

Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL

Em 17 de janeiro de 2020.

Processo: 48500.006737/2019-40

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

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 04 de fevereiro 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 08/2000 e seus termos aditivos e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

II. DOS FATOS

2. A EBO, sediada na cidade de Campina Grande/PB, atende aproximadamente 219 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 260 milhões.



Fls. 2 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal¹

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	187.174	22.802	37,1%
Industrial	554	13.817	22,5%
Comercial	15.286	12.278	20,0%
Rural	14.909	2.253	3,7%
Iluminação Pública	73	2.922	4,8%
Poder Público	1.465	2.955	4,8%
Serviço Público	75	1.064	1,7%
Demais classes	9	3.345	5,4%
Total	219.545	61.436	100%

3. Em 29/01/2019, foi aprovado o reajuste tarifário da EBO, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.512/2019 onde as tarifas foram, em média, reajustadas em 4,36%.
4. Em 26/03/2019, por meio de Revisão Tarifária Extraordinária, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu antecipar os efeitos da quitação da Conta ACR, que contribuiu com efeito de -2,50%. Nesse sentido, por meio da REH nº 2.523/2019, as tarifas da EBO foram republicadas considerando-se esse efeito médio, percebido a partir de 1/4/2019.
5. Em 27/12/2019, por meio do Memorando nº 311/2019-SGT/ANEEL (SIC 48581.002857/2019-00) a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM.
6. O Memorando nº 7/2020-SRM/ANEEL², de 31/01/2020, informou que a empresa possui contrato de bilateral de compra e venda de energia com a UTE Juiz de Fora até 1º/02/2022.
7. Em 15/01/2020, a SGT realizou reunião com os representantes da EBO, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
8. Em 17/01/2020, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EBO encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

¹ Dados de dezembro/19 informados pela EBO.

² Documento SIC nº 48580.000056/2020-00

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

III. DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -1,78%, sendo de -2,17%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -1,63%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-2,17%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-1,63%
Efeito Médio AT+BT	-1,78%

10. O efeito médio de -1,78% 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 de reajuste tarifário anual de 2020, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.
11. Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em -4,60% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,95%, conforme tabela seguinte:

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	-6,71%	-4,60%	65,6%
Encargos Setoriais	-39,48%	-5,88%	9,3%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4,91%	0,01%	0,2%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	34,93%	1,10%	4,4%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2)	-100,0%	-0,24%	0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-100,0%	-5,97%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	-14,59%	-0,34%	2,0%
PROINFA	-20,55%	-0,43%	1,7%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-1,19%	-0,01%	1,0%
ONS	-0,65%	-0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	8,92%	0,82%	10,2%
Rede Básica	19,60%	0,63%	4,0%
Rede Básica Fronteira	6,18%	0,09%	1,5%
Conexão	0,56%	0,00%	0,1%
Uso do sistema de distribuição e CCD	2,19%	0,10%	4,6%
Custos de Aquisição de Energia	1,04%	0,46%	46,1%
PARCELA B	6,18%	1,95%	34,4%
IRT		-2,65%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		3,88%	
CVA em processamento - Energia		4,15%	
CVA em processamento -Transporte		0,54%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		-3,09%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		-0,32%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		-0,07%	
Sobrecontratação/exposição de energia		-1,02%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,18%	
Previsão de Risco Hidrológico		2,80%	
Ajuste CUSD		0,04%	
Repasso de compensação DIC/FIC		-0,02%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		0,21%	
Reversão do Risco Hidrológico		-1,85%	
Reversão Efeito CDE conta ACR (RTE 2019)		2,31%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-3,01%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		-1,78%	

12. O gráfico 1 abaixo 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. 5 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

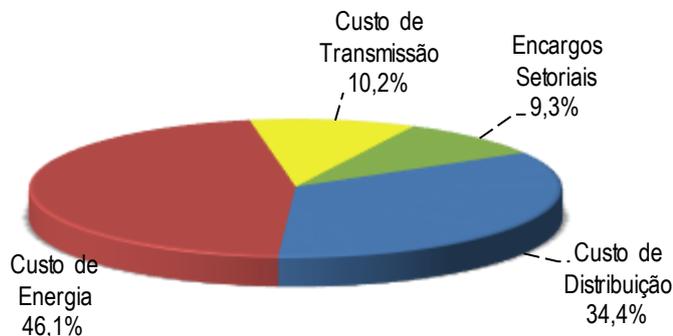


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

13. Já o gráfico 2 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 25,4% para o ICMS e 5,8% para o PIS e COFINS (total de 31,2% por dentro), o que equivale a uma majoração de 45,3% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

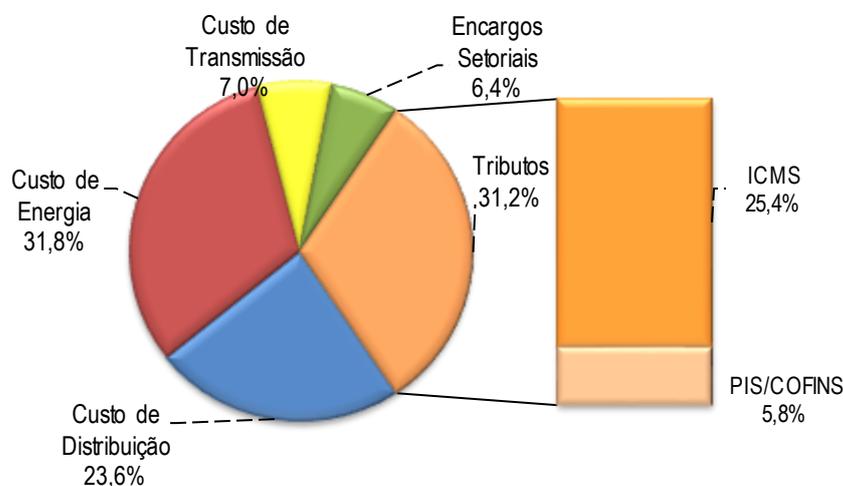


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

14. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da EBO nos últimos onze anos (93,2%), comparada com a variação do IGP-M (87,5%) e IPCA (75,1%) no mesmo período.

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

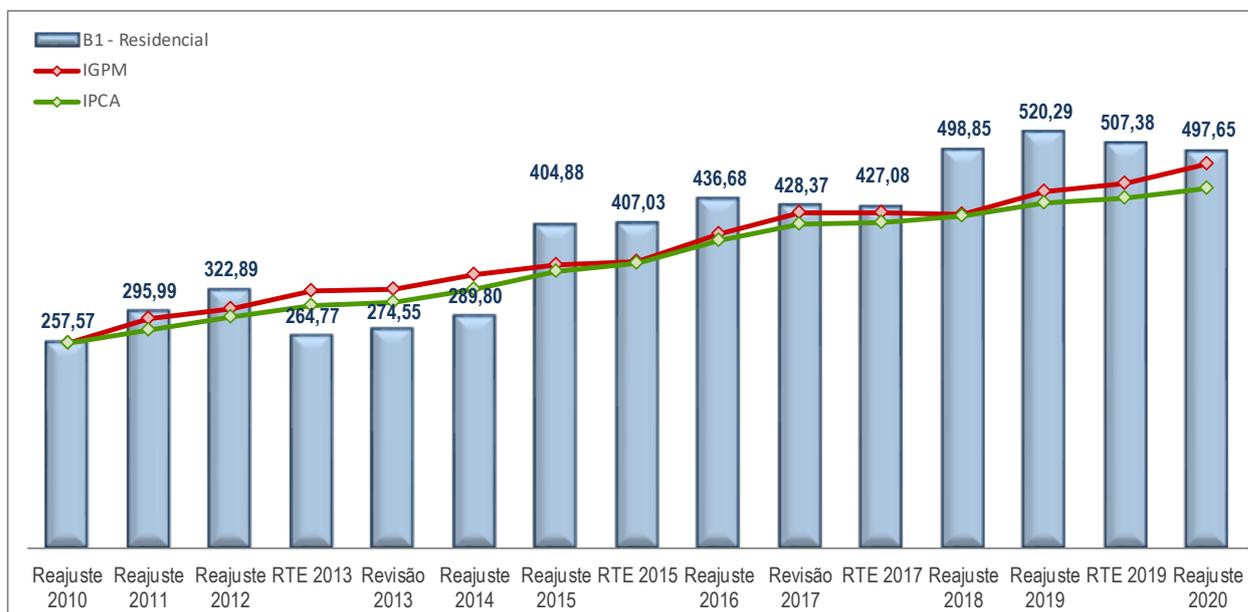


Gráfico 3: Evolução da tarifa Residencial B1 (2010-2020)

IV. DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

15. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

16. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EBO é de fevereiro/2019 a janeiro/2020.

IV.3. Receita Anual

17. No cálculo da Receita Anual inicial (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, representando um faturamento anual de R\$269.196.946,55, conforme demonstrado na Tabela a seguir.

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	554.480	251.013.240
A4 (2,3 kV a 25 kV)	142.523	57.255.633
BT (menor que 2,3 kV)	411.957	193.757.607
Demais Livres	111.697	14.442.383
Distribuição	37.870	3.741.323
Total	704.048	269.196.947

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

18. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	377.863	396.410	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	25.180.696	11.439.727	ReH 2.664/2019 e término
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	6.279.886	5.363.525	Desp 3.654/2019
PROINFA	5.592.954	4.443.792	ReH 2.653/2019
P&D e Eficiência Energética	2.612.306	2.581.158	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	28.564	28.379	Contribuição 2020
Total de Encargos Tarifários	40.072.268	24.252.991	

19. O total dos encargos setoriais corresponde a uma variação no efeito médio de -5,88%. Destaca-se o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para 2020, conforme a REH nº 2.664, de 17 de dezembro de 2019, que contribuiu para um efeito médio de 1,10%. Em contrapartida, com o recolhimento da CDE_{Energia} (Decreto 7.891) finalizado em março/2019, bem como a quitação dos empréstimos da Conta ACR em setembro/2019, a retirada desses encargos contribuiu com uma variação negativa de -6,21% no atual reajuste (-0,24% e -5,97%, respectivamente para CDE Energia e CDE Conta ACR).

20. Ressalta-se que por meio da REH nº 2.523/2019, foi realizada a republicação das tarifas da EBO com vigência a partir de 1/4/2019, para a antecipação do efeito do fim do recolhimento da CDE Conta ACR. Nesse sentido, no processo tarifário de republicação das tarifas foi considerado um financeiro no montante equivalente a retirada da CDE ACR. Assim, para equalizar o cálculo, neste processo tarifário está sendo considerado um financeiro de reversão, conforme esclareceremos na seção “Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico” desta Nota Técnica.

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	8.665.209	10.363.864
Rede Básica Fronteira	3.802.100	4.037.007
Conexão	328.102	329.932
Uso do sistema de distribuição	11.820.900	12.080.321
Total dos Custos de Transporte	24.616.311	26.811.124

22. Os Custos de Transmissão correspondem a um efeito médio de 0,82%. Destaca-se a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.562 e 2.564, ambas de 25 junho de 2019, as quais aprovaram, respectivamente, das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

23. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EBO.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	2,59%	2,59%	Reh 2200/2017
Técnica (s/ merc. injetado)	6,01%	6,01%	Reh 2200/2017
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,85%	2,00%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	411.957	411.957	SAMP

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

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Tabela 8: Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	554.480	554.480
Fornecimento	554.480	554.480
Consumidores Livres	149.568	149.568
Perdas Totais	67.651	68.579
Perdas Rede B.	11.280	12.208
Perdas na Distribuição	56.371	56.371
Perda Não Técnica	10.670	10.670
Perda Técnica	45.701	45.701
Energia Requerida	622.130	623.059

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Tarifas e montantes	Memorando nº 7/2020-SRM/ANEEL ³
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.643/2019
Cotas Lei nº 12783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.587/2019
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.653/2019
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Tarifas	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.

³ SIC 48580.000056/2020-00.

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	356.534,789	332.189,524	212,64	70.637.454,054
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	148.125,472	138.011,021	272,24	37.572.629,99
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	93.779,099	87.375,581	210,04	18.352.058,31
Madeira e Belo Monte	114.630,217	106.802,922	137,76	14.712.765,75
Energia Base	222.017,956	207.781,463	120,96	25.133.458,22
Cota Angra I/Angra II	27.886,153	25.982,003	269,75	7.008.645,27
Cotas Lei n ^o 12783/2013	180.606,340	168.273,997	107,71	18.124.812,95
PROINFA	13.525,463	13.525,463	-	-
Bilateral	89.176,800	83.087,541	302,87	25.164.723,46
Total	667.729,544	623.058,528	194,10	120.935.635,74

26. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados para a EBO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$120.935.635,74 e levaram a uma variação no efeito médio de 0,46%. Contribuíram para esse efeito positivo o aumento do custo unitário da energia de Itaipu provocado pela alta do dólar no período bem como a nova tarifa dos CCGFs, nos termos da Resolução Homologatória nº 2587/2019.

27. A Tabela abaixo demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

Tabela 11: 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	17.356	-	-100,0%	383,19	0,00	-100,0%
Existente - CCEAR-QTD	31.949	-	-100,0%	351,97	0,00	-100,0%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	126.045	148.125	17,5%	260,21	272,24	4,6%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	89.479	93.779	4,8%	199,80	205,44	2,8%
Madeira e Belo Monte	114.317	114.630	0,3%	132,39	137,76	4,1%
Cota Angra I e Angra II	28.213	27.886	-1,2%	247,47	269,75	9,0%
Cotas Lei n ^o 12.783/2013	191.581	180.606	-5,7%	100,89	107,71	6,8%
Bilateral	89.177	89.177	0,0%	283,91	302,87	6,7%
Proinfa	13.591	13.525	-0,5%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(79.576)	-44.671	-43,9%	196,62	198,41	0,9%
TOTAL	622.130	623.059	0,1%	192,39	193,41	0,5%

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

IV.5. PARCELA B

28. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	84.819.465	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	7,90%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	1,72%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	1,15%	ReH 2200/2017
(3.2) Componente T do Fator X	0,55%	ReH 2200/2017
(3.3) Componente Q do Fator X	0,02%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	90.058.626	

29. A atualização da Parcela B representou 1,95% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência, de 7,90%, descontada do Fator X.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

30. A tabela a seguir consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	11.501.395,78	4,15%
CVA em processamento -Transporte	1.497.446,36	0,54%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(8.569.297,74)	-3,09%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(879.533,25)	-0,32%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(196.501,31)	-0,07%
Sobrecontratação/exposição de energia	(2.819.545,71)	-1,02%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	490.651,69	0,18%
Previsão de Risco Hidrológico	7.761.554,73	2,80%
Ajuste CUSD	121.813,94	0,04%
Repasse de compensação DIC/FIC	(57.939,71)	-0,02%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	595.089,37	0,21%
Reversão do Risco Hidrológico	(5.115.252,41)	-1,85%
Reversão Efeito CDE conta ACR (RTE 2019)	6.405.495,97	2,31%
Total	10.735.377,69	3,88%

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

31. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 3,88% no atual reajuste da EBO. Destaca-se a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 4,15%.

32. 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 15: Componentes Financeiros relacionados às Bandeiras Tarifárias

Descrição	Valor (mil R\$)	Impacto
CVA Energia - Efeito CCEAR-D	(3.200)	-1,16%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	4.992	1,80%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	5.639	2,04%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(4.716)	-1,70%
Resultado do Mercado de Curto Prazo* (sem bandeiras)	8.614	3,11%
Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias	11.329	4,09%
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(5.431)	-1,96%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(5.115)	-1,85%
Custo não coberto antecipadamente	783	0,28%

33. Dos valores apresentados, conclui-se que houve um custo não coberto pelas bandeiras e pela previsão de risco hidrológico concedida no ano anterior de cerca de R\$ 780 mil, correspondendo a um impacto de 0,28% no atual reajuste tarifário.

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

35. Ressalta-se que devido a republicação das tarifas da EBO com vigência a partir de 1/4/2019, para a antecipação do efeito do fim do recolhimento da CDE Conta ACR, neste processo tarifário foi considerado um financeiro no montante equivalente a retirada da CDE ACR. Ou seja, um financeiro de reversão visando neutralizar o montante apurado da CVA para este item.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

36. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de fevereiro/2020 a janeiro/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 fevereiro/2019 a janeiro/2020.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	(87.168,38)	393.198,22	306.029,84
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	3.463,31	35.155,38	38.618,69
Subsídio Rural	(4.521,30)	158.758,38	154.237,08
Subsídio Irrigante/Aquicultor	10.552,13	51.452,73	62.004,86
Total	(77.674,24)	638.564,71	560.890,46

VI. DO FUNDAMENTO LEGAL

37. 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 Sexta do Contrato de Concessão nº 08/2000.

VII. DA CONCLUSÃO

38. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 08/2000, no que consta do Processo nº 48500.006737/2019-40 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EBO, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -1,78% sendo de -2,17% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -1,63% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da EBO;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

VIII. DA RECOMENDAÇÃO

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

ANA LÚCIA DE ANDRADE PASSOS
Especialista em Regulação

NÁDIA MAKI
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.006737/2019-40

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D6F493A800520AE1



Fls. 15 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro 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)⁴, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1	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	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
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	1.4	26/08/2018
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.0	22/12/2017
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
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	1.0	05/10/2016

⁴ 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. 16 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Módulo 6 – Demais Procedimentos			
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	2.0	03/07/2017
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.5	27/04/2018
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;

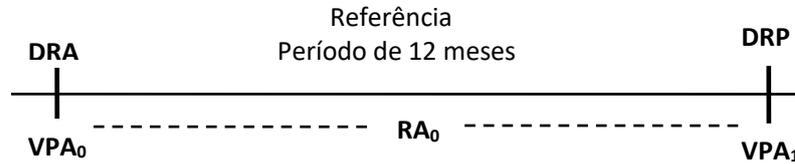
7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

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

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.



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

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

onde:

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

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB₀ - 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:

VPA₀ - 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.

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

III.1. 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.

III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) 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.

III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

12. 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 e (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

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

III.3.1. Encargos Setoriais

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

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** 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:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- 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,
- 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,
- 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
- 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;

15. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora a quota anual de CDE Uso, homologada pela REH 2.664, de 17/12/2019. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** 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;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** 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;

iv) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** 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. 20 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

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;

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

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; e

III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

16. 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.

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

18. 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

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, e a partir das tarifas vigentes.

19. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos da REH 2.564, de 25 de junho de 2019, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

20. O **Custo de Conexão** 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 das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

21. 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.

22. 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.

23. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** 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.

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

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



Fls. 22 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

III.3.3 Compra de Energia

25. 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.

26. 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*”.

27. 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.

28. 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:

- *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 ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.
- *Contratos de Leilões (CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;
- *Leilões de Ajuste*: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

- *Cotas de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- *Cotas de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;
- *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;
- *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;
- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 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;
- *Geração Distribuída*: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.006737/2019-40

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D6F493A800520AE1



Fls. 24 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

30. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas 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.

31. 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 elétrica⁵.

32. 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.

III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

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

⁵ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

34. 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.

35. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁶ considerando o período de referência em questão.

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

37. 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.

III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

38. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela "B", (VPB₀), 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:

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

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

⁶ 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. 26 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

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.

40. O Fator X⁷ é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

41. 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

42. 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.

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

III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

44. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigação

⁷ 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. 27 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET⁸.

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

i) Neutralidade dos Encargos Setoriais: 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, devidamente atualizadas pela taxa SELIC.

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

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual são atualizados pela Selic⁹.
- Em observância ao Submódulo 4.2 e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.
- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

⁸ 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>

⁹ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



Fls. 28 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. 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.

iii) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁰, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

iv) Recálculo da Sobrecontratação de Energia: 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.

v) Demais Componentes Financeiros: Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4 do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo de reajuste tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

46. 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.

47. 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.

48. 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.

¹⁰ 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. 29 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

50. 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.

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

VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

52. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

53. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016¹¹, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

¹¹ Publicada em 16 de junho de 2016.

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

54. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.006737/2019-40

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D6F493A800520AE1



Fls. 31 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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 do PRORET¹². 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\$)	CVAproc (R\$)
CDE	243.623,27	0,00	243.623,27	212.945,23	217.953,59
CDE Energia	-3.881.227,82	0,00	-3.881.227,82	-3.897.986,08	-3.989.664,74
Rede Básica	1.457.366,51	-15.175,28	1.442.191,24	1.463.036,48	1.497.446,36
Compra de Energia	-9.431.764,31	20.489.760,67	11.057.996,36	11.237.104,75	11.501.395,78
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-80.152,94	0,00	-80.152,94	-80.158,95	-82.044,25
ESS	-4.964.582,84	518.990,64	-4.445.592,20	-4.607.183,71	-4.715.542,34
CVA Total	-16.656.738,13	20.993.576,03	4.336.837,90	4.327.757,72	4.429.544,40

* 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 4,40%. 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 1,60% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹² 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 a 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. 32 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

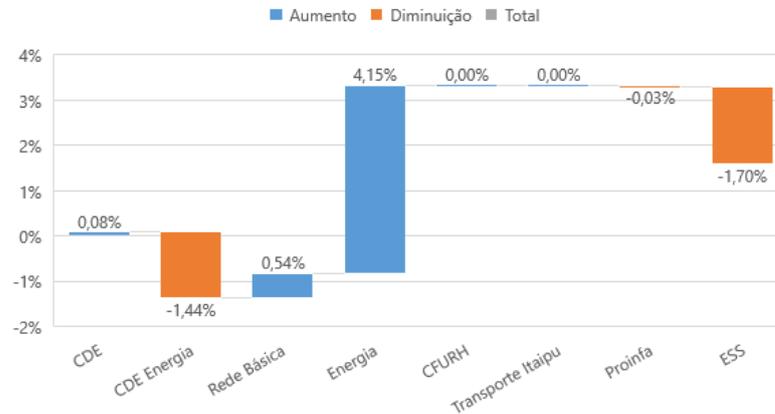


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 1,96% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da CVA em questão.

ESS/EER

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

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



Fls. 33 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
nov-18	422.518,10	-	-	-	-
dez-18	356.643,17	-	-	-	0,66
jan-19	145.289,44	-	-	-327.359,61	92,25
fev-19	242.336,61	-	-	-1.029.743,38	279,05
mar-19	153.304,80	-	-	-24,60	103,39
abr-19	268.071,90	140.570,10	-	-7.314,14	-
mai-19	92.210,22	424.244,19	-	-24.667,08	-
jun-19	-	406.021,54	-	-	-
jul-19	0,99	383.125,85	-	-	-
ago-19	-	52.416,76	-	-122.858,83	-
set-19	3.781,02	-	-	-	-
out-19	414,77	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
Total	1.684.571,02	1.406.378,44	0,00	-1.511.967,64	475,35

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

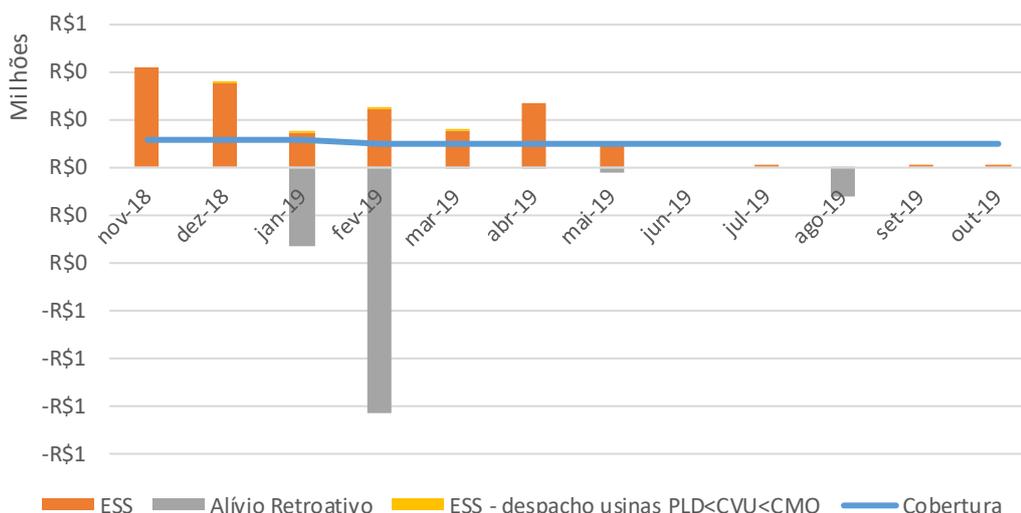


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Fls. 34 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

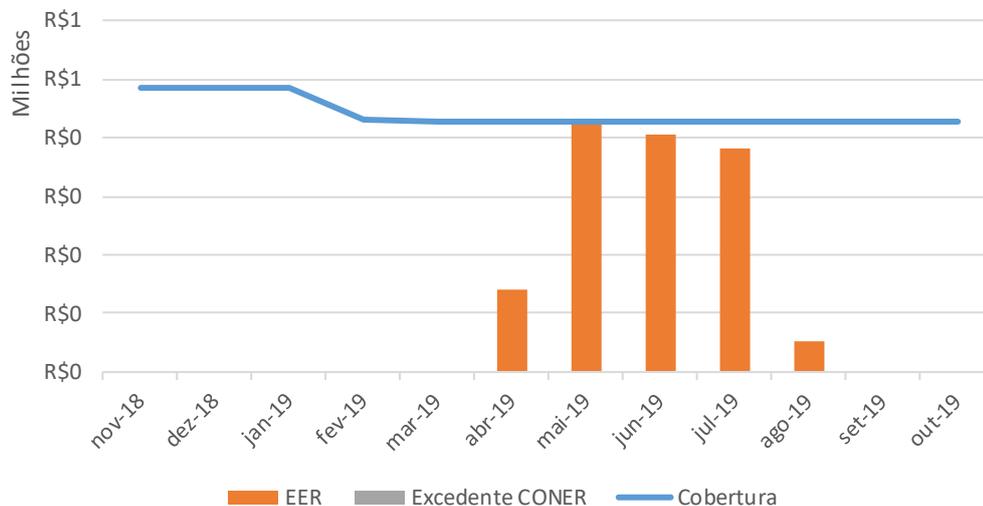


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	173.078,73	1.216.384,99	(1.043.306,26)
EER	1.406.378,44	5.327.655,02	(3.921.276,58)

Compra de Energia

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

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	242.106	37,4%
CCEAR-D	142.959	22,1%
MCS D	1.867	0,3%
CCEN	28.167	4,4%
PROINFA	13.263	2,0%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	89.187	13,8%
CCGF	193.102	29,8%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(40.656)	(6,3%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	(22.589)	(3,5%)
Total	647.408	100,0%

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

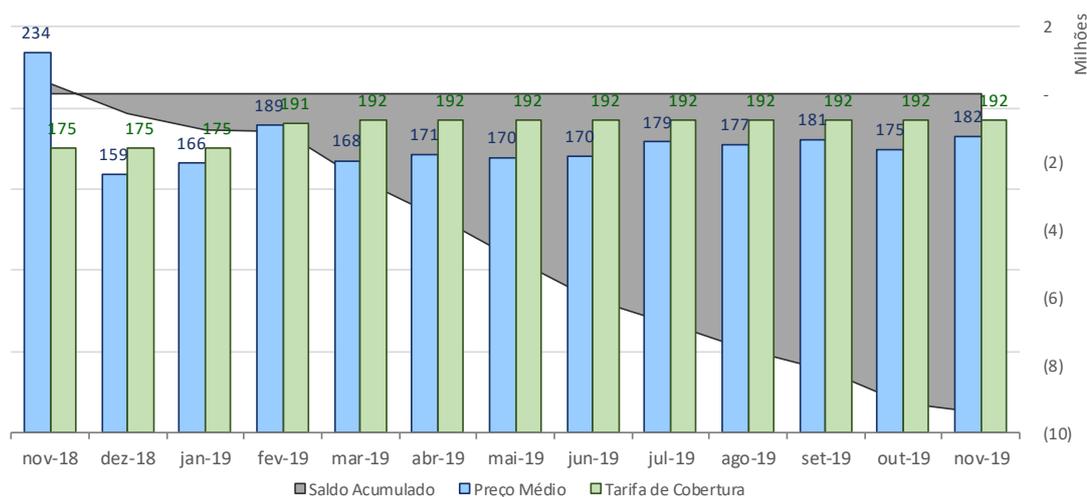


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

Fls. 36 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	2.213,63
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	9.767.084,44
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 399.749,78
Exposição entre Submercados	6.690.573,48
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	5.392.519,44
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	4.793.906,25
Demais Itens	- 4.538.064,73
Recontabilização - Acrônimos CCEE	265.391,97
MAC - Energia	339.709,81
Recontabilização dos MAC - Energia	- 731,83
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 1.101.970,35
Ressarcimentos	- 721.121,67
Total	20.489.760,67

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	175.261,96
Efeito do CCGF	20.104,72
Efeito do CCEN	- 303,80
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	50.877,25
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	19.451,84
Total	265.391,97

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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

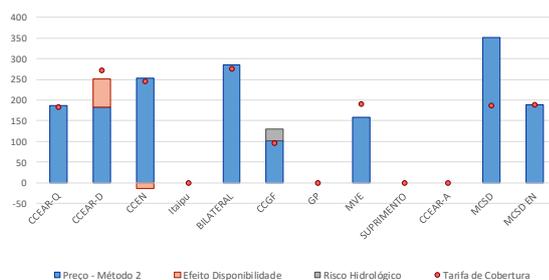


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 4,15% 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.

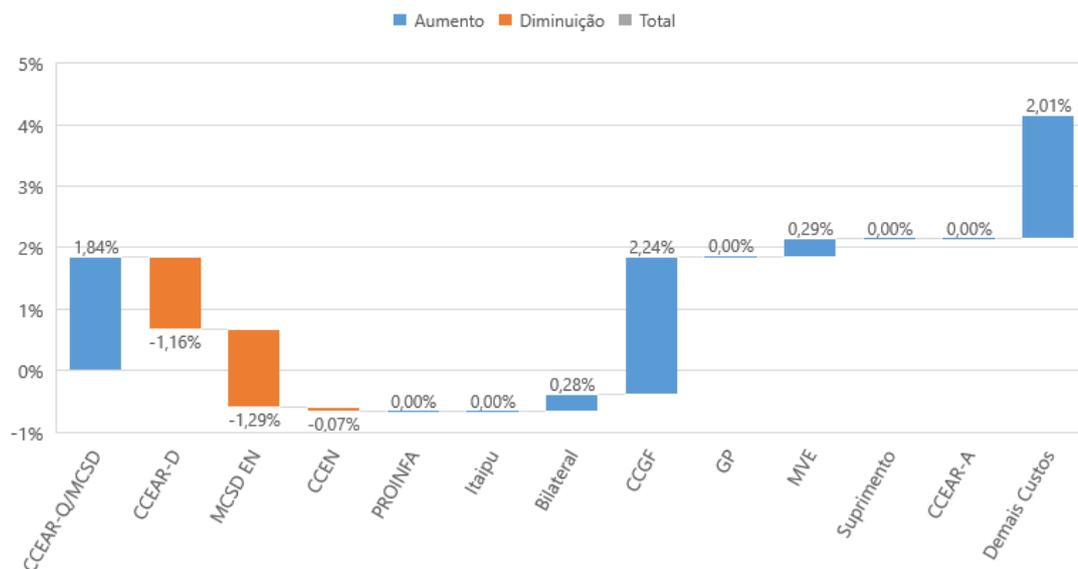


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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



Fls. 38 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

13. Já tabela a seguir apresenta os impactos de cada modalidade contratual no índice de reajuste, observando as diferenças apuradas conforme os Método 2 e 3 de apuração do saldo da CVA.

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura:	0,01%
CCEAR-Q/MCSD	0,23%
MCSD EN	-1,29%
CCEN	0,08%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,28%
CCGF	0,41%
GP	0,00%
MVE	0,29%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	4,14%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,15%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,28%
Demais Custos	2,01%
Total	4,15%

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

14. Assim, do efeito da CVA Energia de 4,15%, destacam-se os seguintes pontos:

- 2,28% de efeito de risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas e efeitos disponibilidade de CCEAR-D.
- 0,41% de impacto da diferença entre o preço dos CCGF e a cobertura concedida.
- Dos demais custos considerados por meio do Método 3, 2,42% refere-se ao impacto da diferença de preços entre submercados.

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



Fls. 39 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
nov-18	48.171	54.069	54.406	0	370,93	175,09	0
dez-18	47.059	53.518	53.852	0	171,60	175,09	0
jan-19	47.184	53.673	54.008	0	184,46	175,09	0
fev-19	47.345	50.415	50.729	0	211,13	190,53	0
mar-19	45.590	53.772	54.108	0	192,89	192,39	0
abr-19	48.361	52.928	53.259	0	185,53	192,39	0
mai-19	47.647	54.030	54.367	0	183,19	192,39	0
jun-19	45.384	48.002	48.301	0	181,76	192,39	0
jul-19	43.790	47.503	47.799	0	198,20	192,39	0
ago-19	42.621	46.787	47.078	0	198,11	192,39	0
set-19	43.978	47.681	47.979	0	200,39	192,39	0
out-19	44.357	52.050	52.375	0	196,56	192,39	0
nov-19	47.707	52.927	53.257	0	190,16	192,39	0
Total	599.194	667.355	671.518	0	205,49	188,07	0,00
% perda s. mercado venda		11,38%	12,07%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/11/2018 e 01/10/2019, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -2.816.214,15 a preços de fevereiro/2020.
- Para o ano civil de 2018: Sobrecontratação de energia de 18.329 MWh, que representa 2,93% 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

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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\$ - 3.331,56.

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

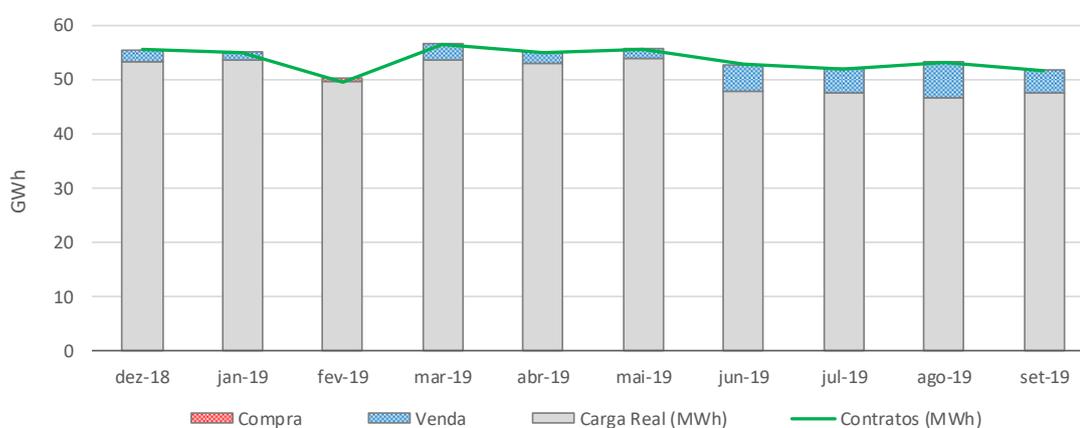


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹³ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹³ 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. 41 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

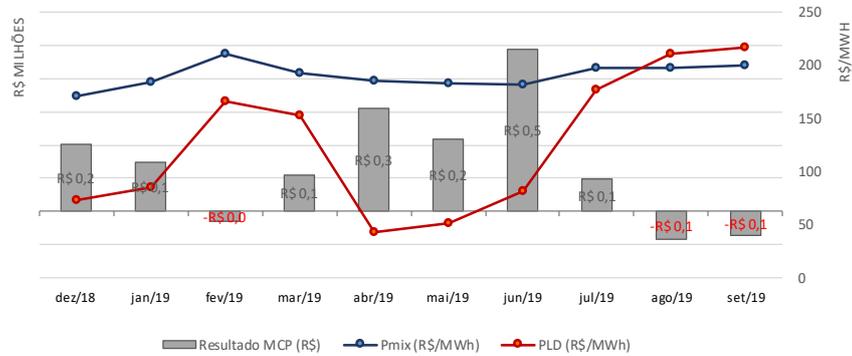


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

19. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta 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.

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

Fls. 42 Nota Técnica nº 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

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
I - Impacto na CVA*	2,28%
Risco Hidrológico de CCGF	1,83%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,60%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-1,16%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-1,85%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,91%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,94%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - MCP e ESS	-0,15%
Resultado MCP	-R\$2.819.545,71
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$7.130.126,46
ESS + CONER	-R\$4.715.542,34
V - Custos não cobertos pela bandeira e previsão (I + II + III)	0,28%
Risco Hidrológico de CCGF	0,60%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,44%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,76%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

20. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 0,28%.

21. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 2,16%¹⁴.

¹⁴ 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 07/2020-SGT/ANEEL, de 17 de janeiro de 2020.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,01%
CCEAR-Q/MCSD	0,23%
MCSD EN	-1,29%
CCEN	0,08%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,28%
CCGF	0,41%
GP	0,00%
MVE	0,29%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	2,15%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,15%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,28%
Demais Custos	2,01%
Total	2,16%

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

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

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

