



SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL
Brasília, 29 de março de 2018

QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

.....
EMS - Energisa Mato Grosso do Sul

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, CLAUDIO ELIAS CARVALHO

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A010044B8C1 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 B	7
III.3.1. Custos Operacionais (CO).....	7
III.3.2. Receitas Irrecuperáveis (RI).....	8
III.3.3. Remuneração do Capital (RC) E Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	9
III.3.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).....	12
III.3.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade	13
III.3.6. Outras Receitas (OR)	14
III.4. PARCELA A.....	15
III.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE).....	15
III.4.2. Custos com Transporte de Energia (CT).....	19
III.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES).....	20
III.5. FATOR X.....	20
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	21
IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT	25
V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS.....	26
VI. CUMPRIMENTOS DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE	26
VII. RESULTADO DA REVISÃO	27
VIII. CONCLUSÃO	34



(Fls. 2 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Nota Técnica nº 65 /2018–SGT/ANEEL

Em 29 de março de 2018

Processo n.º 48500.005355/2017-37

Assunto: Quarta Revisão Tarifária Periódica da EMS - Energisa Mato Grosso do Sul.

I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da quarta revisão tarifária periódica da EMS - Energisa Mato Grosso do Sul, consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública nº 02/2018.

2. A presente proposta de revisão tarifária da EMS 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;
- 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 EMS. 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 001/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EMS, define a data de 08/04/2018 para a realização da quarta revisão tarifária periódica.

* 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 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

6. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram solicitadas por meio do Ofício nº 125/2017-SGT/ANEEL, de 6 de outubro de 2017, sendo encaminhadas pela concessionária mediante as Cartas nº ENERGISAMS/VP-ANEEL/Nº064/2017, de 13 de novembro de 2017 e nº ENERGISAMS/VP-ANEEL/015/2018, de 16 de fevereiro de 2018.

7. Em 23/01/2018, na 1ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a AP nº 02/2018 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 24 de janeiro a 3 de março, com sessão presencial em 8 de fevereiro de 2018, na cidade de Campo Grande - MS.

8. No dia 20 de março de 2018, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 02/2018, foi encaminhada à EMS e ao Conselho de Consumidores.

9. Nos dias 22 e 23 de março de 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 o Conselho de Consumidores apresentaram as suas contribuições finais.

10. Em 29/03/2018, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EMS encontra-se adimplente com suas obrigações intrasetoriais, 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

12. 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.

13. 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.

14. 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.

15. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação 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.

* 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 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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;

VPB: Valor da Parcela B;

21. 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.

22. 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.

23. 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.



(Fls. 5 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

24. 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.

25. 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.

26. 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

27. 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

RI: Receitas Irrecuperáveis.

28. 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).

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

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



(Fls. 6 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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.

30. 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, 3.3 e 3.4 do PRORET.

III.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

31. O reposicionamento tarifário calculado para a EMS, quando se analisa apenas a variação dos custos de Parcela A e B, resultou no percentual total médio de 10,22%.

Tabela 1. Reposicionamento Tarifário Médio

Descrição	Valores (R\$)
VPA+VPB	2.417.175.595,68
Receita Verificada	2.193.017.957,07
Reposicionamen	10,22%

III.2 RECEITA VERIFICADA

32. 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 o período de abril/2017 a março/2018.

33. A Tabela a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

Tabela 2 – Receita Verificada



(Fls. 7 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.314.524	2.015.266.790,01
A2 (88 a 138 kV)	19.958	12.074.950,58
A3 (69 kV)	17.149	6.369.352,30
A3a (30 kV a 44 kV)	186.831	84.232.033,74
A4 (2,3 kV a 25 kV)	826.789	372.215.786,45
BT (menor que 2,3 kV)	3.263.796	1.540.374.666,93
Demais Livres	886.217	139.070.861,01
Distribuição	22.633	2.755.992,77
Geração	-	35.902.477,45
Total	5.223.374	2.192.996.121,24

III.3 PARCELA B

III.3.1. Custos Operacionais (CO)

34. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET¹, estabelece o método de comparação por *benchmarking* para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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.

39. 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.

¹ 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. 8 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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

40. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos Custos Operacionais regulatórios para a EMS no valor de R\$407.100.974,57.

Tabela 3 – Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	87,41%	91,48%	94,63%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	463.945.214	483.112.596	502.279.978

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	394.527.806
4. Meta estudo de eficiência - R\$	463.945.214
5. Variação Anual (%)	3,29%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	463.945.214

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	375.701.738
8. Meta OPEX	463.945.214
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	123,49%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	457.393.650
11. Número de anos no ciclo	5
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	407.100.975

41. No caso da EMS, 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.

42. Uma vez que a aplicação direta da metodologia resultou em uma trajetória de 3,29% a.a., não foi necessário ajustar a meta regulatória para que a trajetória não excedesse o limite anual de 5%. 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 123,49%, e consequentemente foi necessário recalculá-la para compartilhar com o consumidor o valor excedente a 120%.

III.3.2. Receitas Irrecuperáveis (RI)

43. 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.

44. 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

* 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 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias. Os níveis de receitas irrecuperáveis de cada concessionária são reconhecidos desde que não superem os limites estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET².

45. Para a parcela de receitas irrecuperáveis 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 irrecuperáveis dessa parcela da receita, acrescido dos valores previstos de faturamento de bandeiras tarifárias.

46. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irrecuperáveis 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 4 – Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	556.845.355	0,79%	4.392.055
Restante da Receita	2.744.901.905	0,33%	9.076.835
Total	3.301.747.261	0,41%	13.468.890

III.3.3. Remuneração do Capital (RC) E Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

47. 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.

48. Na remuneração de capital estão inclusas também a Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RCOE e a Remuneração para recursos da Reserva Global de Reversão –RGR. A apuração destes segue os submódulos 2.1³ e 2.4 do Proret.

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

50. 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.3.3.1. Custo de Capital

² http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2_v3.pdf

³ 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. 10 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

51. 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 PRORET⁴.

52. 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 Proret⁵ apresenta os seguintes valores de WACC antes de Impostos para 4 tipos diferentes tributação, conforme descrito na Tabela abaixo.

Tabela 5. 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.

51. No caso da EMS o WACC real antes de impostos é de 12,26%, uma vez que esta não tem isenção de impostos.

III.3.3.2. Base de Remuneração Regulatória

52. 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:

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;

⁴ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015648_Proret_Submod_2_4_V2.pdf

⁵ 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. 11 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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.

53. 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.

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

Tabela 6 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	5.211.852.617
(2) Índice de Aproveitamento Integral	18.248.848
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.300.677.479
(4) Bens Totalmente Depreciados	841.673.833
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.051.252.457
(6) Depreciação Acumulada	2.785.590.038
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.426.262.578
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	14.320.878
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.411.941.700
(10) Almoarifado em Operação	2.565.023
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	570.423.334
(13) Terrenos e Servidões	20.434.151
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.864.517.540
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,78%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	115.337.343
(19) RC sem Obrigações Especiais = (14) * Wacc	228.589.850
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	20.339.384
(21) Remuneração do Capital = (19) + (20)	248.929.235

55. O valor da Base de Remuneração Regulatória segundo laudo de avaliação ainda não fiscalizado foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 134/2018-SFF/ANEEL⁶, retificado pelo Memorando nº 142/2018-SFF/ANEEL⁷, na Data-Base de 31 de outubro de 2017.

56. 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 outubro de 2017, e a data da revisão tarifária, 8 abril de 2018.

⁶ Memorando de 22 de março de 2018.

⁷ Memorando de 26 de março de 2018.

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



(Fls. 12 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

57. Destaca-se que em conformidade com a orientação do memorando da SFF, foi subtraído dos bens totalmente depreciados a parcela relativa às redes particulares incorporadas que estavam depreciadas pela EMS, no total de R\$ 152.206.425,75.

III.3.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

53. 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 2.3⁸ do PRORET.

54. 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 7 – 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%

55. 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.

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

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

Tabela 8: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

⁸ 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. 13 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	347.129.351
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	156.208.208
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	41.655.522
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	149.265.621
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	17.586.240
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	8.504.272
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	37.313.307
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	63.403.820

III.3.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

58. 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.

59. 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.

60. 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. Para a este ciclo da EMS, o Fator de Ajuste de Mercado aplicado é de **1,32%**.

61. 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.

62. A EMS situa-se no período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, quanto à aplicação da metodologia definida pelo Submódulo 2.5^o 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 **-0,16%**.

63. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da EMS.

Tabela 9: Cálculo da Parcela B ajustada

⁹ 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. 14 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	420.569.865
Custos Operacionais (CO)	407.100.974,57
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	4.392.055,05
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	9.076.834,94
Custo Anual dos Ativos (CAA)	427.670.398
Remuneração do Capital (RC)	248.929.234,84
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	115.337.342,86
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	63.403.820,05
Parcela B (VPB)	848.240.262
Índice de Produtividade da Parcela B	1,32%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,16%
Parcela B com ajustes	838.403.926

III.3.6. Outras Receitas (OR)

64. 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 2.7¹⁰ do PRORET.

65. 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.

66. 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.

67. 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”.

¹⁰ 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. 15 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Tabela 10: Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	2.644.365,22
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arrecadação por terceiros	60%	1.052.257,85
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%	168.648,64
Compartilhamento de infraestrutura	60%	7.787.224,13
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		R\$ 11.652.495,84

III.4. PARCELA A

68. 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.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

69. 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 PRORET¹¹, aprovado pela REN 604/2014.

III.4.1.1. Energia Requerida

70. 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.

71. 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.

¹¹ 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. 16 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

72. 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 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.

73. 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.

74. 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 103/2018-SRD/ANEEL, de 27/03/2018, que encaminhou a Nota Técnica nº 30/2018-SRD/ANEEL, no percentual de 9,621% sobre a energia injetada.

75. 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. O Submódulo 2.6¹² do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas.

76. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas para a concessionária.

Tabela 11 – Trajetória de Perdas Não Técnicas Regulatória

¹² 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. 17 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

1 - Cálculo do Ponto de Partida	
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)
1. Meta 3º Ciclo (Faturada)	4,74%
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)	1,51%
3. Meta 3º Ciclo (Medida) [1. + 2.]	6,25%
4. Média Histórico (Medida)	10,26%
5. Ponto de Partida [= máximo (7,5% e Mínimo (3. e 4.))]	7,50%
6. Ponto de Partida (faturado)	5,99%

2 - Cálculo do Ponto de Chegada			
Descrição	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Empresa Benchmark	EMG	EMG	COSERN
5. Perda Benchmark (PNT/BT)	2,93%	2,93%	5,22%
6. Perda ENERSUL (PNT/BT)	8,62%	8,62%	8,62%
7. Probabilidade de Comparação	85,65%	86,24%	99,92%
8. Meta baseada em cada Benchmark [7. x 5. + (1.- 7.) x 6.]	3,75%	3,71%	5,22%
9. Meta média dos Benchmarks [média(8)]		4,23%	
10. Ponto de Partida (PNT/BT)		7,50%	
11. Meta = Mínimo (9 e 10)		4,23%	
12. Meta (Faturado)		2,72%	

Descrição	Ponto Partida	2018	2019	2020	2021	2022
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	7,50%	6,85%	6,19%	5,54%	4,88%	4,23%
Velocidade de Redução (a.a)		-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%	-0,65%
Limite de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Diferença entre medido e faturado	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%
Referencial Regulatório PT/Einj	9,62%	9,62%	9,62%	9,62%	9,62%	9,62%

77. No caso da EMS, a meta de perdas não técnicas definida no 3CRT (6,25%) é menor que a média histórica da distribuidora (10,26%). Porém a meta do 3CRT também é inferior ao limite de 7,5% (mercado medido) definido para as empresas de grande porte. Portanto não há trajetória de redução e as perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado (faturado) de baixa tensão definidas para o ciclo fica em 5,99% (7,50% deduzido o consumo mínimo – 1,51%).

78. 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.

79. 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

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

Tabela 12 – Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	61.163
Perdas na Distribuição	772.404
Perdas Técnicas	576.854
Perdas Não Técnicas	195.550
Energia Vendida	4.314.524
Energia Requerida	5.148.091,75

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ASSINADO DIGITALMENTE POR OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, CLAUDIO ELIAS CARVALHO

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A010044B8C1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



(Fls. 18 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

III.4.1.3. Valoração da Compra de Energia

81. 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 os contratos bilaterais de energia.

82. 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.

83. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os procedimentos detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET¹³ bem como foram utilizadas as informações constantes nos seguintes dispositivos legais e documentos:

Tabela 13: Informações para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Tarifas e montantes	Memorando nº 48/2018-SRM/ANEEL
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.363/2017
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.359/2017
Cotas Lei 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

84. 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 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.

85. A tabela a seguir mostra um resumo dos 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. Todos os contratos de compra de energia podem ser vistos no Anexo I.

Tabela 14 -Resumo da Compra de Energia

¹³ 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. 19 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Empresa	Montante	Custo médio	Despesa (R\$)
Energia Base	2.376.851 MWh	131,14	311.704.874,52
Geração Própria	- MWh	-	0,00
Cota Angra II/Angra II	159.509 MWh	240,80	38.409.748,68
Cotas Lei n.º 12783/2013	1.257.045 MWh	75,72	95.187.787,58
Itaipu (tirando as perdas)	854.067 MWh	208,54	178.107.338,26
PROINFRA	106.230 MWh	-	0,00
Bilateral	389.213 MWh	222,43	86.572.091,16
CCEAR	2.382.028 MWh	225,64	537.482.163,95
Custo médio geral de energia		181,77	
Energia Vendida	4.314.524 MWh	Sobrecontratada em	161.054 MWh
Perdas	833.568 MWh		
Energia Requerida (Energia Vendida + Perdas)	5.148.091,75 MWh	Despesa final	R\$ 935.759.129,62

III.4.2. Custos com Transporte de Energia (CT)

86. 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 PRORET¹⁴ aprovado pela REN 604/2014.

87. 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.

88. 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.

89. 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.

90. 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.

91. O custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição se aplica ao caso da EMS, uma vez que ela acessa as redes de distribuição da Energisa Mato Grosso - EMT e da Energisa Sul Sudeste - ESS.

¹⁴ 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. 20 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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

Tabela 15: Custo com Transporte de Energia (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	100.744.929
Rede Básica Fronteira	32.052.966
Rede Básica ONS (A2)	1.646.326
MUST Itaipu	12.078.638
Transporte de Itaipu	18.141.586
Conexão	55.871.887
Uso do sistema de distribuição	5.851.078
Total	226.387.409,77

III.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES)

93. 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 PRORET¹⁵ aprovado pela REN 604/2014.

94. 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.

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

Tabela 16: Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.917.733	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	300.320.639	ReH 2.358/2017 e Resolução Homologatória nº2.231
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	63.507.647	Previsão SGT -JAN/2018
PROINFA	39.039.055	ReH 2.365/2017
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	21.428.886	Res. Normativa nº 316/2008
ONS	63.665	Contribuição JAN/17 - DEZ/17
Total	428.277.626	

III.5. FATOR X

96. 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.

¹⁵ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_4_V0.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 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

97. 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 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.

98. 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.

99. 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.

100. Calculados conforme o Submódulo 2.5 do Proret¹⁶, obteve-se os seguintes resultados para as componentes Pd e T que deverão compor o Fator X dos reajustes tarifários deste ciclo:

Tabela 17: Componentes Pd e T

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,32%
Componente T do Fator X	-1,45%
Fator X	-0,13%

III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

101. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados na legislação diversos componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não integram a tarifa econômica, pois se referem a valores a serem pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

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, que resultou em R\$ 95.962.717,11. A Tabela abaixo indica os valores calculados para cada item da CVA.

Tabela 18 – Valores apurados das CVA's

¹⁶ 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 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subseqüentes (R\$)
CVA CDE	1.838.780,62	1.209.503,93	1.251.520,23
CVA CDE Energia	- 20.311.630,14	- 21.057.399,02	- 21.788.900,69
CVA Rede Básica	- 12.747.984,79	- 13.617.517,43	- 14.090.569,06
CVA Compra Energia	219.500.981,06	227.904.733,47	235.821.793,56
CVA Transporte Itaipu	- 227.937,42	- 318.542,67	- 329.608,35
CVA Proinfa	638.196,95	640.729,94	662.987,92
CVA ESS/ERR	- 98.052.091,47	- 102.020.472,13	- 105.564.506,50
Total	90.638.314,80	92.741.036,09	95.962.717,11

Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual SELIC / BM&F¹⁷, de 6,54% 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 e Itaipu, para o período de competência de fevereiro de 2017 a dezembro de 2017 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 2214/17, 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 2015 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. Apurou-se um valor de R\$130.920.274,98.

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 115/2018-SFF/ANEEL, de 15/03/2018.

¹⁷ 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. 23 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

iii) 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, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/02/2017 e 01/12/2017, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -3.840.246,21 a preços de abril/2018.
- Para o ano civil de 2017: Sobrecontratação de energia de 69.450,73 MWh, que representa 1,31% 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.
- Em relação ao ano civil de 2016, o valor de Sobrecontratação, apurada em 731.341,34 MWh (12,81% do mercado regulatório), ainda foi considerado provisoriamente como caráter involuntário, sendo seu repasse recalculado quando da publicação do Despacho de Exposição/Sobrecontratação Involuntária de 2016.

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\$ - 2.034.845,76.

Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ -5.875.091,97, já atualizado para preços de abril/2018.

iv) 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 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 EMS o valor de R\$ 16.315.541,97, devendo o mesmo ser considerado como componente financeiro negativo para fins de cálculo das tarifas.

* 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 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

v) **Implantação Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE:** Por meio do Memorando nº 148/2018-SFF/ANEEL, de 27 de março de 2018, a SFF recomendou o reconhecimento do valor histórico de R\$ 12.560.360,27, referente a implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE neste processo tarifário. Este financeiro foi reconhecido para as Concessionárias de Distribuição até o 3º Ciclo de Revisão Tarifária e baseava-se no art 3º da Resolução Normativa nº 367/2009. No caso específico da EMS, o reconhecimento nesta revisão segue o plano de recuperação da Concessão, constante da Resolução Autorizativa 4.463/2013, de 17 de dezembro de 2013. Contudo, no 3CRTP já foi reconhecido o valor histórico de R\$ 4.815.680,29 para o atendimento desta obrigação, e assim propõe-se que, para evitar um repasse tarifário cumulativo ao consumidor, seja tal valor deduzido do total apresentado pela SFF. Assim, o componente financeiro resulta no total de R\$ 7.095.467,13, já atualizado pela taxa SELIC para abril/2018.

vi)

vii) **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 EMS: Garantias Financeiras de CCEARs, Neutralidade dos encargos setoriais, Descasamento da TUSD Distribuição, Compensação referente às 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. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 19: Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	235.821.793,56	10,13%
CVA em processamento - Transporte	- 14.420.177,40	-0,62%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 122.602.787,33	-5,26%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	- 34.330.043,69	-1,47%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 13.410.615,55	-0,58%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 7.452.486,67	-0,32%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	618.545,34	0,03%
Previsão de Risco Hidrológico	42.495.542,75	1,82%
Ajuste CUSD	1.400.196,34	0,06%
Repasse de compensação DIC/FIC	- 31.292,83	-0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	- 1.080.593,72	-0,05%
Conselho de Consumidores	- 4.981,71	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico do ano anterior	- 74.361.755,37	-3,19%
Recálculo de Reversão de CCEAR	- 282.020,43	-0,01%
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	7.095.467,13	0,30%
Ressarcimento P&D 0,3%	- 16.315.541,97	-0,70%
Total	3.139.248,44	0,13%

102. Registre-se que, na tabela anterior, os montantes apresentados para CVA em processamento – Energia e Sobrecontratação/Exposição de Energia contemplam determinação da Diretoria da ANEEL¹⁸ à SGT/ANEEL, para realizar, respectivamente, 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 CCEE. Os detalhes dos recálculos estão apresentados na tabela a seguir.

¹⁸ 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. 25 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Tabela 20: Recálculo da Sobrecontratação/Exposição

Empresa	EMS - 404
Dada do processo tarifário	08/04/2018
5ª dia útil anterior	02/04/2018

CVA				
Processo	Data Base (5º dia útil)	Original	Recalculado	CVA Método 3 - Sem atualização
2013	01/04/2013	R\$ 4.761.989,27	R\$ 4.725.108,28	-R\$ 36.880,99
2014	01/04/2014	R\$ 49.841.147,25	R\$ 49.848.038,11	R\$ 6.890,86
2015	31/03/2015	R\$ 203.589.891,51	R\$ 203.605.165,66	R\$ 15.274,16
Total		R\$ 258.193.028,02	R\$ 258.178.312,05	-R\$ 14.715,97

Sobrecontratação de Energia					
Ano	Taxa de Atualização	Original	Recalculado	Delta	Componente Financeiro Atualizado
2012	62,13%	R\$ 4.311.590,14	R\$ 3.686.329,12	-R\$ 625.261,02	-R\$ 1.013.711,91
2013	46,72%	-R\$ 15.207.289,14	-R\$ 15.551.977,05	-R\$ 344.687,92	-R\$ 505.737,72
2014	30,86%	-R\$ 96.331.786,36	-R\$ 96.376.065,14	-R\$ 44.278,78	-R\$ 57.945,07
Total		-R\$ 107.227.485,36	-R\$ 108.241.713,07	-R\$ 1.014.227,71	-R\$ 1.577.394,71

Exposição Financeira Submercados					
Ano	Taxa de Atualização	Original	Recalculado	Delta	Componente Financeiro Atualizado
2012	61,20%	R\$ 858.592,46	R\$ 653.139,01	-R\$ 205.453,46	-R\$ 331.193,30
2013	46,27%	-R\$ 3.025.314,76	-R\$ 2.987.370,76	R\$ 37.944,00	R\$ 55.501,63
2014	33,21%	R\$ 5.227.475,73	R\$ 5.222.724,77	-R\$ 4.750,96	-R\$ 6.328,77
Total		R\$ 3.060.753,43	R\$ 2.888.493,01	-R\$ 172.260,42	-R\$ 282.020,43

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

103. 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.

104. 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.

105. 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.



(Fls. 26 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

106. 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.

107. Neste processo tarifário, a receita proveniente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras, que foi deduzida dos totais apurados de CVAENERGIA, da CVAESS/EER e do financeiro de Sobreconstrução/Exposição, totalizou R\$ 85.844.196,89

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

108. 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.

109. 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.

110. 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 21: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	946.636,53	3.479.958,83	4.426.595,36
Subsídio Geração Fonte Incentivada	7.878,96	1.017.258,69	1.025.137,65
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	- 29.081,19	892.749,70	863.668,52
Subsídio Rural	358.193,72	6.635.764,84	6.993.958,57
Subsídio Irrigante/Aquicultor	15.001,24	222.268,12	237.269,36
Total	1.298.629,26	12.248.000,19	13.546.629,45

VI. CUMPRIMENTOS DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

111. 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.

112. 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

* 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, CLAUDIO ELIAS CARVALHO
Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A010044B8C1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



(Fls. 27 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016¹⁹, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

113. 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

114. A Revisão Tarifária da EMS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 9,87%, sendo de 7,91%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 10,65%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 22 – Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	7,91%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,65%
Efeito Médio AT+BT	9,87%

115. O efeito médio nas tarifas de 9,87% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 10,22%, 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 0,13%; 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 -0,48% no atual processo tarifário da EMS.

116. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 9,87%, representa a conjugação dos três movimentos tarifários acima explicitados $[9,87\% = + (10,22\%) + (0,13\%) + (-0,48\%)]$.

117. A Tabela 23 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.

Tabela 23 – Resumo da revisão

¹⁹ Publicada em 16 de junho de 2016.

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



(Fls. 28 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6,87%	4,66%	65,80%
Encargos Setoriais	8,47%	1,38%	16,10%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	24,55%	0,04%	0,16%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	24,21%	1,50%	6,98%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	1,55%	0,02%	1,09%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-1,28%	-0,06%	4,35%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	-6,36%	-0,20%	2,63%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist Isol.	10,33%	0,09%	0,89%
ONS	-6,49%	-0,01%	0,00%
Custos de Transmissão	22,37%	1,89%	9,37%
Rede Básica	12,98%	0,53%	4,17%
Rede Básica Fronteira	-4,15%	-0,06%	1,33%
Rede Básica ONS (A2)	44,73%	0,02%	0,07%
MUST Itaipu	11,91%	0,06%	0,50%
Transporte de Itaipu	17,77%	0,12%	0,75%
Conexão	84,84%	1,17%	2,31%
Uso do sistema de distribuição	20,97%	0,05%	0,24%
Custos de Aquisição de Energia	3,23%	1,39%	40,33%
PARCELA B	17,30%	5,56%	34,20%
Custos Operacionais	1,99%	0,36%	16,65%
Anuidades	44,96%	0,89%	2,59%
Remuneração	34,37%	2,87%	10,18%
Depreciação	3,55%	0,18%	4,72%
Receitas Irrecuperáveis	19,47%	0,09%	0,55%
Outras Receitas	-30,95%	0,24%	-0,48%
Ajuste Investimentos 2CRTP	-100,00%	0,93%	-
RT considerando a variação tarifária da RTE		10,22%	
		0,00%	
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		0,13%	
CVA em processamento - Energia		10,13%	
CVA em processamento - Transporte		-0,62%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		-5,26%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		-1,47%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		-0,58%	
Sobrecontratação/exposição de energia		-0,32%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,03%	
Previsão de Risco Hidrológico		1,82%	
Ajuste CUSD		0,06%	
Repasse de compensação DIC/FIC		-0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		-0,05%	
Reversão do Risco Hidrológico do ano anterior		-3,19%	
Recálculo de Reversão de CCEAR		-0,01%	
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE		0,30%	
Ressarcimento P&D 0,3%		-0,70%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-0,48%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		9,87%	

* 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, CLAUDIO ELIAS CARVALHO

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A010044B8C1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 29 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

118. No que se refere a Parcela A os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,89%. Destaca-se a 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.

119. Os custos com encargos setoriais impactaram a revisão em 1,38%. Destaca-se, principalmente, o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para o ano de 2018, conforme Resolução Homologatórias 2.358, de 19 de dezembro de 2017, que contribuiu para uma redução do efeito médio de 1,50%.

120. Ressalta-se ainda o impacto dos custos com compra de energia, de 1,39%. Esta variação decorre principalmente da redução dos montantes contratos de cota de energia (Lei nº 12.783/2013), contratos estes que possuem preços abaixo do custo médio de energia.

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

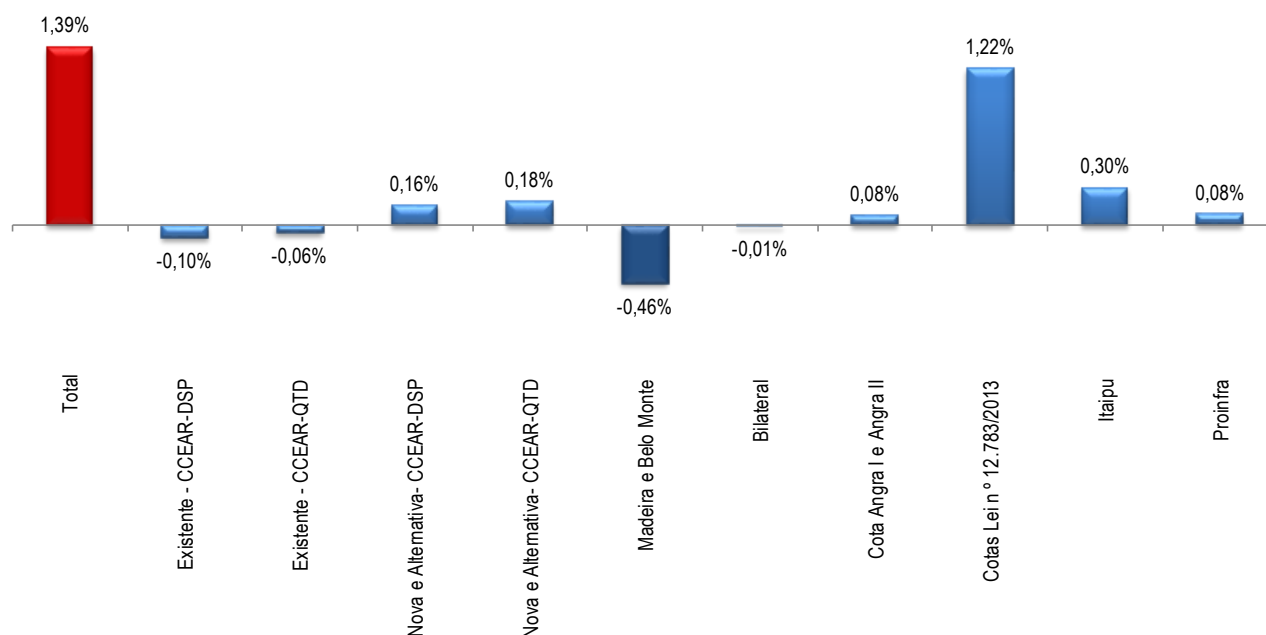


Gráfico 1 – Efeito por modalidade de aquisição de energia

122. A Tabela 24 apresenta a variação na compra de energia entre a o reajuste tarifário de 2017 e a atual revisão:



(Fls. 30 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Tabela 24 – 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	103.227,46	77.094,82	-25,32%	340,98	373,13	9,43%
Existente - CCEAR-QTD	831.121,58	612.018,83	-26,36%	234,66	259,13	10,43%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	960.896,77	908.373,19	-5,47%	228,78	240,68	5,20%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	640.324,71	509.177,03	-20,48%	183,99	199,58	8,47%
Ajuste - CCEAR	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Madeira e Belo Monte	103.873,32	351.453,70	238,35%	121,36	133,85	10,29%
Bilateral	409.925,97	401.646,00	-2,02%	217,17	222,43	2,42%
Cota Angra I e Angra II	167.997,49	164.604,16	-2,02%	224,21	240,80	7,40%
Colas Lei n.º 12.783/2013	1.454.221,84	1.297.198,88	-10,80%	63,27	75,72	19,69%
Geração Própria	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Itaipu	925.168,35	881.348,63	-4,74%	195,12	208,54	6,88%
Montante de Reposição	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Proinfa	111.997,18	106.230,17	-5,15%	343,67	367,49	6,93%
Sobra (-) / Exposição (+)	-426.408,67	-161.053,67	-62,2%	175,05	185,60	6,0%
TOTAL	5.282.346,01	5.148.091,75	-2,5%	178,62	189,35	6,0%

123. No que tange às receitas irrecuperáveis, houve aumento de 19,47% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,09% nas tarifas. Esse resultado proveio, principalmente, da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis. Desde a última revisão, realizada em novembro de 2013, o valor das receitas irrecuperáveis que foi fixado na Parcela B vem sendo atualizado nos reajustes tarifários subsequentes pela variação do mercado e do IGP-M menos Fator X, sem, contudo, refletir o aumento significativo das Parcela A nos últimos anos. Assim, com a realização da revisão tem-se o recálculo das coberturas das receitas recuperáveis considerando o novo patamar de receita que reflete o aumento da Parcela A, e não apenas a sua atualização pelo mercado e IGP-M menos o Fator X, conforme ocorrido nos reajustes passados.

124. Em relação à **Parcela B**, o seu crescimento desde a última revisão foi de 48,0%, em decorrência da atualização dessa parcela de custos nos reajustes pelo IGP-M, descontado do Fator X e do crescimento acumulado do mercado desde a última revisão.

125. Em relação aos **custos operacionais**, estes contribuíram para um aumento tarifária de 0,36% em razão do resultado da aplicação da metodologia indicar uma trajetória de aumento desses custos ao longo do ciclo, para que, ao final, os custos operacionais regulatórios alcancem o limite inferior do intervalo.

126. A respeito da remuneração do capital, houve aumento de 34,37% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 2,87%. A situação adveio principalmente do aumento do WACC regulatório, que passou de 7,5% para 8,09%, e da remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais também contribuíram para o aumento observado da remuneração do capital.

127. O gráfico abaixo demonstra os dois efeitos que explicam a variações de 34,37% da remuneração de capital. O aumento da base líquida responde por 11,3%, o aumento WACC regulatório por 14,0% e o aumento das Obrigações Especiais por 8,9%.



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

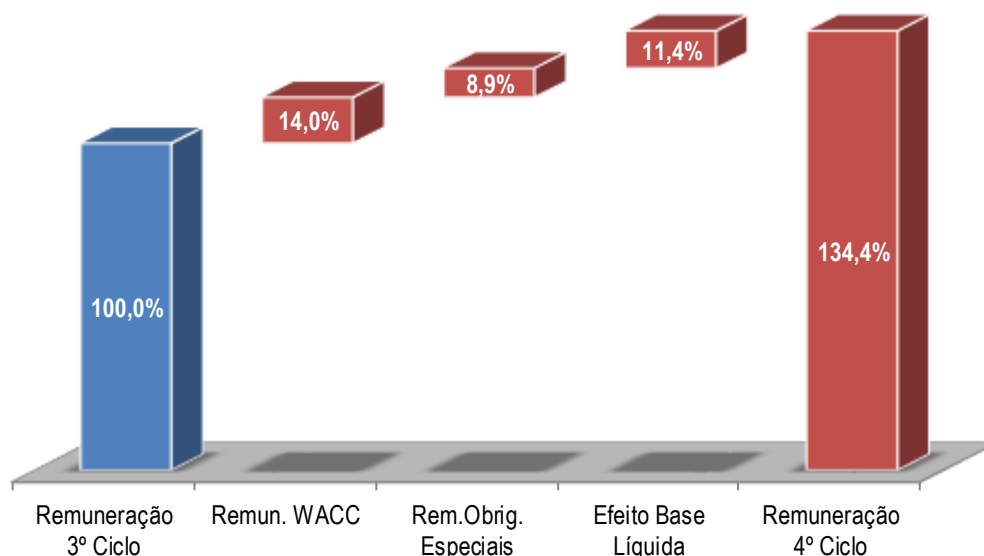


Gráfico 2 – Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Referentemente à quota de reintegração regulatória, houve a redução de 3,55% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que impactou as tarifas em 0,18%. O aumento se deve à variação da Base de remuneração bruta.

128. Em relação a cobertura para Anuidades, houve aumento de 44,96% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,89% 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.

129. No que tange aos componentes financeiros, os financeiros mais expressivos considerados nesta revisão foram: a CVA Energia, a CVA Encargos Setoriais e a Reversão do risco hidrológico

130. Destaca-se que a CVA Energia foi impactada principalmente pelos custos repassados via método 3 que somaram R\$ 234.086.914,86, tais quais: risco hidrológico de contratos de cotas por garantia física - CCGF (R\$ 115.753.595,40), risco hidrológico de Itaipu (R\$ 59.593.797,91) e o Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR (R\$ 85.721.196,33).

COMPARAÇÃO ENTRE A PROPOSTA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA E O RESULTADO FINAL

58. 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 25 – Comparação Audiência Pública e Resultado Final



(Fls. 32 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

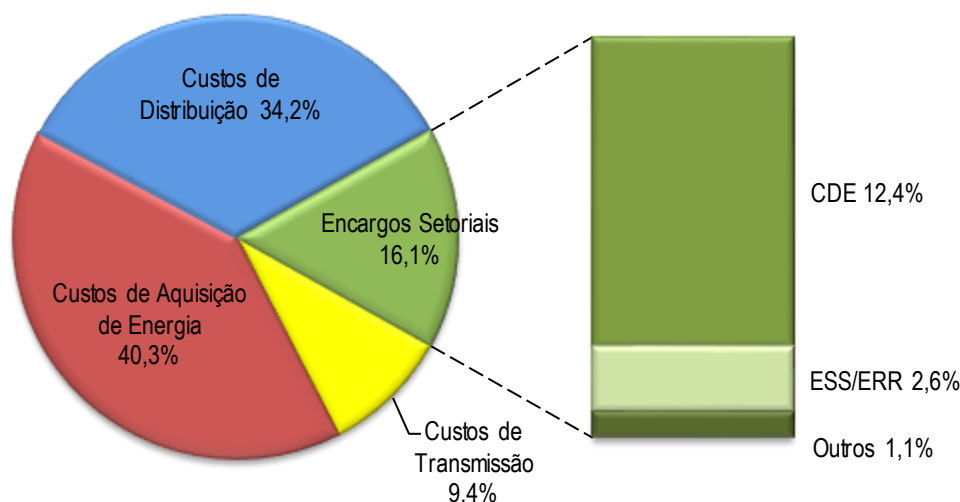
	Audiência Pública - Participação na Revisão %	Final - Participação na Revisão %	Variação
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	4,11%	4,66%	0,55%
Encargos Setoriais	1,44%	1,38%	-0,06%
Custos de Transmissão	1,92%	1,89%	-0,03%
Custos de Aquisição de Energia	0,75%	1,39%	0,64%
PARCELA B	4,78%	5,56%	0,78%
CO + Anuidades	0,93%	1,24%	0,31%
Remuneração	2,48%	2,87%	0,39%
Depreciação	0,11%	0,18%	0,07%
Receitas Irrecuperáveis	0,08%	0,10%	0,02%
OR + Ajuste Investimentos 2CRTP	1,17%	1,17%	0,00%
Reposicionamento Tarifário	8,90%	10,22%	1,32%
Componentes Financeiros do Processo Atual	1,05%	0,13%	-0,92%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-0,48%	-0,48%	0,00%
Alteração do mercado de referência e do subsídio coberto pela CDE	-0,13%	0,00%	0,13%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	9,34%	9,87%	0,53%

59. Os itens mais representativos que levaram à alteração dos valores submetidos à audiência pública foram os custos de energia e Parcela B. Os custos de energia variaram em função da atualização dos percentuais de perdas técnicas e dos contratos de energia.

60. A variação de 0,78% da Parcela B em relação a divulgada na Audiência Pública decorre basicamente do novo valor de base de remuneração regulatória apresentada pela SFF e pelos novos parâmetros de custos operacionais aprovados em 13/03/2018 e descritos na versão 2.2 do Submódulo 2.2 do PRORET.

61. Em relação aos financeiros, a variação se deve a inclusão do financeiro referente ao ressarcimento de P&D e pela inclusão do valor fiscalizado pela SFF relativo ao ressarcimento da implantação do MCPSE

131. O gráfico 3 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.

ASSINADO DIGITALMENTE POR OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, CLAUDIO ELIAS CARVALHO
Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A010044B8C1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 33 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Gráfico 3 – Composição da receita sem tributos

132. O gráfico 4 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.

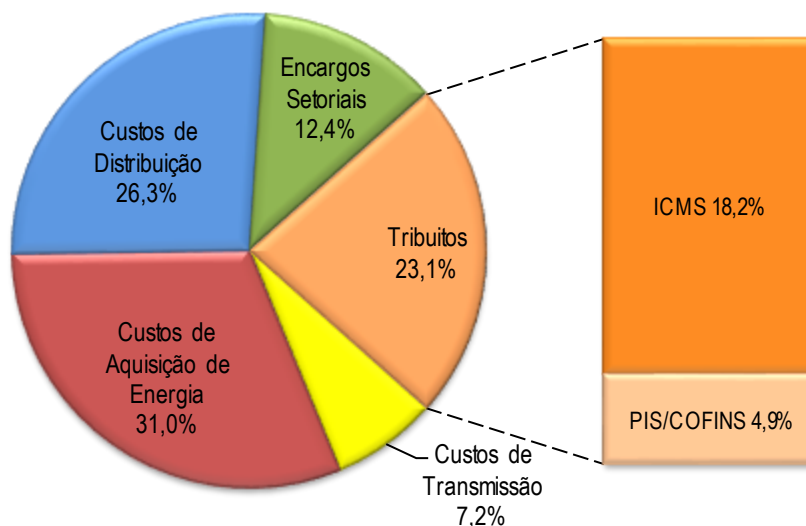


Gráfico 4 – Composição da receita com tributos

133. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da EMS nos últimos doze anos (35,0%), comparada com a variação do IGP-M (89,5%) e IPCA (87,2%) no mesmo período.



(Fls. 34 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

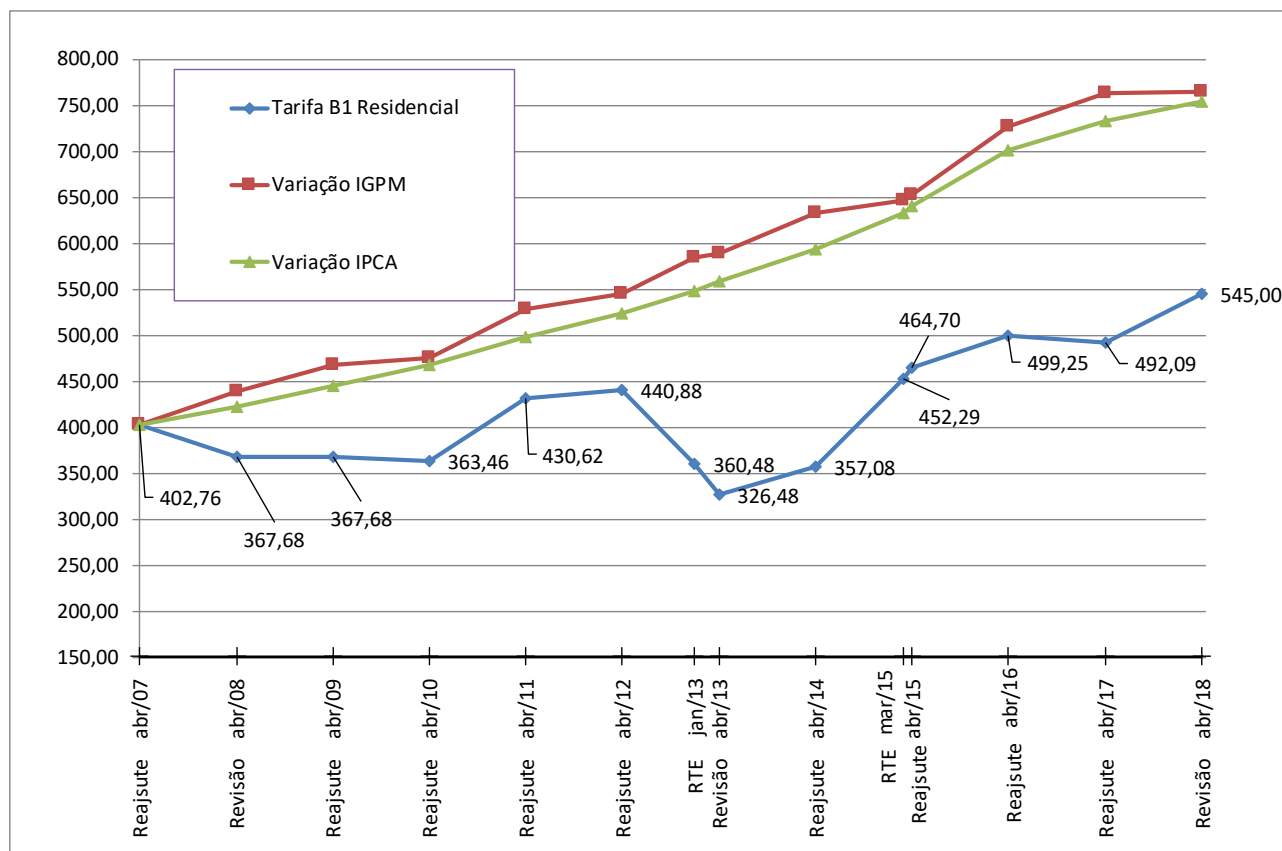


Gráfico 5 – Evolução da tarifa Residencial B1 (2007-2018)

134. 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

135. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº. 001/1997, no que consta do Processo nº 48500.005355/2017-37 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- pela aprovação do resultado da quarta revisão tarifária periódica da EMS, a vigorar a partir de 08/04/2018, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 9,87%, sendo de 7,91% para os consumidores em alta tensão e de 10,65% 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 EMS;
- pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

- d) pela aprovação dos valores da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER;
- e) 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 EMS, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- f) pela fixação dos componentes T e Pd do Fator X de, respectivamente, -1,45% e 1,32%; e
- g) pela fixação do referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2019 a 2022, conforme tabela abaixo:

	Reajuste 2019	Reajuste 2020	Reajuste 2021	Reajuste 2022
Perdas Técnicas (sobre Energia Injetada) (%)	9,621%	9,621%	9,621%	9,621%
Perdas Não Técnicas (sobre Mercado BT) (%)	5,99%	5,99%	5,99%	5,99%

CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Especialista em Regulação

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo

CLAUDIO ELIAS CARVALHO
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária

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



(Fls. 36 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

ANEXO I - CUSTO COM COMPRA DE ENERGIA

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.458.117,58	2.382.031,61	225,64	537.483.031,23
2014-6 13º Leilão de Energia Existente	71.910,15	69.684,32	378,03	26.342.983,89
2014-6 13º Leilão de Energia Existente	125,28	121,40	350,13	42.506,39
2016-20 13º Leilão de Energia Nova	115.656,23	112.076,33	152,43	17.084.195,52
2016-20 13º Leilão de Energia Nova	2.037,96	1.974,88	150,68	297.584,82
2016-3 15º Leilão de Energia Existente	5.059,40	4.902,79	304,04	1.490.636,08
2018-25 16º Leilão de Energia Nova	16.946,26	16.421,72	179,29	2.944.304,34
2016-20 17º Leilão de Energia Nova	28.436,22	27.556,04	163,26	4.498.932,89
2018-20 18º Leilão de Energia Nova	99.909,31	96.816,82	154,11	14.920.094,78
2018-25 18º Leilão de Energia Nova	457,76	443,59	176,04	78.090,76
2018-25 18º Leilão de Energia Nova	3.755,00	3.638,77	173,37	630.858,44
2017-20 19º Leilão de Energia Nova	13.114,54	12.708,61	162,67	2.067.312,16
2008-15 1º Leilão de Energia Nova	8.416,87	8.156,34	307,21	2.505.683,88
2008-15 1º Leilão de Energia Nova	228,07	221,01	242,18	53.523,42
2009-15 1º Leilão de Energia Nova	53.419,79	51.766,29	304,02	15.738.057,44
2009-15 1º Leilão de Energia Nova	3.363,25	3.259,15	282,45	920.539,84
2010-15 1º Leilão de Energia Nova	79.527,85	77.066,23	273,20	21.054.574,07
2019-20 20º Leilão de Energia Nova	11.255,91	10.907,51	167,37	1.825.557,79
2019-25 20º Leilão de Energia Nova	21.120,76	20.467,01	249,72	5.111.002,25
2019-25 20º Leilão de Energia Nova	4.140,63	4.012,47	252,50	1.013.165,75
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	22.339,40	21.647,93	206,14	4.462.454,48
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	5.957,19	5.772,80	293,05	1.691.710,09
2018-20 22º Leilão de Energia Nova	1.627,07	1.576,71	260,22	410.299,19
2009-15 2º Leilão de Energia Nova	28.415,60	27.536,06	297,72	8.197.970,14
2009-15 2º Leilão de Energia Nova	3.875,56	3.755,60	262,87	987.231,72
2013-20 2º Leilão de Fontes Alternativas	55.451,26	53.734,88	213,61	11.478.537,11
2013-20 2º Leilão de Fontes Alternativas	3.385,63	3.280,84	219,68	720.749,45
2011-15 3º Leilão de Energia Nova	30.678,27	29.728,69	261,54	7.775.193,06
2011-15 3º Leilão de Energia Nova	42.029,24	40.728,31	325,49	13.256.794,89
2011-15 3º Leilão de Energia Nova	9.356,88	9.067,26	269,11	2.440.078,45
2016-20 3º Leilão de Fontes Alternativas	15.607,83	15.124,73	245,12	3.707.432,44
2017-20 3º Leilão de Fontes Alternativas	1.285,44	1.245,66	207,24	258.153,57
2010-15 4º Leilão de Energia Nova	21.715,20	21.043,06	331,66	6.979.072,61
2012-15 5º Leilão de Energia Nova	153.408,75	148.660,30	298,13	44.320.712,80
2011-15 6º Leilão de Energia Nova	7.141,59	6.920,54	265,46	1.837.136,50
2013-15 7º Leilão de Energia Nova	44.311,85	42.940,27	293,37	12.597.446,59
2014-6 13º Leilão de Energia Existente/Nova regra	334.651,99	324.293,53	339,26	110.019.358,77
2014-6 13º Leilão de Energia Existente/Nova regra	912,46	884,22	339,25	299.968,09
2016-3 15º Leilão de Energia Existente/Nova regra	287,35	278,46	161,55	44.984,35
2016-3 15º Leilão de Energia Existente/Nova regra	260.519,92	252.456,06	161,06	40.659.898,72
2017-30 15º Leilão de Energia Nova/Nova regra	8.748,56	8.477,76	127,55	1.081.368,24
2017-2 16º Leilão de Energia Existente/Nova regra	343,99	333,34	121,71	40.570,43
2018-30 16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	47.433,20	45.965,01	144,70	6.651.292,17
2018-30 16º Leilão de Energia Nova/Nova regra	10.093,72	9.781,29	169,83	1.661.136,70

* 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, CLAUDIO ELIAS CARVALHO

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A01004B8C1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



(Fls. 37 da Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

2018-2 17º Leilão de Energia Existente/Nova regra	9.879,34	9.573,54	177,46	1.698.884,78
2019-2 18º Leilão de Energia Existente/Nova regra	5.423,79	5.255,91	174,52	917.254,36
2018-30 18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	66.649,85	64.586,84	107,58	6.948.515,84
2018-30 18º Leilão de Energia Nova/Nova regra	12.153,14	11.776,96	175,59	2.067.858,79
2017-30 19º Leilão de Energia Nova/Nova regra	23.774,44	23.038,55	150,29	3.462.438,80
2008-30 1º Leilão de Energia Nova	1.250,92	1.212,20	208,86	253.183,42
2009-30 1º Leilão de Energia Nova	4.493,25	4.354,17	223,37	972.612,63
2010-30 1º Leilão de Energia Nova	90.972,25	88.156,39	224,93	19.829.288,52
2010-30 1º Leilão de Energia Nova	2.986,19	2.893,76	195,43	565.524,55
2012-30 1º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE S Antonio)	174.875,36	169.462,46	143,13	24.255.903,98
2019-30 20º Leilão de Energia Nova/Nova regra	244,05	236,49	196,37	46.439,47
2018-30 22º Leilão de Energia Nova/Nova regra	3.664,33	3.550,91	230,91	819.944,76
2009-30 2º Leilão de Energia Nova	57.699,80	55.913,83	244,47	13.669.140,29
2009-30 2º Leilão de Energia Nova	6.080,20	5.892,00	240,70	1.418.197,23
2013-30 2º Leilão de Fontes Alternativas/Nova regra	7.302,64	7.076,60	232,19	1.643.125,50
2013-30 2º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Jirau)	73.862,51	71.576,25	125,89	9.011.043,04
2011-30 3º Leilão de Energia Nova	87.279,69	84.578,13	230,93	19.531.884,23
2015-30 3º Leilão de Projetos Estruturantes(UHE Belo Monte)	102.715,83	99.536,48	123,76	12.318.624,26
2012-30 5º Leilão de Energia Nova	76.134,70	73.778,10	237,00	17.485.767,80
2016-30 7º. Leilao de Energia Nova	2.216,11	2.147,52	171,47	368.243,88
Bilaterais	401.646,00	389.213,87	222,43	86.572.230,85
Pantanal Energética Ltda	195.348,00	189.301,40	253,06	47.904.613,42
SÃO GABRIEL HIDROENERGIA	4.818,00	4.668,87	227,11	1.060.346,78
Raizen Caarapó	109.500,00	106.110,65	192,43	20.418.872,91
Energisa Bioeletricidade	91.980,00	89.132,95	192,84	17.188.397,75
Energia Base	2.449.381,84	2.376.854,40	131,14	311.705.377,48
Cota Angra I/Angra II	164.604,16	159.509,18	240,80	38.409.810,66
Cotas Lei n º 12783/2013	1.297.198,88	1.257.046,76	75,72	95.187.941,18
Itaipu (tirando as perdas)	881.348,63	854.068,29	208,54	178.107.625,65
PROINFA	106.230,17	106.230,17	-	-
Total	5.309.145,42	5.148.099,88	181,77	935.760.639,57

* 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, CLAUDIO ELIAS CARVALHO

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, CECILIA MAGALHAES FRANCISCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 93C10A010044B8C1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

