

Em 8 de agosto de 2018.

Processo: 48500.003150/2018-06

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2018.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018 da CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A., a vigorar a partir de 22 de agosto de 2018, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição 085/2000 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 III desta Nota Técnica.

II. DOS FATOS

2. A CELESC, sediada na cidade de Florianópolis/SC, atende aproximadamente 3 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 7,5 bilhões.

Tabela 1. Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	2.305.464	454.376	23,7%
Industrial	105.755	860.561	44,8%
Comercial	267.185	252.816	13,2%
Rural	234.602	107.511	5,6%
Iluminação Pública	779	56.106	2,9%
Poder Público	22.989	32.899	1,7%
Serviço Público	3.321	29.788	1,6%
Demais classes	382	126.569	6,6%
Total	2.940.477	1.920.627	100%

1 - Fonte: SAMP – competência julho/2018.

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

Fls. 2 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.286, de 21/08/2017, o reajuste tarifário anual da CELESC representou, em média, uma variação das tarifas homologadas em 2017 de 7,85%.
4. Em 14/05/2018, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM¹ e à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF².
5. Em 19/07/2018, a SGT realizou reunião com os representantes da CELESC, 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.
6. O Memorando nº 142/2018-SRM/ANEEL³, de 01/08/2018, informou que a empresa possui contrato de bilateral de compra e venda de energia com o Parque Eólico Santa Catarina Ltda, a Central Nacional de Energia Eólica Ltda e a Hidroelétrica Roncador Ltda.
7. Em 10/08/2018, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a CELESC 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.

III. DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

8. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A. conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 13,86%, sendo de 15,05%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 13,15%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2. Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	15,05%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	13,15%
Efeito Médio AT+BT	13,86%

9. O efeito médio de 13,86% 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 2017, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

¹ Memorando nº 98/2018-SGT/ANEEL (SIC 48581.000951/2018-00)

² Memorando nº 99/2018-SGT/ANEEL (SIC 48581.000952/2018-00)

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

10. Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 8,49% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,37%, conforme tabela seguinte:

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

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	5.966.299.746	6.598.580.915	10,60%	8,49%	81,42%
Encargos Setoriais	1.656.869.787	2.012.076.518	21,44%	4,77%	24,83%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	6.851.390	6.969.318	1,72%	0,00%	0,09%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	579.505.903	882.344.030	52,26%	4,07%	10,89%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	269.754.161	277.606.948	2,91%	0,11%	3,43%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	350.415.450	414.736.135	18,36%	0,86%	5,12%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	219.292.090	185.976.218	-15,19%	-0,45%	2,29%
PROINFA	167.763.119	174.222.042	3,85%	0,09%	2,15%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	63.287.675	70.221.827	10,96%	0,09%	0,87%
Custos de Transmissão	856.147.326	750.406.693	-12,35%	-1,42%	9,26%
Rede Básica	571.696.637	494.953.532	-13,42%	-1,03%	6,11%
Rede Básica Fronteira	86.577.806	57.282.724	-33,84%	-0,39%	0,71%
Rede Básica ONS (A2)	2.120.060	2.686.664	26,73%	0,01%	0,03%
MUST Itaipu	51.528.242	46.330.374	-10,09%	-0,07%	0,57%
Transporte de Itaipu	77.450.316	82.230.475	6,17%	0,06%	1,01%
Conexão	63.084.193	62.913.442	-0,27%	-0,00%	0,78%
Uso do sistema de distribuição e CCD	3.690.072	4.009.483	8,66%	0,00%	0,05%
Custos de Aquisição de Energia	3.417.984.166	3.795.980.555	11,06%	5,08%	46,84%
Receitas Irrecuperáveis	35.298.467	40.117.149	13,65%	0,06%	0,49%
PARCELA B	1.478.687.780	1.506.197.069	1,86%	0,37%	18,58%
IRT	7.444.987.527	8.104.777.984		8,86%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				7,48%	
CVA em processamento - Energia				11,17%	
CVA em processamento - Transporte				1,44%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-3,06%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				0,05%	
Neutralidade de Parcela A- Energia				0,02%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte				0,05%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				-0,35%	
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável				0,01%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-0,97%	
Recálculo Exposição CCEAR entre Submercados de Energia				-0,02%	
Reversão de Angra III - Supridora (ESS/EER)				0,24%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,01%	
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia				-0,02%	
Previsão de Risco Hidrológico				3,02%	
Ajuste CUSD				0,00%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				-0,36%	
Reversão do Risco Hidrológico				-3,02%	
Ressarcimento de P&D				-0,73%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-2,48%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				13,86%	

11. 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. 4 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

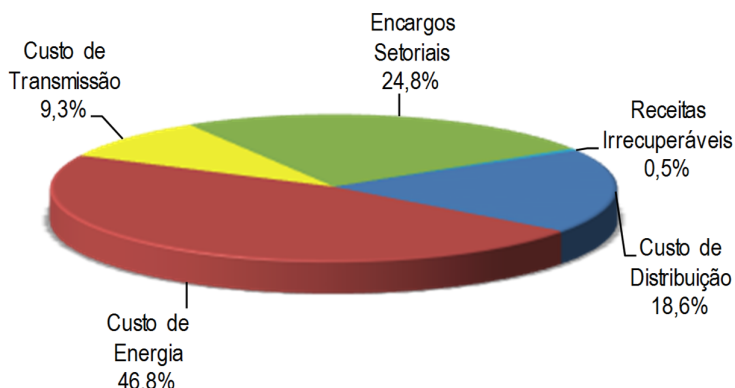


Gráfico 1. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

12. 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 de 21,45% para o ICMS e 5,37% para o PIS e COFINS (total de 36,6% por dentro), o que equivale a uma majoração de 36,63% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

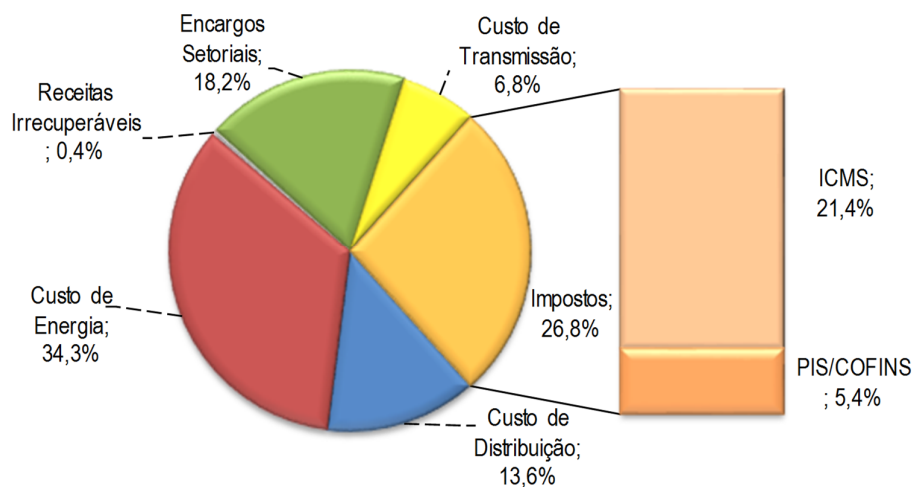


Gráfico 2. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

13. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da CELESC a partir da 2ª Revisão Tarifária – ocorrida em 2008 (97,04%) e as variações do IGP-M (71,02%) e do IPCA (77,82%) no mesmo período.

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

Fls. 5 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

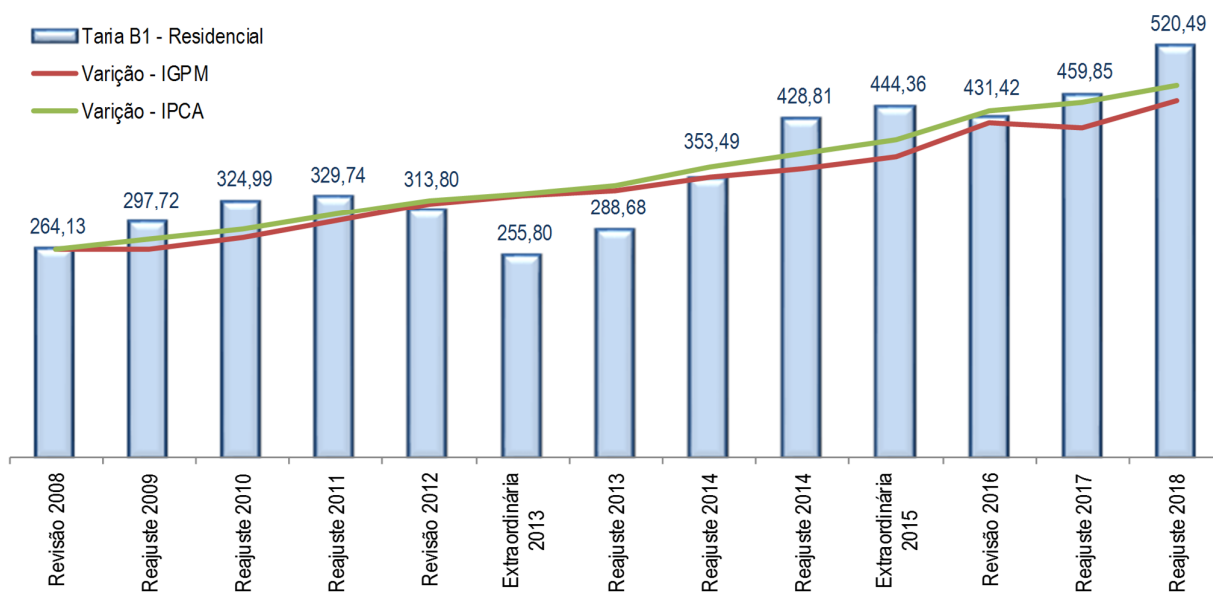


Gráfico 3. Evolução da tarifa Residencial B1 (2008-2018)

IV. DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

14. Conforme detalhado no Anexo III.

IV.2. Período de Referência

15. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da CELESC é de agosto/2017 a julho/2018.

IV.3. Receita Anual

16. 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\$ 7.444.987.526,57, 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. 6 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	14.185.878	6.016.361.318,42
A2 (88 a 138 kV)	219.774	73.282.509,83
A3 (69 kV)	3.636	1.358.068,14
A3a (30 kV a 44 kV)	1.143	467.204,06
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.813.428	1.542.827.459,50
BT (menor que 2,3 kV)	10.147.897	4.398.426.076,88
Suprimento	1.509.950	481.565.254,17
Livres A1	254.458	13.484.782,17
Demais Livres	8.049.024	876.592.584,95
Distribuição	197.454	17.697.162,40
Geração	-	39.286.424,45
Total	24.196.765	7.444.987.526,57

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

17. 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	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	6.969.317,85	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.574.687.113,69	ReH 2.358/2017 e Resolução Homologatória nº2.231
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	185.976.217,54	Previsão SGT -MAI/2018
PROINFA	174.222.042,09	ReH 2.365/2017
P&D e Eficiência Energética	70.221.827,19	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	2.012.076.518,36	

18. O total dos encargos setoriais corresponde a uma variação tarifária no efeito médio de 4,77%. Destaca-se, principalmente, o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da utilização dos valores das cotas anuais da CDE para o ano de 2018 constantes da proposta da Abertura de Audiência Pública nº 37/2018, que contribuiu para um efeito médio de 4,07% no atual reajuste da CELESC.

IV.4.2. Transmissão

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

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

Fls. 7 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

Tabela 6. Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRP (R\$)
Rede Básica	494.953.531,66
Rede Básica Fronteira	57.282.724,43
Rede Básica ONS (A2)	2.686.663,57
MUST Itaipu	46.330.373,75
Transporte de Itaipu	82.230.474,71
Conexão	62.913.442,02
Uso do sistema de distribuição	4.009.483,03
Total dos Custos de Transporte	750.406.693,17

20. Os Custos de Transmissão correspondem a um efeito médio de -1,42%. Destaca-se a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.408 e 2.409, ambas de junho de 2018, as quais aprovaram, respectivamente, as Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

IV.4.3. Compra de Energia

III.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

21. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da CELESC.

Tabela 7. Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas (ajustar links na SPARTA)

Perdas	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	3,73%	REH 2.120/2016
Técnica (s/ merc. injetado)	6,03%	REH 2.120/2016
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,03%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	10.147.897	SAMP

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

Tabela 8. Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	DRP (MWh)
Mercado Total	15.695.828
Fornecimento	14.185.878
Suprimento	1.509.950 MWh
Consumidores Livres	8.500.936
Consumidores Rede B.	254.458 MWh
Perdas Totais	2.280.527
Perdas Rede B.	353.681
Perdas na Distribuição	1.926.846
Perda Não Técnica	378.517
Perda Técnica	1.548.329
Energia Requerida	17.976.355

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

Fis. 8 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

III.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 142/2018-SRM/ANEEL
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.363/2017
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.359/2017
Cotas Lei n° 12783/2013	Receitas Anuais de Geração	REHs 2.265, 2.288 e 2.353/2017
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.365/2017
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Tarifas	Previsão SGT

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

Tabela 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	11.556.752,01	10.454.864,12	237,62	2.484.278.883,18
2014-6 13º Leilão de Energia Existente	22.531,29	20.383,02	381,90	7.784.212,20
2014-6 13º Leilão de Energia Existente	39,26	35,52	358,29	12.724,88
2016-20 13º Leilão de Energia Nova	239.037,98	216.246,71	155,73	33.676.867,97
2016-20 13º Leilão de Energia Nova	8.479,21	7.670,76	153,84	1.180.052,40
2018-25 16º Leilão de Energia Nova	7.047,82	6.375,84	191,37	1.220.117,68
2018-20 18º Leilão de Energia Nova	49.824,70	45.074,13	157,17	7.084.101,99
2018-25 18º Leilão de Energia Nova	534,22	483,29	179,73	86.860,20
2018-25 18º Leilão de Energia Nova	4.382,03	3.964,22	177,00	701.662,43
2017-20 19º Leilão de Energia Nova	85.726,70	77.553,02	166,17	12.887.081,49
2008-15 1º Leilão de Energia Nova	812.600,71	735.122,63	309,80	227.742.584,84
2008-15 1º Leilão de Energia Nova	23.799,96	21.530,74	250,86	5.401.264,43
2009-15 1º Leilão de Energia Nova	410.931,27	371.750,70	306,47	113.929.134,78
2009-15 1º Leilão de Energia Nova	26.583,07	24.048,49	290,37	6.983.036,77
2010-15 1º Leilão de Energia Nova	470.368,34	425.520,69	276,60	117.698.468,89
2019-20 20º Leilão de Energia Nova	88.379,73	79.953,09	170,87	13.661.509,47
2019-25 20º Leilão de Energia Nova	134.736,32	121.889,77	255,22	31.108.499,41
2019-25 20º Leilão de Energia Nova	33.363,30	30.182,25	257,68	7.777.428,71
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	115.458,85	104.450,33	210,85	22.023.526,16
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	18.196,59	16.461,62	296,46	4.880.183,47
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	2.887,01	2.611,75	264,36	690.450,96
2009-15 2º Leilão de Energia Nova	1.091.923,99	987.813,61	300,47	296.806.956,98
2009-15 2º Leilão de Energia Nova	156.895,84	141.936,48	268,36	38.089.425,16
2010-15 4º Leilão de Energia Nova	167.056,65	151.128,50	334,45	50.544.312,93
2012-15 5º Leilão de Energia Nova	1.105.942,53	1.000.495,54	326,91	327.067.452,46
2011-15 6º Leilão de Energia Nova	32.996,80	29.850,69	313,84	9.368.285,78
2015-30 10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	61.669,58	55.789,65	141,51	7.894.718,95
2015-30 10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	10.208,35	9.235,03	243,69	2.250.473,51
2015-30 11º Leilão de Energia Nova/Nova regra	200.472,15	181.357,97	107,19	19.438.963,64
2014-6 13º Leilão de Energia Existente/Nova regra	684,18	618,95	339,26	209.982,86
2014-6 13º Leilão de Energia Existente/Nova regra	1,86	1,69	339,25	571,76
2017-30 15º Leilão de Energia Nova/Nova regra	87.476,25	79.135,76	127,55	10.094.043,42
2018-30 16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	13.519,17	12.230,17	145,59	1.780.568,51
2018-30 16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	5.022,81	4.543,90	168,23	764.435,50

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

Fis. 9 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	11.556.752,01	10.454.864,12	237,62	2.484.278.883,18
2018-30 18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	34.609,62	31.309,74	107,58	3.368.429,63
2018-30 18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	4.428,29	4.006,07	174,47	698.958,36
2017-30 19º Leilão de Energia Nova/Nova regra	78.938,95	71.412,45	150,29	10.732.500,38
2008-30 1º Leilão de Energia Nova	120.782,47	109.266,37	213,23	23.299.277,06
2009-30 1º Leilão de Energia Nova	34.568,26	31.272,32	228,05	7.131.612,34
2010-30 1º Leilão de Energia Nova	522.175,25	472.388,02	229,64	108.478.977,33
2010-30 1º Leilão de Energia Nova	17.140,57	15.506,29	199,52	3.093.783,88
2012-30 1º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE S Antonio)	954.137,25	863.164,26	146,13	126.133.598,17
2019-30 20º Leilão de Energia Nova/Nova regra	1.916,21	1.733,50	196,37	340.405,59
2018-30 22º Leilão de Energia Nova/Nova regra	18.000,55	16.284,27	231,55	3.770.575,93
2009-30 2º Leilão de Energia Nova	2.217.478,69	2.006.051,38	249,58	500.676.737,86
2009-30 2º Leilão de Energia Nova	233.669,80	211.390,36	245,74	51.946.082,94
2013-30 2º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Jirau)	38.997,73	35.279,46	128,53	4.534.417,22
2015-30 3º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Belo Monte)	1.242.202,80	1.123.763,97	123,76	139.076.915,36
2012-30 5º Leilão de Energia Nova	548.927,05	496.589,15	241,96	120.156.650,55
Bilaterais	48.988,00	44.317,20	350,31	15.524.637,48
Parque Eólico Santa Catarina	700,00	633,26	362,45	229.524,34
Hidroelétrica Roncador Ltda	6.240,00	5.645,04	163,08	920.593,47
Central Nacional de Energia Eólica Ltda.	42.048,00	38.038,90	377,89	14.374.519,67
Energia Base	8.228.424,83	7.477.173,78	173,35	1.296.177.034,25
Cota Angra I/Angra II	704.615,36	637.433,23	240,80	153.493.922,85
Cotas Lei n° 12783/2013	3.400.125,06	3.075.937,38	102,58	315.527.325,19
Itaipu (tirando as perdas)	3.774.484,07	3.414.602,83	242,24	827.155.786,21
PROINFA	349.200,34	349.200,34	-	-
Total	19.834.164,85	17.976.355,10	211,17	3.795.980.554,90

24. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados para a CELESC, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$3.795.980.554,90 e levaram a uma variação no efeito médio de 5,08%. Contribuíram para esse efeito positivo o aumento do custo unitário da energia de Itaipu provocado pela alta do dólar no período bem como as novas tarifas dos CCGFs, homologadas pela REH 2.421/2018.

25. 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	22.671	22.571	-0,44%	374,13	381,86	2,07%
Existente - CCEAR-QTD	765	686	-10,36%	333,18	339,26	1,82%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	5.140.270	5.087.154	-1,03%	277,79	289,13	4,08%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	4.155.758	4.211.004	1,33%	221,48	229,93	3,81%
Madeira e Belo Monte	2.477.555	2.235.338	-9,78%	130,70	133,39	2,06%
Bilateral	49.200	48.988	-0,43%	348,15	350,31	0,62%
Cota Angra I e Angra II	707.666	704.615	-0,43%	224,21	240,80	7,40%
Cotas Lei n° 12.783/2013	3.277.917	3.400.125	3,73%	62,69	102,58	63,62%
Itaipu	3.724.857	3.774.484	1,33%	198,02	242,24	22,33%
Proinfa	372.859	349.200	-6,35%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	- 1.965.044	- 1.857.810	-5,5%	194,30	215,35	10,8%
TOTAL	17.977.506	17.976.355	0,0%	190,26	211,17	11,0%

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

III.4.4. Receitas Irrecuperáveis

26. Para a CELESC, os percentuais e valores de receitas irrecuperáveis considerados, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo:

Tabela 12. Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

Descrição - Tipo	Receita (R\$)	Percentual RI	Receita Irrecuperável (R\$)
Residencial	2.496.457.509,97	0,4550%	18.430.668,96
Industrial	1.913.017.132,93	0,3695%	11.469.350,52
Comercial	1.396.334.342,04	0,3710%	8.405.602,57
Rural	597.601.713,96	0,1630%	1.580.538,07
Iluminação Pública	159.605.359,87	0,0010%	2.589,72
Poder Público	195.504.004,13	0,0720%	228.398,73
Serviço Público	142.029.704,93	0,0000%	-
Demais	544.437.758,74	0,0000%	-
TOTAL	7.444.987.526,57	0,3321%	40.117.148,57

27. Sendo assim, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da CELESC é de R\$40.117.148,57, contribuindo para o efeito médio de - no atual reajuste.

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 Ano Anterior	1.478.655.748,38	TUSD fio B aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,069	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	1.581.082.393,81	SGT/ANEEL
(4) Outras Receitas (OR)	102.305.387,38	Valores fiscalizados - SFF
(5) Excedente de Reativos (ER)	19.578.180,79	Valores fiscalizados - SFF
(6) Ultrapassagem de Demanda (UD)	28.819.769,85	Valores fiscalizados - SFF
(7) IPCA	4,48%	Indicador econômico oficial
(8) ONS	274.692,00	REA nº 6.981/2018
(9) Fator X	-0,29%	
(9.1) Componente Pd do Fator X	1,15%	REH nº 2.120/2016
(9.2) Componente T do Fator X	-1,27%	REH nº 2.120/2016
(9.3) Componente Q do Fator X	-0,17%	PRORET 2.5 A
Parcela B-DRP (R\$) = [(3)*((7)-(9))]- (4)-(5)-(6)+(8)	1.506.197.069,50	

29. Ressalta-se que os valores da Parcela B foram corrigidos pela aplicação do IPCA⁴, cuja variação para o período de referência foi de 4,48%. A atualização da Parcela B representou 0,37% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA no período de referência descontado o Fator X, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

⁴ Índice calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - FGV.

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

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	831.316.033,61	11,17%
CVA em processamento - Transporte	107.462.357,28	1,44%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 227.812.972,06	-3,06%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	3.779.240,06	0,05%
Neutralidade de Parcela A- Energia	1.485.873,62	0,02%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	3.739.100,85	0,05%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 26.326.893,01	-0,35%
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável	411.870,59	0,01%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 72.474.963,17	-0,97%
Recálculo Exposição CCEAR entre Submercados de Energia	- 1.628.664,57	-0,02%
Reversão de Angra III - Supridora (ESS/EER)	17.502.880,25	0,24%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	849.956,97	0,01%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia	- 1.139.147,43	-0,02%
Previsão de Risco Hidrológico	225.080.763,42	3,02%
Ajuste CUSD	24.422,99	0,00%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	- 26.542.233,29	-0,36%
Reversão do Risco Hidrológico	- 224.866.816,28	-3,02%
Ressarcimento de P&D	- 54.067.510,55	-0,73%
Total	556.793.299,28	7,48%

31. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 7,48% no atual reajuste da CELESC.

32. Em relação ao financeiro de Ressarcimento de P&D, ressalta-se que se trata da devolução, pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

33. Ocorre que a arrecadação do referido encargo foi da ordem de R\$ 740.768.427,39, correspondendo a 105 empresas pagantes, mas apenas o Estado de Rondônia foi ressarcido em R\$ 51.280.564,55. Assim, restou saldo positivo de R\$ 689.487.862,84 a ser devolvido às concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição, na proporção dos valores por elas recolhidos, e revertidos para a modicidade tarifária, conforme prevê a Lei nº 9.991/2000.

34. A Lei nº 13.587/2018 que fixou as despesas da União para o exercício financeiro de 2018, previu o valor de R\$ 1.081.285.818 para fins de ressarcimento aos consumidores de energia, incluída a estimativa de atualização monetária. O repasse dos respectivos valores às distribuidoras observará o cronograma dos reajustes e revisões tarifárias de 2018.

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

35. Segundo informação da SAF a União efetuará o ressarcimento à CELESC no valor de R\$ 54.067.510,55, em parcela única. Este valor está sendo revertido para modicidade tarifária.

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 agosto/2018 a julho/2019, 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/2017 a julho/2018.

Tabela 15. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	746.244,47	15.402.487,03	16.148.731,50
Subsídio Geração Fonte Incentivada	115.182,48	1.206.760,24	1.321.942,73
Subsídio Distribuição	- 5.388.006,86	19.977.308,34	14.589.301,48
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	68.814,39	2.082.534,02	2.151.348,41
Subsídio Rural	1.012.211,58	18.044.596,02	19.056.807,60
Subsídio Irrigante/Aquicultor	38.583,31	172.389,24	210.972,55
Total	- 3.406.970,63	56.886.074,89	53.479.104,27

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 085/2000.

VII. DA CONCLUSÃO

38. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 085/2000, no que consta do Processo nº 48500.003150/2018-06 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da CELESC, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 13,86% sendo de 15,05% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 13,15% 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 CELESC;

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

iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER; e

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

VIII. DA RECOMENDAÇÃO

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

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Especialista em Regulação

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA
Especialista em Regulação

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

ANEXO I 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 PRORET⁵. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

RESULTADOS CVA					
Item	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApoc (R\$)
CDE	82.209.440,60	0,00	82.209.440,60	83.486.272,60	86.325.539,32
CDE Energia	-16.088.870,96	0,00	-16.088.870,96	-17.523.390,19	-18.119.339,40
Rede Básica	94.031.038,06	-8.937.910,89	85.093.127,18	87.820.853,98	90.807.534,55
Compra de Energia	-122.419.358,43	885.191.267,67	762.771.909,24	803.973.859,20	831.316.033,61
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	15.323.857,45	0,00	15.323.857,45	16.107.041,80	16.654.822,73
Proinfa	7.439.838,48	0,00	7.439.838,48	7.636.259,54	7.895.959,45
ESS	-282.881.700,06	2.550.733,01	-280.330.967,05	-293.919.293,27	-303.915.131,43
CVA Total	-222.385.754,84	878.804.089,79	656.418.334,95	687.581.603,66	710.965.418,83

* 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 6,40%. 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 9,55% e está detalhado no gráfico a seguir:

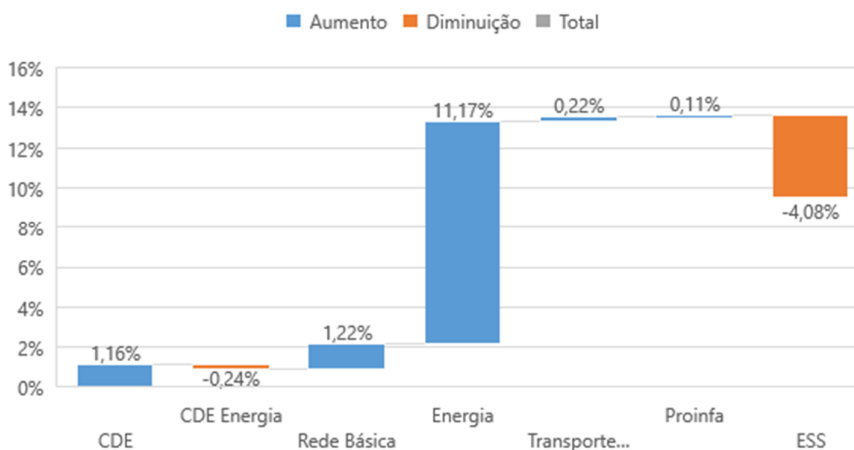


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

⁵ 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. 15 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com - 4,15% 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.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
jun-17	4.257.750,21	-	-	-	-
jul-17	3.536.685,98	-	-11.201.140,50	-	-
ago-17	2.513.471,84	-	-23.418.420,11	-	84,74
set-17	2.523.631,50	-	-52.831.908,61	-	272.725,35
out-17	2.805.508,35	-	-26.545.967,72	-	2.687.299,24
nov-17	3.651.778,89	-	-10.553.413,19	-	433.300,90
dez-17	4.776.637,08	-	-	-	-
jan-18	2.760.241,17	-	-	-301.126,78	-
fev-18	4.347.448,74	13.521.178,28	-	-3.675.253,91	-
mar-18	7.396.538,33	16.575.685,08	-	-11.034.369,24	-
abr-18	10.040.408,56	16.126.151,30	-	-	-
mai-18	411.264,96	-	-	-331.311,85	-
Total	49.021.365,61	46.223.014,66	-124.550.850,13	-15.342.061,78	3.393.410,23

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.

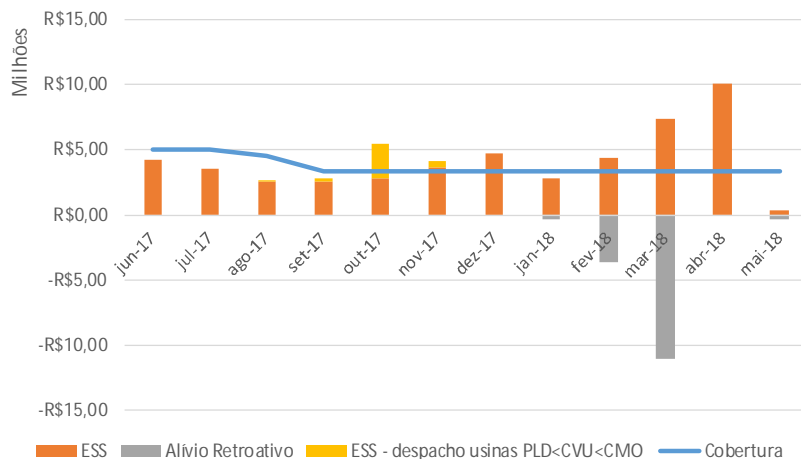


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Fis. 16 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

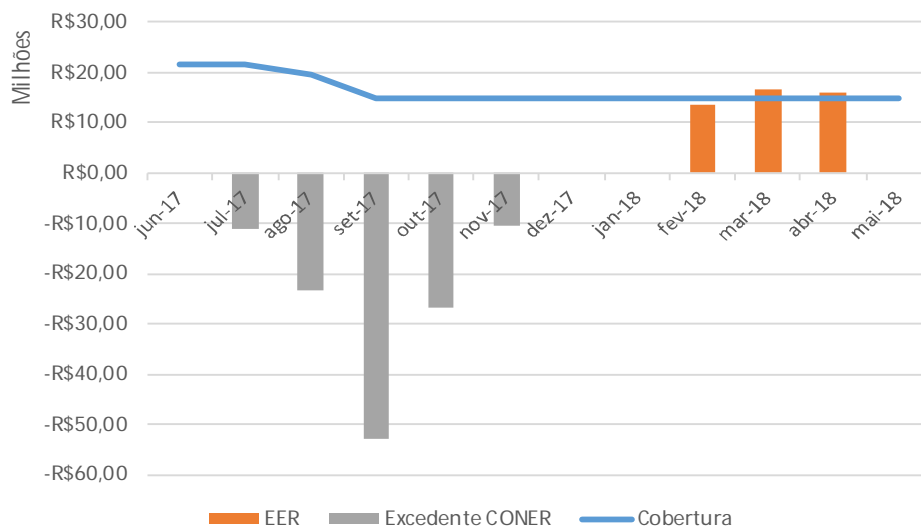


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	37.072.714,06	44.861.368,29	(7.788.654,23)
EER	(78.327.835,47)	196.765.210,35	(275.093.045,82)

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	5.945.678	32,0%
CCEAR-D	4.485.702	24,1%
MCS D	690	0,0%
CCEN	704.615	3,8%
PROINFA	349.071	1,9%
Itaipu	3.846.080	20,7%
BILATERAL	15.136	0,1%
CCGF	3.238.509	17,4%
GP	-	0,0%
CI	-	0,0%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
GDESV	-	0,0%
Total	18.585.480	100,0%

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

Fis. 17 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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.

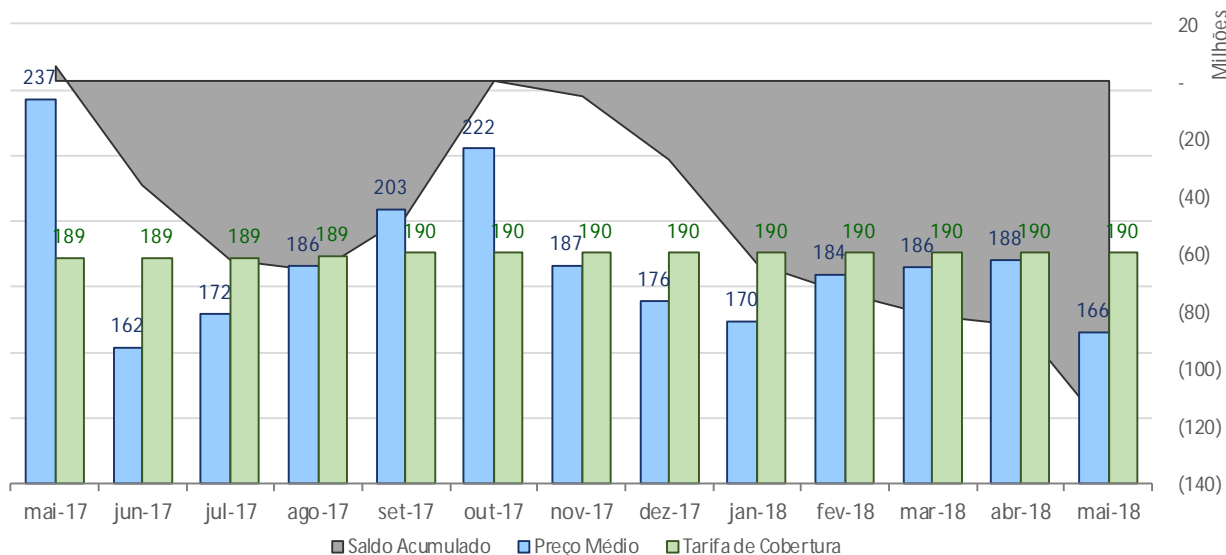


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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	- 6.416.429,42
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 85.570,37
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 11.974.371,40
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	404.247.559,12
Efeito Disponibilidade - CCEN	3.082.765,02
Exposição entre Submercados	71.475.441,91
Risco Hidrológico - Itaipu	241.068.519,09
Risco Hidrológico - CCGF	218.443.221,92
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	274.852.099,79
Demais Itens	- 1.566.402,60
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 2.063.612,85
MAC - Energia	27.516.487,76
Recontabilização dos MAC - Energia	3.856.239,06
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 298.784.387,71
Ressarcimentos	- 38.460.291,66
Total	885.191.267,67

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 594.813,51
Efeito do CCGF	267.080,59
Efeito do CCEN	158.540,04
Efeito de contratação de usina apta a gerar	- 5,87
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 95.626,51
Exposição financeira entre submercados	- 1.769.383,03
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 29.404,56
Total	- 2.063.612,85

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.

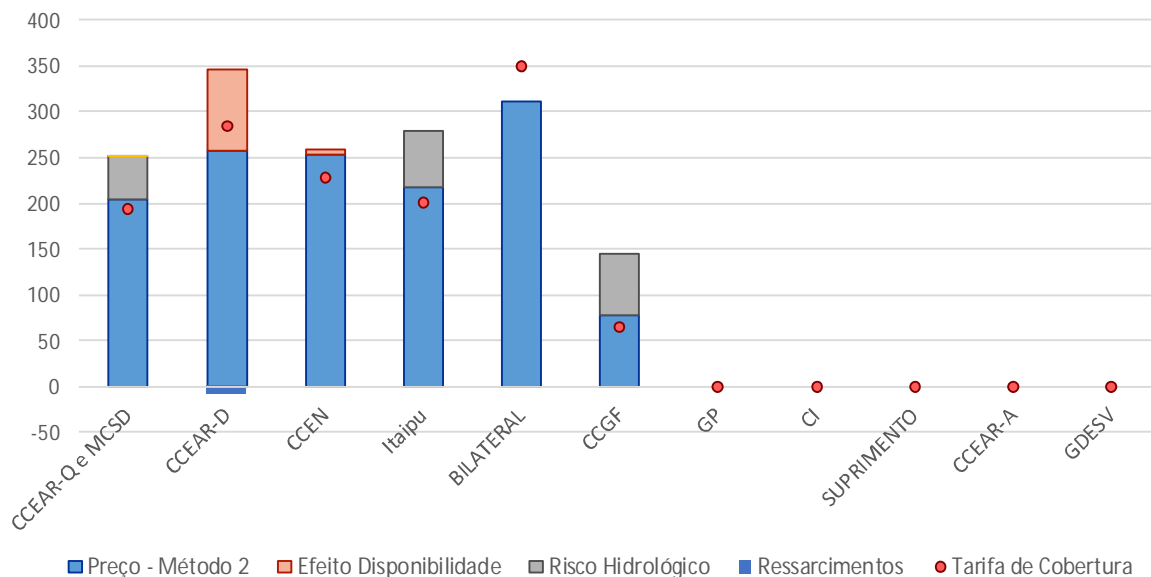


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. Para fins de monitoramento, a tabela a seguir apresenta o comparativo entre os custos incorridos pela distribuidora com risco hidrológico e a cobertura tarifária recebida via Conta Bandeiras⁶ e/ou componente financeiro relativo à previsão de custo de risco hidrológico⁷.

⁶ A receita da bandeira tarifária de energia foi alocada conforme o valor de item de custo coberto pela Conta Bandeiras.

⁷ Foi utilizado o valor do estorno da previsão de risco hidrológico.

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

Tabela I.7 – Comparativo entre os custos e cobertura de risco hidrológico

Mês	Efeito (R\$)	Custo de Risco Hidrológico (R\$)			Receita da Bandeiras - Energia (R\$)				Previsão de Risco Hidrológico (R\$)		
	CCEAR-D	Itaipu	CCGF	Usinas Repactuadas	CCEAR-D	Itaipu	CCGF	Usinas Repactuadas	Itaipu	CCGF	Usinas Repactuadas
jun-17	27.319.490	4.661.682	8.633.166	7.128.510	19.196.411	3.275.595	6.066.211	5.008.944	-	-	-
jul-17	42.234.474	22.336.064	21.670.538	28.779.056	1.136.743	601.176	583.264	774.590	-	-	-
ago-17	58.106.883	49.906.767	45.441.811	55.504.800	8.136.176	6.987.989	6.362.802	7.771.830	1.853.667	1.631.248	2.386.992
set-17	40.626.135	47.281.568	39.327.401	51.407.303	7.732.300	8.999.016	7.485.114	9.784.260	5.746.367	5.056.870	7.399.674
out-17	22.926.838	46.148.709	41.911.794	50.649.947	5.291.855	10.651.808	9.673.865	11.690.760	5.746.367	5.056.870	7.399.674
nov-17	47.243.101	28.954.913	29.360.315	35.902.932	19.311.208	11.835.682	12.001.396	14.675.772	5.746.367	5.056.870	7.399.674
dez-17	36.877.903	8.023.389	12.388.217	13.553.161	27.334.566	5.947.080	9.182.369	10.045.847	5.746.367	5.056.870	7.399.674
jan-18	33.010.707	5.321.014	2.524.536	4.213.145	15.226.580	2.454.381	1.164.472	1.943.363	5.746.367	5.056.870	7.399.674
fev-18	23.103.750	2.274.349	2.172.370	1.434.467	1.500.502	147.710	141.087	93.163	5.746.367	5.056.870	7.399.674
mar-18	24.096.746	1.946.946	1.754.207	673.787	1.588.450	128.342	115.637	44.416	5.746.367	5.056.870	7.399.674
abr-18	2.592.641	3.670.480	2.681.111	2.872.695	540.949	765.838	559.408	599.382	5.746.367	5.056.870	7.399.674
mai-18	46.108.891	20.542.637	10.577.757	22.732.297	5.421.957	2.415.614	1.243.841	2.673.097	5.746.367	5.056.870	7.399.674
Total	404.247.559	241.068.519	218.443.222	274.852.100	112.417.697	54.210.232	54.579.466	65.105.425	53.570.970	47.143.079	68.984.057
		Total	734.363.841			Total	286.312.820		Total	169.698.105	

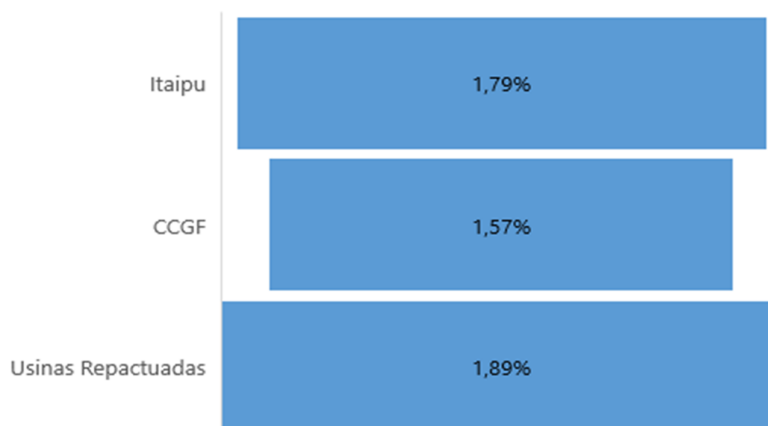


Gráfico I.6– Impacto do risco hidrológico não coberto pelas bandeiras e previsão concedida

13. Considerando a receita das bandeiras tarifárias e a concessão de financeiro tarifário relativo à previsão de risco hidrológico no processo tarifário anterior, o impacto da variação dos custos de compra de energia no reajuste deste ano é de 8,91%.

Fls. 20 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

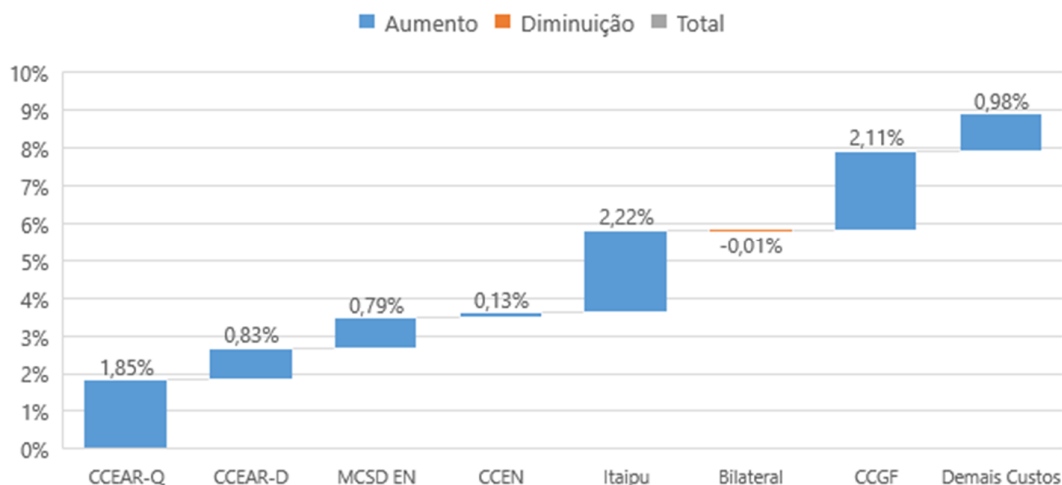


Gráfico I.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

14. Pode-se concluir que os impactos decorrem em especial dos custos de risco hidrológico de Itaipu, CCGF e de usinas repactuadas (CCEAR-Q), cujo risco hidrológico não foi integralmente coberto pela receita bandeira tarifária e pela previsão de risco hidrológico concedida no processo tarifário anterior. Ambos impactos totalizam 5,25% no resultado da CVA Energia.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-17	1.238.885	1.401.238	1.371.762	29.475	178,46	188,71	-302.090,74
jul-17	1.191.249	1.423.430	1.393.488	29.942	202,61	188,71	416.069,01
ago-17	1.213.724	1.433.904	1.403.742	30.162	226,49	189,21	1.124.503,19
set-17	1.252.523	1.423.998	1.394.044	29.954	231,85	190,26	1.245.750,57
out-17	1.224.248	1.464.406	1.433.602	30.804	235,96	190,26	1.407.486,06
nov-17	1.278.215	1.458.752	1.428.067	30.685	219,06	190,26	883.762,78
dez-17	1.288.577	1.600.671	1.567.001	33.670	201,92	190,26	392.435,79
jan-18	1.374.579	1.719.911	1.683.732	36.179	189,66	190,26	-22.000,33
fev-18	1.476.897	1.568.844	1.535.843	33.001	201,55	190,26	372.400,26
mar-18	1.408.894	1.721.487	1.685.275	36.212	203,52	190,26	479.874,96
abr-18	1.375.141	1.599.335	1.565.692	33.642	194,06	190,26	127.784,49
mai-18	1.340.268	1.488.457	1.457.147	31.310	199,54	190,26	290.453,36
jun-18	-	-	-	-	-	-	-
Total	15.663.201	18.304.431	17.919.393	385.038	206,61	189,94	6.416.429,42
% perda s. mercado venda		16,86%	14,40%				

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

Fls. 21 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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:

i) O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/06/2017 e 01/05/2018, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em em R\$ - 48.074.801,64 a preços de agosto/2018.

ii) Para o ano civil de 2017: Sobrecontratação de energia de 462.375 MWh, que representa 2,59% 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.

iii) 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\$ -12.124.968,84, com impacto de -0,81% no reajuste das tarifas.

17. Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ - 60.199.770,49, já atualizado para preços de agosto/2018.

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

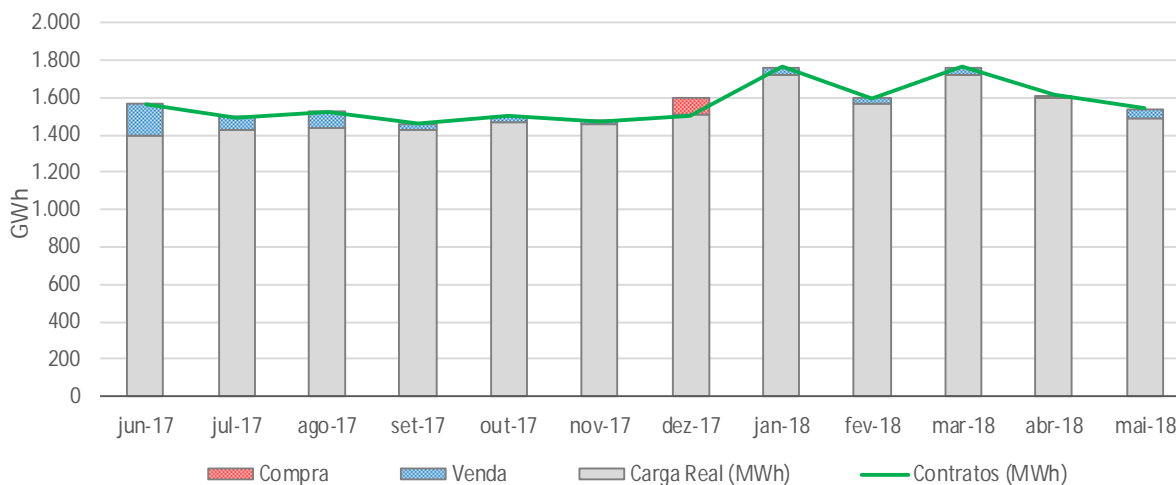


Gráfico I.8 - Posição contratual da distribuidora no MCP

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

Fis. 22 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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 prazo⁸ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

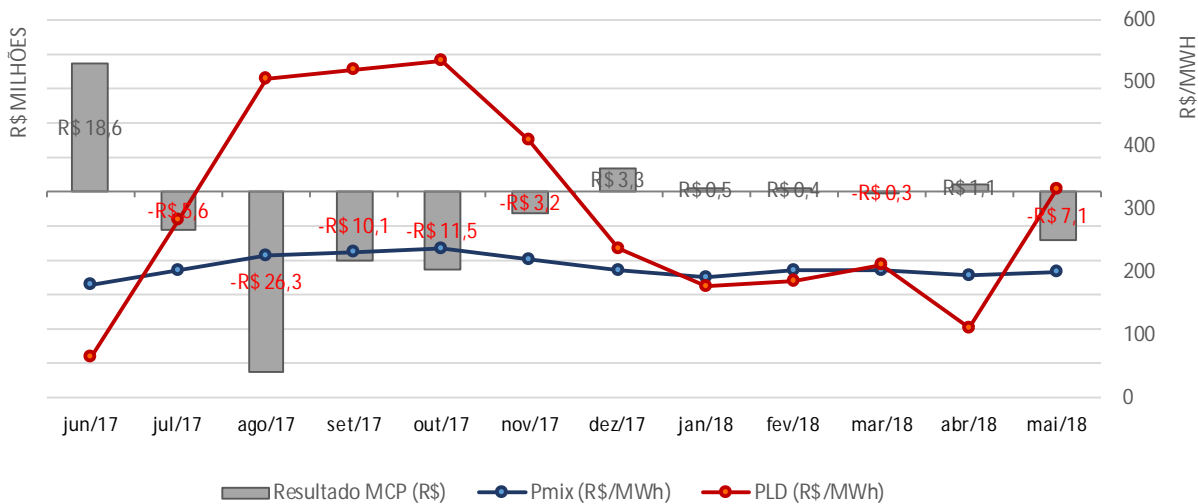


Gráfico I.9 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

⁸ 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.

ANEXO III**METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO****I. OBJETIVO**

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)⁹, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.0	24/02/2017
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	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 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.2	26/01/2018
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
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	1.4	20/02/2017
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

⁹ 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. 24 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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 da Cláusula Sexta do Aditivo ao Contrato de Concessão, conforme parágrafo 1 deste Anexo, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), não incluindo os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços).

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

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

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

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

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

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

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

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

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

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

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

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

Fls. 25 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo 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.

C. Cômputo do Parcela A

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	14.185.878	6.016.361.318,42
A2 (88 a 138 kV)	219.774	73.282.509,83
A3 (69 kV)	3.636	1.358.068,14
A3a (30 kV a 44 kV)	1.143	467.204,06
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.813.428	1.542.827.459,50
BT (menor que 2,3 kV)	10.147.897	4.398.426.076,88
Suprimento	1.509.950	481.565.254,17
Livres A1	254.458	13.484.782,17
Demais Livres	8.049.024	876.592.584,95
Distribuição	197.454	17.697.162,40
Geração	-	39.286.424,45
Total	24.196.765	7.444.987.526,57

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; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria e (iv) Receitas Irrecuperáveis.

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

1. Encargos Setoriais

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

15. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) promover a universalização; do serviço de energia elétrica; iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda; iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

16. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado nos processos tarifários incorpora os seguintes valores:

i) *Quota Anual de CDE Uso*, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. 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) *Quota Anual da CDE – ENERGIA* (Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013), homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. Essa cota é 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.

Refere-se à devolução de parcela dos recursos da CDE recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, nos termos do Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013. Os recursos foram destinados à cobertura do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA decorrente do custo de aquisição de energia elétrica, devendo os consumidores recompor a Conta em até 5 anos, com atualização dos valores pela variação do IPCA, mediante encargo a ser incluído nas tarifas de energia elétrica, definido na proporção dos recursos recebidos pela distribuidora.

iii) *Quota Anual da CDE – Energia (Conta – ACR)* (Art. 4º-C do Dec. 7.891/2013) homologada pela REH nº 2.231 de 25/4/2017. Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que

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

Fls. 27 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

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

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

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

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

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

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

20. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

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

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

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

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

a. Custos de Rede Básica

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

25. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas são obtidas da Resolução Homologatória nº 2.409, de 28 de junho de 2018.

26. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos da REH 2.408, de 28 de junho de 2018, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

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 das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

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

Fis. 29 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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 relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição

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

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:

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

- 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.
- 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

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

Fls. 31 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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 (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.

38. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas em 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 elétrica¹⁰.

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

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.

¹⁰ 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. 32 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹¹ considerando o período de referência em questão.

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

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

4. Receitas Irrecuperáveis

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

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

onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

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

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

$\text{Receita de Bandeiras}$: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

D. Cômputo da Parcela B

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

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

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

Onde:

¹¹ 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. 33 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

VPB0: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\text{Fator Pb}_{i-1} = \frac{\text{VPB1}_{i-1} + \text{OR, UD, ER}_{i-1}}{\text{VPB1}_{i-1}}$$

Onde,

VPB1-1: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

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

1. Fator X

50. O Fator X¹² 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.

51. 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

¹² 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. 34 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

53. 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. Os indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, que serão aplicados gradualmente até março de 2019.

E. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

54. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹³.

55. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual estão descritos a seguir.

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

56. Este financeiro é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela "A".

57. Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.

58. A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

59. Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.

60. A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias: i) *Neutralidade dos itens da Parcela A de Natureza Fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.

¹³ 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. 35 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

61. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.

62. A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

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

63. 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 Selic¹⁴.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia. A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

64. 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.

i) **Repasso de Sobrecontratação/Exposição involuntária de Energia.** Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁵, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

ii) **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

¹⁴ 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.

¹⁵ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Pret_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. 36 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

da Sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE.

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

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

65. 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.

66. 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.

67. 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.

68. 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 $CVA_{\text{ESS/EER}}$ da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

69. 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.

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

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL, de 8 de agosto de 2018.

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

71. 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.

72. 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 2.083/2016¹⁶, 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.

73. 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, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

¹⁶ 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.