



SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL
Brasília, 11 de abril de 2018

QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

.....

**ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de
Energia S.A.**

FINAL

Agência Nacional de Energia Elétrica

Superintendência de Gestão Tarifária
SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8823
Fax: + 55 61 2192-8679

ASSINADO DIGITALMENTE POR OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, ANDRE VALTER FEIL

LUIS CARLOS CARRAZZA, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 8A92CE5D00450526 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



ÍNDICE

I. OBJETIVO.....	2
II. DOS FATOS.....	2
III. ANÁLISE	3
III.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	6
III.2. RECEITA VERIFICADA.....	6
III.3. PARCELA A.....	7
III.3.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE).....	7
III.3.2. Custos com Transporte de Energia (CT).....	12
III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES).....	13
III.4. PARCELA B.....	13
III.4.1. Custos Operacionais (CO).....	13
III.4.2. Receitas Irrecuperáveis (RI).....	15
III.4.3. Remuneração do Capital (RC) E Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	15
III.4.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).....	18
III.4.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade	19
III.3.6. Outras Receitas (OR)	20
III.5. FATOR X.....	21
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	22
IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT	26
V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS.....	27
VI. CUMPRIMENTOS DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE	27
VII. RESULTADO DA REVISÃO	28
VIII. CONCLUSÃO	34



(Fls. 2 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL

Em 11 de abril de 2018

Processo n.º 48500.005357/2017-26

Assunto: **Quarta Revisão Tarifária Periódica da ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.**

I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da quarta revisão tarifária periódica da ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A., consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública nº 008/2018.

2. A presente proposta de revisão tarifária da ESE 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. Uma revisão conceitual das metodologias aplicáveis, que vai além do escopo da presente Nota Técnica, pode ser feita a partir das seguintes referências:

- Submódulo 2.1 e Nota Técnica 065/2015-SRM/SGT/ANEEL: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2 e Nota Técnica 066/2015-SRM/SGT/ANEEL: Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis;
- Submódulo 2.3 e Nota Técnica 400/2014-SRE/ANEEL: Base de Remuneração Regulatória;
- Submódulo 2.4 e Nota Técnica 022/2015-SRE/ANEEL: Custo de Capital;
- Submódulo 2.5 e Nota Técnica 067/2015-SRM/SGT/ANEEL: Fator X;
- Submódulo 2.6 e Nota Técnica 106/2015-SRM/SGT/ANEEL: Perdas de Energia;
- Submódulo 2.7 e Nota Técnica 105/2015-SRM/SGT/ANEEL: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8 e Nota Técnica 400/2014-SRE/ANEEL: Geração Própria de Energia.

4. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da ESE. 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

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



(Fls. 3 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

5. O Contrato de Concessão nº 07/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da ESE, define a data de 22/04/2018 para a realização da quarta revisão tarifária periódica.

6. Em 30/01/2018, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a AP nº 008/2018 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 31/01/2018 a 17/03/2018, com sessão presencial em 15/03/2018, na cidade de Aracaju – SE.

7. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram solicitadas por meio do Ofício nº 123/2017-SGT/ANEEL, de 06/10/2017, sendo encaminhadas pela concessionária mediante as Cartas ENERGISASE/VPR-ANEEL/Nº25/2017, de 03/11/2017 e ENERGISASE/VPR-ANEEL/Nº008/2018, de 05/03/2018.

8. No dia 29/04/2018, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 02/2018, foi encaminhada à ESE e ao conselho de consumidores.

9. Em 12/12/2017, a Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira (SFF) encaminhou o Memorando nº 619/2017, informando os valores da CVA fiscalizada.

10. No dia 05/04/2018, na sede desta Agência, foram realizadas reuniões com os representantes da empresa e com o conselho de consumidores respectivamente, para discutir a proposta final da revisão tarifária, momentos em que a concessionária e conselho de consumidores apresentaram as suas contribuições finais.

11. Em 09/04/2018, a SFF encaminhou o Memorando nº 165/2018, informando os valores da Base de Remuneração a ser considerados na revisão tarifária da Energisa Sergipe.

12. Em 10/04/2018, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), por meio do Memorando nº 0124/2018-SRD/ANEEL, encaminhou a Nota Técnica nº 0045/2018-SRD/ANEEL, a qual apresenta a avaliação e a apuração das perdas na ESE para o período base de janeiro a dezembro de 2016, conforme a metodologia constante do Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.

13. Em 11/04/2018, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM) encaminhou o Memorando nº 62/2018, informando os valores do contrato bilateral da ESE firmado com a UTE Juiz de Fora.

14. Em 10/04/2018, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a ESE 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 Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 4 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. 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 e encargos setoriais. 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.

22. A segunda parcela, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes da 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.

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

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

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

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



(Fls. 5 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

VPB: Valor da Parcela B;

24. 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.

25. 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.

26. 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.

27. 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.

28. 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 auferidas pela concessionária, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

29. 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.

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

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado; e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas

30. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais e



(Fls. 6 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

R1: Receitas Irrecuperáveis.

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

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

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).

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

$$VPA = CE + CT + ES \quad (6)$$

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; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

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

III.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

34. O reposicionamento tarifário calculado para a ESE, quando se analisa apenas a variação dos custos de Parcela A e B, resultou no percentual total médio de 10,57%.

Tabela 1. Reposicionamento Tarifário Médio

Descrição	Valores (R\$)
VPA+VPB	1.195.257.242,69
Receita Verificada	1.080.956.192,14
Reposicionamento Tarifário Médio	10,57%

III.2. RECEITA VERIFICADA

35. No cálculo da Receita de Verificada, foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste tarifário homologado em 2017. O mercado de referência correspondeu ao período de abril/2017 a março/2018.

36. A tabela 2 apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.



(Fls. 7 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 2 – Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	2.357.845	953.359.665,81
A3 (69 kV)	123.752	32.384.974,84
A4 (2,3 kV a 25 kV)	614.992	223.181.795,58
BT (menor que 2,3 kV)	1.619.101	697.792.895,39
Suprimento	375.922	74.572.278,04
Livres A1	220.138	5.613.632,83
Demais Livres	439.095	38.535.678,04
Distribuição	27.123	2.834.188,68
Geração	-	6.042.049,44
Total	3.420.123	1.080.957.492,83

III.3. PARCELA A

37. 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) e os custos com Encargos Setoriais (ES).

III.3.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

38. Os critérios e procedimentos de cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica e geração própria a serem considerados neste processo tarifário estão detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET¹, aprovado pela REN 604/2014.

III.3.1.1. Energia Requerida

39. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores há que se considerar que nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cabe à ANEEL definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

40. 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.

41. 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. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos

¹ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018803_PRORET_Submod_3_2_V1.pdf

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



(Fls. 8 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. São medidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

42. As perdas técnicas 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, etc. São calculadas as perdas nas redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, subestações, transformadores de distribuição, além dos ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas. O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todos os processos tarifários até a revisão subsequente.

51. O valor de perdas técnicas, de 7,43% sobre a energia injetada, foi calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, conforme indicado na Nota Técnica nº 0045/2018-SRD/ANEEL. Em função da presença de mercado A1 na área de concessão, as perdas informadas pela SRD foram recalculadas de forma a desconsiderar o montante do mercado A1 da energia total injetada. O percentual resultante, o qual foi considerado utilizado como perda técnica neste processo de revisão tarifária, totaliza 7,91%.

43. 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, 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.

44. O Submódulo 2.6² do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas

45. A tabela 3 sintetiza o cálculo das perdas não técnicas para a concessionária.

Tabela 3 – Trajetória de Perdas Não Técnicas Regulatória

1 - Cálculo do Ponto de Partida antes da análise de flexibilização						
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)					
1. Meta 3º Ciclo (Faturada)	7,63%					
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)	2,81%					
3. Meta 3º Ciclo (Medida) [1. + 2.]	10,44%					
4. Média Histórico (Medida)	7,70%					
5. Ponto de Partida [= máximo (7,5% e Mínimo (3. e 4.)]	7,70%					

Descrição	Ponto Partida	2018	2019	2020	2021	2022
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	7,70%					
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%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%
Diferença entre medido e faturado	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%
Referencial Regulatório PT/Einj	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%	7,43%

46. No caso da ESE, estabeleceu-se como ponto de partida a média histórica de perdas não técnicas dos últimos 4 anos, de 7,70% sobre o mercado de baixa tensão medido, o que corresponde à 4,90% sobre o mercado de baixa tensão faturado. Como a média histórica ficou abaixo da meta estabelecida no 3CRTP e não há empresa benchmark para a ESE, não há trajetória de redução das perdas não técnicas.

² http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_PRORET_Submod_2_6_V3.pdf

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



(Fls. 9 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

47. Para o cálculo das perdas elétricas são ainda apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica. Essas perdas são apuradas em cada processo tarifário, com base nas medições dos últimos 12 meses das perdas apuradas na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhada, contabilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

48. Para obtenção da energia requerida é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária. O mercado de venda da concessionária representa toda energia faturada no mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras.

49. A tabela 4 apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 4 – Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	75.897
Perdas na Distribuição	334.437
Perdas Técnicas	255.160
Perdas Não Técnicas	79.278
Energia Vendida	2.733.767
Energia Requerida	3.144.101,35

III.3.1.2. Valoração da Compra de Energia

50. 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, bem como aos contratos bilaterais de energia.

51. 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.

52. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os procedimentos detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET³ bem como foram utilizadas as informações constantes nos seguintes dispositivos legais e documentos:

Tabela 5 - Informações para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dados Utilizados	Dispositivos Legais
Bilaterais	Tarifas e montantes	Memorando nº 62/2018-SRM/ANEEL
Cota Angra II/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.359/2017
Cotas Lei nº 12783/2013	Receitas Anuais de Geração	REHs 2.265, 2.288 e 2.353/2017
Cota do PROINFA	Montante e cota	REH 2.365/2017

53. Para o cálculo do preço de repasse dos CCEARs por disponibilidade, foi levado em conta o fato de que para patamares de geração térmica de usinas cujo CVU encontra-se acima de 211,28 R\$/MWh, as

³ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018803_PRORET_Submod_3_2_V1.pdf

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



(Fls. 10 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

concessionárias obterão receita adicional com o acionamento das bandeiras tarifárias. Portanto, os valores de CMO utilizados para obter a previsão do custo de geração da parcela variável dos CCEARs por disponibilidade foram fixados em 211,28 R\$/MWh para os 12 meses subsequentes.

54. A tabela 6 apresenta os custos com a compra de energia elétrica e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 6 - Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa	(R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.016.862,04	1.959.071,13	215,02		421.239.908,00
2014-20 12º Leilão de Energia Nova	15.981,88	15.523,94	148,84		2.310.580,63
2014-20 12º Leilão de Energia Nova	135.517,19	131.634,10	152,01		20.010.273,19
2014-20 12º Leilão de Energia Nova	2.133,66	2.072,52	151,84		314.688,92
2014-6 13º Leilão de Energia Existente	39.995,06	38.849,05	378,18		14.692.057,00
2014-6 13º Leilão de Energia Existente	69,68	67,68	350,45		23.719,23
2016-20 13º Leilão de Energia Nova	26.126,89	25.378,25	152,24		3.863.477,89
2016-20 13º Leilão de Energia Nova	460,38	447,19	150,49		67.296,83
2016-3 15º Leilão de Energia Existente	1.009,01	980,10	304,17		298.114,71
2018-25 16º Leilão de Energia Nova	2.905,03	2.821,79	188,62		532.252,98
2016-20 17º Leilão de Energia Nova	8.287,14	8.049,68	163,70		1.317.731,40
2018-20 18º Leilão de Energia Nova	7.151,42	6.946,51	153,29		1.064.816,47
2018-25 18º Leilão de Energia Nova	40,66	39,49	175,82		6.943,53
2018-25 18º Leilão de Energia Nova	333,53	323,97	173,15		56.094,08
2017-20 19º Leilão de Energia Nova	7.184,85	6.978,98	162,46		1.133.799,29
2009-15 1º Leilão de Energia Nova	41.811,06	40.613,01	304,15		12.352.463,36
2009-15 1º Leilão de Energia Nova	2.632,38	2.556,95	282,72		722.911,86
2010-15 1º Leilão de Energia Nova	46.774,21	45.433,95	273,35		12.419.405,02
2019-20 20º Leilão de Energia Nova	4.775,23	4.638,41	167,15		775.309,17
2019-25 20º Leilão de Energia Nova	8.960,32	8.703,57	249,40		2.170.628,14
2019-25 20º Leilão de Energia Nova	1.756,63	1.706,30	252,18		430.288,23
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	835,11	811,18	205,87		166.997,81
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	222,70	216,32	293,18		63.419,72
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	60,82	59,08	260,39		15.383,68
2009-15 2º Leilão de Energia Nova	74.457,85	72.324,34	297,82		21.539.957,99
2009-15 2º Leilão de Energia Nova	10.155,16	9.864,18	263,10		2.595.269,85
2013-20 2º Leilão de Fontes Alternativas	36.043,32	35.010,54	213,34		7.469.047,47
2013-20 2º Leilão de Fontes Alternativas	2.200,66	2.137,60	219,40		468.988,61
2011-15 3º Leilão de Energia Nova	15.500,49	15.056,34	261,20		3.932.700,85
2011-15 3º Leilão de Energia Nova	21.235,67	20.627,18	325,60		6.716.130,86
2011-15 3º Leilão de Energia Nova	4.727,63	4.592,17	269,35		1.236.907,59
2016-20 3º Leilão de Fontes Alternativas	5.416,33	5.261,13	244,81		1.287.956,65
2017-20 3º Leilão de Fontes Alternativas	1.131,48	1.099,06	206,97		227.476,64
2010-15 4º Leilão de Energia Nova	16.997,11	16.510,07	331,77		5.477.466,42
2012-15 5º Leilão de Energia Nova	77.723,75	75.496,67	299,78		22.632.155,15
2011-15 6º Leilão de Energia Nova	4.251,98	4.130,15	269,15		1.111.617,21
2013-15 7º Leilão de Energia Nova	28.204,87	27.396,70	294,95		8.080.772,10
2012-15 8º Leilão de Energia Nova	3.127,54	3.037,92	324,22		984.941,71
2015-30 10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	17.506,43	17.004,81	136,79		2.326.063,38
2015-30 10º Leilão de Energia Nova/Nova regra	3.522,56	3.421,63	243,69		833.812,60
2015-30 11º Leilão de Energia Nova/Nova regra	69.174,23	67.192,12	107,19		7.202.028,33
2014-30 12º Leilão de Energia Nova/Nova regra	32.737,48	31.799,42	150,27		4.778.536,25
2014-6 13º Leilão de Energia Existente/Nova regra	259.120,07	251.695,27	339,26		85.389.778,98
2014-6 13º Leilão de Energia Existente/Nova regra	706,58	686,33	339,25		232.835,79
2016-3 15º Leilão de Energia Existente/Nova regra	141.680,01	137.620,32	161,29		22.196.710,31
2017-2 16º Leilão de Energia Existente/Nova regra	199,88	194,15	121,71		23.629,86
2018-30 16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	8.131,31	7.898,32	144,70		1.142.913,23
2018-30 16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	1.730,33	1.680,75	169,83		285.437,87
2019-2 18º Leilão de Energia Existente/Nova regra	44.668,80	43.388,87	174,52		7.572.172,64
2018-30 18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	5.919,94	5.750,31	107,58		618.642,29
2018-30 18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	1.077,50	1.046,63	175,59		183.775,23
2017-30 19º Leilão de Energia Nova/Nova regra	13.024,93	12.651,71	150,29		1.901.412,12
2009-30 1º Leilão de Energia Nova	3.516,82	3.416,05	223,09		762.069,21
2010-30 1º Leilão de Energia Nova	53.505,22	51.972,09	224,64		11.675.073,12
2010-30 1º Leilão de Energia Nova	1.756,33	1.706,00	195,18		332.969,15
2012-30 1º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE S Antonio)	92.955,34	90.291,81	142,95		12.907.093,14
2019-30 20º Leilão de Energia Nova/Nova regra	103,54	100,57	196,37		19.748,49
2018-30 22º Leilão de Energia Nova/Nova regra	136,98	133,05	230,91		30.723,76
2009-30 2º Leilão de Energia Nova	151.191,73	146.859,50	244,15		35.855.862,28
2009-30 2º Leilão de Energia Nova	15.932,03	15.475,51	240,39		3.720.107,48
2013-30 2º Leilão de Fontes Alternativas/Nova regra	4.746,72	4.610,71	232,19		1.070.565,92
2013-30 2º Leilão de Fontes Alternativas(UHE Jirau)	47.255,01	45.900,97	125,73		5.771.174,29
2011-30 3º Leilão de Energia Nova	44.098,87	42.835,27	230,63		9.879.243,83
2015-30 3º Leilão de Fontes Alternativas(UHE Belo Mon)	305.968,14	297.200,97	123,76		36.781.561,55
2012-30 5º Leilão de Energia Nova	38.573,25	37.467,98	236,70		8.868.570,39
2016-30 7º Leilão de Energia Nova	1.410,58	1.370,16	171,25		234.642,60
2012-30 8º Leilão de Energia Nova	312,75	303,79	239,35		72.711,66
Bilaterais	128.859,60	125.167,27	251,85		31.523.377,77
UTE Juiz de Fora	128.859,60	125.167,27	251,85		31.523.377,77
Energia Base	1.071.868,23	1.042.876,09	87,81		91.571.374,89
Cota Angra I/Angra II	110.050,17	106.896,81	240,80		25.740.751,09
Cotas Lei n° 12783/2013	901.754,97	875.916,19	75,16		65.830.623,80
PROINFA	60.063,09	60.063,09	-		-
Total	3.217.589,87	3.127.114,49	174,07		544.334.660,67

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, ANDRE VALTER FEIL

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº E LUIS CARLOS CARRAZZA, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 8A92CE5D00450526 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

III.3.2. Custos com Transporte de Energia (CT)

55. 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. O detalhamento dos custos de transmissão bem como sua forma de cálculo encontra-se no Submódulo 3.3 do PRORET⁴ aprovado pela REN 604/2014.

56. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, foram utilizados os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) constantes do CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas foram obtidas da Resolução Homologatória nº 2.259, de 27 de junho de 2017.

57. Já os valores referentes aos Contratos de Conexão associados às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos da REH 2.258, de 27 de junho de 2017, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

58. 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, devido à novas conexões.

59. 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.

60. O custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição não se aplica ao caso da ESE, uma vez que ela não acessa as redes de distribuição de outras concessionárias de distribuição.

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

Tabela 7 - Custo com Transporte de Energia (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	58.192.270
Rede Básica Fronteira	12.500.638
Conexão	8.804.729
Total	79.497.636,81

⁴ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_PRORET_Submod_3_3_V0.pdf

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



(Fls. 13 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES)

62. 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. A descrição dos encargos setoriais bem como sua forma de cálculo encontra-se no Submódulo 3.4 do PRORET⁵ aprovado pela REN 604/2014.

63. Os valores considerados serão levados em conta também na apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) do próximo processo tarifário da concessionária.

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

Tabela 8 - Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.672.905,54	Módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	105.629.790,13	REH nº.2.358/2017 e 2.231/2017
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	34.940.703,05	Previsão SGT -JAN/2018
PROINFA	20.353.372,67	REH nº. 2.365/2017
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	11.365.410,76	REN nº 316/2008
ONS	43.812,57	Contribuição JAN/17 - DEZ/17
Total	174.005.994,72	

III.4. PARCELA B

III.4.1. Custos Operacionais (CO)

65. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET⁶, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

66. 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.

67. 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.

68. 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

⁵ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_PRORET_Submod_3_4_V0.pdf

⁶ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_PRORET_Submod_2_2_v3.pdf

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



(Fls. 14 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

69. 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.

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

71. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos Custos Operacionais regulatórios para a ESE no valor de R\$210.183.655.92.

Tabela 9 – Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	65,38%	71,59%	77,93%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	149.370.145	163.708.330	178.046.516

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	218.217.941
4. Meta estudo de eficiência - R\$	178.046.516
5. Variação Anual (%)	-3,99%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	178.046.516

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	158.716.341
8. Meta OPEX	178.046.516
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	112,18%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	178.046.516
11. Número de anos no ciclo	5
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	210.183.656

72. No caso da ESE, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está acima do intervalo definido pelo método de benchmarking. Como resultado, é estabelecida uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo, visando alcançar o limite superior do intervalo.

73. Uma vez que a aplicação direta da metodologia resultou em uma trajetória de -3,99% a.a., não foi necessário ajustar a meta regulatória para que a trajetória não excedesse o limite anual de 5%.



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

74. Ademais, a aplicação da metodologia resultou em relação entre a meta de custos operacionais e os custos reais de 112,18%, o que não ensejou no recálculo da trajetória para compartilhar com o consumidor o valor excedente a 120%.

III.4.2. Receitas Irrecuperáveis (RI)

75. O valor de receitas irre recuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas: (1) uma associada aos encargos setoriais e (2) outra relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

76. O cálculo da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irre recuperáveis da própria concessionária. O objetivo é calcular os custos com encargos setoriais da forma mais precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias. Os níveis de receitas irre recuperáveis de cada concessionária são reconhecidos desde que não superem os limites estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET⁷.

77. Para a parcela de receitas irre recuperáveis relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios específicos para cada empresa, por classe de consumo. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras, que são comparadas conforme sua posição no ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão. O valor de receitas irre recuperáveis dessa parcela da receita, acrescido dos valores previstos de faturamento de bandeiras tarifárias.

78. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irre recuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária, segregado em suas duas parcelas, uma relacionada aos encargos setoriais e outra relativa ao restante da receita.

Tabela 10 – Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	234.169.527	0,25%	575.496
Restante da Receita	1.464.258.506	0,59%	8.584.214
Total	1.698.428.032	0,54%	9.159.709

III.4.3. Remuneração do Capital (RC) E Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

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. O Custo de Capital refere-se ao retorno dos investimentos realizados e a Base de remuneração refere-se aos ativos.

80. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RCOE e a Remuneração para recursos da Reserva Global de Reversão –RGR estão consideradas na remuneração de capital, conforme os Submódulos 2.1 e 2.4 do PRORET⁸.

⁷ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_PRORET_Submod_2_2_v3.pdf

⁸ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20161646_PRORET_Subm%C3%B3dulo_2%20_1_V2_2.pdf

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



(Fls. 16 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

81. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) 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. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações.

82. 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.

III.4.3.1. Custo de Capital

83. 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. Para este ciclo de revisão foi definido que o WACC depois de impostos é de 8,09%, conforme estabelece o Submódulo 2.4 do PRORET⁹.

84. Tendo em vista que as tributações sobre a renda estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, as alíquotas finais podem resultar em valores distintos. O Submódulo 2.4 PRORET¹⁰ apresenta os seguintes valores de WACC antes de impostos para 4 tipos diferentes tributação, conforme descrito na tabela abaixo.

Tabela 11 - WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pré}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	9,97%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,77%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	11,45%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	12,26%

a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;

b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;

c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e

d) todas as demais.

85. No caso da ESE o WACC real antes de impostos é de 12,26%, seria de 10,77%, por se tratar de empresa que atua nas áreas da SUDAM e SUDENE. No entanto, como existe uma liminar judicial concedida à ABRADÉE, sem que a questão tenha sido transitada em julgado, está sendo aplicado o WACC real antes de impostos, de 12,26%.

III.4.3.2. Base de Remuneração Regulatória

86. 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:

⁹ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015648_PRORET_Submod_2_4_V2.pdf

¹⁰ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015648_PRORET_Submod_2_4_V2.pdf

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



(Fls. 17 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

- a) 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;
- b) 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;
- c) 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);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

87. 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.

88. A tabela abaixo resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Tabela 12 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.055.984.085
(2) Índice de Aproveitamento Integral	744.111
(3) Obrigações Especiais Bruta	461.563.435
(4) Bens Totalmente Depreciados	299.227.311
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.294.449.228
(6) Depreciação Acumulada	996.735.758
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.059.248.327
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	498.513
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.058.849.689
(10) Almojarifado em Operação	644.978
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	285.924.514
(13) Terrenos e Servidões	23.787.135
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	797.257.412
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,81%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	49.318.516
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	7.874.843
(20) Remuneração do Capital	105.618.602



(Fls. 18 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

89. O valor da Base de Remuneração Regulatória, segundo o laudo de avaliação, foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 165/2018-SFF/ANEEL, na data-base de 31 de outubro de 2017.

90. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do PRORET, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação, 31 de outubro de 2017, e a data da revisão tarifária, 22/04/2018.

III.4.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

91. 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. Este custo é calculado a partir da Base de Anuidade Regulatória que é determinada por uma proporção do AIS, conforme estabelece o Submódulo 2.3¹¹ do PRORET.

92. 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 13 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

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

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

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (7)$$

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.

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

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

¹¹ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_PRORET_Submod_2_3_V5.pdf

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



(Fls. 19 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 14 - Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	160.664.493
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	72.299.022
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	19.279.739
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	69.085.732
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	8.139.572
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	3.936.096
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	17.269.999
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	29.345.668

III.4.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

96. 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.

97. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade entre o 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.

98. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (Pm) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no 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 revisão tarifária e a do último ciclo tarifário. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de **1,03%**.

99. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), Frequência Equivalente de Reclamação (FER), Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), Indicador de Nível de Serviço de Serviço do Atendimento Telefônico (INS), Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico (IAb) e Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico (ICO). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as distribuidoras.

100. A ESE situa-se no período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, quanto à aplicação da metodologia definida pelo Submódulo 2.5¹² do PRORET, descrita na seção III.5.3 desta Nota Técnica. Para os processos de revisão tarifária de concessionárias cujas datas situam-se no período de abril de 2018 e março de 2019, considera-se todos os indicadores de qualidade técnica e comercial, sendo que a somatória dos pesos atingindo 90%. Assim, o Fator de Ajuste de Qualidade calculado para aplicação na atual revisão tarifária foi definido em **0,00%**.

101. A tabela 15 resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da ESE.

¹² http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_PRORET_Submod_2_5_V2.pdf

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



(Fls. 20 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 15 - Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	219.343.365
Custos Operacionais (CO)	210.183.655,92
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	575.495,75
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	8.584.213,71
Custo Anual dos Ativos (CAA)	184.282.785
Remuneração do Capital (RC)	105.618.602,00
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	49.318.515,60
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	29.345.667,88
Parcela B (VPB)	403.626.151
Índice de Produtividade da Parcela B	1,03%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	0,00%
Parcela B com ajustes	399.490.064

III.3.6. Outras Receitas (OR)

102. 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. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos: Atividades acessórias próprias e Atividades acessórias complementares, descritas no Submódulo 2.7¹³ do PRORET.

103. 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.

104. 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) eficiência 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.

105. Desse modo, para cada natureza de receita há um percentual que deve ser revertido à modicidade tarifária, nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”.

¹³ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016754_PRORET_Submod_2_7_V4.pdf

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



(Fls. 21 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 16 - Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	736.038,12
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arrecadação por terceiros	60%	489.841,07
Receita proveniente da comercialização de resultados de projetos de P&D	50%	0,00
Veiculação de publicidade	60%	0,00
Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%	0,00
Compartilhamento de infraestrutura (Média 36 meses)	60%	3.860.029,92
Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%	0,00
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	0,00
Elaboração de projeto, construção, 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;	60%	0,00
(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;	60%	0,00
(3) subestações de energia;	60%	0,00
(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%	0,00
(5) banco de capacitores;	60%	0,00
(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%	0,00
(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%	0,00
(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%	0,00
(9) sistemas de iluminação pública.	60%	0,00
Eficientização 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	30%	0,00
Serviços de comunicação de dados	30%	0,00
Serviços de consultoria	60%	0,00
Total		5.085.909,11

III.5. FATOR X

106. 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.

107. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica, detalhada no Submódulo 2.5 do PRORET¹⁴, busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço. Este fator também é usado para promover uma transição dos custos operacionais eficientes, bem como incentivar a melhoria dos serviços.

108. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto pela soma de três componentes:

- a) Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- b) Q = Qualidade do serviço; e
- c) T = Trajetória de custos operacionais.

109. Os componentes Pd e T são definidos “*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.

¹⁴ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_PRORET_Submod_2_5_V2.pdf

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



(Fls. 22 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

III.5.1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

110. 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 variação observada, no curto prazo, do mercado e das unidades consumidoras. Seguindo a metodologia do Submódulo 2.5 do PRORET, o valor do componente Pd do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes da ESE é de 1,03%.

III.5.2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

111. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. O valor do componente T do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes da ESE, conforme item III.3.1 desta Nota Técnica, é de 2,17%.

III.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

112. 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.

113. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, serão 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.

114. O Anexo II do Submódulo 2.5 do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade, tais como DEC e FEC e dos indicadores comerciais IASC, FER, INS, Lab e ICO. O Componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2019.

III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

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 obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET¹⁵.

116. Os componentes financeiros considerados são:

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda. A tabela abaixo indica os valores calculados para cada item da CVA.

¹⁵ <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

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



(Fls. 23 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 17 – Valores apurados das CVA's

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subseqüentes (R\$)
CVA CDE	1.489.987,69	1.459.982,15	1.509.177,55
CVA CDE Energia	- 11.971.740,17	- 12.405.107,70	- 12.823.108,78
CVA Rede Básica	5.178.682,23	5.161.432,37	5.335.351,40
CVA Compra Energia	158.513.791,49	165.361.770,61	170.933.781,81
CVA Proinfa	352.030,62	356.894,19	368.920,06
CVA ESS/ERR	- 52.522.367,89	- 55.233.478,69	- 57.094.619,63
Total	101.040.383,96	104.701.492,94	108.229.502,39

Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual SELIC / BM&F¹⁶, de 6,34% a.a..

Do total apurado para a CVA ENERGIA, foi deduzido a parcela da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a cobertura dos custos dos CCEAR-D e do risco hidrológico dos CCGF, para o período de competência de fevereiro de 2017 a janeiro de 2018 conforme estabelecido no Submódulo 6.8 do PRORET.

No cálculo da CVA ESS/ERR também foi incluído os efeitos gerados pelos ajustes da Tabelas 3 da REH nº 2.214/17, valor referente à efetiva devolução do EER Angra III pela distribuidora. Esse ajuste tem o objetivo de evitar a reversão em duplicidade, por meio do mecanismo da CVA-EER e por meio do faturamento com a tarifa de ajuste no processo tarifário de 2017.

ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2016 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.

Para o cálculo do Saldo a Compensar da CVA do ano anterior, foram utilizados os de CVA do 5º dia útil fiscalizados pela SFF, os quais foram informados por meio do Memorando nº 691/2017-SFF/ANEEL, de 12/12/2017.

iii) Pedido de reconsideração do processo anterior. Por meio do Despacho nº 4.274/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu dar provimento ao pedido de reconsideração da ESE, de modo a considerar no atual reajuste um componente financeiro de R\$ 186.261,12 (base abril/2017), atualizado pela

¹⁶ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



(Fls. 24 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

SELIC, que se trata de ajustes nos valores dos componentes oriundos dos acordos bilaterais da concessionária com geradoras. O valor definido para esse item encontra-se no financeiro de compensação de acordos bilaterais de CCEAR.

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/02/2017 e 01/01/2018, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -25.635.807,79 a preços de abril/2018.
- Para o ano civil de 2017: Sobrecontratação de energia de 184.230,87 MWh, que representa 5,79% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições/sobrecontratações involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada no processo tarifário de 2019.
- No último processo tarifário, o valor de sobrecontratação foi considerado provisoriamente como involuntário, de 385.728,14 MWh (11,72% do mercado regulatório) e ainda não foi recalculado porque o Despacho de Exposição/Sobrecontratação Involuntária de 2016 não foi publicado.

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\$ 19.248.260,79.

Assim, o componente financeiro de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de -R\$ 44.884.068,59, já atualizado para preços de abril/2018.

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

- Ocorre que a arrecadação do referido encargo foi da ordem de R\$ 740.768.427,39, correspondendo a 105 empresas pagantes, mas apenas o Estado de Rondônia foi ressarcido em R\$ 51.280.564,55. Assim, restou saldo positivo de R\$ 689.487.862,84 a ser devolvido às concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição, na proporção dos valores por elas recolhidos, e revertidos para a modicidade tarifária, conforme prevê a Lei nº 9.991/2000.
- A Lei nº 13.587/2018 que fixou as despesas da União para o exercício financeiro de 2018, previu o valor de R\$ 1.081.285.818 para fins de ressarcimento aos consumidores de



(Fls. 25 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

energia, incluída a estimativa de atualização monetária. O repasse dos respectivos valores às distribuidoras observará o cronograma dos reajustes e revisões tarifárias de 2018.

- A União repassará à ESE o valor de R\$ 9.150.912,05, devendo o mesmo ser considerado como componente financeiro negativo para fins de cálculo das tarifas, conforme consta no Memorando nº 219/2018-SAF/ANEEL, de 09/04/2018.

vi) Demais Componentes Financeiros: Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4 do PRORET, se aplicam os seguintes itens ao presente cálculo do Revisão Tarifária da ESE: Garantias Financeiras de CCEARs, Neutralidade dos encargos setoriais, Compensação de alterações dos acordos bilaterais de CCEAR, Conselho de Consumidores, Reversão da Previsão de Risco Hidrológico do ano anterior e Previsão de Risco Hidrológico. Estes foram calculados em conformidade com as regras de apuração e atualização monetária presentes no citado Submódulo.

vii) Repasse de ultrapassagem de suprida. Eventuais repasses de ultrapassagem da suprida Sulgipe não foram calculados neste processo tarifário em função dos montantes contratuais do contrato de compra e venda de 2017 estar sob avaliação da SRM (Carta ENERGISASE/VPR-ANEEL/Nº009/2018 - Documento nº 48513.007328/2018-00). Dessa forma, não foram consideradas quaisquer receitas de ultrapassagem da Sulgipe do período de referência, devendo essa avaliação ser efetuada no processo de reajuste de 2019.

Resumo dos Componentes Financeiros

117. A tabela abaixo consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 18 - Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	170.933.781,81	15,81%
CVA em processamento -Transporte	5.335.351,40	0,49%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 63.710.622,59	-5,89%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	140.842,51	0,01%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.713.033,45	0,16%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 49.464.800,21	-4,58%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	512.727,23	0,05%
Previsão de Risco Hidrológico	21.227.300,90	1,96%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	402.285,64	0,04%
Conselho de Consumidores	- 171.818,36	-0,02%
Recálculo Sobrecontratação/Reversão de Energia	- 273.946,59	-0,03%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	- 38.232.461,17	-3,54%
Ressarcimento de P&D	-9150912,05	-0,85%
Total	39.260.761,96	3,63%

118. Os valores da CVA em processamento – Energia e Sobrecontratação/Exposição de Energia contemplam determinação da Diretoria da ANEEL¹⁷ para realizar, respectivamente, recálculos do saldo da CVA

¹⁷ Conforme 32ª reunião pública ordinária de 2017, realizada em 29/08/2017 (Processo 48500.002114/2016-55).

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



(Fls. 26 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

e do repasse da Sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro/2012 a dezembro/2014, em função das recontabilizações de carga realizadas CCEE. A tabela abaixo apresenta informações sobre os recálculos.

Tabela 19 - Recálculo da Sobrecontratação/Exposição

Empresa		ESE - 6587			
Data do processo tarifário		22/04/2018			
5º dia útil anterior		16/04/2018			

CVA					
Processo	Data Base (5º dia útil)	Original	Recalculado	CVA Método 3 - Sem atualização	
2013	15/04/2013	R\$ 8.768.966,30	R\$ 8.768.966,30	-	
2014	11/04/2014	R\$ 5.582.537,43	R\$ 5.581.528,93	-R\$ 1.008,49	
2015	14/04/2015	R\$ 117.547.799,03	R\$ 117.581.534,19	R\$ 33.735,16	
Total		R\$ 114.361.370,16	R\$ 114.394.096,83	R\$ 32.726,66	

Sobrecontratação de Energia					
Ano	Taxa de Atualização	Original	Recalculado	Delta	Componente Financeiro Atualizado
2012	64,44%	-R\$ 7.698.985,58	-R\$ 9.514.762,05	-R\$ 1.815.776,46	-R\$ 2.985.897,83
2013	45,15%	R\$ 8.531.960,25	R\$ 8.216.779,82	-R\$ 315.180,44	-R\$ 457.497,54
2014	30,83%	-R\$ 55.922.492,96	-R\$ 56.791.830,61	-R\$ 869.337,66	-R\$ 1.137.336,26
Total		-R\$ 55.089.518,29	-R\$ 58.089.812,84	-R\$ 3.000.294,56	-R\$ 4.580.731,63

Exposição Financeira Submercados					
Ano	Taxa de Atualização	Original	Recalculado	Delta	Componente Financeiro Atualizado
2012	61,59%	R\$ 823.155,19	R\$ 632.765,55	-R\$ 190.389,64	-R\$ 307.644,23
2013	45,36%	-R\$ 2.099.549,01	-R\$ 2.078.199,05	R\$ 21.349,96	R\$ 31.034,25
2014	27,41%	R\$ 3.846.113,07	R\$ 3.848.203,52	R\$ 2.090,45	R\$ 2.663,39
Total		R\$ 2.569.719,25	R\$ 2.402.770,03	-R\$ 166.949,22	-R\$ 273.946,59

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

119. 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.

120. 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.

121. 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.

122. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras são considerados no momento da apuração da CVA Energia e CVA ESS da concessionária.



(Fls. 27 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

123. Neste processo tarifário, a receita proveniente da aplicação dos adicionais das bandeiras tarifárias e dos repasses da Conta Bandeiras, que foi deduzida dos totais apurados de CVAENERGIA, totalizou -R\$ 43.616.308,04.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

124. 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.

125. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, atual gestor da CDE, 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 utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

126. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE a distribuidora no período de competência de abril/2018 a março/2019, 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 abril/2017 a março/2018.

Tabela 20 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	156.356,70	1.001.027,08	1.157.383,78
Subsídio Geração Fonte Incentivada	5.198,78	256.180,42	261.379,20
Subsídio Distribuição	- 79.064,85	157.361,23	78.296,38
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	14.781,32	981.368,68	996.150,01
Subsídio Rural	- 69.271,42	784.743,79	715.472,36
Subsídio Irrigante/Aquicultor	- 139.715,03	350.659,77	210.944,74
Total	- 111.714,50	3.531.340,96	3.419.626,46

VI. CUMPRIMENTOS DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

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

128. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016¹⁸, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o

¹⁸ Publicada em 16/06/2016.

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



(Fls. 28 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

129. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

VII. RESULTADO DA REVISÃO

130. A Revisão Tarifária da ESE conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 11,30%, sendo de 13,92%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 9,85%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 21 – Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	13,92%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	9,85%
Efeito Médio AT+BT	11,30%

131. O efeito médio nas tarifas de 11,30% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 10,57%, 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 3,63%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para a um efeito de -2,91% no atual processo tarifário da ESE.

132. A tabela 22 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. Apenas para fins de apresentação dos resultados, o custo de custeio do PROINFA foi incluído nos custos com aquisição de energia.



(Fls. 29 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

Tabela 22 – Resumo da revisão

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	711.521.948,60	800.853.087,63	12,55%	8,26%	67,0%
Encargos Setoriais	158.762.804,32	174.005.994,72	9,60%	1,41%	14,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.470.731,93	1.672.905,54	13,75%	0,02%	0,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	16.205.697,77	23.770.979,33	46,68%	0,70%	2,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	24.008.769,48	25.185.044,24	4,90%	0,11%	2,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	55.574.872,38	56.673.766,56	1,98%	0,10%	4,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	31.672.910,40	34.940.703,05	10,32%	0,30%	2,9%
PROINFA	19.699.434,78	20.353.372,67	3,32%	0,06%	1,7%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	10.086.800,25	11.365.410,76	12,68%	0,12%	1,0%
ONS	43.587,33	43.812,57	0,52%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	56.730.491,74	79.497.636,81	40,13%	2,11%	6,7%
Rede Básica	41.395.441,78	58.192.270,09	40,58%	1,55%	4,9%
Rede Básica Fronteira	11.604.385,16	12.500.637,89	7,72%	0,08%	1,0%
Conexão	3.730.664,80	8.804.728,83	136,01%	0,47%	0,7%
Custos de Aquisição de Energia	496.028.652,54	547.349.456,11	10,35%	4,75%	45,8%
PARCELA B	369.435.544,24	394.404.155,05	6,76%	2,31%	33,0%
Custos Operacionais	218.218.203,45	208.029.836,55	-4,67%	-0,94%	17,4%
Anuidades	19.995.137,63	29.044.953,40	45,26%	0,84%	2,4%
Remuneração	78.378.874,50	104.536.294,29	33,37%	2,42%	8,7%
Depreciação	47.688.737,48	48.813.132,95	2,36%	0,10%	4,1%
Receitas Irrecuperáveis	9.905.131,92	9.065.846,97	-8,47%	-0,08%	0,8%
Outras Receitas	(4.750.540,73)	(5.085.909,11)	7,06%	-0,03%	-0,4%
Reposicionamento Tarifário	1.080.957.492,83	1.195.257.242,69		10,57%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				3,63%	
CVA em processamento - Energia				15,81%	
CVA em processamento -Transporte				0,49%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-5,89%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				0,01%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				0,16%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-4,58%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,05%	
Previsão de Risco Hidrológico				1,96%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				0,04%	
Conselho de Consumidores				-0,02%	
Recálculo Sobrecontratação/Reversão de Energia				-0,03%	
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico				-3,54%	
Ressarcimento de P&D				-0,85%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-2,91%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				11,30%	

133. A Parcela A impacta em 8,26% o resultado desta revisão, sendo percebido um aumento nos custos de compra de energia (4,75%), transmissão (2,11%) e encargos setoriais (1,41%).

134. O aumento dos custos de transmissão, de 2,11%, é resultado da publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.258 e 2.259, ambas de junho de 2017, as quais aprovaram, respectivamente, as Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, contemplando os efeitos da Portaria MME nº 120, de 2016.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, ANDRE VALTER FEIL

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº E LUIS CARLOS CARRAZZA, DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 8A92CE5D00450526 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 30 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

135. O aumento dos encargos setoriais, de 1,41%, explica-se principalmente pelo aumento do orçamento da CDE USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para o ano de 2018, conforme Resolução Homologatória nº 2.358, de 19/12/2017.

136. Já o impacto dos custos com compra de energia, de 4,75%, decorre principalmente da atualização dos CCEARS considerados no atual processo tarifário, além da utilização dos valores mais recentes das tarifas dos CCGFs.

137. O Gráfico 1 ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

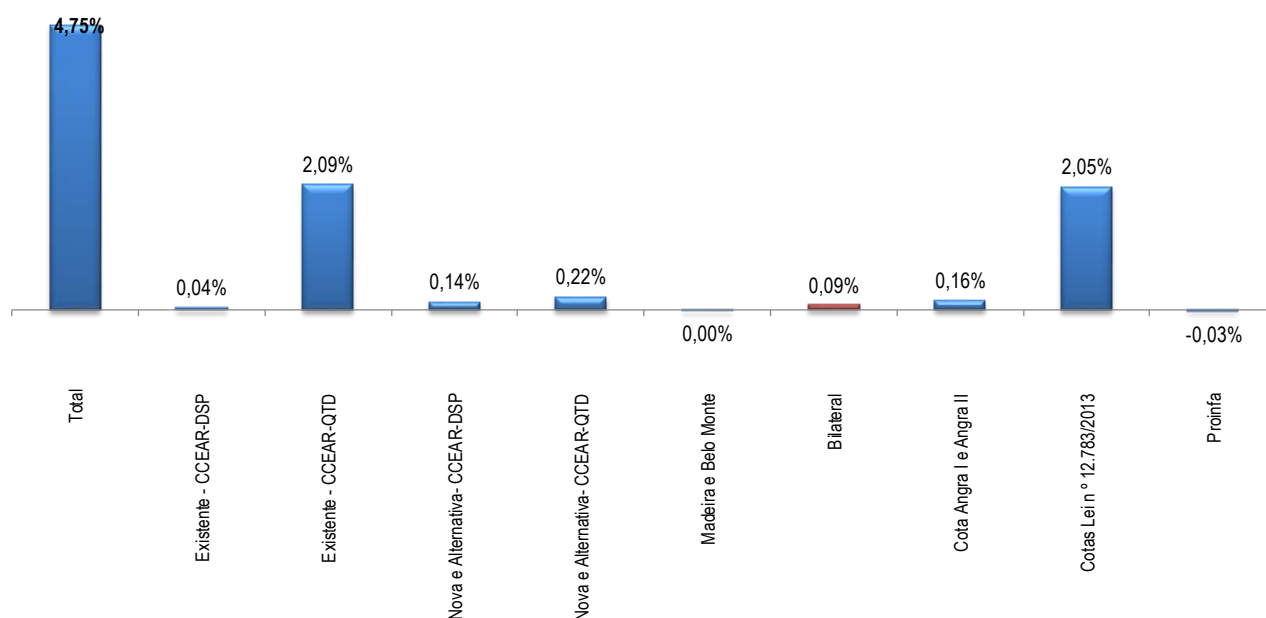


Gráfico 1 – Efeito por modalidade de aquisição de energia

138. A Tabela 23 apresenta a variação na compra de energia entre a o reajuste tarifário de 2017 e a atual revisão:

Tabela 23 – Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo A-1	Processo atual	Variação	Processo A-1	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	39.190,48	41.073,75	4,81%	373,27	376,32	0,82%
Existente - CCEAR-QTD	238.474,12	446.375,33	87,18%	264,31	266,19	0,71%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	700.020,36	615.124,94	-12,13%	225,29	240,26	6,65%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	451.005,01	468.109,53	3,79%	195,72	201,88	3,15%
Madeira e Belo Monte	440.774,54	446.178,49	1,23%	125,19	127,97	2,21%
Bilateral	125.781,66	128.859,60	2,45%	244,22	251,85	3,12%
Cota Angra I e Angra II	107.421,51	110.050,17	2,45%	224,21	240,80	7,40%
Cotas Lei nº 12.783/2013	1.058.380,15	901.754,97	-14,80%	63,25	75,16	18,82%
Proinfa	58.776,53	60.063,09	2,19%	335,16	338,87	1,11%
Sobra (-) / Exposição (+)	-23.316,63	-73.488,52	215,2%	158,35	177,48	12,1%
TOTAL	3.196.507,73	3.144.101,35	-1,6%	161,61	180,56	11,7%



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

139. As receitas irre recuperáveis impactaram em -0,08% o efeito tarifário em função da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irre recuperáveis.

140. O principal impacto da Parcela B foi a remuneração do capital, de 2,42% (aumento de 33,37% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas). A situação adveio principalmente do aumento da base líquida, da remuneração das Obrigações Especiais e do efeito do WACC regulatório, que passou de 7,5% para 8,09%. O gráfico abaixo demonstra esses efeitos.

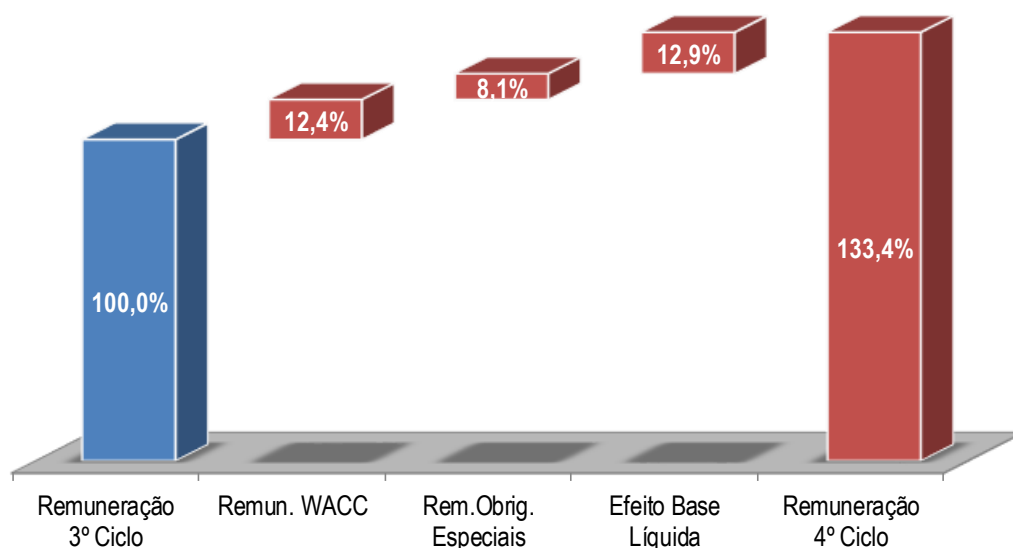


Gráfico 2 – Efeito da revisão sobre remuneração do capital

141. Os custos operacionais, por sua vez, contribuem para uma variação de -0,94% em razão do resultado da aplicação da metodologia indicar uma trajetória de diminuição ao longo do ciclo.

142. Já a **quota de reintegração** regulatória impactou as tarifas em 0,10% em decorrência do aumento da base bruta, de 4,5% e do pequeno aumento da taxa média de depreciação em relação ao último ciclo (de 3,79% para 3,81%).

143. As **anuidades** aumentaram 45,26% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,84% 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, da qual o cálculo das anuidades depende.

144. Os componentes financeiros mais expressivos considerados nesta revisão foram: a CVA Energia (15,81%), a CVA Encargos Setoriais (-5,89%), a Sobrecontratação de energia (-4,58%) e a Reversão do risco hidrológico (-3,54%).

145. Destaca-se que a CVA Energia foi impactada principalmente pelos custos repassados via método 3 que somaram R\$ 135.965.062, tais quais: risco hidrológico de contratos de cotas por garantia física – CCGF, de R\$ 87.310.492, e efeito do repasse do risco hidrológico do ACR, de R\$ 49.633.826. O gráfico 3 ilustra a situação descrita.



(Fls. 32 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

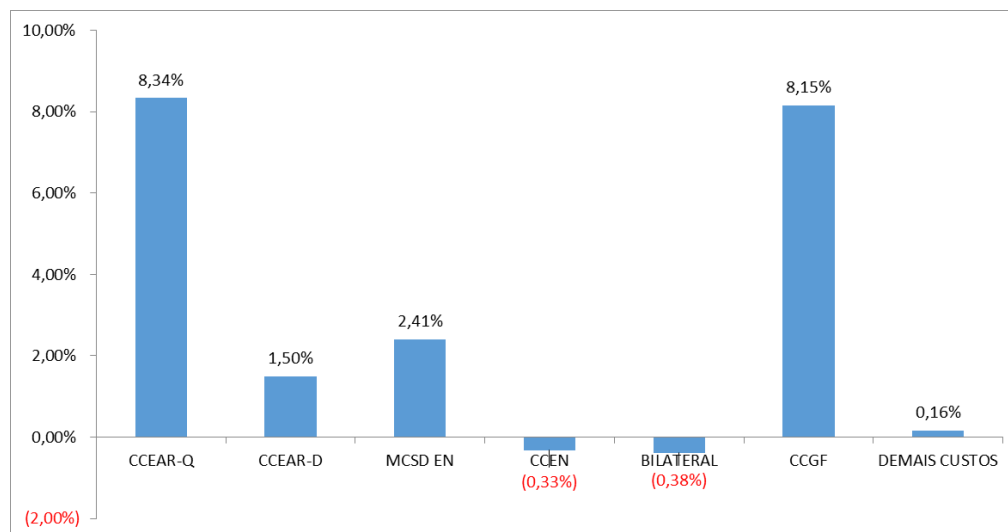


Gráfico 3 – Impactos da CVA Energia no processo tarifário

COMPARAÇÃO ENTRE A PROPOSTA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA E O RESULTADO FINAL

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

Tabela 24 – Comparação Audiência Pública e Resultado Final

	Audiência Pública - Participação na Revisão %	Final - Participação na Revisão %	Variação
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	8,00%	8,26%	0,26%
Encargos Setoriais	1,45%	1,35%	-0,10%
Custos de Transmissão	2,16%	2,11%	-0,05%
Custos de Aquisição de Energia	4,38%	4,81%	0,43%
PARCELA B	2,76%	2,31%	-0,45%
CO + Anuidades	0,17%	-0,11%	-0,28%
Remuneração	2,59%	2,42%	-0,17%
Depreciação	0,20%	0,10%	-0,10%
Receitas Irrecuperáveis	-0,11%	-0,08%	0,03%
OR + Ajuste Investimentos 2CRTP	-0,09%	-0,03%	0,06%
Reposicionamento Tarifário	10,76%	10,57%	-0,19%
Componentes Financeiros do Processo Atual	5,98%	3,63%	-2,35%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-2,90%	-2,90%	0,00%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	13,65%	11,30%	-2,36%

147. Os itens mais representativos que levaram à alteração dos valores submetidos à Audiência Pública foram os componentes financeiros, que reduziram 2,35%, além da Parcela A (0,26%) e Parcela B (-0,45%).

148. A diminuição da Parcela B decorre basicamente dos valores da base de remuneração regulatórios terem sido fiscalizados pela SFF e pelo atualização dos parâmetros de custos operacionais, conforme dispõe a metodologia atualizada (versão 2.2 do Submódulo 2.2 do PRORET).

149. Os componentes financeiros variaram negativamente principalmente em função da consolidação do cálculo da CVA e sobrecontratação de energia e da inclusão do ressarcimento do P&D.



(Fls. 33 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

150. O gráfico 4 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

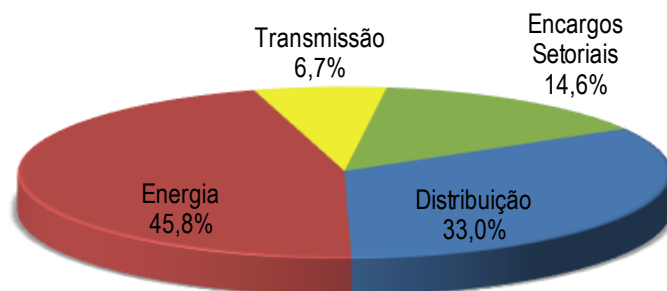


Gráfico 4 – Composição da receita sem tributos

151. O gráfico 5 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.

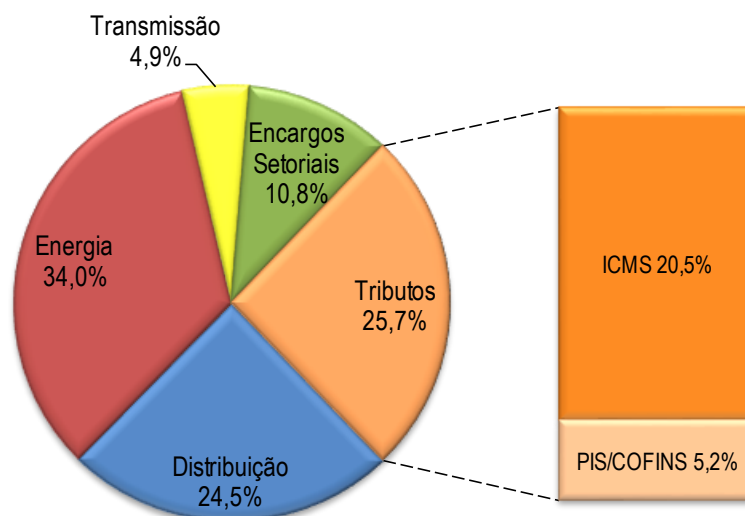


Gráfico 5 – Composição da receita com tributos

152. O gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da ESE nos últimos doze anos, comparada com a variação do IGP-M e IPCA no mesmo período.



(Fls. 34 da Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, de 11/04/2018).

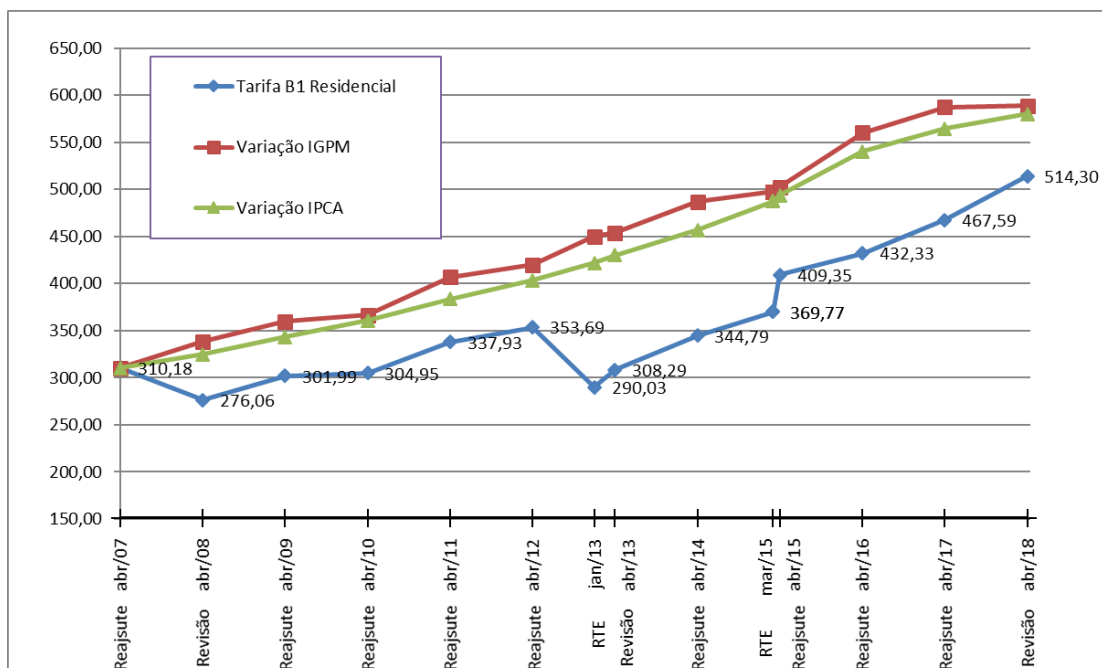


Gráfico 5 – Evolução da tarifa Residencial B1 (2007-2018)

153. Por fim, os valores dos serviços cobráveis previstos nos artigos 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 9/9/2010, estabelecidos no momento da revisão tarifária das distribuidoras e cuja receita líquida é destinada à modicidade tarifária, foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15/3/2011.

VIII. CONCLUSÃO

154. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº. 07/1997, no que consta do Processo nº 48500.005357/2017-26 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- pela aprovação do resultado da quarta revisão tarifária periódica da ESE, a vigorar a partir de 22/04/2018, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 11,30%, sendo de 13,92% para os consumidores em alta tensão e de 9,85% para os consumidores em baixa tensão;
- pela fixação as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da ESE;
- pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- pela aprovação dos valores da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER;
- 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 ESE, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- pela fixação dos componentes T e Pd do Fator X de, respectivamente, 2,17% e 1,03%; e

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



