

NOTA TÉCNICA

5ª Revisão Tarifária Periódica

ETO

Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A

RTP 2020 – FINAL

SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

Nota Técnica nº 109/2020–SGT/ANEEL

Em 25 de junho de 2020

Processo n.º 48500.006738/2019-94

Assunto: Quinta Revisão Tarifária Periódica da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A.

I. OBJETIVO

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da quinta revisão tarifária periódica de 2020 da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A.
2. A presente proposta de revisão tarifária da ETO segue os procedimentos e metodologias de cálculo previstos nos Módulos 2, 3 e 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária, do reajuste tarifário e da estrutura tarifária.
3. A síntese das metodologias aplicáveis a esta revisão consta do Anexo I desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da ETO. A Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

II. DOS FATOS

5. O Contrato de Concessão nº 052/1999, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da ETO, define a data de 04/07/2020 para a realização da quinta revisão tarifária periódica.
6. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram solicitadas por meio do Ofício nº 05/2020-SGT/ANEEL, de 14 de janeiro de 2020, sendo encaminhados pela concessionária mediante a Carta ENERGISATO/VPR-ANEEL/Nº 011/2020, de 06 de março de 2020.
7. Em 20/04/2020, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública nº 031/2020 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 23/04/2020 a 06/06/2020.

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

Pág 2 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

8. Em 19/06/2020, a SGT realizou reunião virtual com o conselho de consumidores da empresa para discutir a proposta da revisão tarifária da ETO, sendo realizada também reunião com a empresa em 22/06/2020 em função das restrições impostas pela pandemia do coronavírus.

9. No dia 25/07/2020, a proposta da revisão tarifária final foi encaminhada à ETO e ao Conselho de Consumidores.

10. Em 23/07/2020, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a ETO encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III. ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

11. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos.

12. No momento da RTP também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

13. Além disso são definidas as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários. Para a definição das perdas não técnicas, a ANEEL compara o desempenho das concessionárias, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

14. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo I desta nota técnica.

B. Período de Referência

15. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ETO é de julho/2019 a junho/2020.

C. Receita Verificada

16. No cálculo da Receita de Verificada foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para

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

Pág 3 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste tarifário homologado em 2019. Ressalta-se que os dados referentes ao mês de junho/2020, ainda não estão disponíveis, correspondem aos dados de maio/2020.

17. O quadro a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	2.158.449	1.160.962.925,50
A2 (88 a 138 kV)	9.784	4.294.903,96
A3 (69 kV)	3	29.746,84
A3a (30 kV a 44 kV)	141.189	64.633.836,88
A4 (2,3 kV a 25 kV)	259.179	132.801.795,21
BT (menor que 2,3 kV)	1.748.295	959.202.642,61
Demais Livres	243.816	56.519.357,71
Distribuição	8.985	1.098.044,02
Geração	-	16.249.785,24
Total	2.411.251	1.234.830.112,46

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

19. No caso específico da ETO, informa-se que houve um aumento no mercado (cativos e livres) de 1,50% quando comparado ao ano tarifário anterior (jul2018/jun2019), cabe registrar que o último mês informado pela empresa foi maio de 2020, de modo que o mês de junho de 2020 foi projetado. Com base na variação do mercado referente aos 12 meses anteriores ao período de isolamento estima-se que o impacto devido a pandemia no mercado no período de referência da desta revisão foi de -1,99%.

20. O gráfico a seguir apresenta o histórico de crescimento de mercado (em barras) para os anos tarifários da empresa, além da média (em linha) da amostra¹.

¹ não inclui o ano tarifário deste processo

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

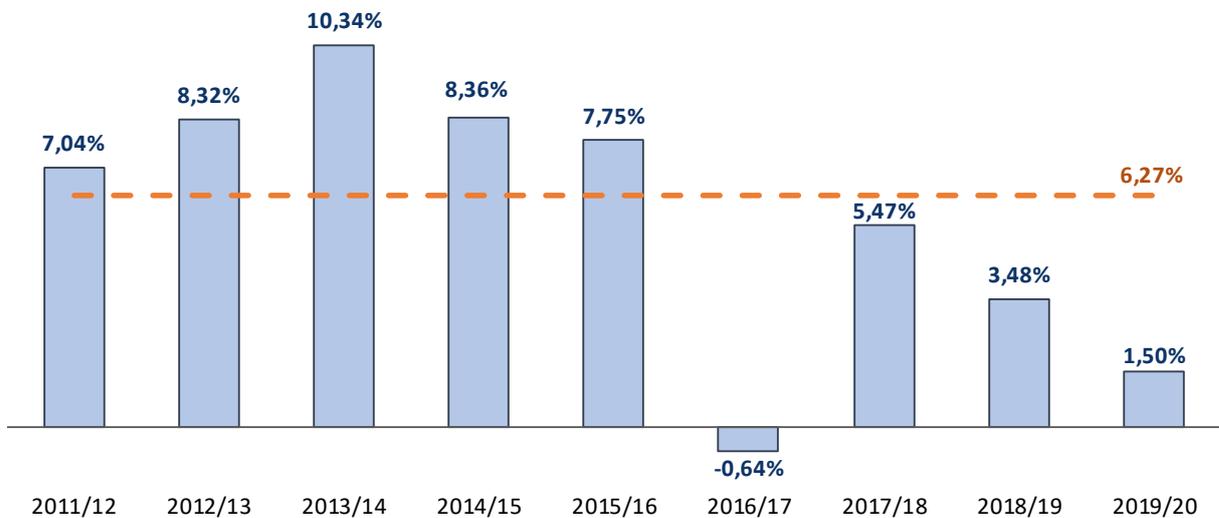


Gráfico 1. Histórico crescimento do mercado de referência

D. PARCELA A

21. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

1. Encargos Setoriais (ES)

22. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e tem seus valores estabelecidos pela ANEEL

23. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.750.754,00	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	40.756.364,76	REH nº 2.664/2019
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	21.769.038,68	Previsão SGT
PROINFA	16.283.974,21	ReH 2.653/2019
P&D e Eficiência Energética	13.421.510,92	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	94.981.642,57	

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

Pág 5 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

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

24. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

25. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

Tabela 3. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	69.301.064
Rede Básica Fronteira	19.357.876
Rede Básica ONS (A2)	202.051
Rede Básica Export. (A2)	-
MUST Itaipu	-
Transporte de Itaipu	-
Conexão	2.201.363
Uso do sistema de distribuição	1.674.866
Total	92.737.219,45

26. Ressalta-se que foram aplicadas as melhores previsões das novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, que possivelmente serão deliberadas em 07/07/2020 (Processos n. 48500.000729/2020-23 e 48500.000852/2020).

27. Ademais, como até a presente data não houve a deliberação do processo da TUSDg, as tarifas das centrais geradoras que acessam a ETO terão caráter provisório.

28. Após a deliberação do referido processo, eventuais diferenças entre as tarifas de geradoras homologadas e as tarifas definitivas serão compensadas no processo tarifário de 2021 da ETO.

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

29. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

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

Pág 6 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

30. O valor de perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, por meio do Memorando nº 132/2020-SRD/ANEEL, de 16 de junho de 2020, que encaminhou a Nota Técnica nº 26/2020-SRD/ANEEL, no percentual de 11,492% sobre a energia injetada.

31. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuam em áreas de concessão com certo grau de semelhança socioeconômica. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnica para a concessionária, obtida conforme Submódulo 2.6A do PRORET.

Tabela 4. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória

Cálculo do Ponto de Partida

Descrição	PNT
a. Meta Ciclo Anterior Faturada	5,29%
b. Diferença entre Medido e Faturado	0,84%
c. Meta Ciclo Anterior Medida [b + c]	6,13%
d. Média Histórico Medida	4,56%
e. Ponto de Partida [= Média Histórica]	4,56%
f. Ponto de Partida Faturado [e - b]	3,71%

Cálculo do Ponto de Chegada

Descrição	Modelo C	Modelo G	Modelo K
g. Empresa Benchmark	COSERN	COSERN	COSERN
h. Perda Benchmark (PNT/BT)	3,41%	3,41%	3,41%
i. Perda Energisa TO (PNT/BT)	7,98%	7,98%	7,98%
j. Probabilidade de Comparação	83,56%	85,31%	91,87%
k. Meta baseada em cada Benchmark [h x j + (1 - j) x i]	4,16%	4,08%	3,78%
l. Meta média dos Benchmarks [média (k)]		4,00%	
m. Ponto de Partida (PNT/BT)		4,56%	
n. Meta [= Ponto de Partida]		4,56%	
o. Meta Faturado [n + b]		3,71%	

Trajetória

Descrição	Ponto Partida	2020	2021	2022	2023	2024
Trajetória PNT/BT	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%
Velocidade de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PNT/BT Medido Regulatório	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%
Diferença entre Medido e Faturado	0,84%	0,84%	0,84%	0,84%	0,84%	0,84%
PNT/BT Faturado Regulatório	3,71%	3,71%	3,71%	3,71%	3,71%	3,71%
PT/ Injetada Regulatório	11,49%	11,49%	11,49%	11,49%	11,49%	11,49%

32. Considerando que a média das perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido da ETO, de 4,56%, é inferior a 7,50%, adota-se esse referencial como ponto de partida e chegada. Esse valor convertido para o mercado de baixa tensão faturado resulta em perdas não técnicas regulatórias de 3,71%.

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

Pág 7 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

33. Para o cálculo das perdas das perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

34. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 5. Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	44.360
Perdas na Distribuição	386.411
Perdas Técnicas	321.507
Perdas Não Técnicas	64.903
Energia Vendida	2.158.449
Energia Requerida	2.589.220,41

b. Valoração da compra de energia

35. 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.

36. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço conforme tabela abaixo:

Tabela 6. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memorando nº 039/2020-SRM/ANEEL
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.643/2019
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.587/2019
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.653/2019
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

37. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações dec²orrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

² Usada a melhor previsão.

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

Tabela 7. Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (R\$)	Montante Considerado (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	1.400.760,07	1.551.165,55	233,34	361.945.970,86
Existente - CCEAR-DSP	42.439,23	46.996,10	285,36	13.411.040,95
Existente - CCEAR-QTD	22.746,48	25.188,86	188,25	4.741.840,66
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	875.571,12	969.584,85	256,08	248.294.871,04
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	292.666,80	324.091,66	213,76	69.276.960,09
Madeira e Belo Monte	167.336,45	185.304,07	141,50	26.221.258,12
Bilaterais	200.604,00	222.143,69	234,07	51.996.639,35
Energia Base	741.863,62	815.911,17	121,06	98.774.459,69
Cota Angra I/Angra II	75.734,52	83.866,46	269,75	22.622.976,97
Cotas Lei n° 12783/2013	613.886,95	679.802,56	112,02	76.151.482,72
PROINFA	52.242,15	52.242,15	-	-
Total	2.343.227,70	2.589.220,41	198,02	512.717.069,90

4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

38. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A Tabela abaixo apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

Tabela 8. Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Valor
Receita Base (R\$)	1.954.120.204
% RI	0,39%
Receita Irrecuperáveis - RI (R\$)	7.525.011

E. PARCELA B

1. Custos Operacionais (CO)

39. A determinação do nível eficiente para os custos operacionais é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, entre outras). A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora

Tabela 9. Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

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

Pág 9 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	96,47%	100,00%	100,00%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	416.497.083	424.119.448	431.741.813

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	353.838.146
4. Meta estudo de eficiência - R\$	416.497.083
5. Variação Anual (%)	3,31%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	416.497.083

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	292.084.252
8. Meta OPEX	416.497.083
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	142,59%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	383.499.092
11. Número de anos no ciclo	5
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	359.770.335

40. No caso da ETO, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa é menor do que o intervalo inferior definido pelo método de benchmarking. Como resultado, é estabelecida uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo, para que, ao final deste, os custos operacionais regulatórios alcancem o limite inferior do intervalo.

41. Em relação à comparação que é realizada com os custos reais, a aplicação da metodologia resultou em relação entre a meta de custos operacionais e os custos reais de 142,59%, de forma que foi recalculada a trajetória para compartilhar com o consumidor o valor excedente a 120%.

42. Uma vez que a aplicação direta da metodologia resultou em uma trajetória de 3,31% a.a., não foi necessário ajustar a meta regulatória para que a trajetória não excedesse o limite anual de 5%.

2. Base de Remuneração Regulatória (BRR), Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

43. A Base de Remuneração consiste no montante de investimentos realizados pelas concessionárias na prestação dos serviços de distribuição de energia.

44. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória Líquida e do Custo de Capital. O custo de capital representa o custo de oportunidade dos recursos

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

Pág 10 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

do investidor, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia.

45. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

46. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração do capital e da quota de reintegração.

Tabela 10. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.304.184.896
(2) Índice de Aproveitamento Integral	17.687.387
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.827.145.052
(4) Bens Totalmente Depreciados	454.613.072
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.004.739.384
(6) Depreciação Acumulada	1.835.221.740
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.468.963.156
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.113.868
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.459.849.288
(10) Almojarifado em Operação	11.587.215
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.115.832.938
(13) Terrenos e Servidões	14.852.238
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.370.455.804
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,72%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	74.576.305
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	26.268.291
(20) Remuneração do Capital	178.114.794

47. O valor da Base de Remuneração Regulatória segundo laudo de avaliação foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 224/2020-SFF/ANEEL, de 16 de junho de 2020, na Data-Base de 31 de janeiro de 2020.

48. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação, 31 de janeiro de 2020, e a data da revisão tarifária, 04 de julho de 2020.

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

Pág 11 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

49. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

50. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI:

Tabela 11. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	299.969.862
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos	134.986.438
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	35.996.383
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	128.987.041
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	14.400.630
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	7.136.540
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	31.483.060
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	53.020.230

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

51. O índice de ajuste de mercado considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de **1,27%**.

52. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em **-0,41%**.

53. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da ETO.

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

Pág 12 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Tabela 12. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	359.972.386
Custos Operacionais (CO)	359.972.385,73
Custo Anual dos Ativos (CAA)	305.711.328,85
Remuneração do Capital (RC)	178.114.793,94
Custo Anual dos Ativos (CAA)	305.711.329
Remuneração do Capital (RC)	178.114.793,94
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	74.576.305,10
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	53.020.229,82
Parcela B (VPB)	665.683.715
Índice de Produtividade da Parcela B	1,27%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,41%
Parcela B com ajustes	659.960.310

6. Outras Receitas (OR)

54. As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

55. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7 A do PRORET.

Tabela 13. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	989.165,64
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arredação por terceiros	60%	3.497.635,43
Compartilhamento de infraestrutura (Média 12 meses)	60%	5.557.013,10
Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:		
Total		10.043.814,17

7. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

56. A Resolução Normativa nº 414/2010 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “Ultrapassagem de Demanda”. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “Excedente de Reativos”.

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

Pág 13 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

57. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.7 do PRORET.

58. No caso da ETO estão sendo considerados os seguintes valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos meses entres julho de 2019 a junho de 2020, informados pela SFF. Tais valores estão sendo subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC.

Tabela 14. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

Descrição	Total
Ultrapassagem de Demanda	4.259.524,59
Excedente Reativo	4.071.445,75
Total	8.330.970,33

E. Componentes Tarifários Financeiros

59. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

60. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da ETO.

Tabela 15. Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	29.026.512,03	2,35%
CVA em processamento -Transporte	2.576.290,91	0,21%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 17.961.747,10	-1,45%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	2.729.043,40	0,22%
Neutralidade de Parcela A- Energia	340.307,32	0,03%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	2.294.518,68	0,19%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 699.178,03	-0,06%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 14.029.754,08	-1,14%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	464.887,96	0,04%
Previsão de Risco Hidrológico	36.502.986,82	2,96%
Ajuste CUSD	40.307,69	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	- 1.406,24	0,00%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	17.630.218,14	1,43%
Reversão do Risco Hidrológico	- 28.461.404,14	-2,30%
Total	30.451.583,36	2,47%

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

F. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

61. A Revisão Tarifária da ETO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 7,17%, sendo de 1,79%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,54%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 16. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	1,79%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	8,54%
Efeito Médio AT+BT	7,17%

62. O efeito médio nas tarifas de 7,17% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 9,28%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de 2,47%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuiram para a um efeito de -4,66% no atual processo tarifário da ETO.

63. A diferença do efeito médio entre a Alta Tensão e Baixa Tensão ocorre, de modo geral, devido à uma diminuição no custo da Tarifa de Energia (TE) e aumento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Esse movimento impacta mais os consumidores de Baixa Tensão, uma vez que são responsáveis por uma parcela maior dos custos da rede, enquanto para o Grupo A os custos de energia apresentam maior relevância se comparado ao Grupo B.

64. A tabela a seguir apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 17. Resumo da revisão

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

Pág 15 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	674.776.925	707.858.594	4,9%	2,68%	52,5%
Encargos Setoriais	92.885.658	94.879.294	2,1%	0,16%	7,0%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.295.577	2.570.669	12,0%	0,02%	0,2%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	30.338.612	40.756.365	34,3%	0,84%	3,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	8.009.056	-	-100%	-0,65%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	20.220.828	22.067.513	9,1%	0,15%	1,6%
PROINFA	19.545.591	16.283.974	-16,7%	-0,26%	1,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	12.475.993	13.200.773	5,8%	0,06%	1,0%
Custos de Transmissão	63.454.019	92.737.219	46,1%	2,37%	6,9%
Rede Básica	46.116.406	69.301.064	50,3%	1,88%	5,1%
Rede Básica Fronteira	14.146.748	19.357.876	36,8%	0,42%	1,4%
Rede Básica ONS (A2)	234.484	202.051	-13,8%	-0,00%	0,0%
Conexão	754.807	2.201.363	191,6%	0,12%	0,2%
Uso do sistema de distribuição	2.201.575	1.674.866	-23,9%	-0,04%	0,1%
Receitas Irrecuperáveis	6.268.021	7.525.011	20,1%	0,10%	0,6%
Custos de Aquisição de Energia	512.169.226	512.717.070	0,1%	0,04%	38,0%
PARCELA B	559.989.334	641.585.526	14,6%	6,61%	47,5%
Custos Operacionais	353.838.146	356.877.421	0,9%	0,25%	26,5%
Anuidades	47.206.791	52.564.373	11,3%	0,43%	3,9%
Remuneração	114.399.512	176.583.402	54,4%	5,04%	13,1%
Depreciação	52.294.778	73.935.114	41,4%	1,75%	5,5%
Outras Receitas	(7.749.893)	(18.374.785)	137,1%	-0,86%	-1,4%
RT considerando a variação tarifária da RTE	1.234.766.259	1.349.444.120		9,28%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				2,47%	
CVA em processamento - Energia				2,35%	
CVA em processamento -Transporte				0,21%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-1,45%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				0,22%	
Neutralidade de Parcela A- Energia				0,03%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte				0,19%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				-0,06%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-1,14%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,04%	
Previsão de Risco Hidrológico				2,96%	
Ajuste CUSD				0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC				0,00%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				1,43%	
Reversão do Risco Hidrológico				-2,30%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-4,58%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				7,17%	

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

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

Pág 16 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

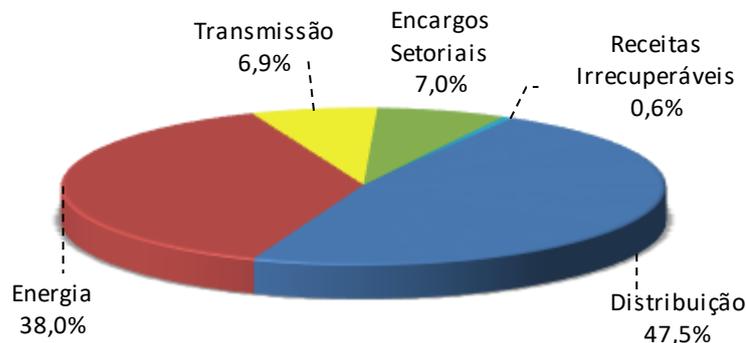


Gráfico 2. Composição da receita sem tributos

66. O gráfico a seguir ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.

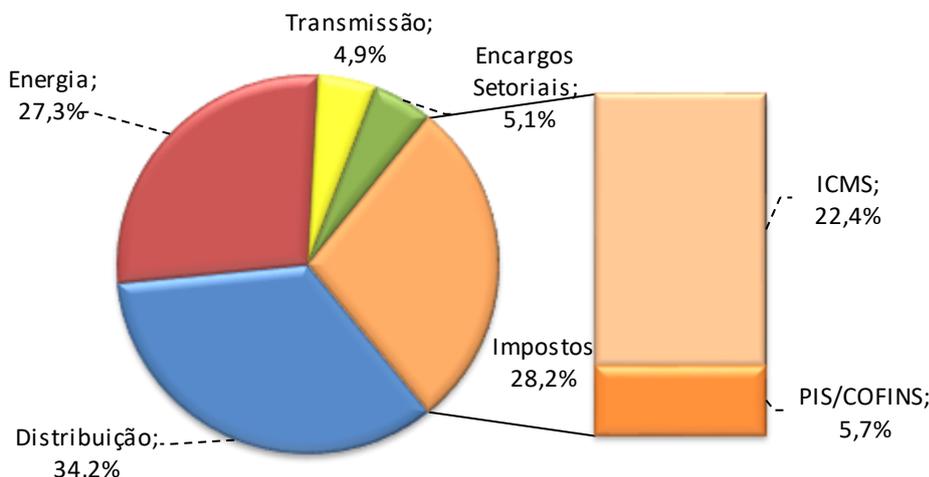


Gráfico 3. Composição da receita com tributos

2. Análise Parcela A

67. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a ETO levaram a uma variação no efeito médio de -0,84%. Contribuíram para esse efeito principalmente o término de alguns contratos bilaterais (Isamu Ikeda, Alvorada Energia e Tocantins Energética) e o término dos contratos referentes ao 13º LEE, tanto por disponibilidade quanto por quantidade; por outro lado a aquisição de energia referente ao 21º LEN contribuiu para o aumento dos custos de energia.

68. O Gráfico abaixo ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

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

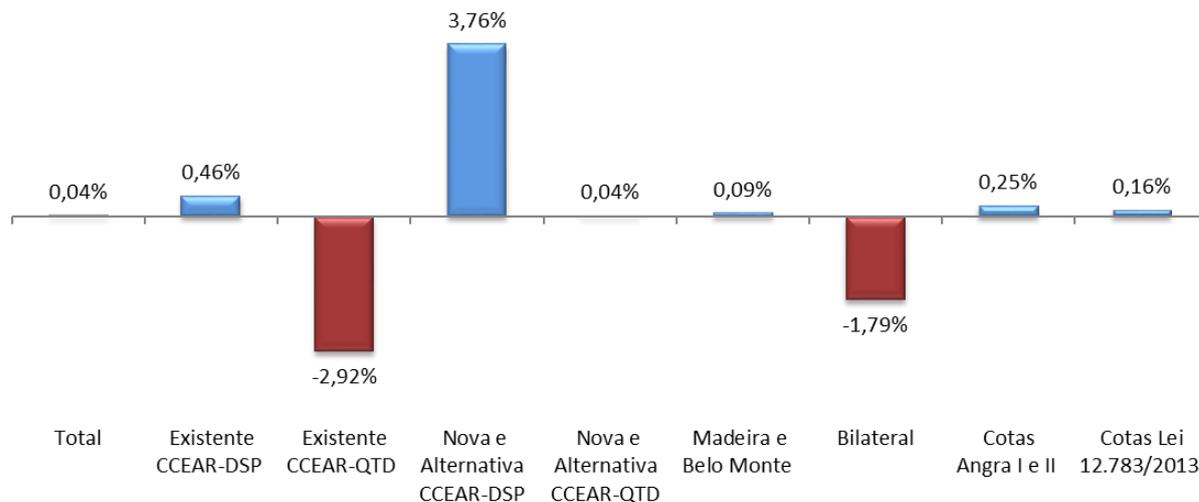


Gráfico 3. Efeito por modalidade de aquisição de energia

69. A tabela a seguir apresenta a variação na compra de energia entre a o último processo tarifário e a atual revisão:

Tabela 18. Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Varição	Processo Anterior	Processo Atual	Varição
Existente - CCEAR-DSP	2.020	42.439	2001,2%	352,05	285,36	-18,9%
Existente - CCEAR-QTD	179.672	22.746	-87,3%	319,84	188,25	-41,1%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	784.049	875.571	11,7%	227,04	256,08	12,8%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	288.472	300.026	4,0%	207,95	208,51	0,3%
Madeira e Belo Monte	167.795	167.336	-0,3%	137,37	141,50	3,0%
Bilateral	349.334	200.604	-42,6%	257,43	234,07	-9,1%
Cota Angra I e Angra II	72.362	75.735	4,7%	247,47	269,75	9,0%
Cotas Lei n° 12.783/2013	592.890	613.887	3,5%	106,95	112,02	4,7%
Proinfa	52.269	52.242	-0,1%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	107.375	245.993	129,1%	202,07	202,10	0,0%
TOTAL	2.596.237	2.596.579	0,0%	197,20	198,02	0,4%

70. Os custos de transmissão impactaram o efeito médio em 2,37%. O impacto decorre da aplicação de previsão mais recente das novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, que deverão ser deliberadas em 07/07/2020 (Processos n. 48500.000729/2020-23 e 48500.000852/2020).

71. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 0,16%. Destaca-se, principalmente, o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para o ano de 2020, conforme Resolução Homologatória nº 2.664/2019, que contribuiu para um efeito médio de 0,84% na atual revisão da ETO.

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

Pág 18 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

72. As receitas irrecuperáveis variaram 20,1% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,10% nas tarifas.

3. Análise Parcela B

73. A variação da Parcela B calculada neste processo e a atualmente praticada foi de 20,1%, acarretando um impacto de 9,15% na revisão tarifária. A seguir detalham-se os impactos nos custos de distribuição da concessionária.

74. Os custos operacionais variaram em 1,78% contribuindo para um aumento tarifário de 0,25%, devido ao resultado da aplicação da metodologia indicar uma trajetória de aumento desses custos ao longo do ciclo, para que, ao final, os custos de operação e manutenção regulatórios alcancem o limite inferior do intervalo de eficiência da distribuidora.

75. A cobertura para anuidades variou 11,35% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,43% nas tarifas. Esse resultado proveio da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades no atual ciclo e da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

76. A remuneração do capital aumentou 54,36% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 5,04%. A situação adveio principalmente do aumento da base líquida em decorrência dos investimentos realizados pelo Grupo Energisa, após a transferência de controle societário da concessionária.

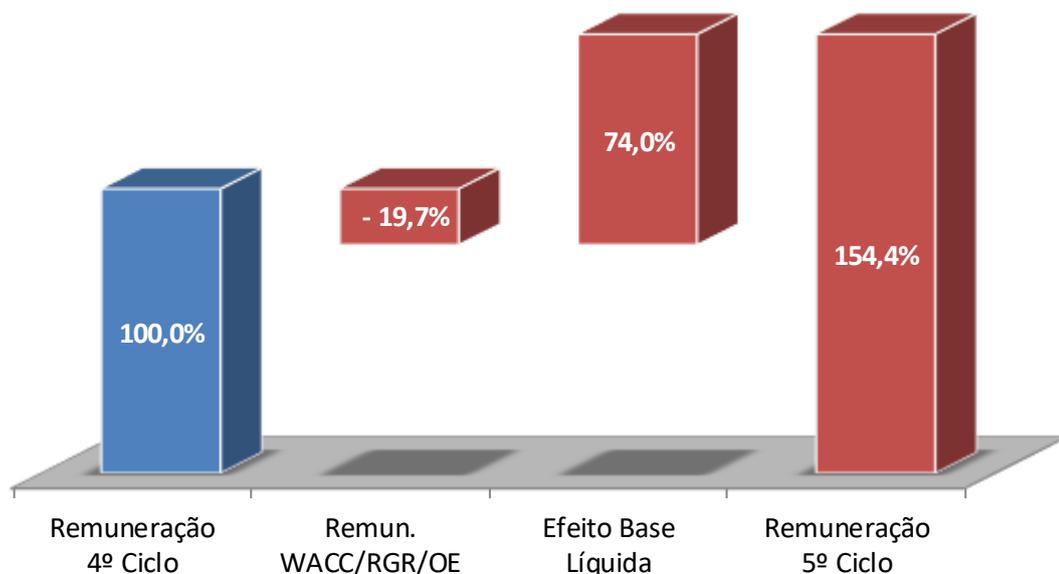


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

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

Pág 19 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

77. A quota de reintegração regulatória aumentou 41,38% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que impactou as tarifas em 1,80%. A situação proveio do aumento da base bruta, que variou desde a última revisão em 47,55%. A taxa média de depreciação teve queda desde o último ciclo (diferença de - 0,27%). O gráfico abaixo demonstra os dois efeitos.

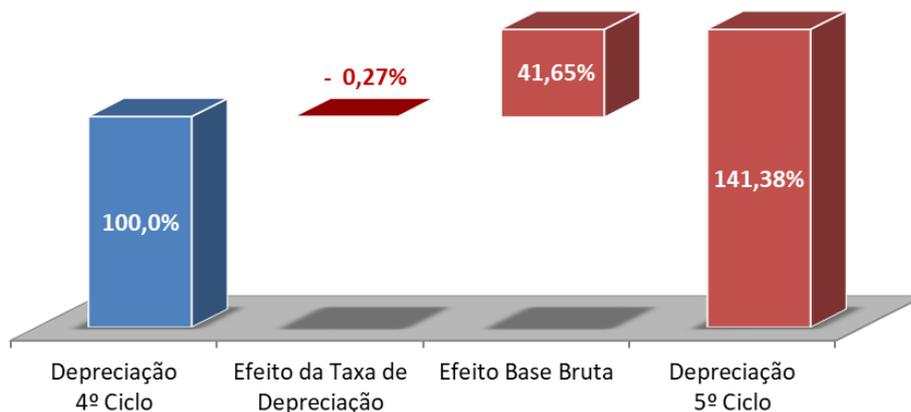


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

78. Os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com Outras Receitas (OR), o que justifica a variação de 165,98% deste item na Tabela 2, com impacto de **-0,83%** nas tarifas.

4. Análise Financeiros

79. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 2,47% na atual revisão da ETO.

5. Comparação entre a Proposta da Consulta Pública e o Resultado Final

80. A tabela a seguir ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 18. Comparação da Proposta da CP 31/2020 e a Final

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

Pág 20 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

	Audiência Pública	Versão Final	Diferença
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	-0,12%	2,68%	2,80%
Encargos Setoriais	0,20%	0,16%	-0,04%
Custos de Transmissão	0,41%	2,37%	1,96%
Receitas Irrecuperáveis	0,12%	0,10%	-0,02%
Custos de Aquisição de Energia	-0,84%	0,04%	0,88%
PARCELA B	9,15%	6,61%	-2,54%
CO + Anuidades	1,03%	0,68%	-0,35%
Remuneração	6,11%	5,04%	-1,07%
Depreciação	2,01%	1,75%	-0,26%
OR + UD + ER	0,01%	-0,86%	-0,87%
Reposicionamento Tarifário	9,03%	9,28%	0,25%
Componentes Financeiros	4,76%	2,47%	-2,29%
CVA em processamento - Energia	3,91%	2,35%	-1,56%
CVA em processamento -Transporte	0,32%	0,21%	-0,11%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	-0,48%	-1,45%	-0,97%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	0,08%	0,22%	0,14%
Neutralidade de Parcela A	0,16%	0,16%	0,00%
Sobrecontratação/exposição de energia	-0,96%	-1,14%	-0,17%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0,04%	0,04%	0,00%
Previsão de Risco Hidrológico	2,46%	2,96%	0,49%
Ajuste CUSD	0,00%	0,00%	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	0,00%	0,00%	0,00%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	1,54%	1,43%	-0,11%
Reversão do Risco Hidrológico	-2,31%	-2,30%	0,01%
Retirada de Financeiros 2019	-4,66%	-4,58%	0,08%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	9,14%	7,17%	-1,97%

81. As maiores diferenças entre a versão final e a da Consulta Pública ocorreram nas três componentes da Parcela A e nos componentes financeiros, enquanto os valores da Parcela B quase não se alteraram.

82. O aumento da Parcela A ocorreu principalmente pelo fato de terem sido considerados as estimativas mais próximas dos novos valores das RAPs e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, que possivelmente serão deliberadas em 07/07/2020 (Processos n. 48500.000729/2020-23 e 48500.000852/2020).

83. Já o efeito da Parcela B diminuiu consideravelmente (2,54%) em decorrência da fiscalização da base de remuneração e também da devida consideração das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo para a modicidade tarifária.

84. Os componentes financeiros também reduziram após a CVA ser avaliada e validada pela ANEEL, em especial a CVA em Processamento – Energia.

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

ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

85. Dentre os componentes financeiros apurados, aqueles relacionados aos itens de custos cobertos pela receita das Bandeiras Tarifárias podem ser visualizados na tabela abaixo, juntamente com a respectiva receita de Bandeiras obtida no período e a Previsão do Risco Hidrológico concedida no processo anterior. Ressaltamos que os valores positivos indicam despesas e os negativos apontam receitas na Conta.

Tabela 19. Componentes financeiros relacionados a Bandeira Tarifária

Descrição	Valor (mil R\$)	Impacto
CVA Energia - Efeito CCEAR-D	(5.086,88)	-0,41%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	30.074,70	2,44%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	20.987,58	1,70%
CVA Energia - Risco Hidrológico da UHE Itaipu	-	0,00%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(22.461,77)	-1,82%
Resultado do Mercado de Curto Prazo* (sem bandeiras)	4.534,59	0,37%
Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias	28.048,22	2,27%
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(29.899,48)	-2,42%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(28.468,24)	-2,31%
Custo não coberto antecipadamente	(30.319,51)	-2,46%

86. Pela tabela, pode-se observar que a distribuidora teria de suportar o custo de R\$ 52,3 milhões, caso não tivessem sido adotadas: a) as bandeiras tarifárias (receita de R\$ 29,8 milhões) e b) a incorporação na tarifa, no processo de 2019, da previsão dos riscos hidrológicos das usinas cotistas e repactuadas, conforme metodologia descrita no Submódulo 4.4/4.4A do PRORET (receita de R\$ 22,4 milhões). Com a adoção das duas medidas, não houve déficit da distribuidora relativo aos custos cobertos pelas Bandeiras Tarifárias, havendo uma sobra de R\$ 30,3 milhões, com impacto de -2,46% no processo tarifário.

87. Assim, a receita proveniente da aplicação dos adicionais das bandeiras tarifárias amarela e vermelha e dos repasses da conta bandeiras no período contribuiu para que a tarifa da distribuidora não sofresse aumento adicional médio de 2,42%.

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

89. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de julho/2020 a junho/2021, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de julho/2019 a junho/2020.

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

Tabela 20. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste	Previsão	Repasso CDE
Subsídio Carga Fonte Incentivada	392.606,80	2.696.947,16	3.089.553,96
Subsídio Geração Fonte Incentivada	27.227,71	513.462,81	540.690,52
Subsídio Distribuição			
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	30.429,12	241.317,43	271.746,54
Subsídio Rural	154.359,63	1.686.766,89	1.841.126,52
Subsídio Irrigante/Aquicultor	25.503,05	496.873,67	522.376,71
Total	630.126,30	5.635.367,95	6.265.494,26

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

90. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:

- a) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
- b) art. 21 do Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- c) art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- d) art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- g) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
- i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão no 052/1999.

VII. CONCLUSÃO

91. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 052/1999, no que consta do Processo nº 48500.006738/2019-94 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- a) pela aprovação do resultado da quinta revisão tarifária periódica da ETO, a vigorar a partir de 04/07/2020, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 7,17%, sendo de 1,79%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,54%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) pela fixação as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;

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

Pág 23 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

- c) pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- d) pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à ETO, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) pela definição dos postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) pela fixação do componente Pd do Fator X de 1,27%;
- g) pela fixação do componente T do Fator X de -0,90%; e
- h) pela fixação do referencial regulatório perdas de energia para os reajustes de 2021, 2022, 2023 e 2024, conforme tabela abaixo:

	2021	2022	2023	2024
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	11,49%	11,49%	11,49%	11,49%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	3,71%	3,71%	3,71%	3,71%

LUIS CARLOS CARRAZZA
Especialista em Regulação

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Analista Administrativo

FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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

ANEXO I**METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO****I. OBJETIVO**

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária 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 desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET³, 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 processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1 A	Procedimentos Gerais	2.0	18/03/2020
2.2 A	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.0	13/03/2018
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0	23/11/2015
2.4	Custo de Capital	4.1	20/04/2020
2.5 A	Fator X	1.0	24/02/2017
2.6	Perdas de Energia	2.0	06/05/2015
2.7 A	Outras Receitas	1.0	24/02/2017
2.8	Geração Própria de Energia	1.1	24/12/2014
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.2	26/01/2018
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.0	22/12/2017
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.0	05/10/2016
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017
6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012

³ 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.

Pág 25 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	2.0	03/07/2017
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9	01/06/2020
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	15/07/2013

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a **Receita Requerida** e a **Receita Verificada**, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

5. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

6. A **Receita Verificada** corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

7. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

RV: Receita Verificada.

8. A Receita Requerida é dividida em duas parcelas: a primeira, denominada de Parcela A, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

9. A segunda parcela, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

10. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

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

Pág 26 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

11. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

12. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

13. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL.

14. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

15. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas e as receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

16. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e

ER: Receita obtida com Excedente Reativo

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

Pág 27 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

17. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2 A do PRORET.

18. Enquanto que o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

19. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (5)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

20. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 3.2 A, 3.3 A e 3.4 A do PRORET.

III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A. Definição do Período de Referência

21. O período de referência para revisão tarifária corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de revisão.

B. Cômputo da Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) 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.

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

Pág 28 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

C. Cômputo da Parcela A

23. 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.

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

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

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

- i) o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

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

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

Pág 29 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

i) quota anual de **CDE Uso**, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) quota anual da **CDE – Energia (Conta – ACR)** (Art. 4º-C do Dec. 7.891/2013) homologada pela REH nº 2.231 de 25/4/2017. Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica. Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 01/4/2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16/4/2014. A CONTA-ACR teve como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica. O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2015. Frisa-se que a definição desse encargo tarifário para cada distribuidora não está vinculada aos recursos recebidos da Conta-ACR, mas ao tamanho de seus mercados cativos no período de fevereiro a dezembro de 2014. Dessa forma, os custos da Conta-ACR foram distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do sistema interligado nacional.

b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

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

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

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

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

30. 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

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

Pág 30 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

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

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

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

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

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

33. 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.

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

a. Custo de Rede Básica

35. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos

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

Pág 31 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

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.

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

b. Custo de Conexão

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

38. 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.

39. 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.

40. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

41. 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.

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

Pág 32 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

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

3. Compra de Energia

43. 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.

44. 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”.

45. 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.

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

i) **Contratos Bilaterais**: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.

ii) **Contratos de Leilões (CCEARs)**: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

iii) **Leilões de Ajuste**: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento

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

Pág 33 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

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

iv) **Cotas de ITAIPU:** refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

v) **Cotas de Angra I e II:** refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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

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

viii) **Geração Própria:** refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;

ix) **Suprimento:** refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) **Geração Distribuída:** produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

47. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o

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

Pág 34 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

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.

48. As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

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

b. Perdas Técnicas

50. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores.

51. As perdas técnicas são calculadas segregando as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, além das subestações, transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas.

c. Perdas Não-Técnicas

52. As perdas não técnicas representam as perdas associadas à furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição. Estas são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

53. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

54. O Submódulo 2.6 do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

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

55. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

56. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

d. Valoração da Compra de Energia

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

58. 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.

59. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁴ considerando o período de referência em questão.

60. 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.

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

⁴ 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.

4. Receitas Irrecuperáveis

62. 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:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\} \quad (6)$$

onde:

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

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

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

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

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

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

D. Cômputo da Parcela B

1. Custos Operacionais

63. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2-A do PRORET, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

64. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

65. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

66. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

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

Pág 37 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

67. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá ao custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

68. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

ΔCO : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

69. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia, conforme descrita nos passos anteriores, resultar em uma meta de custo operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

70. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

onde:

CO'_{meta} : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

71. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

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

Pág 38 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

72. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almojarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

73. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

74. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

i) A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

ii) As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;

iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);

iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;

v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

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

Pág 39 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

75. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

76. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

77. O saldo dos investimentos realizados, a partir de financiamento com recursos da RGR, é remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 0,73% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,88% a.a. em termos reais.

b. Remuneração do Capital (RC)

79. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

r_{WACC_{pré}}: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

80. Para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (10)$$

onde:

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

Pág 40 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

r_{wacc} : custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;
 r_p : custo do capital próprio real depois de impostos;
 r_d : custo da dívida real depois de impostos;
 P : capital próprio;
 D : capital de terceiros ou dívida;
 V : soma do capital próprio e de terceiros;

81. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

82. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011, 2012 e 2013, resultando no percentual de participação de capital de terceiros (D/V) de 48,76%.

83. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_P = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A \quad (11)$$

onde:

r_P : remuneração do capital próprio;
 r_{NTN-b} : remuneração do título público brasileiro;
 β : beta do setor regulado;
 $r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e
 pr_A : prêmio de risco da atividade.

84. Para o custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (12)$$

onde:

r_T : remuneração do capital de terceiros;
 r_{Deb} : rentabilidade das debêntures; e
 ce_{Deb} : custo de emissão das debêntures.

85. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

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

Tabela II.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (<i>P</i>)	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros (<i>D</i>)	42,18%
Remuneração do título público brasileiro (r_{NTN-b})	5,83%
Beta médio alavancado (β)	0,4480
Prêmio de risco do mercado EUA ($r_m - r_f$)	6,46%
Prêmio de risco da atividade (ρr_A)	0,51%
Prêmio de risco do negócio e financeiro (λ)	3,40%
Custo de capital próprio	9,23%
Debêntures (r_{Deb})	6,73%
Custo de emissão (ce_{Deb})	0,37%
Impostos	34%
Custo de dívida real	7,10%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	11,08%
WACC real depois de impostos	7,32%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

86. Para aplicação tarifária, considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC_{pré}} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1-T} \quad (13)$$

87. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

88. Para aplicação tarifária, considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

Tabela II.2 – WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pré}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	8,33%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	9,29%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	10,11%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	11,08%

a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;

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

Pág 42 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

- b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
- c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
- d) todas as demais.

89. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RC_{OE} – é calculado conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \frac{PRM-PRP}{1-t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (14)$$

onde:

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

PRM : Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

PRP : Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+Br;

t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P : Participação do Capital Próprio no Capital Total;

$CAOM$: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA : Custo Anual dos Ativos; e

OES_b : Obrigações Especiais Bruta.

c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

90. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

91. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (15)$$

onde:

QRR : Quota de Reintegração Regulatória;

$BRRb$: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações.

92. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009.

d. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

93. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

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

Pág 43 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

94. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPC A_0)^{0,167} \quad (16)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na quarta revisão;

IPCA₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

IPCA₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

95. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade, é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

Tabela II.3 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (<i>BAR_A</i>)	45%
Veículos (<i>BAR_V</i>)	12%
Sistemas (<i>BAR_I</i>)	43%

96. Uma vez segregadas, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (17)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

97. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC\text{pré}}}{2} \right] \quad (18)$$

onde:

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

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

Pág 44 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

3. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

31. Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

a. Índice de Ajuste de Mercado (P_m)

32. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

33. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (P_m), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do P_m utiliza a mesma fórmula do componente P_d do Fatox X descrita no item 5 deste Anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

98. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora.

99. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X descrita no item 5 deste Anexo.

4. Outras Receitas (OR)

100. Conforme Submódulo 2.7 A do PRORET, as outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

101. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos:

i) **Atividades acessórias próprias:** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços

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

Pág 45 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

ii) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

102. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

103. Já o compartilhamento das receitas inerentes das atividades acessórias complementares também será de 60% da receita bruta da concessionária, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública, b) efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei e c) serviços de comunicação de dados, os quais o percentual de compartilhamento será de 30% da receita bruta.

D. FATOR X

104. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

105. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível

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

Pág 46 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

106. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T \quad (19)}$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

107. O **componente T e Pd** é definido “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

108. O **Componente Pd** do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da produtividade média do setor de distribuição, do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre o atual processo tarifária e o anterior, conforme equação a seguir:

$$\mathbf{Pd(i) : = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (20)}$$

onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

ΔMWh(i): Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;;

ΔMWh: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

ΔUC(i): Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

e

ΔUC : Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

109. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, é descrita na seção III.4.1 deste anexo.

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

3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

110. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

111. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

112. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70. Q_{\text{Técnico}} + 0,30. Q_{\text{Comercial}} \quad (21)$$

113. A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 16 a seguir⁵:

Tabela II.4. Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

⁵ Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o IASC é um componente de qualidade comercial, mesmo sabendo-se que a satisfação mensurada por esse índice compreende todas as dimensões de qualidade.

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

Pág 48 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

114. O Anexo II do Submódulo 2.5 do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

115. 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 PRORET⁶.

116. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste ou revisão tarifária anual são:

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

117. 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".

118. 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.

119. 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.

120. 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.

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

i) *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.

⁶ 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.

Pág 49 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

ii) *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.

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

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

123. 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 ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic⁷.

➤ Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.

➤ Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

➤ A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

124. 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.

⁷ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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

Pág 50 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

125. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET⁸, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

126. Conforme 32ª reunião pública ordinária da diretoria de 2017, realizada em 29/08/2017, e no que consta do processo 48500.002114/2016-55, a diretoria da ANEEL determinou à SGT/ANEEL a realização de recálculos do saldo da CVA e do repasse da Sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE.

6. Demais Componentes Financeiros

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

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

128. 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.

129. 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.

130. 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.

131. 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 CVAESS/EER da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

⁸ 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.

Pág 51 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

132. 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.

133. 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.

Anexo 1 – Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET⁹. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	8.157.606,53	0,00	8.157.606,53	8.342.518,24	8.472.419,94
CDE Energia	-2.305.728,14	0,00	-2.305.728,14	-2.313.394,18	-2.349.416,14
Rede Básica	2.887.853,25	-417.122,65	2.470.730,60	2.536.790,44	2.576.290,91
Compra de Energia	-37.384.608,38	65.069.223,71	27.684.615,34	28.581.468,78	29.026.512,03
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-1.581.350,27	0,00	-1.581.350,27	-1.598.098,97	-1.622.983,04
ESS	-13.337.022,19	-8.552.410,53	-21.889.432,72	-22.117.377,25	-22.461.767,86
CVA Total	-43.563.249,18	56.099.690,53	12.536.441,35	13.431.907,05	13.641.055,84

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 2,90%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 1,10% e está detalhado no gráfico a seguir:

⁹ Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja a cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

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

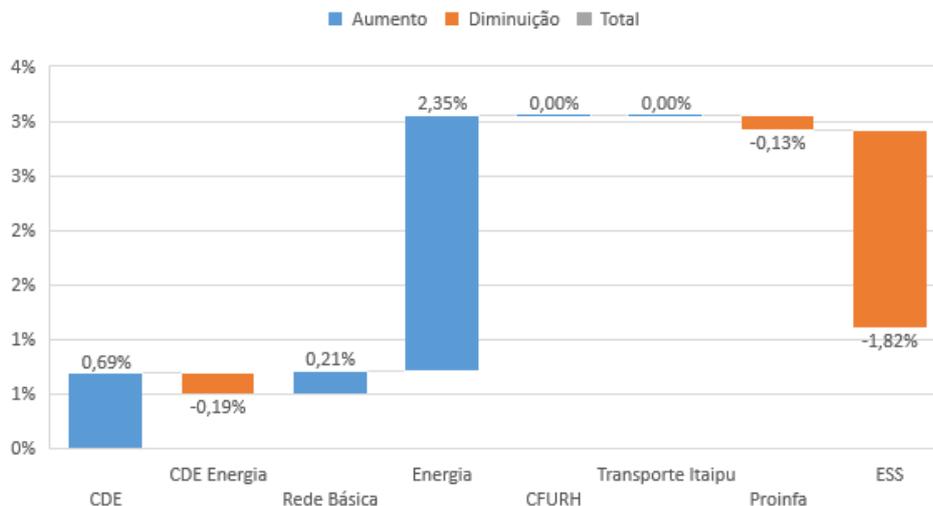


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 2,42% de redução no reajuste das tarifas.

5. Além do efeito da cobertura econômica da Conta-ACR, após a quitação do empréstimo, a CCEE apurou o saldo remanescente de R\$ 656,1 milhões a ser devolvido para as distribuidoras em benefício da modicidade tarifária. Assim, conforme dispõe o artigo 8º da Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014, foi considerado no cálculo da CVA Energia e da Sobrecontratação a cota da ETO referente ao saldo remanescente R\$ 3.835.892,14 a ser devolvido para os consumidores, correspondente a uma redução tarifária de 0,31%.

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

ESS/EER

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

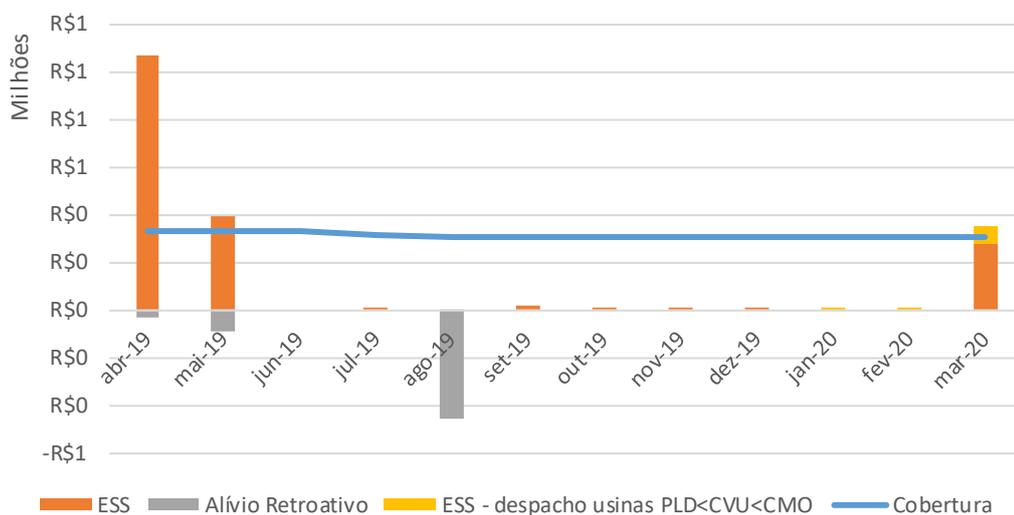
8. Ressalta-se que a apuração da receita de ESS considerou os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. Desta forma, foram considerados os valores de -R\$ 9.693.876,39 e -R\$ 994.679,63, relativo às competências de fevereiro e março de 2020, respectivamente, o que representou uma redução no impacto da CVA de 0,88%

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

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
abr-19	1.069.971,51	564.980,75	-	-32.193,75	-
mai-19	392.768,24	1.722.501,90	-	-93.898,49	-
jun-19	-	1.659.713,05	-	-	-
jul-19	4,46	1.563.096,93	-	-	-
ago-19	-	214.454,00	-	-457.335,19	-
set-19	19.333,37	-	-	-	-
out-19	1.714,59	-	-	-	-
nov-19	13.649,88	-	-	-	-
dez-19	0,66	-	-	-	-
jan-20	-	-	-	-	53,71
fev-20	-	-	-	-	1.617,22
mar-20	279.873,57	-	-	-	72.736,64
Total	1.777.316,28	5.724.746,63	0,00	-583.427,43	74.407,57

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


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

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

Pág 55 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

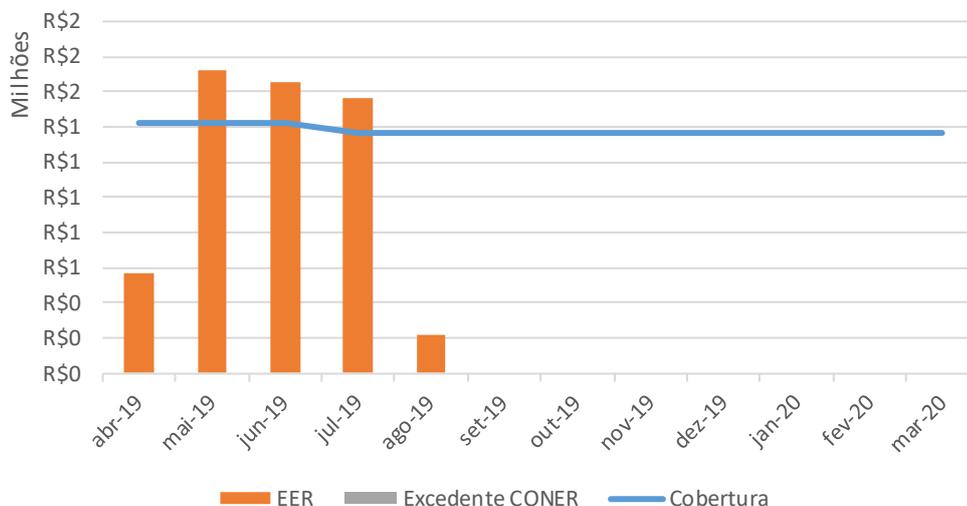


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	1.268.296,42	3.777.125,06	(2.508.828,64)
EER	5.724.746,63	16.552.940,18	(10.828.193,55)

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	505.718	18,1%
CCEAR-D	830.634	29,7%
MCS D	218.364	7,8%
CCEN	79.549	2,8%
PROINFA	52.245	1,9%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	346.823	12,4%
CCGF	591.887	21,2%
GP	-	0,0%
MCS D EN	168.746	6,0%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	2.793.966	100,0%

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

Pág 56 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

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

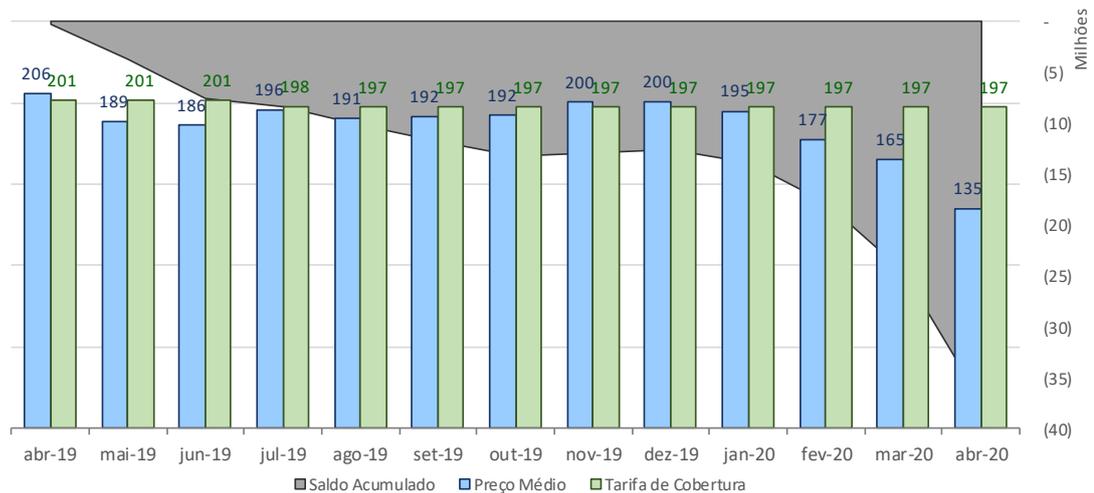


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

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

Pág 57 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	140,40
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	21.247,16
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	32.411.281,66
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 742.575,73
Exposição entre Submercados	11.243.908,10
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	20.205.101,52
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	28.905.965,46
Demais Itens	- 3.505.851,86
Recontabilização - Acrônimos CCEE	170.126,69
MAC - Energia	- 234.160,86
Recontabilização dos MAC - Energia	38.028,46
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 22.769.549,15
Ressarcimentos	- 674.438,15
Total	65.069.223,71

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	35.852,73
Efeito do CCGF	83.082,88
Efeito do CCEN	974,40
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	- 2.689,38
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	52.906,06
Total	170.126,69

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

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

Pág 58 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

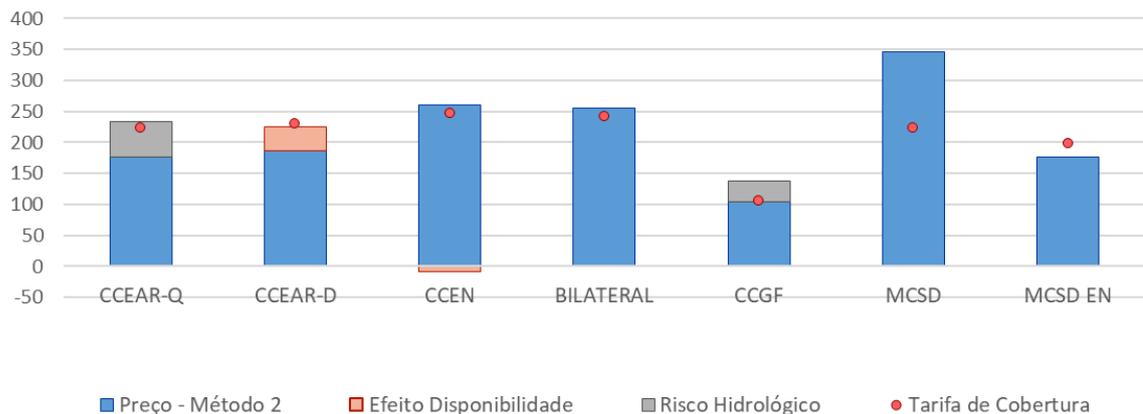


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

14. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 2,35% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

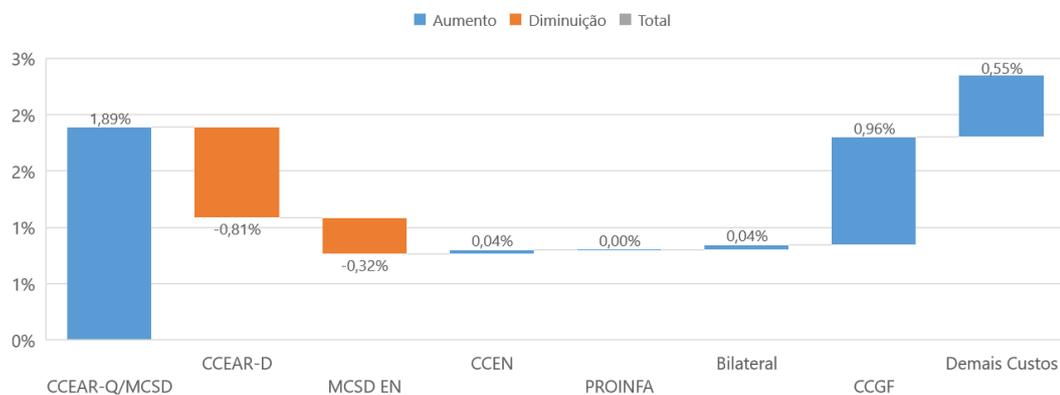


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

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

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

Pág 59 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,01%
CCEAR-Q/MCSD	0,30%
MCSD EN	-0,32%
CCEN	0,10%
Bilateral	0,04%
CCGF	-0,11%
Método 3	2,34%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,06%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,85%
Demais Custos	0,55%
Total	2,35%

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

15. Quanto ao efeito da CVA Energia de 2,35%, destacam-se os riscos hidrológicos de CCGF e de CCEAR repactuados que, em conjunto com os efeitos dos contratos por disponibilidade, tiveram impacto de 1,85%.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
mai-19	188.483	230.140	233.996	0	194,62	201,16	0
jun-19	184.527	214.846	218.445	0	191,36	201,16	0
jul-19	185.443	213.083	216.653	0	206,29	197,58	0
ago-19	184.751	229.932	233.784	0	198,20	197,20	0
set-19	202.418	243.808	247.892	0	199,27	197,20	0
out-19	191.364	215.164	218.768	0	202,89	197,20	0
nov-19	177.106	205.103	208.539	0	218,59	197,20	0
dez-19	178.823	212.965	216.532	0	220,95	197,20	0
jan-20	167.840	200.084	203.436	0	232,90	197,20	0
fev-20	170.663	197.944	201.261	0	202,65	197,20	0
mar-20	172.902	208.509	212.003	0	180,90	197,20	0
abr-20	172.379	201.321	204.694	0	137,40	197,20	0
mai-20	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.176.701	2.572.899	2.616.002	0	198,86	197,91	0,00
% perda s. mercado venda		18,20%	20,18%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

Pág 60 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 1/4/2019 e 1/3/2020, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em -R\$ 14.059.934,48 a preços de junho/2020.
- Para o ano civil de 2019: Sobrecontratação de energia de 94.242 MWh, que representa 3,61% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 30.180,40.
- Assim, o valor total do componente financeiro de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de -14.029.754,08, a preços de junho/2020, com impacto de -1,14% no reajuste das tarifas.

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

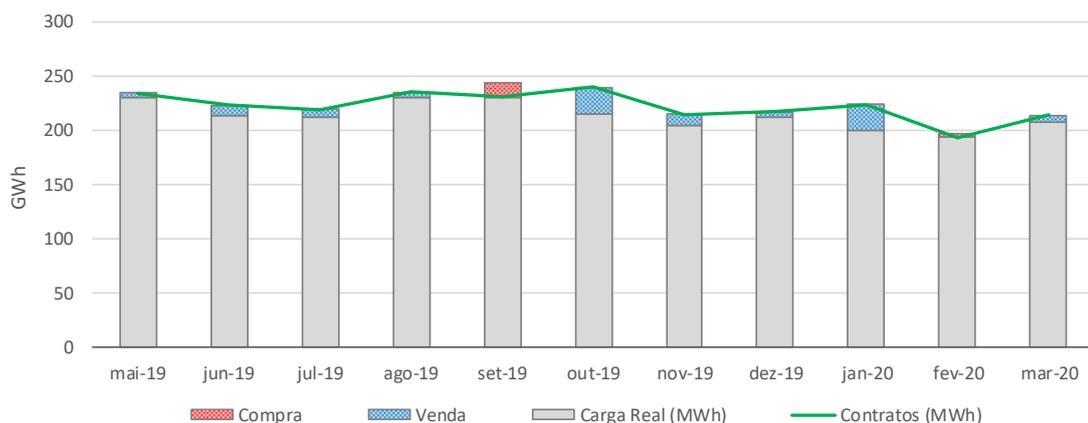


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

19. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro

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

Pág 61 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

no mercado de curto prazo¹⁰ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

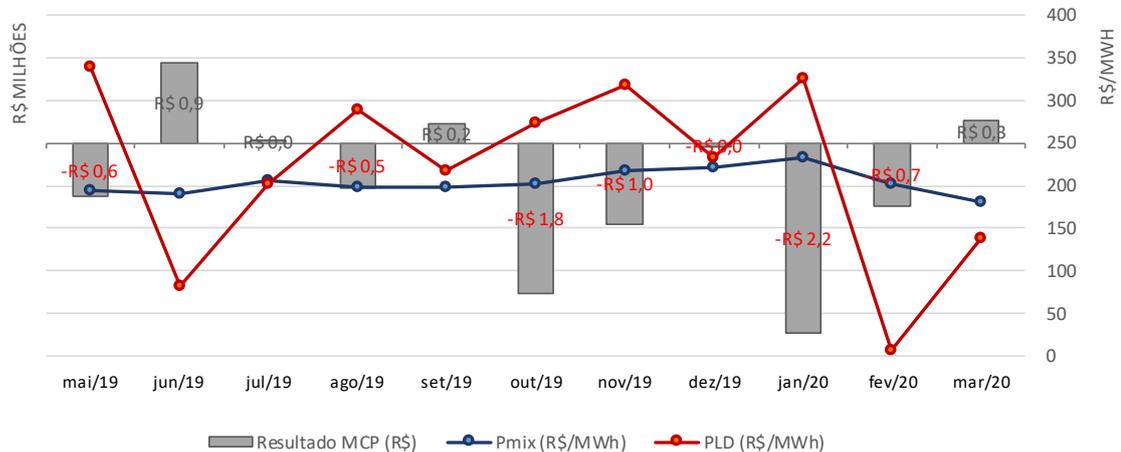


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

20. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta Bandeira, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

Tabela I.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeira

¹⁰ Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	1,85%
Risco Hidrológico de CCGF	1,06%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,59%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,81%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,31%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,99%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,31%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-2,00%
Resultado MCP	-R\$14.029.754,08
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$11.788.961,03
ESS + CONER	-R\$22.461.767,86
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-2,46%
Risco Hidrológico de CCGF	0,39%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,50%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-4,35%

* Já descontadas as receitas da Conta Bandeiras

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

21. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF e Usinas Repactuadas foi de -2,46%.

22. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 0,50%¹¹.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

¹¹ A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

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

Pág 63 da Nota Técnica nº 109/2020-SGT/ANEEL, de 25/06/2020.

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,01%
CCEAR-Q/MCSD	0,30%
MCSD EN	-0,32%
CCEN	0,10%
Bilateral	0,04%
CCGF	-0,11%
Método 3	0,49%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,06%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,55%
Total	0,50%

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

23. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de abril de 2019 a abril de 2020, o nível de contratação apurado foi superior à carga real em 3,38%.

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