

Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL

Em 18 de agosto de 2020.

Processo: **48500.007125/2019-74**

**Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2020.**

## I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2020, 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 19/2001 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 EPB (Energisa Paraíba), sediada na cidade de João Pessoa/PB, atende aproximadamente 1,4 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,9 bilhão.

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

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras <sup>1</sup>	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.201.128	141.624	43,8%
Industrial	3.955	52.010	16,1%
Comercial	94.458	41.793	12,9%
Rural	136.246	20.276	6,3%
Iluminação Pública	757	20.206	6,2%
Poder Público	16.827	14.632	4,5%
Serviço Público	1.001	17.498	5,4%
Demais classes	297	15.331	4,7%
<b>Total</b>	<b>1.454.669</b>	<b>323.370</b>	<b>100%</b>

\* Fonte: SAMP – competência junho/2020

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

Fls. 2 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

3. Em 20 de agosto de 2019, foi aprovado o Reajuste Tarifário Anual de 2019 da EPB, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.596/2019 onde as tarifas foram, em média, reajustadas em -4,27%.

4. Em 27 de dezembro de 2019, por meio do Memorando nº 311/2019-SGT/ANEEL<sup>1</sup>, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM.

5. Em 8 de julho de 2020, por meio de mensagem da SGT<sup>2</sup>, foram apresentados aos representantes da EPB e conselho de consumidores os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.

6. Em 31 de julho de 2020, a SGT recebeu o Memorando nº 315/2020-SFF/ANEEL<sup>3</sup> com os valores fiscalizados do saldo da CVA da concessionária.

7. Em 03 de agosto de 2020, por meio do Memorando nº 126/2020-SRM/ANEEL<sup>4</sup>, a SRM informou os contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia que a EPB possui.

8. No dia 23 de junho de 2020, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a Resolução Normativa nº 885/2020, que regulamentou o Decreto nº 10.350/2020, o qual criou a conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública (CONTA-COVID) reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020; e dispôs sobre outras providências.

9. Em 24 de julho de 2020 e em 11 de agosto de 2020, os Despachos nº 2.177 e nº 2.353 fixaram os valores dos recursos da CONTA-COVID a serem repassados as concessionárias e permissionárias referentes aos ativos regulatórios, declarados e contabilizados de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

10. Em 17 de agosto de 2020, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EPB encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais<sup>5</sup>, 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.

11. Na mesma data, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores versões finais das planilhas de cálculo<sup>6</sup>, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

<sup>1</sup> Documento SIC nº 48581.002857/2019-00

<sup>2</sup> Documento SIC nº 48581.001323/2020-00

<sup>3</sup> Documento SIC nº 48536.002736/2020-00

<sup>4</sup> Documento SIC nº 48580.000759/2020-00

<sup>5</sup> Documento SIC nº 48581.001335/2020-00

<sup>6</sup> Documento SIC nº 48581.00001348/2020-00

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

### III. DA ANÁLISE

#### A. Metodologia Aplicada

12. 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, sendo os custos referentes à Parcela B 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

13. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EPB é de agosto/2019 a julho/2020.

#### C. Receita Anual

14. No cálculo da Receita Anual ( $RA_0$ ) 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.

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

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	<b>3.708.327</b>	<b>1.771.626.446</b>
A3 (69 kV)	90.882	26.008.791
A4 (2,3 kV a 25 kV)	646.379	280.494.779
BT (menor que 2,3 kV)	2.971.066	1.465.122.877
Demais Livres	623.465	73.666.226
Distribuição	192.373	15.830.801
Geração	-	24.113.444
<b>Total</b>	<b>4.524.165</b>	<b>1.885.236.916</b>

#### IV.4. Comportamento do Mercado da Distribuidora

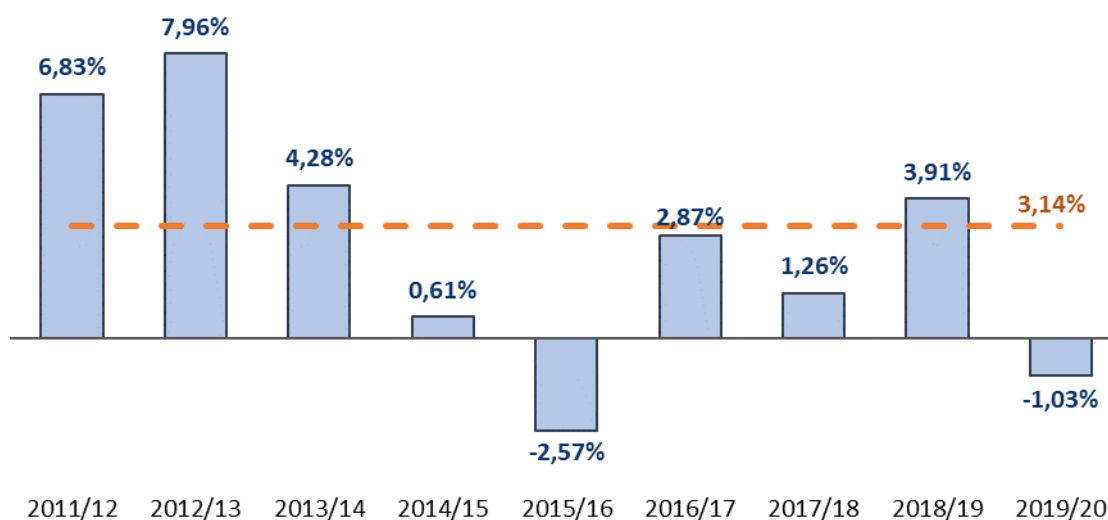
15. Cumpre mencionar que a pandemia de COVID-19 teve impacto no mercado das distribuidoras de energia elétrica do país em função de medidas como o isolamento social, acarretando queda nos respectivos faturamentos.

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

16. No caso específico da EPB, informa-se que houve uma queda no mercado (cativos e livres) de -1,03%<sup>7</sup> quando comparado ao ano tarifário anterior (agosto/2018-julho/2019). Com base no crescimento do mercado de 12 meses anteriores ao período de isolamento<sup>8</sup>, estima-se que o impacto devido a pandemia no mercado anual da EPB foi de -3,90%.

17. O gráfico a seguir apresenta o histórico de crescimento de mercado (em barras) para os anos tarifários da empresa, além da média (em linha) da amostra (não inclui o ano tarifário deste processo).



**Gráfico 1. Evolução do mercado de energia da distribuidora**

## D. PARCELA A

### 1. Encargos Setoriais

18. 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:

<sup>7</sup> A estimativa em questão considera o mercado de energia declarados no SAMP, sendo assim, o percentual difere do que consta da planilha Sparta, visto que este é estimado a partir de dados de mercados utilizados do processo tarifário do ano anterior cujo último mês do mercado de referência é estimado, ocorrendo o mesmo para este reajuste tarifário.

<sup>8</sup> A variação de mercado observado antes do isolamento social (período de abr19/mar/20) foi de 2,87%.

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

Fls. 5 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

**Tabela 3. Encargos Setoriais**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.935.034	3.160.246	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	59.000.675	71.818.542	ReH 2.664/2019
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	35.882.220	39.636.910	DSP 1.191/2020
PROINFA	34.307.004	29.514.592	ReH 2.653/2019
P&D e Eficiência Energética	19.219.699	19.690.859	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	85.442	85.972	Contribuição 2020
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>151.430.075</b>	<b>163.907.121</b>	

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

19. 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.

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

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

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	103.257.632	139.981.258
Rede Básica Fronteira	33.344.073	47.534.551
Conexão	8.225.664	12.433.268
Uso do sistema de distribuição	9.401.575	10.347.090
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>154.228.944</b>	<b>210.296.167</b>

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

### a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

21. 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 EPB:

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	4,99%	4,94%	REH 2.291/2017
Técnica (s/ merc. injetado)	9,87%	9,87%	REH 2.291/2017
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,26%	2,43%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.971.066	2.971.066	SAMP

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

22. A Tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica da EPB 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>3.708.327</b>	<b>3.708.327</b>
Fornecimento	3.708.327	3.708.327
Consumidores Livres	815.839	815.839
<b>Perdas Totais</b>	<b>759.103</b>	<b>780.322</b>
Perdas Rede Básica	98.815	106.340
Perdas na Distribuição	660.288	673.982
Perda Não Técnica	148.375	146.714
Perda Técnica	511.913	527.269
<b>Energia Requerida</b>	<b>4.467.429</b>	<b>4.488.649</b>

#### b. Valoração da Compra de Energia

23. 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.

24. 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 126/2020-SRM/ANEEL
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.643/2019
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.746/2020
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.653/2019
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

25. 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.

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

Fls. 7 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>2.313.574</b>	<b>2.527.460</b>	<b>205,19</b>	<b>518.604.081</b>
Existente - CCEAR-QTD	28.134	30.735	188,84	5.804.063
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	1.131.436	1.236.035	243,89	301.461.760
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	509.629	556.743	202,91	112.968.921
Madeira e Belo Monte	644.375	703.946	139,74	98.369.337
<b>Energia Base</b>	<b>1.364.030</b>	<b>1.481.644</b>	<b>124,69</b>	<b>184.746.068</b>
Cota Angra I/Angra II	150.389	164.292	269,75	44.317.686
Cotas Lei nº 12783/2013	1.121.824	1.225.535	114,59	140.428.382
PROINFA	91.818	91.818	-	-
<b>Bilateral</b>	<b>438.964</b>	<b>479.545</b>	<b>345,55</b>	<b>165.707.626</b>
<b>Total</b>	<b>4.116.567</b>	<b>4.488.649</b>	<b>193,61</b>	<b>869.057.775</b>

## E. PARCELA B

26. Basicamente, o cálculo da Parcela B é efetuado considerando a diferença entre a Receita Verificada e os custos de Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA), esse saldo é corrigido pela inflação e pelo Fator X. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

**Tabela 9. Cálculo da Parcela B**

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	763.302.960	PB0 = RV - PA0
(2) IGP-M	9,27%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	1,79%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,69%	REH 2.588/2019
(3.2) Componente T do Fator X	0,39%	REH 2.588/2019
(3.3) Componente Q do Fator X	0,13%	PRORET 2.5 A
<b>Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]</b>	<b>820.428.388</b>	

## F. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

27. 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:

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

**Tabela 10. Componentes Financeiros**

<b>Componentes Financeiros</b>	<b>Valor (R\$)</b>	<b>Participação</b>
CVA em processamento - Energia	53.296.225	2,8%
CVA em processamento -Transporte	7.983.135	0,4%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(38.042.958)	-2,0%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	6.672.893	0,4%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	3.590.298	0,2%
Sobrecontratação/exposição de energia	8.168.577	0,4%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	525.533	0,0%
Previsão de Risco Hidrológico	68.525.628	3,6%
Ajuste CUSD	277.572	0,0%
Repasso de compensação DIC/FIC	(114.171)	0,0%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	14.751.244	0,8%
Reversão do Risco Hidrológico	(54.962.085)	-2,9%
CONTA-COVID	(73.633.464)	-3,9%
<b>Total</b>	<b>(2.961.572,58)</b>	<b>-0,16%</b>

## G. Análise do Reajuste Tarifário Anual

### 1. Resultados

28. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EPB conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 4,28%. 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.

29. 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. 9 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

**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>1.121.933.956</b>	<b>1.243.261.063</b>	<b>10,81%</b>	<b>6,44%</b>	<b>60,2%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>151.430.075</b>	<b>163.907.121</b>	<b>8,24%</b>	<b>0,66%</b>	<b>7,9%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.935.034	3.160.246	7,67%	0,01%	0,2%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	51.169.743	71.818.542	40,35%	1,10%	3,5%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	7.830.932	0	-100,00%	-0,42%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	35.882.220	39.636.910	10,46%	0,20%	1,9%
PROINFA	34.307.004	29.514.592	-13,97%	-0,25%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	19.219.699	19.690.859	2,45%	0,02%	1,0%
ONS	85.442	85.972	0,62%	0,00%	0,0%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>154.228.944</b>	<b>210.296.167</b>	<b>36,35%</b>	<b>2,97%</b>	<b>10,2%</b>
Rede Básica	103.257.632	139.981.258	35,57%	1,95%	6,8%
Rede Básica Fronteira	33.344.073	47.534.551	42,56%	0,75%	2,3%
Conexão	8.225.664	12.433.268	51,15%	0,22%	0,6%
Uso do sistema de distribuição e CCD	9.401.575	10.347.090	10,06%	0,05%	0,5%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>816.274.937</b>	<b>869.057.775</b>	<b>6,47%</b>	<b>2,80%</b>	<b>42,1%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>763.302.960</b>	<b>820.428.388</b>	<b>7,48%</b>	<b>3,03%</b>	<b>39,8%</b>
<b>IRT</b>	<b>1.885.236.916</b>	<b>2.063.689.451</b>		<b>9,47%</b>	<b>100,0%</b>

<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>	<b>-0,16%</b>
CVA em processamento - Energia	2,83%
CVA em processamento -Transporte	0,42%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	-2,02%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	0,35%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	0,19%
Sobrecontratação/exposição de energia	0,43%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0,03%
Previsão de Risco Hidrológico	3,63%
Ajuste CUSD	0,01%
Repasso de compensação DIC/FIC	-0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	0,78%
Reversão do Risco Hidrológico	-2,92%
CONTA-COVID	-3,91%
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>	<b>-5,03%</b>
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>	<b>4,28%</b>

30. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 6,44%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por 3,03%, conforme mostrado na tabela acima.

31. 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. 10 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

**Tabela 12. Efeito médio**

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	6,60%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	3,61%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>4,28%</b>

32. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa, em especial em especial à variação dos custos de transmissão relacionados à Rede Básica, já que tal componente tarifária possui participação percentual mais elevada nos consumidores livres conectados em alta tensão, logo, esse grupo é mais sensível à variação desse custo.

## 2. Análise Parcela A

33. O total dos encargos setoriais variou em 8,24% em relação ao processo tarifário anterior, correspondendo a um efeito médio de 0,66%. Destaca-se, principalmente, o fim do recolhimento dos empréstimos da Conta ACR, que contribuiu com um efeito de -0,42% no atual processo. Em contrapartida, o orçamento da CDE – USO para 2020, aprovado por meio da REH 2.664, de 17 de dezembro de 2019, teve o impacto de 1,10% no efeito médio das tarifas.

34. Os custos de transporte tiveram uma variação de 36,35%, correspondendo a um efeito de 2,97%. Sobre esse item, destaca-se os novos custos com a Rede Básica e Rede Básica Fronteira, homologados pelas das Resoluções Homologatórias nº 2.726 e nº 2.725, ambas de julho de 2020, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUSTs) e as novas Receitas Anuais Permitidas (RAPs) das concessionárias de transmissão.

35. A expressiva variação dos custos de Rede Básica decorre: (i) das cassações das liminares associadas às ações movidas contra a Portaria MME nº 120, de 2016; (ii) do processamento de revisões da RAP de parcela significativa de transmissoras, até então represadas devido à ausência de definição de metodologia empregada; (iii) e do aumento de custos referentes a novas instalações de transmissão.

36. Os custos de compra de energia tiveram uma variação de 6,47%, representando um efeito médio de 2,80% nas tarifas. Contribuiu especialmente para esse efeito o aumento do custo da energia proveniente dos CCEARs de Energia Nova e Alternativa. Por outro lado, o fim do dos contratos referentes ao 13º Leilão de Energia Existente, por disponibilidade, e a energia de Belo Monte e Madeira, amenizaram o efeito médio em 0,90% e -1,00%, respectivamente.

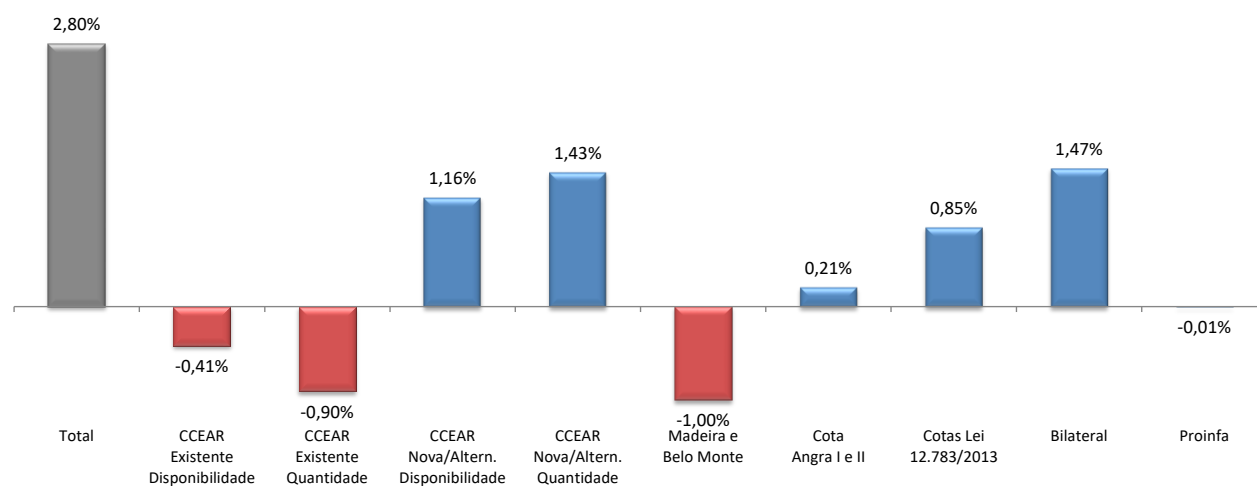
37. A tabela e o gráfico abaixo demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

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

Fls. 11 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo DRA	Processo Atual	Variação	Processo DRA	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	41.851	-	-100%	352,01	0,00	-100,0%
Existente - CCEAR-QTD	228.352	28.134	-88%	251,69	188,84	-25,0%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.101.698	1.131.436	2,7%	228,43	243,89	6,8%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	883.515	509.629	-42,3%	167,64	202,91	21,0%
Madeira e Belo Monte	270.771	644.375	138,0%	144,05	139,74	-3,0%
Cota Angra I e Angra II	148.563	150.389	1,2%	247,47	269,75	9,0%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	1.192.306	1.121.824	-5,9%	107,38	114,59	6,7%
Bilateral	438.964	438.964	0,0%	289,28	345,55	19,5%
Proinfa	90.892	91.818	1,0%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	70.519	372.082	427,6%	191,71	197,66	3,1%
<b>TOTAL</b>	<b>4.467.429</b>	<b>4.488.649</b>	<b>0,5%</b>	<b>182,72</b>	<b>193,61</b>	<b>6,0%</b>



**Gráfico 2. Comparação da variação do custo de energia**

### 3. Análise Parcela B

38. A atualização da Parcela B representou 3,03% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGPM, de 9,27% no período de referência, descontada do Fator X de 1,79%, que resultou em variação de 7,48%.

### 4. Análise dos Componentes Financeiros

Em relação aos financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de -0,16% no atual reajuste tarifário. Destaca-se a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 2,83%.

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

39. Dentre os componentes financeiros apurados, aqueles relacionados aos itens de custo cobertos pela receita das Bandeiras Tarifárias podem ser visualizados na tabela abaixo, juntamente com a respectiva receita de Bandeiras obtida no período e a Previsão do Risco Hidrológico concedida no processo anterior.

**Tabela 14. Componentes Financeiros Relacionados às Bandeiras Tarifárias**

Descrição	Valor (mil R\$)	Impacto
CVA Energia - Efeito CCEAR-D	(4.413,30)	-0,23%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	52.730,20	2,80%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	43.914,59	2,33%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(39.241,63)	-2,08%
Resultado do Mercado de Curto Prazo* (sem bandeiras)	20.914,51	1,11%
<b>Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias</b>	<b>73.904,38</b>	<b>3,92%</b>
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(45.281,79)	-2,40%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(54.962,08)	-2,92%
<b>Custo não coberto antecipadamente</b>	<b>(26.339,50)</b>	<b>-1,40%</b>

40. Pela tabela, pode-se observar que a distribuidora teria de suportar o custo de R\$ 73 milhões, caso não tivessem sido adotadas: a) as bandeiras tarifárias (receita de R\$ 45 milhões) e b) a incorporação na tarifa, no processo do ano anterior, da previsão dos riscos hidrológicos das usinas cotistas, repactuadas e Itaipu, conforme metodologia descrita no Submódulo 4.4/4.4A do PRORET (receita de R\$ 55 milhões). Com a adoção dessas duas medidas, conclui-se que as receitas de bandeiras e de previsão de risco hidrológico concedida no ano anterior foram suficientes para cobrir esses custos, havendo uma sobra de cerca de 26 milhões, os quais contribuiriam com o efeito de -1,40% no presente reajuste tarifário.

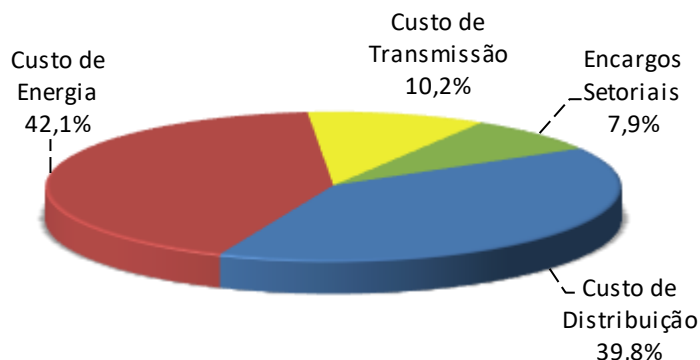
41. Merece destaque ainda, o componente financeiro negativo relacionado à reversão dos valores transferidos para a EPB no primeiro repasse de recursos da CONTA-COVID. Os montantes considerados equivalem à integralidade do valor recebido pela concessionária nos dois primeiros repasses da Conta-COVID, realizados em 31 de julho de 2020 e 12 de agosto de 2020, conforme valores dos Despacho nº 2.177/2020 e 2.353/2020, totalizando um impacto negativo de -3,91%, assim, caso não houvesse esse recurso, o efeito médio final passaria de 4,28% para 8,19%.

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

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

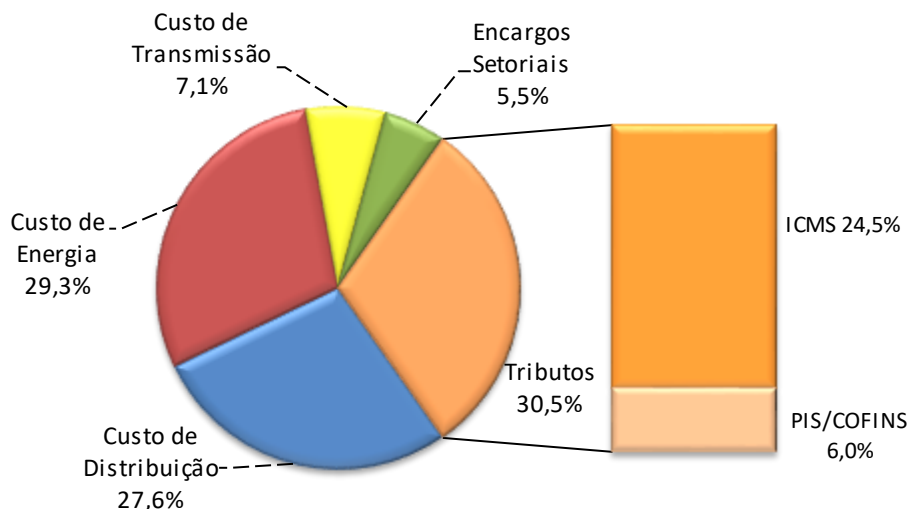
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 13 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.



**Gráfico 3. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual**

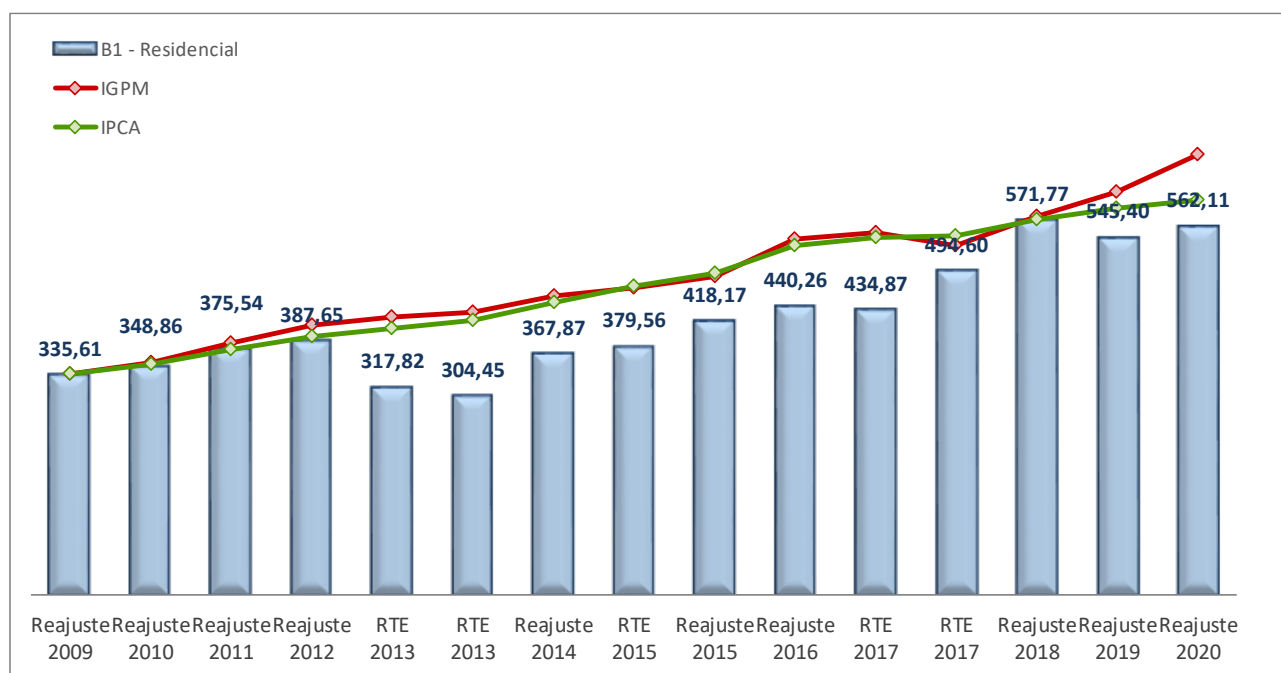
44. Já o gráfico abaixo ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 24,5% para o ICMS e 6,0% para o PIS e COFINS (total de 30,5% por dentro), o que equivale a uma majoração de 43,9% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.



**Gráfico 4. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos**

45. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da EPB no período de 2009 a 2020 (67,5%), comparada com a variação do IGP-M (100,2%) e IPCA (79,7%) no mesmo período.

Fls. 14 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.



**Gráfico 5. Evolução da tarifa residencial B1 (2010-2020)**

## H. Subvenção CDE - Descontos Tarifários

46. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de agosto/2020 a julho/2021, 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 agosto/2019 a julho/2020.

**Tabela 15. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE**

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	118.786,42	1.393.608,01	1.512.394,43
Subsídio Geração Fonte Incentivada	34.098,22	987.873,55	1.021.971,76
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	39.113,61	707.715,07	746.828,68
Subsídio Rural	112.680,37	1.879.821,86	1.992.502,23
Subsídio Irrigante/Aquicultor	137.814,80	1.918.520,68	2.056.335,48
<b>Total</b>	<b>442.493,42</b>	<b>6.887.539,16</b>	<b>7.330.032,58</b>

## IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

47. 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 nº19/2001.

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

Fls. 15 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

## V. DA CONCLUSÃO

48. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 19/2001-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.007125/2019-74 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EPB, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 4,28% sendo de 6,60% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 3,61% 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 EPB;
- 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.

\* 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 8CD67544005706E9

Fls. 16 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

*(Assinado digitalmente)*  
ANA LÚCIA DE ANDRADE PASSOS  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
FRANCISCO DE MATTOS FAÉ  
Analista Administrativo

*(Assinado digitalmente)*  
OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO  
Especialista em Regulação

### De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA  
Superintendente de Gestão Tarifária

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

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

<b>Equipe</b>	<b>Atividade</b>
Otávio Henrique Galeazzi Franco	Coordenador - Processos Tarifários
André Valter Feil Ana Lúcia de Andrade Passos Francisco de Mattos Faé Marcelo Hlebetz de Souza	Coordenador Adjunto - Processos Tarifários Técnico Responsável
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Diego Luís Brancher	Estrutura Tarifária
Marco Aurélio da Silva Santos	Mercado
Felipe Augusto Cardoso Moraes	Coordenador – Encargos e Comercialização -
Vinícius Menezes Rodovalho Andrey Vinícius Altoé	Descontratações - REN 711/2016 CVA
Leonardo de Paiva Rodrigues	Encargos de Transmissão

## **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 8CD67544005706E9

Fls. 18 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

## 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>9</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

<sup>9</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. 19 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	23/03/2015

## II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

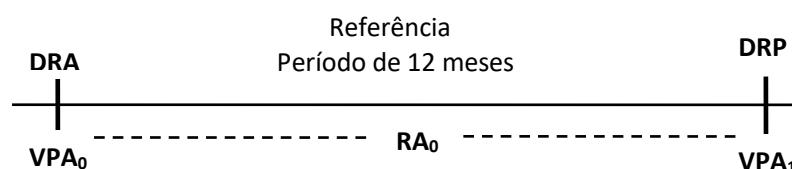
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio 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:

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

Fls. 20 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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

onde:

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

**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 acrescido 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

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

Fls. 21 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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.

### 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

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

Fls. 22 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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 – Energia (Conta – ACR)** (Art. 4º-C do Dec. 7.891/2013), paga por todas as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica. Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 01/4/2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16/4/2014. A CONTA-ACR teve como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica. O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2015. Frisa-se que a definição desse encargo tarifário para cada distribuidora não está vinculada aos recursos recebidos da Conta-ACR, mas ao tamanho de seus mercados cativos no período de fevereiro a dezembro de 2014. Dessa forma, os custos da Conta-ACR foram distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do sistema interligado nacional.

#### **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.

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

Fls. 23 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

#### **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.

#### **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

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

Fls. 24 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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.

#### **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**

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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.

### 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

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

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

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

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

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

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

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

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

## a. 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.

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

Fls. 27 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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 Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica<sup>10</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>11</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

<sup>10</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>11</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. 28 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

**$RA_0$**  - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

**$VPA_0$**  - 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” ( $VPB_1$ ) 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  $X^{12}$  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;

<sup>12</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. 29 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

*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 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>13</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).

<sup>13</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>

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic<sup>14</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.
- 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>15</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.

<sup>14</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.

<sup>15</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. 31 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

## 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.

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

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

Fls. 32 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

subsídios a serem repassados, a SGT deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

## Anexo II – Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET<sup>16</sup>. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

**Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA**

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAploc (R\$)
CDE	14.678.858,30	0,00	14.678.858,30	14.912.391,94	15.084.929,88
CDE Energia	-9.588.782,86	0,00	-9.588.782,86	-9.805.576,22	-9.919.027,77
Rede Básica	9.285.992,13	-1.663.102,18	7.622.889,95	7.891.826,00	7.983.135,25
Compra de Energia	-51.609.021,25	103.045.205,04	51.436.183,79	52.686.635,10	53.296.225,01
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-3.876.791,26	0,00	-3.876.791,26	-3.921.857,50	-3.967.233,81
ESS	-23.954.315,60	-14.312.013,25	-38.266.328,85	-38.792.789,42	-39.241.626,08
<b>CVA Total</b>	<b>-65.064.060,53</b>	<b>87.070.089,61</b>	<b>22.006.029,08</b>	<b>22.970.629,88</b>	<b>23.236.402,49</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 2,15%. 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 1,23% e está detalhado no gráfico a seguir:

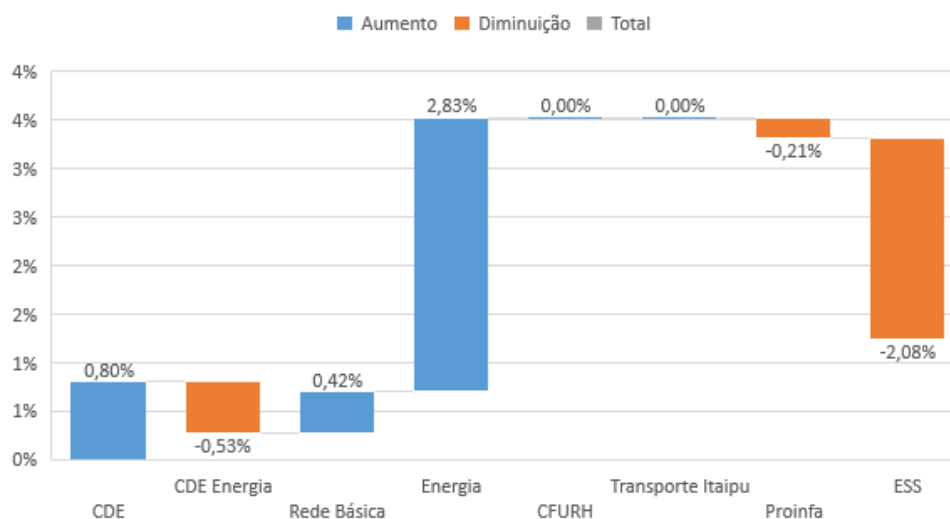
<sup>16</sup> Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa 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. 33 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.



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

- Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 2,40% de redução no reajuste das tarifas.
- 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

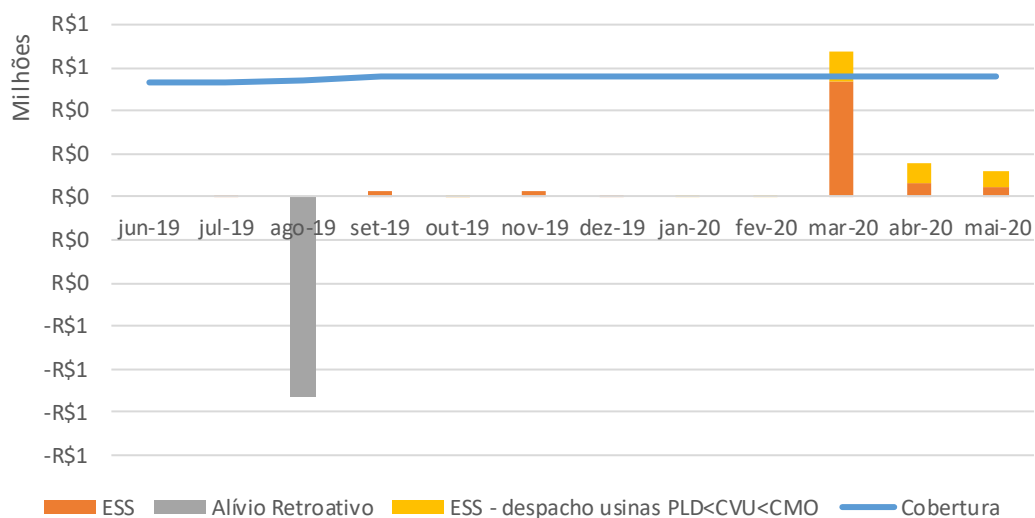
- Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ\_AR (Alívio Retroativo), RES\_EXCD\_ER (Excedente da CONER), e VL\_E\_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação onde  $PLD < CVU \leq CMO$ ), por estarem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

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

Fls. 34 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

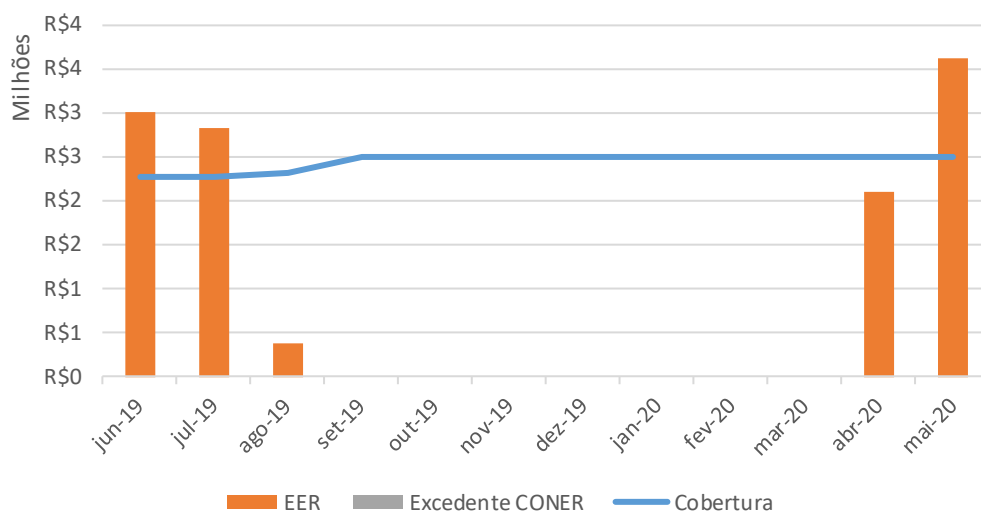
Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
jun-19	-	2.992.522,64	-	-	-
jul-19	7,27	2.829.024,66	-	-	-
ago-19	-	387.589,32	-	-923.416,56	-
set-19	28.726,99	-	-	-	-
out-19	3.191,96	-	-	-	1,19
nov-19	27.185,99	-	-	-	0,14
dez-19	1,33	-	-	-	-
jan-20	-	-	-	-	98,10
fev-20	-	-	-	-	3.262,59
mar-20	537.844,31	-	-	-	139.742,35
abr-20	61.674,48	2.099.632,42	-	-	95.479,43
mai-20	44.949,59	3.612.161,26	-	-	75.351,95
Total	703.581,92	11.920.930,30	0,00	-923.416,56	313.935,75

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



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

Fls. 35 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.



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

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	94.101,11	6.660.871,92	(6.566.770,81)
EER	11.920.930,30	29.308.475,08	(17.387.544,78)

8. Ressalta-se que a apuração da receita de ESS considerou os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. Desta forma, foi considerado o valor de R\$ -19.157.276,30, o que representou uma redução no impacto da CVA de 1,03%.

#### Compra de Energia

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

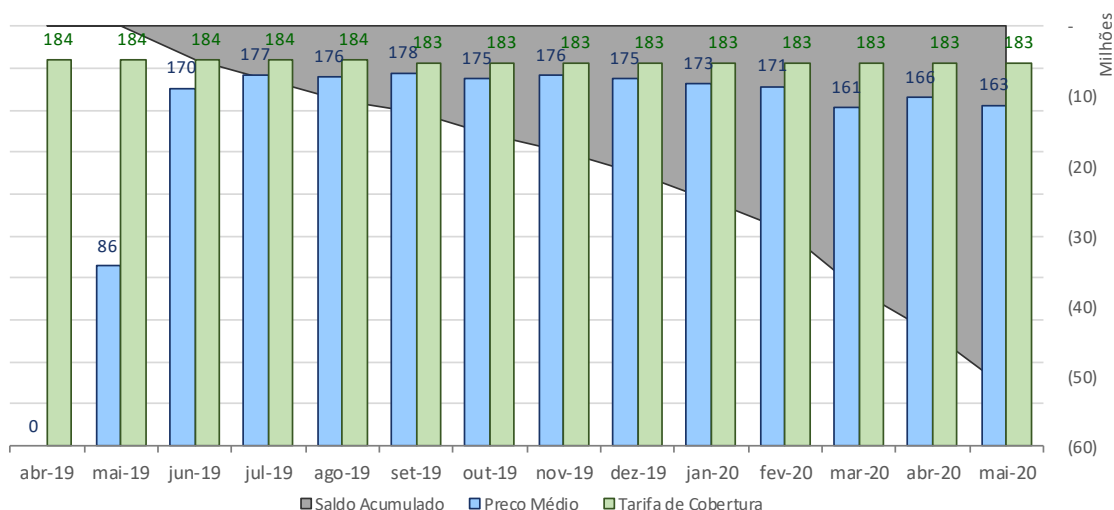
**Tabela I.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia**

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

Fls. 36 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.335.200	29,3%
CCEAR-D	1.140.428	25,0%
MCS D	51.520	1,1%
CCEN	149.542	3,3%
PROINFA	89.502	2,0%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	440.166	9,7%
CCGF	1.185.590	26,0%
GP	-	0,0%
MCS D EN	165.131	3,6%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.557.079</b>	<b>100,0%</b>

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

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

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	- 204.018,15
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 740,98
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 205.168,39
<b>Acrônimos CCEE</b>	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	53.614.959,33
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 2.693.084,95
Exposição entre Submercados	10.081.726,67
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	42.398.299,92
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	50.869.089,73
Demais Itens	- 7.027.278,65
Recontabilização - Acrônimos CCEE	435.839,93
MAC - Energia	- 898.773,87
Recontabilização dos MAC - Energia	50.241,17
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 42.354.830,72
Ressarcimentos	- 1.021.056,00
<b>Total</b>	<b>103.045.205,04</b>

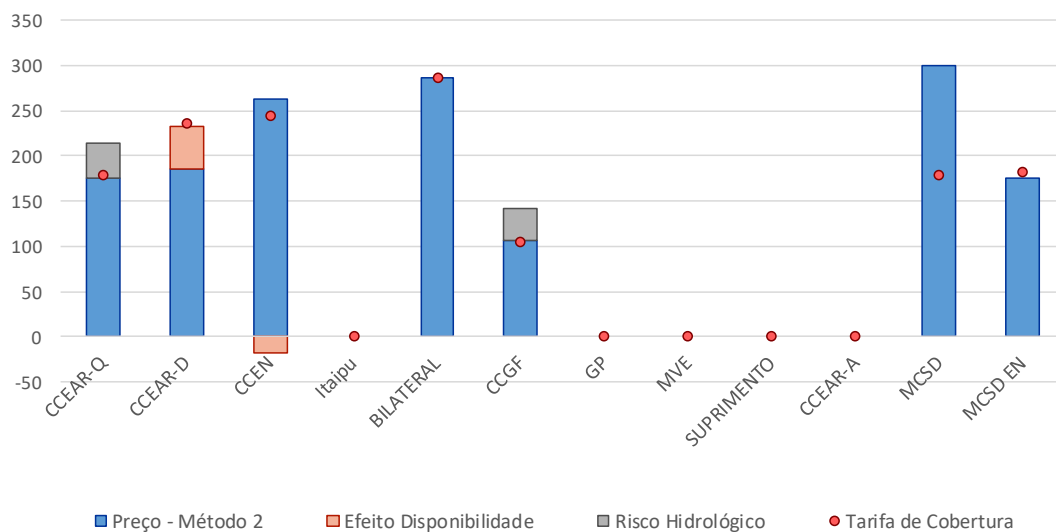
**Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE**

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 1.697,98
Efeito do CCGF	237.913,32
Efeito do CCEN	4.236,34
Efeito de contratação de usina apta a gerar	- 0,56
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	95.499,88
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	99.888,93
<b>Total</b>	<b>435.839,93</b>

12. 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.

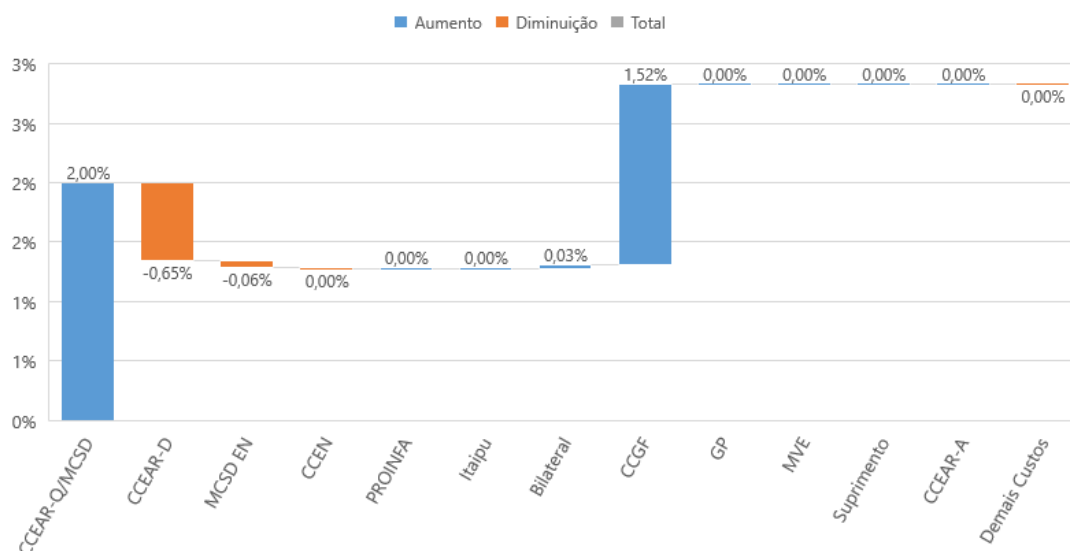
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 38 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.



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

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 2,83% 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 a seguir.



**Gráfico I.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. 39 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

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

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>0,36%</b>
CCEAR-Q/MCSD	0,19%
MCSD EN	-0,06%
CCEN	0,14%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,03%
CCGF	0,05%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>2,47%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,15%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,62%
Demais Custos	0,00%
<b>Total</b>	<b>2,83%</b>

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

15. Verifica-se, portanto, que o principal efeito na CVA se deveu ao Risco Hidrológico e CCEAR-D. Para uma melhor análise, será abordado adiante os efeitos da Bandeira Tarifária e a previsão do RH dada no Reajuste passado a fim de explicar este ponto.

### Glosa de Energia

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

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

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

Fls. 40 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-19	298.677	347.374	343.580	3.794	181,38	184,21	-10.742
jul-19	293.272	347.636	343.839	3.797	191,60	184,21	28.070
ago-19	283.857	350.665	346.836	3.830	191,10	184,02	27.112
set-19	294.495	362.268	358.312	3.956	191,62	182,72	35.236
out-19	312.613	400.559	396.184	4.375	189,68	182,72	30.473
nov-19	323.764	408.497	404.036	4.461	194,91	182,72	54.397
dez-19	340.788	428.840	424.156	4.683	194,12	182,72	53.383
jan-20	337.684	424.644	420.006	4.638	198,54	182,72	73.386
fev-20	333.767	391.039	386.769	4.271	187,13	182,72	18.848
mar-20	329.196	400.701	396.325	4.376	173,50	182,72	-40.324
abr-20	309.503	361.770	357.819	3.951	175,32	182,72	-29.220
mai-20	305.675	359.474	355.548	3.926	173,39	182,72	-36.601
jun-20	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>3.763.291</b>	<b>4.583.467</b>	<b>4.533.410</b>	<b>50.057</b>	<b>187,12</b>	<b>183,04</b>	<b>204.018,15</b>
<b>% perda s. mercado venda</b>		<b>21,79%</b>	<b>20,46%</b>				

### Resultado no Mercado de Curto Prazo

17. 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:

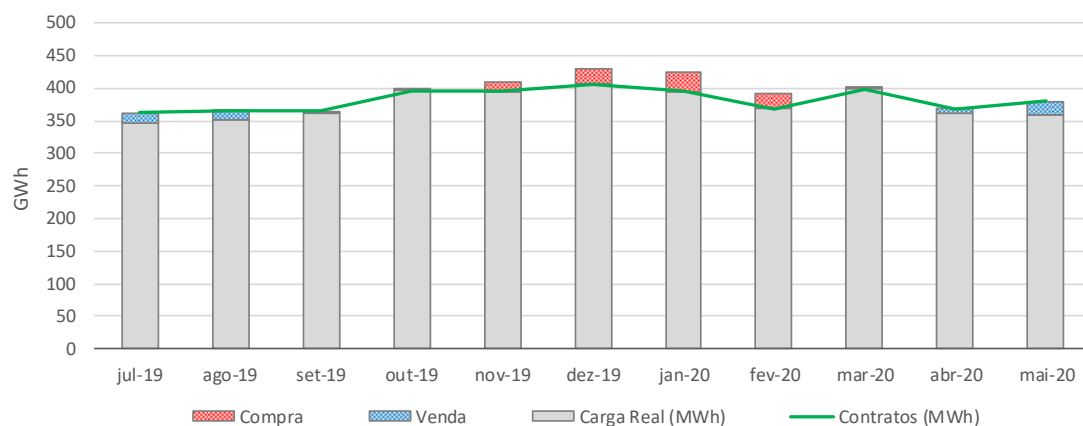
- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/06/2019 e 01/05/2020, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 8.094.228,03 a preços de agosto/2020.
- Para o ano civil de 2019: Sobrecontratação de energia de 21.820 MWh, que representa 0,48% do Mercado Regulatório. 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\$ 74.349,33.

18. 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.

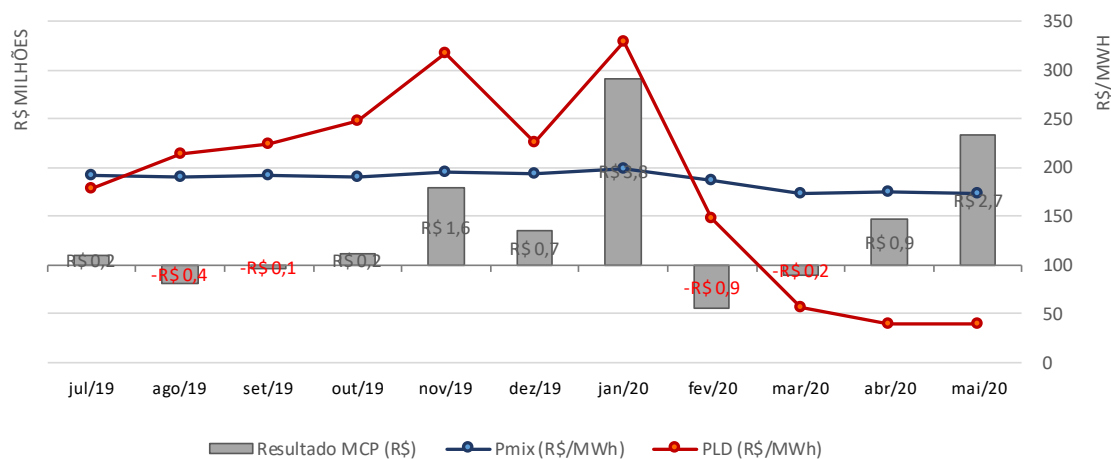


Fls. 41 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.



**Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP**

19. 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>17</sup> dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.



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

### Conta Bandeira

<sup>17</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. 42 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

20. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta 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 I.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeira**

Itens	Impacto
<b>I - Impacto na CVA*</b>	<b>2,62%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	1,47%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,80%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,65%
<b>II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico</b>	<b>-2,92%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	-1,31%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,61%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
<b>III - Receitas de MCP e ESS</b>	<b>-1,10%</b>
Resultado MCP	R\$8.168.577,36
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$10.309.022,15
ESS + CONER	-R\$39.241.626,08
<b>IV - Receita Excedente (I + II + III)</b>	<b>-1,40%</b>
Risco Hidrológico de CCGF	0,76%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,91%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-3,07%

\* Já descontada as receitas da Conta Bandeira  
 \*\* Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

21. 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 e Usinas Repactuadas foi de -1,40%.

22. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 0,21%<sup>18</sup>.

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

<sup>18</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.



Fls. 43 Nota Técnica nº 159/2020-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2020.

Item	Impacto
<b>Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura</b>	<b>0,36%</b>
CCEAR-Q/MCSD	0,19%
MCSD EN	-0,06%
CCEN	0,14%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,03%
CCGF	0,05%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
<b>Método 3</b>	<b>-0,15%</b>
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,15%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,00%
<b>Total</b>	<b>0,21%</b>

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

23. 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.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

ANA LUCIA DE ANDRADE PASSOS, ANDREY VINICIUS ALTOE, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, DAVI ANTUNES LIMA, FRANCISCO DE MATTOS FAE

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8CD67544005706E9

