

Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL

Em 14 de junho de 2022.

Processo: **48500.004949/2021-15**

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

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 22 de junho de 2022, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição 042/1999 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A ENF, sediada na cidade de Nova Friburgo/RJ, atende aproximadamente 112 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 200 milhões.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 0AAF914E006983F9

Fls. 2 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	99.559	13.522	45,6%
Industrial	725	4.282	14,4%
Comercial	10.333	5.413	18,3%
Rural	1.149	340	1,1%
Iluminação Pública	3	1.552	5,2%
Poder Público	406	576	1,9%
Serviço Público	148	451	1,5%
Demais classes	21	3.500	11,8%
Total	112.344	29.636	100%

Fonte: SAMP – competência maio/22.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.885, de 22/06/2021, a revisão tarifária periódica da ENF representou, em média, uma variação das tarifas homologadas em 2020 de 4,95%.
4. O Memorando nº 64/2022-SRM/ANEEL¹, de 16/05/2022, informou os valores de repasse para os contratos bilaterais de compra de energia do portfólio da concessionária.
5. Em 24/05/2022, a SGT recebeu o Memorando nº 147/2022-SFF/ANEEL², com os valores das receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos e das Outras Receitas, além da validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.
6. Em 06/06/2022, a SGT se reuniu virtualmente, via Microsoft Teams, com os representantes da ENF onde foram esclarecidos detalhes do processo.
7. Em 10/06/2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a ENF encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais³, 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.
8. Em 07/06/2022, foi aprovado no Congresso Nacional o Projeto de Lei n. 1.280/2022, que trata da devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais

¹ Documento SIC nº 48580.000627/2022-00.

² Documento SIC nº 48536.001830/2022-00.

³ Documento SIC nº 48581.001677/2022-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

que versam sobre a retirada do ICMS da base do PIS/COFINS. O Projeto de Lei, encaminhado para sanção em 08/06/2022, prevê a devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário. Embora pendente de sanção presencial, dado que se trata de crédito líquido e certo, foi incluído neste processo tarifário um componente financeiro dos valores a serem aproveitados pela ENF perante a RFB referente aos meses de março/21 a maio/22.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da ENF conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 19,19%, sendo de 17,78%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 19,51%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	17,78%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	19,51%
Efeito Médio AT+BT	19,19%

10. O efeito médio de 19,19% decorre:

- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;
- (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e
- (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

11. Conforme apresentado na Tabela 2, o efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence.

12. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 15,77% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 2,63%, conforme tabela seguinte:

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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

	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	151.267.285	183.223.361	21,1%	15,77%	76,4%
Encargos Setoriais	24.987.442	37.043.802	48,2%	5,95%	15,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	282.388	326.181	15,5%	0,02%	0,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	17.388.983	27.363.320	57,4%	4,92%	11,4%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid)	2.713.834	2.786.629	2,7%	0,04%	1,2%
PROINFA	2.774.092	4.509.087	62,5%	0,86%	1,9%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	1.828.146	2.058.584	12,6%	0,11%	0,9%
Custos de Transmissão	46.122.413	48.491.752	5,1%	1,17%	20,2%
Uso do sistema de distribuição e CCD	46.122.413	48.491.752	5,1%	1,17%	20,2%
Custos de Aquisição de Energia	79.992.276	97.505.609	21,9%	8,64%	40,6%
Receitas Irrecuperáveis	165.153	182.198,68	10%	0,01%	0,1%
PARCELA B	51.380.059	56.718.479	10,4%	2,63%	23,6%
IRT	202.647.344	239.941.840	18,4%	18,40%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		2.337.545		1,15%	
CVA em processamento - Energia		4.778.364		2,36%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		4.600.252		2,27%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		275.141		0,14%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(136.593)		-0,07%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		1.326.411		0,65%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		617.492		0,30%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		14.377		0,01%	
Ajuste CUSD		231.114		0,11%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021		(85.114)		-0,04%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circu		(5.558)		-0,003%	
Crédito de PIS/COFINS		(9.278.342)		-4,58%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-0,36%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				19,19%	

13. O gráfico 1 abaixo demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

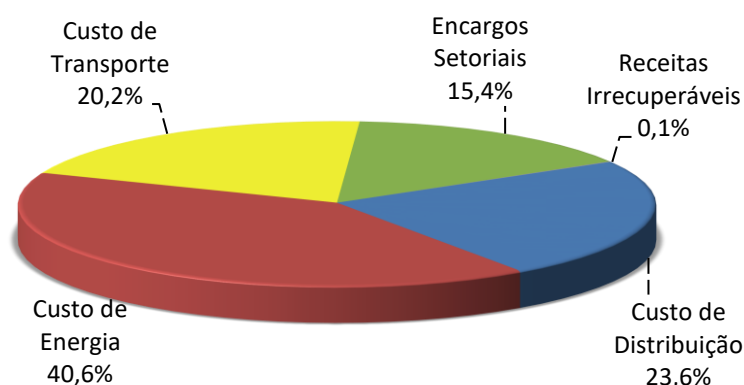


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

14. 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 26,0% para o ICMS e 2,9% para o PIS e COFINS (total de 28,9% por dentro), o que equivale a uma majoração de 40,6% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

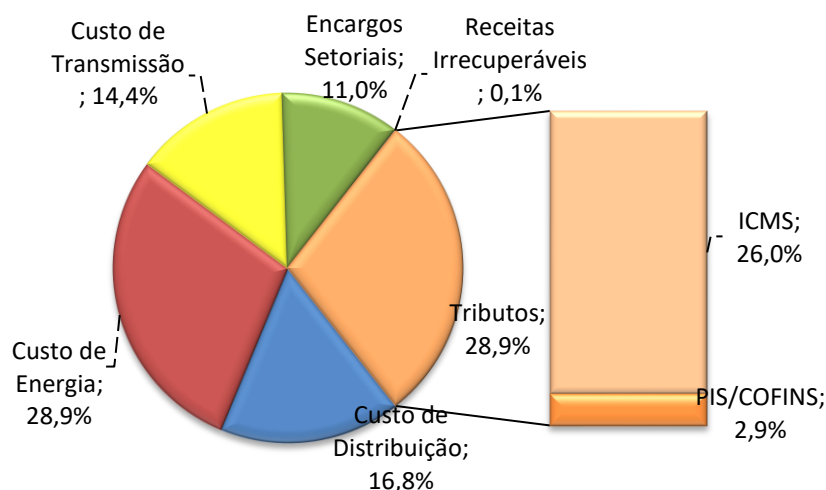


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

15. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

16. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ENF é de junho/2021 a maio/2022.

IV.3. Receita Anual

17. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) 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\$ 202.647.344, 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 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	288.205	185.683.255
A4 (2,3 kV a 25 kV)	38.740	22.257.129
BT (menor que 2,3 kV)	249.464	163.426.126
Demais Livres	34.781	9.142.144
Distribuição	37.879	7.786.590
Geração	-	35.355
Total	360.865	202.647.344

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	282.388	326.181	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	17.388.983	27.363.320	ReH 3.024/2022
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE COVID	2.713.834	2.786.629	Previsão-2022
PROINFA	2.774.092	4.509.087	ReH 2.995/2021
P&D e Eficiência Energética	1.828.146	2.058.584	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	24.987.442	37.043.802	

19. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 5,95%. Destacam-se os seguintes encargos: a CDE Uso que variou 57,4%, impactando o efeito médio em 4,92%, o Proinfa que variou 62,5%, impactando o reajuste em 0,86%. Por ser totalmente suprida pela Enel Distribuição Rio – ENEL RJ, a ENF não recolhe o encargo de EER/ESS.

IV.4.2. Transmissão

20. 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 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Uso do sistema de distribuição	46.122.413	48.491.752
Total dos Custos de Transporte	46.122.413	48.491.752

21. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 5,1%, impactaram o efeito médio em 1,17%. Sobre esse item, destaca-se, que a ENF não tem acesso a Rede Básica, de forma que o transporte da energia para atendimento ao seu mercado advém de conexão com o sistema de distribuição da Enel RJ. Portanto, a variação indicada decorre do aumento das tarifas daquela concessionária.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

22. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da ENF.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	0,02%	0,02%	ReH 2.885/2021
Técnica (s/ merc. injetado)	5,10%	5,10%	ReH 2.885/2021
Mercado Baixa Tensão (MWh)	249.464	249.464	SAMP

23. A Tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica a ENF 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	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	288.205	288.205
Fornecimento	288.205	288.205
Consumidores Livres	72.660	72.660
Perdas Totais	19.435	19.435
Perdas na Distribuição	19.435	19.435
Perda Não Técnica	47	47
Perda Técnica	19.388	19.388
Energia Requerida	307.640	307.640

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Montante e preço	Memo nº 64/2022-SRM/ANEEL
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.995/2021

24. A Tabela a seguir demonstra o resumo dos 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\$)
Bilaterais	300.581	300.581	324,39	97.505.609
ENEL RJ	300.581	300.581	324,39	97.505.609
Energia Base	7.058	7.058	-	-
PROINFA	7.058	7.058	-	-
Total	307.640	307.640	316,95	97.505.609

25. A Tabela e o gráfico abaixo demonstram 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 Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Bilateral	335.908	300.581	-10,5%	266,07	324,39	21,9%
Proinfa	7.190	7.058	-1,8%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(35.458)	-	-100,0%	264,61	324,39	22,6%
TOTAL	307.640	307.640	0,0%	260,02	316,95	21,9%

26. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a ENF, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$97.505.608,60 e levaram a uma variação no efeito médio de 8,64%, em repercussão às tarifas de Suprimento da ENEL RJ aprovadas pela Resolução Homologatória nº 3015/2022, de 15/03/2022.

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis

27. Para a ENF, 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	Reais RI
Residencial	114.443.210	0,07%	151.458
Industrial	21.384.517	0,00%	-
Comercial	40.649.613	0,04%	30.741
Rural	3.236.136	0,00%	-
Iluminação Pública	7.181.123	0,00%	-
Poder Público	4.124.331	0,00%	-
Serviço Público	3.636.046	0,00%	-
Demais	7.992.366	0,00%	-
TOTAL	202.647.344	-	182.199

28. Sendo assim, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da ENF é de R\$ 182.199, contribuindo para o efeito médio de 0,01% no atual reajuste.

IV.5. PARCELA B

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

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	51.380.059	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,05701	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	54.309.470	SGT/ANEEL
(4) IPCA	11,73%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-1,15%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,25%	PRORET 2.5 A
(5.2) Componente T do Fator X	-0,57%	REH 2.885/2021
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,83%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	4.585.900	
(6.1) Outras Receitas (OR)	4.063.228	Memorando 147/2022-SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	311.719	Memorando 147/2022-SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	210.953	Memorando 147/2022-SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	56.718.479	

30. A atualização da Parcela B representou 2,63% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 11,73% no período de referência, descontada do Fator X, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	4.778.364	2,36%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	4.600.252	2,27%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	275.141	0,14%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(136.593)	-0,07%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	1.326.411	0,65%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	617.492	0,30%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	14.377	0,01%
Ajuste CUSD	231.114	0,11%
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021	(85.114)	-0,04%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circ)	(5.558)	-0,003%
Crédito de PIS/COFINS	(9.278.342)	-4,58%
Total	2.337.545	1,15%

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

32. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 1,15% no atual reajuste da ENF. Destaca-se, com valores positivos, a CVA – Energia, com 2,36%, em função da alteração da tarifa de suprimento da ENEL – RJ ocorrida em março de 2022, bem como a CVA – Encargos, com efeito de 2,27%, devido principalmente a alteração das quotas de CDE em janeiro de 2022.

Mitigação dos efeitos tarifários

33. Foram estudados e elaborados mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário, contribuindo para a redução tarifária e estão indicados abaixo.

a) Créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial

34. Como mencionado no início desta Nota Técnica, diante de Projeto de Lei recentemente aprovado, foi considerado neste processo o valor de R\$ 9.278.341,67, referente aos créditos já aproveitados pela ENF perante a RFB até maio/22, somados a capacidade de aproveitamento para os meses de junho/22 a maio/23. A consideração deste valor reduziu o efeito médio a ser percebido pelos consumidores em -4,58%.

b) Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável a consumidores migrantes para o ACL

35. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL⁴, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à ENF informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica nº 237/2020-SGT/ANEEL⁵, de 27/11/2020. O valor correspondente informado⁶ pela ENF foi de R\$ 5.558,24, considerado no rol de financeiros negativos.

c) REN 952/2021 – Financeiro do Spread da Conta Covid

36. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispendo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao spread da conta covid da ENF, correspondendo a R\$ 85.113,57, resultando em redução de efeito de -0,04%.

⁴ Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

⁵ Documento SIC nº 48581.001953/2020-00.

⁶ Documento SIC nº 48581.001609/2022-00.

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

37. Por fim, destaca-se que embora o mercado da ENF seja inferior a 350 GWh, a Subvenção criada pela Lei n.14.299/2022 não foi aplicada, uma vez que a concessionária com mercado próprio superior a 700 GWh, em área adjacente, na mesma unidade federativa, ENEL RJ, possui tarifas maiores dos que as resultantes desse processo.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	44.246	291.912	336.158
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(1)	1.557	1.557
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(5.892)	10.955	5.063
Subsídio Rural	(4.268)	18.786	14.518
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(1.894)	6.863	4.969
Total	32.191	330.074	362.265

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

39. 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 ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 042/1999-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

40. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 042/1999, no que consta do Processo nº 48500.004949/2021-15 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da ENF, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 19,19% sendo de 17,78% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 19,51% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da ENF; e
- iii) 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

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

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

(Assinado digitalmente)
FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Coordenador de Processo Tarifário de Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004949/2021-15.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 0AAF914E006983F9

Fls. 14 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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

Equipe	Atividade
Francisco de Mattos Faé	Coordenador - Processos Tarifários e Técnico Responsável
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador Adjunto - Processos Tarifários
Robson Kuhn Yatsu Diego Luís Brancher Herivelto Augusto de Vasconcelos	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado Técnico Responsável - Estrutura Tarifária Suporte – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes Fabiano Costa Camilo	Coordenador – Encargos e Comercialização CVA

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004949/2021-15.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 0AAF914E006983F9

Fls. 15 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

ANEXO I – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que 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)⁷, 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 C	01/03/2022
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0 C	01/03/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2 A	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.3 C	01/03/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1 C	01/03/2022
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022

⁷ O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses dos custos de Compra de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9 C	01/03/2022
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 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

5. Segundo descrito na 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:

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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: númENEL RJ 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.

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

III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA

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

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

12. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (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.

III.3.1. Encargos Setoriais

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

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda;
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;
- promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelo Sistema Interligado Nacional - SIN;

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

- prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013); e
- prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

15. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

a) quota anual de CDE Uso. 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.

b) quota anual da CDE – Conta COVID (Art. 3º-A do Dec. 10.350/2020). Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que aderiram à Conta COVID, nos termos da REN 885/2020, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de energia elétrica e nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta COVID, em atendimento ao Decreto nº 10.350, de 18/05/2020, e nos termos na Resolução Normativa nº 885, de 23/6/2020.

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 2021. A definição desse encargo tarifário para cada distribuidora está vinculada aos recursos recebidos da Conta COVID.

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET;

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



Fls. 20 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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

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

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

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

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

17. 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.

18. Os **Custos de Rede Básica** referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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.

19. 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 as tarifas são fixadas pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória.

20. Os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo consideram as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão e são fixados pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória específica.

21. O **Custo de Conexão** refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

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



Fls. 22 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

25. **O Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

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

III.3.3 Compra de Energia

27. 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.

28. 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*”.

29. 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.

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

- **Contratos Bilaterais** são contratos de livre negociação entre os agentes, dos quais fazem parte: os contratos para atendimento do Sistema Interligado Nacional, realizados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado, realizados antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009; os contratos firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010; , os contratos de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004; os contratos

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano;

- *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 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 encontra-se descrita no Submódulo 12,6 do PRORET;
- *Cotas de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12,6 do PRORET;
- *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 de concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano ou de concessionária que atende o Sistema Isolado, conforme 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

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



Fls. 24 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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

III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

33. 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 elétrica⁸.

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

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

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

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

36. 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.

37. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁹ considerando o período de referência em questão.

38. 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.

39. 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.

III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis

40. 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:

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

⁹ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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



Fls. 26 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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;

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.

III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

41. Submódulo 3.1A do PRORET, o cômputo da Parcela B é efetuado 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:

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

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

Onde:

VPB0_i: 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.

42. 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.

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



Fls. 27 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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

$$\text{Fator } Pb_{i-1} = \frac{VPB1_{i-1} + OR, UD, ER_{i-1}}{VPB1_{i-1}}$$

Onde,

VPBri-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.

44. O Fator X^{10} , definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. 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.

45. 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.

46. 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.

47. 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, técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

¹⁰ Para maiores detalhes 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. 28 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

48. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹¹.

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

i) Neutralidade dos itens da Parcela A: O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A 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”.

- 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.
- 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.
- 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.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:
 - *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.
 - *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.

¹¹ 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. 29 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

- 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.

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

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual são atualizados pela Selic¹².
- 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.

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

iv) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹³, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

¹² 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.

¹³ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

v) **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

50. 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.

51. 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.

52. 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.

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

54. 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.

55. 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. 31 Nota Técnica nº 87/2022-SGT/ANEEL, de 14/06/2022.

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

56. 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.

57. 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 2.083/2016¹⁴, 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.

58. 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.

¹⁴ 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.