmente)*

RICARDO MARTINS

Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ

Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

LEONARDO DE ARAUJO SILVA

Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ

Coordenador de Processo Tarifário de  
Distribuição

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*

DAVI ANTUNES LIMA

Superintendente de Gestão Tarifária

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

#### RELAÇÃO DE PARTICIPANTES DA SGT NA ELABORAÇÃO DESTA NOTA TÉCNICA

<b>Equipe</b>	<b>Atividade</b>
Francisco de Mattos Faé Leonardo de Araújo Silva Ricardo Martins Marcelo Hlebetz de Sousa Cecília Magalhães Francisco	Coordenador - Processos Tarifários Coordenador Adjunto - Processos Tarifários Técnico Responsável
Robson Kuhn Yatsu Diego Luis Brancher Marco Aurélio Silva dos Santos	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado Técnico Responsável - Estrutura Tarifária
Wendell Cassemiro da Silva	Rede Básica e Conexão
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes Andrey Vinícius Altoé Fabiano Costa Camilo Vinícius Menezes Rodovalho	Coordenador – Encargos e Comercialização - CVA Contratos CCEAR Descontratações - REN 711/2016

#### RELAÇÃO DOS ANEXOS DESTA NOTA TÉCNICA

ANEXO I – Metodologia de Reajuste Tarifário Anual para Concessionárias de Distribuição  
 ANEXO II - Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1F291BD70064AB42

Fls. 20 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## ANEXO I

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

#### I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que ainda não assinaram termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)<sup>16</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 RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
<b>Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
3.1	Procedimentos Gerais	1.4	28/03/2016
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1	26/01/2018
3.3	Custos de Transmissão	1.0	17/03/2014
3.4	Encargos Setoriais	1.0	17/03/2014
<b>Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição</b>			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2	CVA	1.0	28/03/2016
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5	27/05/2019
<b>Módulo 5 – Encargos setoriais</b>			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1	28/06/2018
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0	28/12/2018
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.1	23/10/2018
<b>Módulo 6 – Demais Procedimentos</b>			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017
6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0	26/12/2018
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9	01/06/2020
<b>Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações</b>			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	23/03/2015

<sup>16</sup> O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

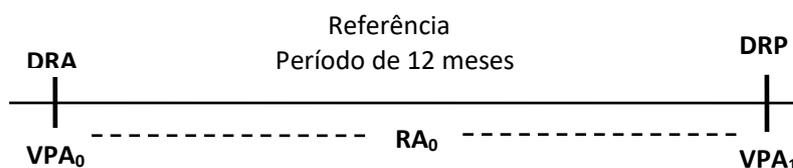
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio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

5. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

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

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

8. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



9. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

**Mercado de Referência** - como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

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

Fls. 22 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

**VPA<sub>1</sub>** - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

**RA<sub>0</sub>** - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

**VPB<sub>0</sub>** - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

**VPA<sub>0</sub>** - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

**IVI** - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

**X** - Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescentado ao IVI.

### III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

#### A. Definição do Período de Referência

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

#### B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA<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.

12.

#### C. Cômputo da Parcela A

13. 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.

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

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

Fls. 23 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## 1. Encargos Setoriais

15. 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

16. 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;

17. 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

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

Fls. 24 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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**

18. 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.**

19. 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.**

20. 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**

21. 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.

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

Fls. 25 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

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

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

23. 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.

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

##### **a. Custo de Rede Básica**

25. 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.

26. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, valoradas pelas tarifas vigentes homologadas em junho de cada ano.

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

#### **b. Custo de Conexão**

27. 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.

28. 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.

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

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

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

31. 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**

32. 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.

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

Fls. 27 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

### 3. Compra de Energia

33. 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.

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

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

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

i) **Contratos Bilaterais**: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

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

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

iv) **Cotas de ITAIPU**: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra no Submódulo 12.6 do PRORET;

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

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

viii) **Geração Própria**: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004;

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

x) **Geração Distribuída**: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto.

#### a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

39. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas

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

Fls. 29 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica<sup>17</sup>.

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

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

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

42. 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.

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits<sup>18</sup> considerando o período de referência em questão.

44. 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.

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

#### **D. Cômputo da Parcela B**

46. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela “B”,  $VPB_0$ ), considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

<sup>17</sup> De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

<sup>18</sup> As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

**RA<sub>0</sub>** - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

**VPA<sub>0</sub>** - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

47. Já o valor da Parcela “B” (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X)$$

onde:

**IGPM** - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

**X** – Fator X definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

48. O Fator X<sup>19</sup> é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

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

**Q** = Qualidade do serviço; e

**T** = Trajetória de custos operacionais.

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

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

51. Por fim, o componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Na aferição da qualidade são considerados

<sup>19</sup> Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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



Fls. 31 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

indicadores dos serviços técnicos e comerciais, seu cálculo leva em conta a variação destes indicadores e o atendimento aos padrões estabelecidos pela ANEEL.

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

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET<sup>20</sup>.

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

### **1. Neutralidade dos Encargos Setoriais**

54. 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.

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

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

➤ Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic<sup>21</sup>.

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

<sup>20</sup> 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>

<sup>21</sup> Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



Fls. 32 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.
- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

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

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

### 4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET<sup>22</sup>, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

### 5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

58. 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

59. Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4A do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

## IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

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

<sup>22</sup> [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)

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

Fls. 33 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

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

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

#### V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

64. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

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

Fls. 34 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

## 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>23</sup>. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

**Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA**

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	-24.769,13	0,00	-24.769,13	-9.290,42	-9.738,54
CDE Energia	582.548,17	0,00	582.548,17	602.453,85	631.512,91
Rede Básica	963.272,15	-22.438,27	940.833,88	1.020.568,77	1.069.795,41
Compra de Energia	12.601.439,83	7.644.257,59	20.245.697,42	21.047.799,96	22.063.030,24
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	289.324,58	0,00	289.324,58	292.193,44	306.287,25
ESS	14.451.897,08	-564.630,01	13.887.267,07	14.311.122,41	15.001.412,36
<b>CVA Total</b>	<b>28.863.712,69</b>	<b>7.057.189,31</b>	<b>35.920.901,99</b>	<b>37.264.848,02</b>	<b>39.062.299,63</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 9,15%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

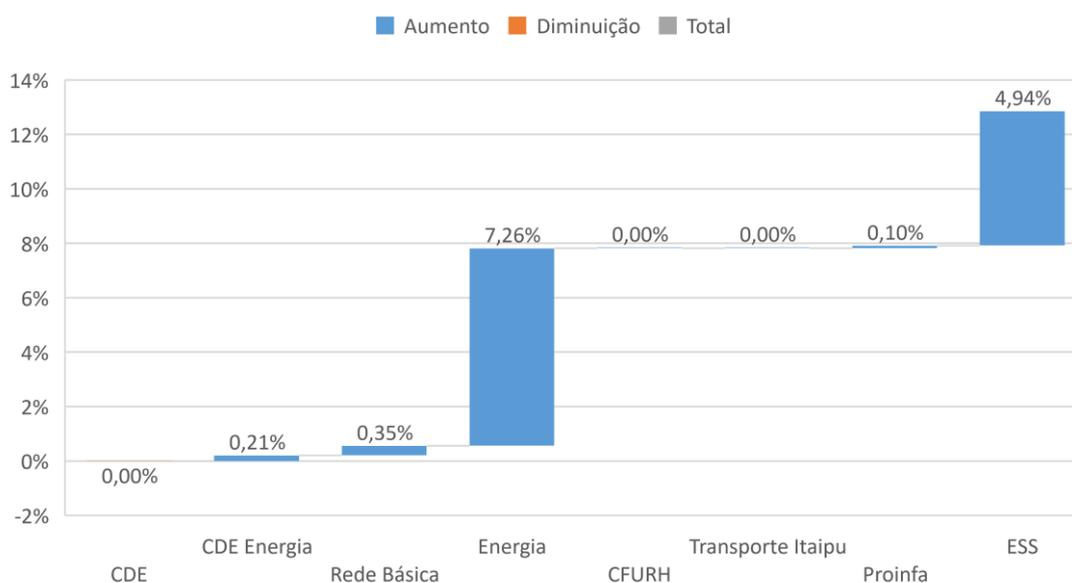
2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 12,85% e está detalhado no gráfico a seguir:

<sup>23</sup> Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

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

Fls. 35 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



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

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 10,24% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da 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 onde  $PLD < CVU \leq CMO$ ), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

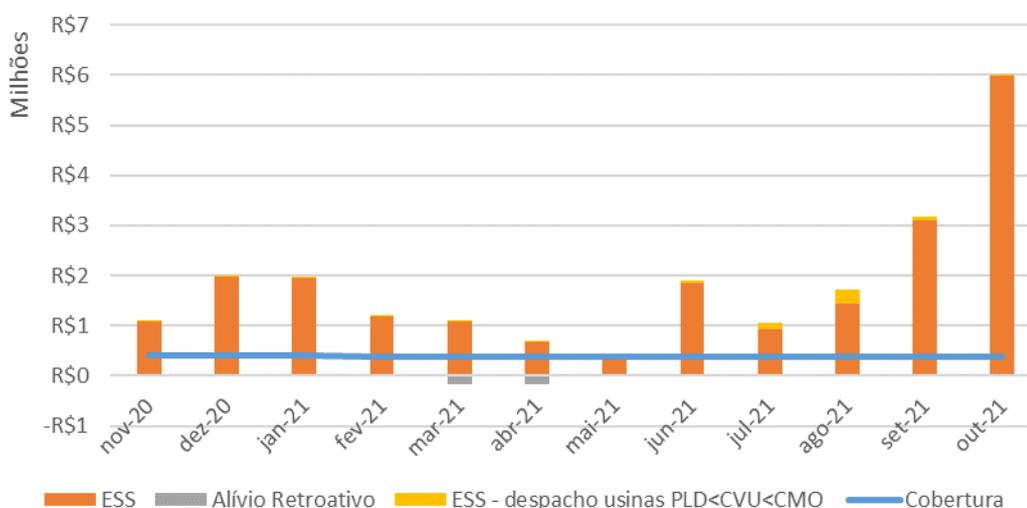
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 36 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

**Tabela II.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\$)
nov-20	1.070.340,93	-	-	-	22.038,12
dez-20	1.985.910,91	-	-	-	11.373,61
jan-21	1.945.204,61	-	-	-	5.397,97
fev-21	1.192.462,52	43.825,52	-	-	12.253,49
mar-21	1.092.558,04	412.200,15	-	-169.307,48	28.489,62
abr-21	675.519,38	531.300,52	-	-158.485,73	11.917,33
mai-21	391.668,95	461.909,92	-	-8.396,75	3.251,57
jun-21	1.850.610,85	121.629,71	-	-	56.797,07
jul-21	917.892,02	-	-291.797,70	-	143.561,93
ago-21	1.433.921,72	-	-1.247.188,17	-	284.408,77
set-21	3.104.886,13	-	-1.302.281,80	-	82.523,15
out-21	5.993.690,14	-	-1.126.792,08	-	25.293,11
<b>Total</b>	<b>21.654.666,20</b>	<b>1.570.865,82</b>	<b>-3.968.059,75</b>	<b>-336.189,96</b>	<b>687.305,74</b>

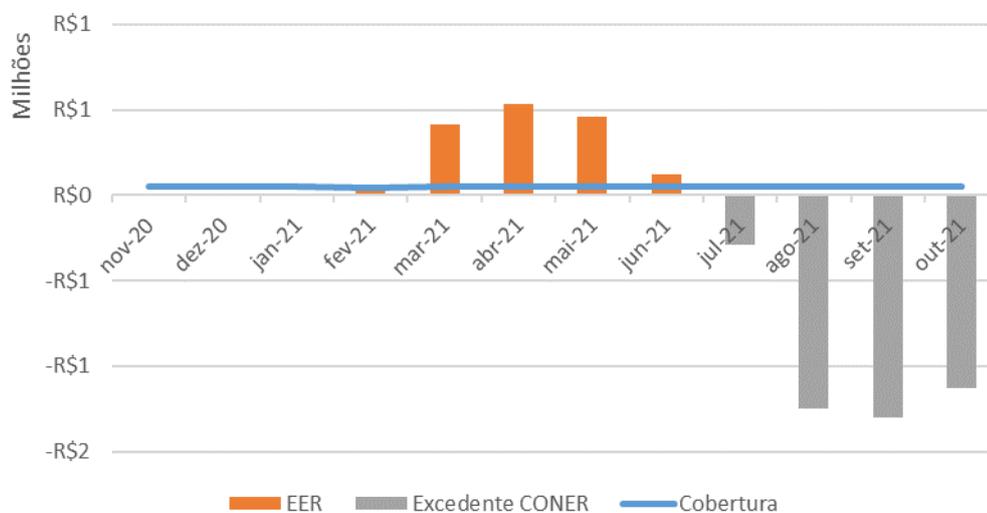
7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos II.2, II.3 e Tabela II.3.



**Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS**

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



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

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	22.005.781,98	4.545.289,13	17.460.492,85
EER	(2.397.193,93)	611.401,84	(3.008.595,77)

### Compra de Energia

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

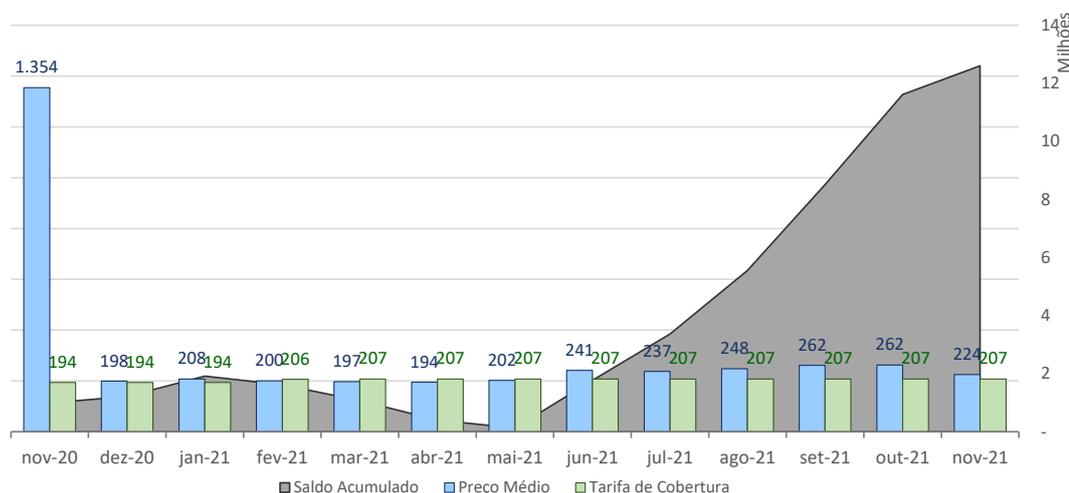
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 38 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	205.516	32,2%
CCEAR-D	146.753	23,0%
MCS D	-	0,0%
CCEN	27.588	4,3%
PROINFA	13.370	2,1%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	89.177	14,0%
CCGF	164.225	25,8%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(9.021)	(1,4%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>637.607</b>	<b>100,0%</b>

9. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurada pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura tarifária 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 II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2**

10. A Tabela II.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.

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

Fls. 39 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	783,47
<b>Acrônimos CCEE</b>	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	- 89.944,87
Efeito Disponibilidade - CCEN	314.597,24
Exposição entre Submercados	1.857.889,94
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	15.095.002,34
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	18.219.900,43
Demais Itens	- 723.518,59
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 351.181,08
MAC - Energia	783.933,72
Recontabilização dos MAC - Energia	-
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 26.930.554,94
Ressarcimentos	- 532.650,08
<b>Total</b>	<b>7.644.257,59</b>

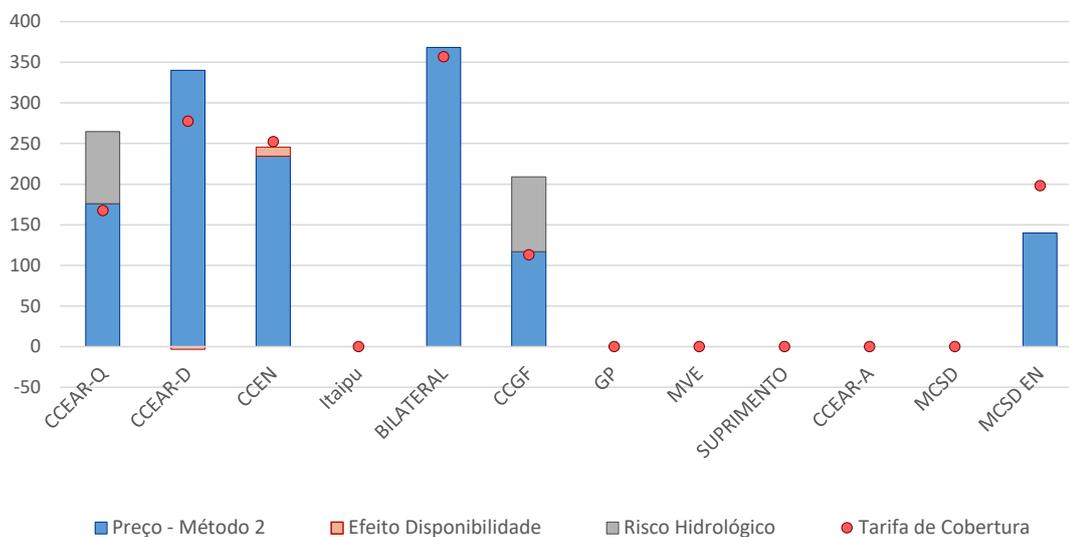
**Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE**

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 400.735,09
Efeito do CCGF	44.235,81
Efeito do CCEN	798,71
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	13.612,71
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 9.093,22
<b>Total</b>	<b>- 351.181,08</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 por meio dos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

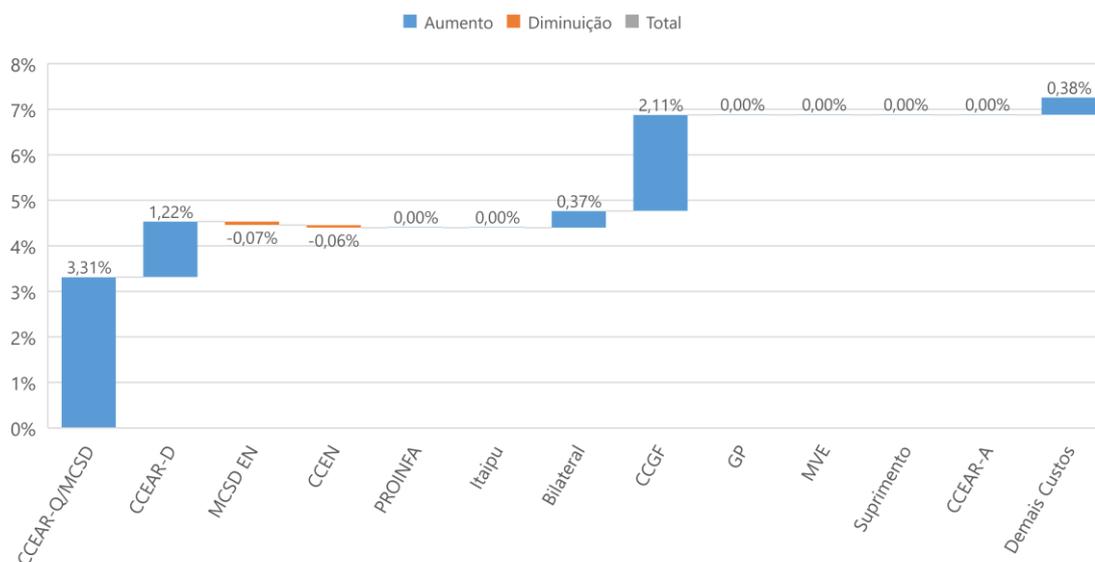
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 40 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



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

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 7,26% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.



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

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

Fls. 41 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

13. Já tabela a seguir 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 II.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia, segurado em Método 2 e 3**

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>0,96%</b>
CCEAR-Q/MCSD	0,61%
MCSD EN	-0,07%
CCEN	-0,17%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,37%
CCGF	0,23%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>6,30%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	0,11%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	5,81%
Demais Custos	0,38%
<b>Total</b>	<b>7,26%</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.

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

Fls. 42 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

**Tabela II.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\$)
dez-20	48.275	53.647	53.705	0	216,27	194,10	0
jan-21	43.895	53.019	53.076	0	213,61	194,10	0
fev-21	46.048	49.863	49.917	0	215,93	205,81	0
mar-21	48.841	54.156	54.214	0	201,85	207,21	0
abr-21	48.510	51.801	51.857	0	205,70	207,21	0
mai-21	46.602	50.969	51.024	0	223,29	207,21	0
jun-21	44.257	48.331	48.383	0	245,16	207,21	0
jul-21	45.884	48.832	48.885	0	262,53	207,21	0
ago-21	43.397	47.609	47.660	0	261,14	207,21	0
set-21	43.753	49.611	49.665	0	243,03	207,21	0
out-21	46.236	52.604	52.661	0	231,90	207,21	0
nov-21	46.458	53.624	53.682	0	189,38	207,21	0
dez-21	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>552.155</b>	<b>614.065</b>	<b>614.728</b>	<b>0</b>	<b>225,01</b>	<b>204,82</b>	<b>0,00</b>
<b>% perda s. mercado venda</b>		<b>11,21%</b>	<b>11,33%</b>				

### Resultado no Mercado de Curto Prazo

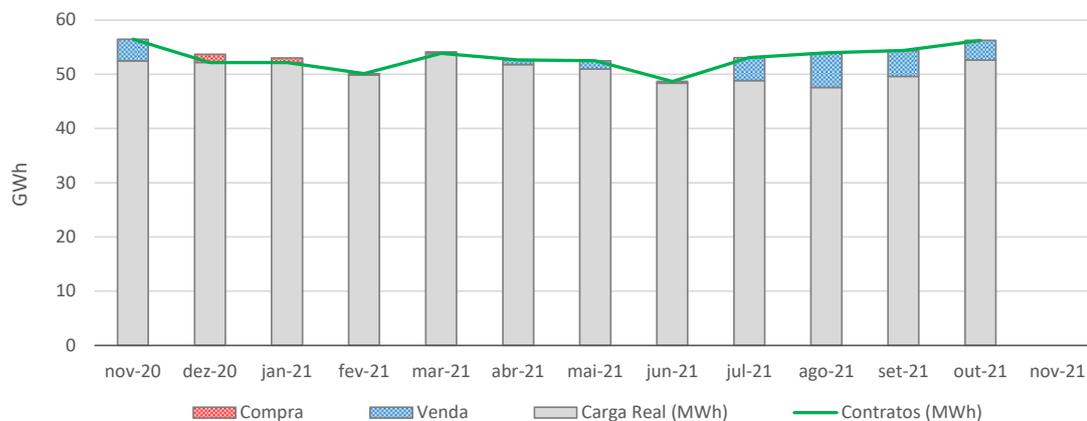
15. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/11/2020 e 01/11/2021, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -8.186.236,85 a preços de fevereiro/2022.
- Para o ano civil de 2020: Sobrecontratação de energia de 26.950 MWh, que representa 4,38% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo 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\$ -7.365,27.

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

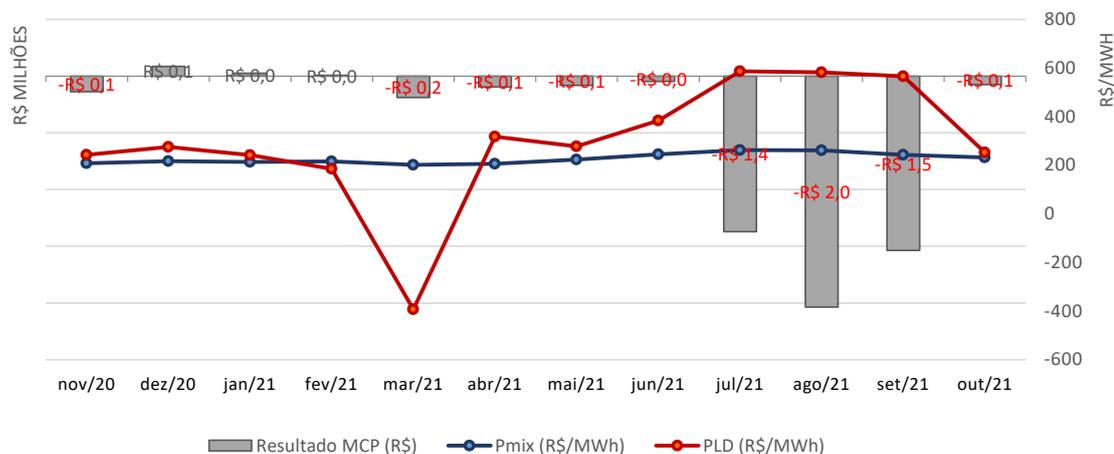
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 43 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.



**Gráfico II.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>24</sup> dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.



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

### Conta Bandeira

18. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar

<sup>24</sup> Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

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

Fls. 44 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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 Bandeira, 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 II.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 Bandeira**

Itens	Impacto
<b>I - Impacto na CVA*</b>	<b>5,81%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	1,89%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	2,70%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	1,22%
<b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>	<b>-2,92%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-1,35%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,57%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
<b>III - Receitas de MCP e ESS</b>	<b>2,91%</b>
Resultado MCP	-R\$8.193.602,12
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$2.039.200,54
ESS + CONER	R\$15.001.412,36
<b>IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)</b>	<b>5,80%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	1,08%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	2,28%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	2,45%

\* 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 Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 5,80%.

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

Fls. 45 Nota Técnica nº 05/2022-SGT/ANEEL, de 26 de janeiro de 2022.

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 7,25%<sup>25</sup>.

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>0,96%</b>
CCEAR-Q/MCSD	0,61%
MCSD EN	-0,07%
CCEN	-0,17%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,37%
CCGF	0,23%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>6,29%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	0,11%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	5,80%
Demais Custos	0,38%
<b>Total</b>	<b>7,25%</b>

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

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

<sup>25</sup> A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

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

