

VOTO

PROCESSO: 48500.007032/2019-40.

INTERESSADOS: CEMAR - Companhia Energética do Maranhão.

RELATOR: Júlio César Rezende Ferraz

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA – SGT

ASSUNTO: Reajuste Tarifário Anual de 2020 da CEMAR - Companhia Energética do Maranhão, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2020.

I. RELATÓRIO

1. A Companhia Energética do Maranhão - CEMAR é concessionária¹ do serviço público de distribuição de energia elétrica, sediada na cidade de São Luiz, Estado do Maranhão, e atende cerca de 2,5 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual da ordem de R\$ 3,6 bilhões.

2. Em 20 de agosto de 2019, aprovou-se a Revisão Tarifária Periódica de 2019 da CEMAR, conforme Resolução Homologatória - REH nº 2.594/2019, por meio da qual as tarifas foram, em média, reajustadas em -3,82%.

3. Em 1º de junho de 2020, mediante sorteio, o processo foi distribuído à minha relatoria.

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

¹ Ver o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 60/2000-ANEEL.

5. Em 17 de agosto de 2020, a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT, por intermédio da Nota Técnica nº 157/2020-SGT/ANEEL, consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2020 da Concessionária e encaminhou ao Conselho de Consumidores da CEMAR planilhas de cálculo, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652/2015.

II. FUNDAMENTAÇÃO

6. O Reajuste Tarifário Anual ("RTA") da CEMAR conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -0,01%, sendo de 0,09%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -0,03%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 1 - Efeito médio a ser percebido pelo consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	0,09%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	-0,03%
Efeito Médio AT+BT	-0,01%

7. O efeito médio de -0,01% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela "A" e de Parcela "B", contribuindo para o efeito médio em 7,86%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, levando a uma variação de -0,43%; (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que contribuíram para uma variação de -7,44%, conforme apresentado no Gráfico 1.

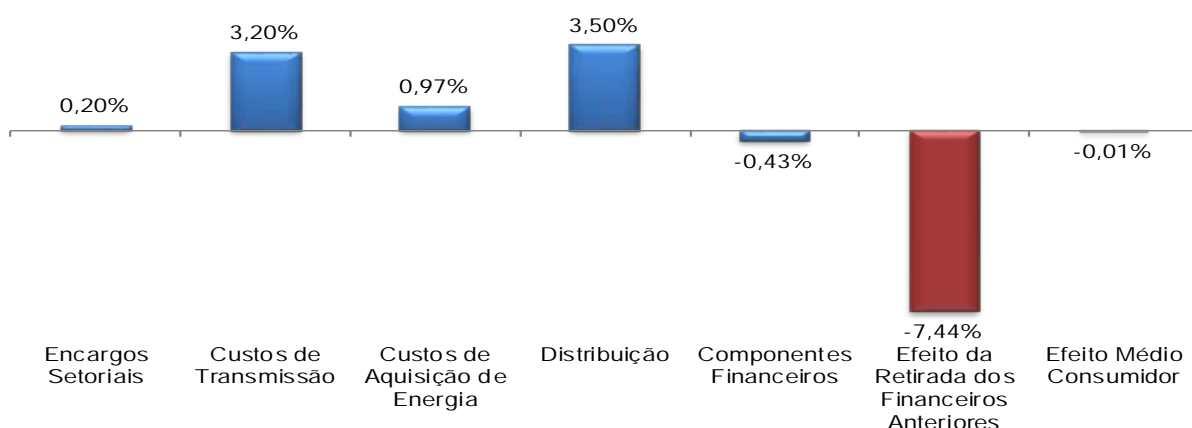


Gráfico 1 – Efeito para o Consumidor por Componente

8. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio:

Tabela 2 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.834.997.613	1.981.712.821	8,00%	4,37%	54,7%
Encargos Setoriais	241.614.615	248.182.806	2,72%	0,20%	6,8%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	5.934.540	6.440.617	8,53%	0,02%	0,2%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	77.220.791	101.774.526	31,80%	0,73%	2,8%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	12.094.740	-	-100,00%	-0,36%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	60.762.191	64.730.236	6,53%	0,12%	1,8%
PROINFA	50.525.667	40.403.026	-20,03%	-0,30%	1,1%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	34.944.866	34.707.531	-0,68%	-0,01%	1,0%
ONS	131.818	126.871	-3,75%	-0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	226.728.768	334.211.725	47,41%	3,20%	9,2%
Rede Básica	160.097.135	237.051.717	48,07%	2,29%	6,5%
Rede Básica Fronteira	41.677.216	63.202.644	51,65%	0,64%	1,7%
Conexão	13.532.233	22.535.180	66,53%	0,27%	0,6%
Uso do sistema de distribuição e CCD	11.422.184	11.422.184	-	-	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	1.366.654.230	1.399.318.290	2,39%	0,97%	38,6%
PARCELA B	1.524.472.710	1.641.903.298	7,70%	3,50%	45,3%
IRT	3.359.470.323	3.623.616.119		7,86%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				-0,43%	
CVA em processamento - Energia				2,40%	
CVA em processamento - Transporte				0,27%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-1,81%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-0,16%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				-0,15%	
Sobrecontratação/exposição de energia				0,21%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,05%	
Previsão de Risco Hidrológico (RTA 2020)				3,24%	
Ajuste CUSD				0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				0,86%	
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico (RTP 2019)				-2,75%	
Financeiro CONTA-COVID (CVA)				-2,30%	
Financeiro CONTA-COVID (Sobrecontratação)				-0,27%	
Financeiro CONTA-COVID (Neutralidade)				-0,03%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-7,44%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-0,01%	

9. Como se observa na Tabela 2, os custos da **Parcela A** representam 54,7% dos custos da Concessionária. O aumento desses custos foi responsável por 4,37% na composição do índice de reajuste tarifário, sendo destacado, a seguir, os itens mais representativos.

10. O valor total dos Encargos Setoriais corresponde a um efeito tarifário médio de 0,20%. Destaca-se o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para 2020, conforme a REH nº 2.664, de 2019, que contribuiu com 0,73% para o efeito médio. Em contrapartida, com a quitação dos empréstimos da Conta ACR em setembro/2019, a retirada desse

encargo da cobertura econômica da Concessionária contribuiu com uma variação de -0,36% no atual reajuste.

11. Em relação aos custos de Transmissão, estes contribuíram para um efeito médio de 3,20%. Sobre esse item, destaca-se a aprovação das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão, conforme Resoluções Homologatórias nº 2.724 e nº 2.726, ambas de julho de 2020.

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

13. Já a variação dos custos de compra de energia aumentou o efeito médio em 0,97%. Contribuiu para esse efeito, principalmente: (i) o aumento do custo médio da Energia Nova e Alternativa contratada no ambiente de contratação regulada na modalidade disponibilidade e quantidade, com participação no reajuste de 1,08% e 0,87% respectivamente; e (ii) o aumento do custo da energia das usinas abarcadas pela Lei nº 12.783/2013 (Cotas), com participação de 0,60%. Em contrapartida, a redução dos montantes de Energia Existente dos CCEAR modalidade Quantidade contribuiu para amenizar o aumento em -1,64%.

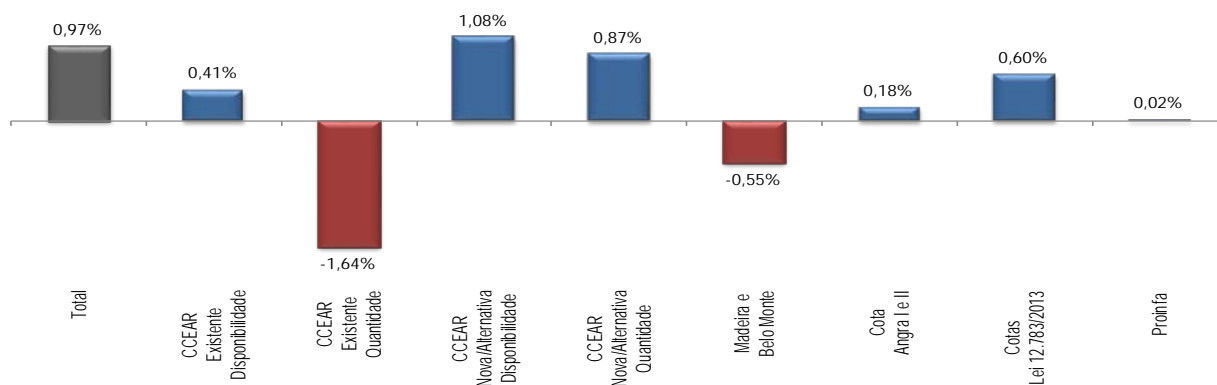


Gráfico 2 - Efeito por modalidade de aquisição de energia.

14. No que se refere aos custos da Parcela B, estes representam 45,3% dos custos da Concessionária. O impacto proveniente do incremento dessa Parcela foi de 3,50% do total do efeito médio a ser percebido pelos consumidores.

15. Para a atualização da **Parcela B**, considerou-se a variação acumulada, entre julho de 2019 e junho 2020, do IGPM, de 9,27%, composta com o Fator X, de 1,57%, o que totaliza 7,70%.

16. No cálculo do Fator X de 1,57%, foram considerados os componentes Pd e T definidos na última Revisão Tarifária da CEMAR, de 1,53% e 0,34%, respectivamente. Já o valor componente Q do Fator X aplicado na atualização da Parcela B foi de -0,30%.

17. Em relação à participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem² e com tributos³), os Gráficos 3 e 4 apresentam a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos de compra de energia, de transmissão e distribuição, além do pagamento dos encargos setoriais.

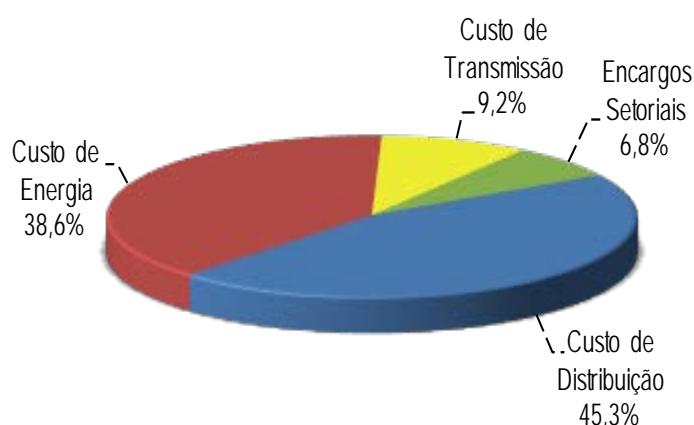


Gráfico 3 – Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual – Sem Tributos

² No primeiro Gráfico, destacou-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários.

³ Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias nominais de 19,8% para o ICMS e 3,2% para o PIS/COFINS incidentes sobre a fatura (total de 23,0% por dentro), contendo os tributos na base de cálculo, conforme fixado na legislação pertinente, o que representa a majoração de 29,9% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem esses tributos na base de cálculo.

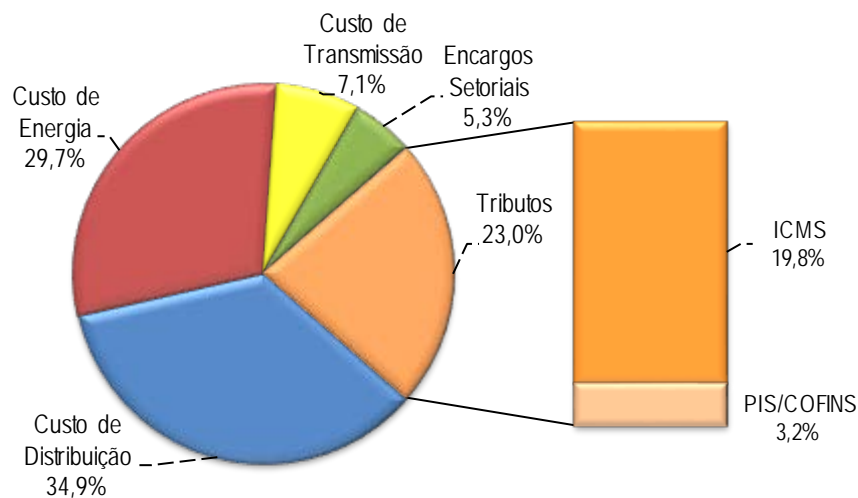


Gráfico 4 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual – Com Tributos

18. Quanto aos **componentes financeiros**⁴ a serem recuperados no próximo período tarifário, esses contribuíram com o efeito em -0,43% no atual reajuste da CEMAR, conforme indicado na Tabela 3.

19. Um dos financeiros que mais impactou o processo, com valores positivos, foi a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 2,40%, em decorrência da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos com aquisição de energia efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA.

20. Outro ponto de destaque foi a variação positiva da Previsão do Risco Hidrológico, cujo montante para os próximos 12 meses aumentou em relação ao valor considerado no processo tarifário de 2019⁵. Ocorre que, em função da redução da demanda energética decorrente da pandemia de Covid-19, a produção energética das usinas hidrelétricas também foi reduzida, o que justifica a redução da previsão do GSF (de 86,4% para 82,2%) e o consequente aumento do financeiro em tela. Cabe esclarecer que, conforme previsto no Submódulo 4.4 do PRORET, a valoração da previsão do Risco Hidrológico considera o valor de referência da Bandeira Verde, atualmente R\$ 149/MWh.

⁴ Os componentes financeiros incluídos nas tarifas não compõem a base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores nos 12 meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, produzindo efeitos nas tarifas apenas por 1 (um) ano.

⁵ Conforme consta da Tabela 3, o montante referente ao financeiro de previsão do risco hidrológico, R\$ 112.702.855,37, com impacto nas tarifas de 3,24%, é significativamente superior ao módulo da reversão do mesmo financeiro correspondente do ano de 2019, cujo valor, R\$ - 95.779.581,42, ameniza o aumento das tarifas em -2,75%.

21. A Tabela 3 apresenta a consolidação dos valores dos componentes financeiros:

Tabela 3 – Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	83.602.779,56	2,40%
CVA em processamento - Transporte	9.416.813,46	0,27%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 63.052.520,96	-1,81%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	- 5.420.953,63	-0,16%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 5.082.611,14	-0,15%
Sobrecontratação/exposição de energia	7.400.565,70	0,21%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.600.506,98	0,05%
Previsão de Risco Hidrológico (RTA 2020)	112.702.855,37	3,24%
Ajuste CUSD	206.698,68	0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	29.821.069,38	0,86%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico (RTP 2019)	- 95.779.581,42	-2,75%
Financeiro CONTA-COVID (CVA)	- 80.209.240,13	-2,30%
Financeiro CONTA-COVID (Sobrecontratação)	- 9.401.583,17	-0,27%
Financeiro CONTA-COVID (Neutralidade)	- 914.663,16	-0,03%
Total	- 15.109.864,47	-0,43%

22. Destacam-se também os financeiros negativos relacionados à CONTA-COVID, cujos montantes somados implicaram em impacto de -2,60% no reajuste, conforme indicam os três últimos itens da Tabela 3. Os montantes em questão equivalem a 66,66% (ou 2/3) dos valores recebidos pela CEMAR da CONTA-COVID e correspondem aos itens previstos nos §1º e §2º do Art. 5º da REH nº 885/2020. Por sua vez, a Tabela 4 apresenta os valores e os respectivos percentuais dos itens financeiros⁶ relacionados aos custos cobertos pela Bandeira Tarifária, ressaltando que os valores positivos indicam despesas e os negativos apontam receitas na Conta.

Tabela 4 – Componentes Financeiros relacionados às Bandeiras Tarifárias

Descrição	Valor (mil R\$)	Impacto
CVA Energia - Efeito CCEAR-D	(14.904,79)	-0,43%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	91.056,88	2,61%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	69.354,86	1,99%
CVA Energia - Risco Hidrológico da UHE Itaipu	-	0,00%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(62.851,21)	-1,80%
Resultado do Mercado de Curto Prazo* (sem bandeiras)	31.952,79	0,92%
Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias	114.608,53	3,29%
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(82.400,52)	-2,37%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(95.779,58)	-2,75%
Custo não coberto antecipadamente	(63.571,57)	-1,83%

⁶ Os valores dos itens de Risco Hidrológico das usinas repactuadas foram parcialmente incorporados na tarifa no processo tarifário de 2019, conforme metodologia do Submódulo 4.4/4.4A do PRORET. Os valores dos demais itens se referem a cifras realizadas no período tarifário que se encerra.

23. Pela tabela, pode-se observar que a distribuidora teria de suportar o custo de aproximadamente R\$ 114,6 milhões, caso não tivessem sido adotadas: a) as bandeiras tarifárias (receita de R\$ 82,4 milhões) e b) a incorporação na tarifa, no processo de 2019, da previsão dos riscos hidrológicos das usinas cotistas, conforme metodologia descrita no Submódulo 4.4/4.4A do PRORET. Com a adoção das duas medidas, pode-se afirmar que, no período avaliado, houve superávit da distribuidora relativo aos custos cobertos pelas Bandeiras Tarifárias (R\$ 63,5 milhões).

24. Destaca-se, portanto, que as bandeiras tarifárias contribuíram com 3,29% de redução no reajuste das tarifas.

25. Um outro ponto que merece destaque é a evolução da tarifa B1 – Residencial da Concessionária nos últimos 10 anos (51,77%) e as variações do IGP-M (89,21%) e do IPCA em (71,80%) no mesmo período, conforme demonstrado no Gráfico 5.

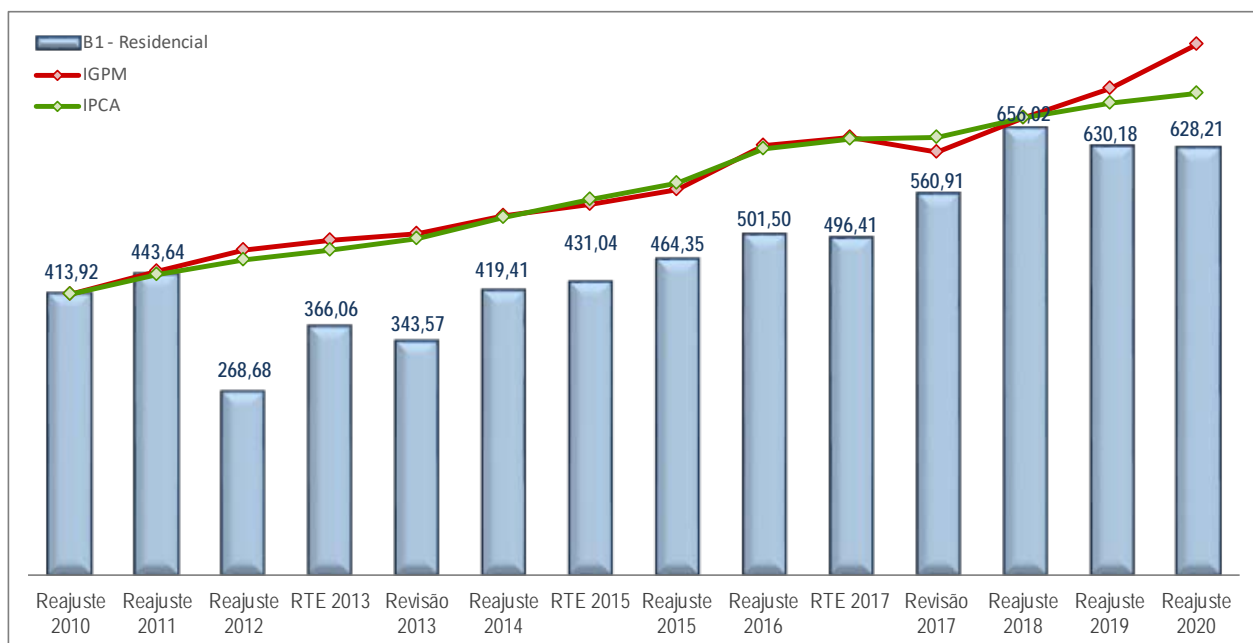


Gráfico 5 – Evolução da tarifa B1-Residencial (R\$/MWh)

III. DIREITO

26. A legalidade do assunto encontra amparo nos seguintes dispositivos:

(a) Lei nº 9.427, de 1996; (b) Lei nº 10.438, de 2002; (c) Lei nº 12.111, de 2009; (d) Decreto nº 7.246, de 2010; (e) Decreto nº 7.945, de 2013; e (f) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 182/1998-ANEEL.

IV.DISPOSITIVO

27. Diante do exposto e do que consta no Processo nº 48500.007032/2019-40, voto pela **emissão** de Resolução Homologatória, conforme minuta anexa, a fim de:

(i) **homologar** o índice de reajuste tarifário anual das tarifas da CEMAR - Companhia Energética do Maranhão, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2020, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -0,01%, sendo 0,09% para os consumidores em alta tensão e -0,03% para os consumidores em baixa tensão;

(ii) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Tarifas de Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e usuários da CEMAR;

(iii) **estabelecer** os valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

(iv) **homologar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à CEMAR, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária.

Brasília, 25 de agosto de 2020.

(Assinado digitalmente)
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Diretor

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº _____, DE _____ DE 2020

Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética do Maranhão - Cemar, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 060/2000, e com base nos autos do Processo nº 48500.007032/2019-40, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da Companhia Energética do Maranhão - Cemar a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas de aplicação da Cemar, constantes da Resolução Homologatória nº 2.594, de 20 de agosto de 2019, ficam, em média, reajustadas em -0,01% (zero vírgula zero um por cento negativo), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Art. 3º As tarifas de aplicação constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, estarão em vigor no período de 28 de agosto de 2020 a 27 de agosto de 2021.

Parágrafo único. No período de vigência da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha, de que trata o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, deverá ser adicionado à Tarifa de Energia –TE de aplicação o correspondente valor fixado pela ANEEL em ato específico.

Art. 4º Homologar o Índice de Reajuste Tarifário Anual - IRT de 7,43% (sete vírgula quarenta e três por cento), sendo 7,86% (sete vírgula oitenta e seis por cento) referentes ao reajuste tarifário anual econômico e -0,43% (zero vírgula quarenta e três por cento negativo) relativos aos componentes financeiros.

Art. 5º As tarifas da base econômica constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, contemplam somente o reajuste tarifário anual econômico e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 6º Definir, na Tabela 3 do Anexo, os percentuais de descontos relativos aos benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas de aplicação.

§ 1º Incide sobre o valor adicional da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha o desconto previsto no inciso II, art. 1º do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.

§ 2º Os demais descontos previstos no Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 não incidem sobre o valor do adicional da Bandeira Tarifária Amarela ou Vermelha.

Art. 7º Aprovar, nas Tabelas 4, 5 e 6 do Anexo, os valores relativos aos Serviços Cobráveis e aos parâmetros de cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD) e do Ressarcimento à distribuidora pela migração de unidades consumidoras para o sistema de transmissão, que estarão em vigor no período de 28 de agosto de 2020 a 27 de agosto de 2021.

Art. 8º Estabelecer, na Tabela 7 do Anexo, o encargo de conexão referente ao Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD do acessante especificado, que estará em vigor no período de 28 de agosto de 2020 a 27 de agosto de 2021.

Art. 9º Estabelecer, na Tabela 8 do Anexo, as receitas anuais referentes às instalações de conexão da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE, Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda. – ENCRUZO, EDP Transmissão MA II - MA II e Arteon Z2 Energia S.A. - Z2, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo pela Cemar, que estarão em vigor no período de 28 de agosto de 2020 a 27 de agosto de 2021.

Parágrafo único. Fica autorizada, quando cabível, a inclusão dos valores referentes às alíquotas do PIS/Pasep e da Cofins, necessários à cobertura dos dispêndios destes tributos nas faturas relativas às receitas anuais de que trata o *caput*.

Art. 10. Homologar, na Tabela 9 do Anexo, o valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cemar, no período de competência de agosto de 2020 a julho de 2021, até o 10º dia útil do mês subsequente, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Parágrafo único. O valor mensal, de que trata o *caput* contempla o ajuste entre os valores homologados no processo tarifário anterior e os realizados, bem como a previsão para o período de vigência das tarifas de que trata esta Resolução.

Art. 11. Autorizar a inclusão, no valor total a ser pago pelos consumidores/usuários/agentes supridos, das despesas relativas ao PIS/Pasep e à Cofins efetivamente incorridas pela Cemar no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.

Parágrafo único. Em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva do PIS/Pasep e da Cofins, bem como da defasagem entre o valor pago e o correspondente valor repassado para os consumidores/usuários/agentes supridos, a distribuidora poderá compensar essas eventuais diferenças nos meses subsequentes.

Art. 12. A íntegra desta Resolução e seus Anexos encontram-se juntados aos autos, bem como estão disponíveis no endereço eletrônico <http://www.aneel.gov.br/biblioteca>.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
	GERAÇÃO	NA	NA	17,30	0,00	0,00	17,30	0,00	0,00

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (Cemar).

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.126,54	325,01	0,00	1.125,37	327,98
				INT	0,00	708,22	193,64	0,00	706,28	198,39
				FP	0,00	289,90	193,64	0,00	287,18	198,39
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	423,62	204,59	0,00	421,15	209,19
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	423,62	204,59	0,00	421,15	209,19
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	393,87	204,59	0,00	393,88	209,19
CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	393,87	204,59	0,00	393,88	209,19	
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	923,76	266,51	0,00	922,81	268,94
				INT	0,00	580,74	158,79	0,00	579,15	162,68
				FP	0,00	237,71	158,79	0,00	235,49	162,68
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	347,37	167,77	0,00	345,35	171,54
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	347,37	167,77	0,00	345,35	171,54
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	923,76	266,51	0,00	922,81	268,94
				INT	0,00	580,74	158,79	0,00	579,15	162,68
				FP	0,00	237,71	158,79	0,00	235,49	162,68
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	347,37	167,77	0,00	345,35	171,54
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	347,37	167,77	0,00	345,35	171,54
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	856,17	247,01	0,00	855,28	249,26
				INT	0,00	538,25	147,17	0,00	536,77	150,78
				FP	0,00	220,32	147,17	0,00	218,26	150,78
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	321,95	155,49	0,00	320,08	158,99
CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	321,95	155,49	0,00	320,08	158,99	
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.160,83	325,01	0,00	1.159,73	327,98
				INT	0,00	728,79	193,64	0,00	726,89	198,39
				FP	0,00	296,75	193,64	0,00	294,05	198,39
	PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	423,62	204,59	0,00	421,15	209,19
CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	423,62	204,59	0,00	421,15	209,19	
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	232,99	112,53	0,00	231,63	115,06
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	254,17	122,75	0,00	252,69	125,52
B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	5,62	0,00	0,00	5,62	0,00	0,00
		TIPO 2	NA	NA	22,72	0,00	0,00	22,72	0,00	0,00

OBS.: (1) Tarifa de referência para aplicação dos descontos definidos na TABELA 3 às diferentes subclasses residencial baixa renda.

DEFINIÇÕES DAS SIGLAS:

NA = não se aplica (não há distinção dentro da classe, subclasse, acessante ou posto tarifário);

P = posto tarifário ponta;

INT = posto tarifário intermediário;

FP = posto tarifário fora de ponta;
APE = autoprodução.

TABELA 3 – BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS - PERCENTUAIS DE DESCONTO (Cemar).

	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	TARIFA PARA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS	NORMA LEGAL
B1 – RESIDENCIAL BAIXA RENDA					
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh		65%	65%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B1 RESIDENCIAL BAIXA RENDA	Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh		40%	40%		
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh		10%	10%		
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh		0%	0%		
RURAL - GRUPO A	6%	6%	6%	TUSD E TE DAS MODALIDADES AZUL E VERDE	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	9%	9%	9%		Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Art. 9º Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 2015
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO A	0%	70% A 90%	70% A 90%		
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B		9%	9%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B3	Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA EM HORÁRIO ESPECIAL – GRUPO B		60% A 73%	60% A 73%	TUSD E TE DO SUBGRUPO B2	Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.
GERAÇÃO - FONTE INCENTIVADA	50% a 100%			TUSD GERAÇÃO	Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004; Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
CONSUMIDOR LIVRE - FONTE INCENTIVADA	0% a 100%	0%	0%	MODALIDADE AZUL: TUSD DEMANDA (R\$/kW)	
	0% a 100%	0% a 100%	0%	MODALIDADE VERDE: TUSD DEMANDA (R\$/kW) E TUSD ENERGIA PONTA (R\$/MWh) DEDUZINDO-SE A TUSD ENERGIA FORA PONTA (R\$/MWh)	

TABELA 4 – SERVIÇOS COBRÁVEIS (art. 102, 103 e 131 da REN nº 414/2010) (Cemar).

SERVIÇOS COBRÁVEIS	Grupo B (R\$)			Grupo A (R\$)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	7,21	10,32	20,63	61,96
II - Aferição de medidor	9,29	15,47	20,63	103,29
III - Verificação de nível de tensão	9,29	15,47	18,58	103,29
IV - Religação normal	8,23	11,34	34,06	103,29
V - Religação de urgência	41,30	61,96	103,29	206,58
VI - Segunda via de fatura	3,08	3,08	3,08	6,18
VII - Segunda via declaração de quitação anual de débitos	3,08	3,08	3,08	6,18
VIII - Disponibilização dados de medição (memória de massa)	7,21	10,32	20,63	61,96
IX - Desligamento programado	41,30	61,96	103,29	206,58
X - Religação programada	41,30	61,96	103,29	206,58
XI - Fornecimento pulsos potência e sincronismo	7,21	10,32	20,63	61,96
XII - Comissionamento de obra	21,63	30,95	61,90	185,88
XIII - Deslocamento ou Remoção de poste	(*)	(*)	(*)	(*)
XIV - Deslocamento ou Remoção de rede	(*)	(*)	(*)	(*)
XV - Visita técnica	7,21	10,32	20,63	61,96
XVI - Custo administrativo de inspeção	123,85	185,83	309,73	4.130,02

(*) Objeto de orçamento específico (art. 103 da REN nº 414/2010)

TABELA 5 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ERD (REN nº 414/2010) (Cemar).

SUBGRUPO TARIFÁRIO	B1	B2-RURAL	B2-IRRIGANTE	B3	A4	A3a	A3
K	882,77	724,09	671,04	882,77	1.042,42	1.042,42	84,00
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	17,97	14,74	13,66	17,97	21,22	21,22	1,71
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)	12,26%						
CARGA TRIBUTÁRIA (%)	34,00%						
PARCELA B REVISÃO (R\$)	1.329.217.877,70						
TAXA DE DEPRECIACÃO - D (%)	3,87%						
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - O&M (R\$)	626.711.541,85						

TABELA 6 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO RESSARCIMENTO DECRETO nº 5.597/2005 (REN nº 473/2012) (Cemar).

SUBGRUPO TARIFÁRIO	A4	A3a	A3
TUSD FIO B - PONTA (R\$/kW)	67,97	67,97	17,15
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	21,22	21,22	1,71
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)	12,26%		
PARCELA B TARIFA (R\$)	1.641.903.297,94		
PD Médio	1,53		
β	33,72%		

TABELA 7 – ENCARGO DE CONEXÃO REFERENTE AOS CCD DE ACESSANTES (Cemar).

INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALOR ANUAL (R\$)	VALOR MENSAL (R\$)
SCHINCARIOL - CEMAR	165.599,86	13.799,99

TABELA 8 – RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) DE USO EXCLUSIVO (Cemar).

Vigente no período de 28 de agosto de 2020 a 27 de agosto de 2021.		
EMPRESA TRANSMISSORA	INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALOR ANUAL (R\$)
CHESF	CEMAR	1.170.118,73
ELETRONORTE	CEMAR	790.613,50
ELETRONORTE	CEMAR	1.959.760,57
ELETRONORTE	CEMAR	16.585.144,82
ENCRUZO	CEMAR	469.332,18
MA II	CEMAR	1.619.197,27
Z2	CEMAR	431.462,38

Obs: Caso tenha sido utilizado índice estimado para a atualização dos valores, deve prevalecer, para fins de faturamento/pagamento, o valor apurado com base nos índices definitivos.

TABELA 9 – VALOR MENSAL DA SUBVENÇÃO DA CDE PARA CUSTEAR DESCONTOS TARIFÁRIOS (Cemar).

DESCRIÇÃO	AJUSTE (R\$)	PREVISÃO (R\$)	VALOR MENSAL (R\$)
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	1.171.687,17	5.272.689,97	6.444.377,14
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA	(7.179,49)	23.707,46	16.527,97
SUBSIDIO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	66.729,62	1.306.020,20	1.372.749,82
SUBSIDIO RURAL	517.264,17	1.739.484,20	2.256.748,37
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	102.546,94	602.700,13	705.247,08
TOTAL	1.851.048,42	8.944.601,96	10.795.650,38

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA DE DE DE 2020

O DIRETOR-GERAL DA ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº . **Processo** nº 48500.007032/2019-40. **Interessados:** Companhia Energética do Maranhão - Cemar, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE, Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda. – ENCRUZO, EDP Transmissão MA II - MA II e Arteon Z2 Energia S.A. - Z2, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. **Objeto:** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da Companhia Energética do Maranhão - Cemar, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2020, e dá outras providências. A íntegra desta Resolução e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA