

VOTO

PROCESSOS: 48500.004689/2016-11 e 48500.004909/2016-06

INTERESSADOS: EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.

RELATOR: José Jurhosa Junior

RESPONSÁVEIS: SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA – SGT e SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO – SRD

ASSUNTO Resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 4 de fevereiro de 2017, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para o período de 2018 a 2021, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Audiência Pública nº 77/2016.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição 08/2000, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A., estabelece a data de 4 de fevereiro de 2017 para a realização da quarta revisão tarifária periódica da concessionária.

2. As metodologias aplicáveis à quarta revisão são definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária, e já contemplam as alterações no Módulo 2, aprovadas em 28/04/2015, por meio da REN nº 660/2015.

3. Em 22/11/2016, na 44ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Audiência Pública nº 77/2016 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária e os limites de DEC e FEC para o período de 2018 a 2021. O período de contribuições se estendeu de 23/11 a 22/12/2016.

4. No dia 6/1/2017, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 77, foi encaminhada à EBO e ao Conselho de Consumidores. Nos dias 13 e 18/1/2017, na sede desta Agência, foi realizada reunião, respectivamente, com os representantes da empresa e do conselho dos consumidores, para discutir a proposta final da revisão tarifária, momento em que apresentaram as suas contribuições finais.

5. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, por meio da Nota Técnica 1, de 9/1/2017, analisou as contribuições apresentadas na Audiência Pública e apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da EBO, para o período de 2018 a 2021.

6. As informações relativas ao cálculo das perdas técnicas regulatórias foram informadas pela SRD, por meio do Memorando nº 013/2017-SRD/ANEEL, de 13/01/2017.
7. Quanto à Base de Remuneração, os valores foram informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio do Memorando nº 661/2016-SFF/ANEEL, de 02/12/2016.
8. A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, mediante a Nota Técnica 7, de 24/1/2016, submeteu à Diretoria Colegiada os resultados finais da revisão tarifária da EBO.
9. Em 30/1/2017, foi consultado o Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico, administrado por esta Agência, e identificou-se que não constavam inadimplências relativas às obrigações setoriais para com o Setor Elétrico, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 538, de 2013, registradas em nome da EBO¹.
10. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

11. A revisão tarifária periódica das distribuidoras compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário, do Fator X e da nova estrutura tarifária. O Reposicionamento Tarifário calculado para a EBO conduz a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 0,43%, sendo de 5,44% em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -1,97%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 1 – Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	5,44%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-1,97%
Efeito Médio AT+BT	0,43%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

12. O efeito médio de 0,43% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da presente revisão.
13. A diferença entre os efeitos na Alta Tensão e na Baixa Tensão decorre da aplicação das regras do PRORET, módulo 7, alterado pela REN 657, de 14/4/2015, que propôs alterações na forma de cálculo que, ao serem aplicadas na EBO, resultaram em maior impacto para as unidades consumidoras do grupo A do que para as do B, pelo fato de o custo médio de expansão ter aumentado mais para o grupo A, conduzindo a maior participação do grupo A na recuperação dos chamados custos de transporte.

¹ Declaração Relativa ao Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico anexa ao Voto.

14. A atualização dos custos da Parcela A e da B contribuiu para o efeito médio em 5,42%. Os componentes financeiros apurados no atual processo tarifário da EBO, para compensar nos 12 meses subsequentes, contribuíram para uma redução tarifária de -3,06%. Já o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo anterior representa uma redução de -1,93% na atual revisão.

15. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 0,43%, representa a conjugação dos movimentos tarifários acima explicitados $[0,43\% = (5,42\%) + (-3,06\%) + (-1,93\%)]$.

16. O Gráfico a seguir apresenta os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

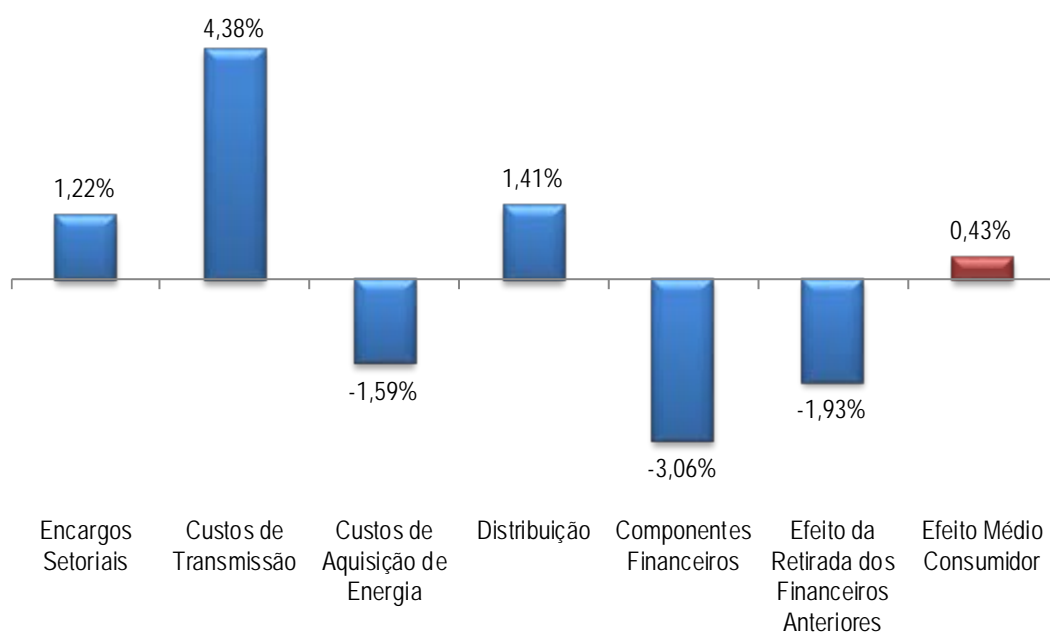


Gráfico I – Efeito para o Consumidor por Componente
Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

Equilíbrio econômico-financeiro

17. O reposicionamento tarifário consiste na redefinição das tarifas em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração dos investimentos prudentes.

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

Tabela 2 – Revisão tarifária da EBO

	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	5,86%	4,02%	68,93%
Encargos Setoriais	7,38%	1,22%	16,89%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	-4,81%	-0,01%	0,14%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	0,57%	0,01%	2,04%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	9,41%	0,26%	2,91%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	9,41%	0,60%	6,64%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	8,90%	0,37%	4,33%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist Isol.	-2,22%	-0,02%	0,83%
ONS	5,88%	0,00%	0,01%
Custos de Transmissão	146,70%	4,38%	6,99%
Rede Básica	179,05%	2,12%	3,13%
Rede Básica Fronteira	147,15%	0,83%	1,32%
Conexão	-23,30%	-0,02%	0,07%
Uso do sistema de distribuição	127,32%	1,45%	2,46%
Custos de Aquisição de Energia	-3,23%	-1,59%	45,05%
PARCELA B	4,48%	1,41%	31,07%
Custos Operacionais	-0,80%	-0,17%	19,92%
Anuidades	31,49%	0,61%	2,44%
Remuneração	45,68%	2,18%	6,58%
Depreciação	-6,23%	-0,19%	2,66%
Receitas Irrecuperáveis	-90,25%	-0,98%	0,10%
Outras Receitas	8,87%	-0,05%	-0,63%
RT		5,42%	
		0,00%	
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		-3,06%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		-2,00%	
CVA em Processamento - Energia comprada		-1,07%	
CVA em Processamento - Transmissão		0,12%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,65%	
Neutralidade dos Encargos		1,61%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007		-2,34%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,22%	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs		0,01%	
Financeiro de Reversão RTE - Energia		-0,15%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso		-0,53%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia		0,42%	
Conselho de Consumidores		-0,01%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,93%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		0,43%	

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

19. O reposicionamento econômico de 5,42% é composto pelo incremento da Parcela A em 4,02% e no incremento na Parcela B de 1,41%.

Parcela A

20. A Parcela A compreende os custos relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. Nessa Parcela os encargos setoriais impactaram o reposicionamento tarifário em 1,22%.

21. Desses encargos, destaca-se o encargo CDE – Conta-ACR, paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos com impacto de 0,60%. Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 1º de abril de 2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014. Cabe observar o procedimento adotado no cálculo da componente tarifária TUSD-CDE, conforme a nova disposição legal trazida pela Lei n. 13.360 de 17/11/2016. A citada Lei incluiu os §§ 3º-B, 3º-C, 3º-D, 3º-E, 3º-F e 3º-G no art. 13 da Lei n. 10.438/2002, definindo a diferenciação, a partir de 2017, da componente tarifária conforme o subgrupo tarifário (nível de tensão). Também merece ênfase a elevação da previsão de gastos com o encargo de Energia de Reserva, com efeito de 0,37%, em virtude do início do período de suprimento do 15º Leilão de Energia de Reserva.

22. No que se trata aos custos com a Transmissão, em reunião realizada no dia 26/1/2017, a EBO solicitou que fosse incluído na revisão tarifária em curso a indenização das transmissoras, cuja previsão para o início desse pagamento pelos consumidores está prevista para julho/2017. Essa questão foi analisada pela Diretoria Colegiada e foi acatada o pleito da distribuidora.

23. Ressalta-se ainda o impacto dos custos com compra de energia, de -1,59%. Tal resultado decorre principalmente pela redução dos montantes dos contratos CCEAR existentes por quantidade, que possuem preços mais altos, pela cessão desses contratos via MCSD.

24. O Gráfico 2 ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

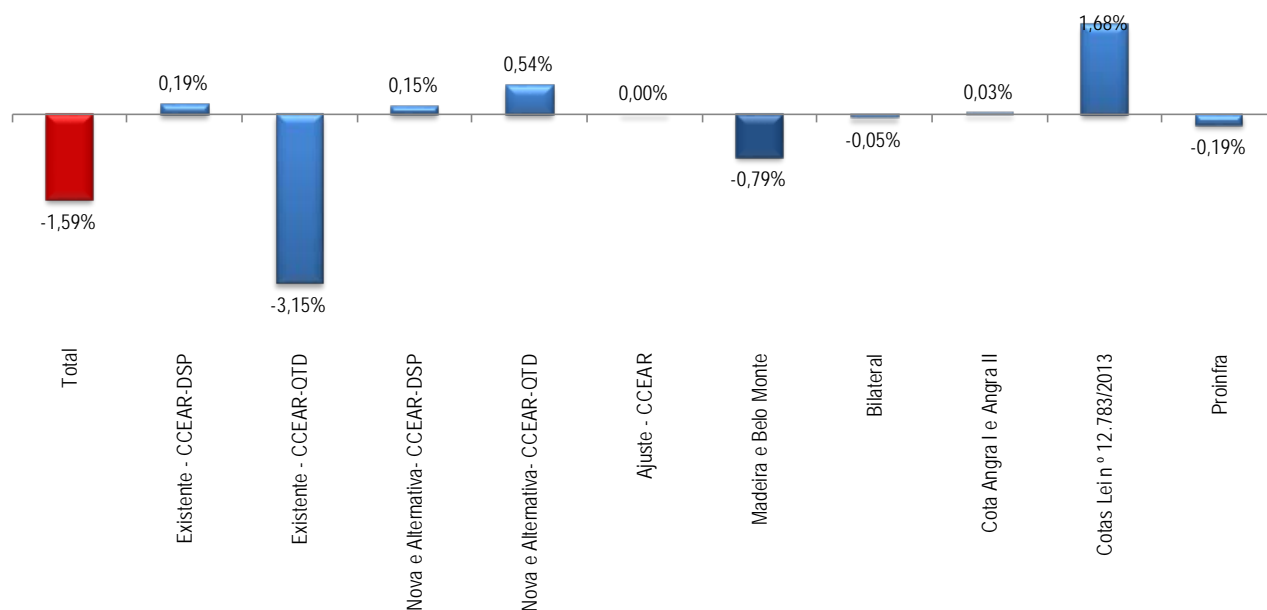


Gráfico II – Efeito por modalidade de aquisição de energia

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

25. A Tabela 3 apresenta a variação na compra de energia entre o valor contido nas tarifas e a atual revisão:

Tabela 3 – 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	23.381,27	24.894,19	6,47%	345,52	353,32	2,26%
Existente - CCEAR-QTD	103.114,75	2.075,28	-97,99%	243,54	327,92	34,65%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	120.099,21	132.590,18	10,40%	228,82	226,64	-0,95%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	76.691,82	84.094,46	9,65%	173,47	189,11	9,02%
Madeira e Belo Monte	64.383,65	112.277,35	74,39%	119,76	125,13	4,48%
Bilateral	82.061,85	89.176,80	8,67%	258,58	250,86	-2,99%
Cota Angra I e Angra II	25.535,80	27.749,81	8,67%	206,29	206,29	0,00%
Cotas Lei n° 12.783/2013	244.510,58	212.688,30	-13,01%	60,37	63,68	5,48%
Proinfa	15.848,90	15.213,10	-4,01%	318,61	288,80	-9,35%
Sobra (-) / Exposição (+)	-87.661,34	-36.898,15	-57,9%	166,18	162,09	-2,5%
TOTAL	667.966,49	663.861,33	-0,6%	169,80	164,99	-2,8%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

26. Com relação às Perdas na Distribuição, a abordagem adotada para a definição das perdas não técnicas é o da comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora.

27. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras distribuidoras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores.

28. No caso da EBO, propõe-se que seja adotada um percentual fixo para todos os processos tarifários no ciclo, correspondente a sua média histórica, de 4,94% sobre o mercado de baixa tensão medido, que corresponde a 2,59% sobre o mercado de baixa tensão faturado.

29. Como a EBO é uma distribuidora com a área de concessão com alto grau de complexidade e pelo fato do seu nível de perdas ser baixo e adicionalmente estar apresentando uma significativa redução do valor considerado no 3º ciclo para o 4º ciclo (PNT reajuste 2016: 6,65% / PNT revisão 2017: 2,59%) foi considerado prudente manter a sua média histórica, sem a aplicação de uma trajetória. De acordo com o parágrafo 51 do submódulo 2.6 do PRORET as perdas não técnicas da EBO podem ser objeto de análises complementares, conforme transcrito a seguir:

“51. Para as empresas que situam acima do percentil 90 do ranking de complexidade, que são CELPA, LIGHT E AMAZONAS ENERGIA (Grupo 1) e CEA, EBO e CERR (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas será estabelecido mediante análises complementares. Os níveis regulatórios de perdas não técnicas dessas empresas não poderão ser superiores aos níveis regulatórios das empresas que estão em áreas de concessão mais complexas.”

30. Depois de analisado a contribuição da empresa na AP, ficou constatado que a trajetória de redução mais arrojada diante da situação em que a empresa se encontra, em que tem um nível de perdas não técnicas baixa e se encontra numa área de concessão com alto grau de complexidade não irá se traduzir em benefício ao consumidor, devido ao considerável aumento dos custos, e também não irá transmitir o sinal

econômico adequado de eficiência para a distribuidora, que vem obtendo um considerado sucesso no combate às perdas não técnicas. Portanto se propõe a manutenção do percentual 2,59% sobre o mercado de baixa tensão faturado para todo o ciclo, o que já representa uma redução considerável em comparação ao percentual hoje reconhecido na tarifa.

31. Quanto às perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, estas foram informadas pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, por meio do Memorando nº 013/2017 – SRD/ANEEL, de 17 de janeiro de 2017, no percentual de 6,011% sobre a energia injetada.

32. Neste ponto cumpre registrar pleito da empresa, apresentado na AP 77, que questiona o cálculo de perdas técnicas e a sua forma de consideração nos processos tarifários. Argumenta a empresa que uma carga relevante em seu sistema, oriunda do consumidor Coteminas e do atendimento ao município de Pocinhos, deixaram de compor o mercado da Empresa no ano de 2016, fato que não fora capturado no período de análise da SRD no cálculo das perdas técnicas, que observa o ano civil, no caso 2015.

33. Na prática, a EBO entende que o nível de perdas a ser obtido com a manutenção dos dois consumidores será menor do que com a sua eventual retirada.

34. Sobre o período de apuração das perdas na distribuição, o Módulo 7 do PRODIST estabelece que o mesmo é anual e deve coincidir com o ano civil – ano de 2015 para a EBO. Ressalta-se que esse é o procedimento aplicado a todas as Distribuidoras.

35. É natural que ocorram alterações no mercado de energia no período entre revisões tarifárias e, com efeito, isso influencie o percentual de perdas da Distribuidora, para mais ou para menos. Ressalta-se que os regulamentos são definidos para cenários base, e questões excepcionais podem ocorrer durante o ciclo. Contudo, não é a melhor prática regulatória alterar parâmetros metodológicos de acordo com circunstâncias específicas enfrentadas pelas empresas.

36. Destaca-se ainda que pleitos análogos já foram negados pela ANEEL como, por exemplo, os casos da Escelsa e da CPFL Sul Paulista. Portanto, considerando que o montante de perdas estabelecido para o ciclo é um valor regulatório e que é natural que haja variação em relação às perdas verificadas no ciclo, o pleito da EBO não foi acatado.

Parcela B

37. A Parcela B, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa Parcela compreende os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos. Desde a terceira revisão tarifária, o crescimento da Parcela B na concessionária foi de 45,1%, 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.

38. A metodologia de definição dos custos operacionais eficientes estabelece o método de comparação entre concessionária para a definição do nível desses custos que serão reconhecidos nas tarifas. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

39. No caso da EBO, a cobertura de custos operacionais presente nas tarifas é maior do que o intervalo superior definido pelo método de comparação entre as distribuidoras. Como resultado, foi estabelecida uma trajetória de redução desses custos ao longo do ciclo, para que ao final os custos operacionais regulatórios alcancem o limite superior do intervalo.

40. Como a aplicação da metodologia resultou em uma redução dos custos operacionais da EBO de -0,86% ao ano, não foi necessário ajustar a meta para que a trajetória não excedesse o limite anual de $\pm 5\%$, estabelecido no regulamento. Quanto à comparação que é realizada com os custos reais da concessionária, a aplicação da metodologia resultou em uma relação inferior a 120% e, desse modo, não foi necessário recalcular a meta de custos para compartilhar com o consumidor o valor excedente. Dessa forma, o resultado final da análise foi um custo operacional inferior ao atualmente existente na tarifa, que contribuiu para o resultado final das tarifas em -0,17%.

41. O custo anual dos ativos é formado pela remuneração do capital e pela quota de reintegração regulatória. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária. A segunda considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil.

42. A respeito da remuneração do capital, houve aumento de 45,68% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 2,18%. A situação adveio da majoração da base líquida em 76,1%, desde o terceiro ciclo de revisão, em razão dos investimentos realizados pela distribuidora.

43. O aumento do WACC regulatório, que passou de 7,5% para 8,09%, e do início da remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais também contribuíram para o aumento observado da remuneração do capital.

44. Referentemente à quota de reintegração regulatória, houve redução de -6,23% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que impactou em -0,19%. A situação proveio de um aumento superior da Parcela B em relação aos efeitos do aumento da Base Bruta.

Componentes financeiros

45. A Tabela 4 resume os componentes financeiros considerados na revisão tarifária da EBO:

Tabela 4 – Componentes financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	(4.618.973,59)	-2,00%
CVA em Processamento - Energia comprada	(2.458.736,27)	-1,07%
CVA em Processamento - Transmissão	287.825,08	0,12%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	1.495.213,17	0,65%
Neutralidade dos Encargos	3.720.963,10	1,61%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007	(5.401.898,34)	-2,34%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	503.654,39	0,22%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	33.714,23	0,01%
Financeiro de Reversão RTE - Energia	(350.862,66)	-0,15%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	(1.217.469,43)	-0,53%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	978.557,06	0,42%
Conselho de Consumidores	(28.494,10)	-0,01%
Total	(7.056.507,36)	-3,06%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

46. Os componentes financeiros mais expressivos foram a CVA ESS e o financeiro de sobrecontratação. Em relação à Sobrecontratação/Exposição, no período apurado do Resultado de Curto Prazo de Exposição e Sobrecontratação de Energia, de outubro/15 a outubro /16, a EBO apresentou sobrecontratação de energia no Mercado de Curto Prazo na CCEE. Como essa sobra de energia foi vendida neste período a um PLD médio de 196 R\$/MWh e este valor foi acima do preço médio de compra de 154,20 R\$/MWh, o resultado financeiro positivo deve ser revertido ao consumidor neste processo tarifário. Apurou-se assim um financeiro de repasse do resultado de curto prazo de R\$ -5.401.898,34 a preços do 5º dia útil anterior à revisão, valor que inclui também as recontabilizações da CCEE ocorridas no período em análise.

47. Em relação ao impacto de -1,07% da CVA energia, segundo a SGT, os principais motivos foram: (i) os contratos CCEAR por disponibilidade e quantidade, que tiveram um montante realizado menor do que o previsto na cobertura; e (ii) Demais Custos associados a compra de energia apurados pela CCEE por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC). Por sua vez, a receita repassada da Conta Bandeiras e da Conta-ACR contribuiu para que o efeito da CVA energia não sofresse aumento adicional de 3,07%

48. Quanto ao efeito do Saldo a Compensar da CVA do ano anterior, de 0,65%, destaca-se o fato de que os saldos fiscalizados da CVA_energia e da CVA_ess foram alterados pela SGT, por terem sido excluídos da CVA do ano anterior todos os pagamentos relativos aos meses de competência do ano de 2015, os quais foram incluídos na apuração da CVA em processamento do atual cálculo tarifário, em atendimento ao disposto no inciso II do Despacho nº 652, de 15 de março de 2016.

Subvenção da CDE para descontos tarifários

49. Quanto à subvenção da CDE para descontos tarifários², o montante mensal de recursos da CDE, a ser repassado pela Eletrobrás a cada distribuidora, deve ser homologado pela ANEEL. Para definir os

² Nos termos do inciso VII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.839/2013, e do Decreto nº 7.891/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além das demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: geradores e consumidores de fonte

valores mensais a serem repassados, utilizou-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem descontos.

50. Assim, o valor mensal a ser repassado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás à EBO, em relação às competências entre fevereiro/2017 a janeiro/2018, é de R\$ 376.902,63. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre fevereiro/2016 a janeiro/2017.

DEFINIÇÃO DO FATOR X PARA OS PRÓXIMOS REAJUSTES TARIFÁRIOS

51. Dois componentes do Fator X são definidos no momento da revisão tarifária: o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

52. O Componente Pd objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é 1,15%.

53. O Componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios quando a análise de custos operacionais eficientes indicar a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Assim, o componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da EBO é de 0,55%.

54. O outro integrante do Fator X é o Componente Q, a ser fixado nos reajustes subsequentes. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, serão considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora.

55. Desse modo, o valor do Fator X a ser considerado nos reajustes da EBO até a próxima revisão tarifária será de 1,71%, que deverá ainda ser somado ao Componente Q, a ser definido em cada processo de reajuste.

56. A fim de apresentar a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos³, os gráficos abaixo ilustram esses efeitos:

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.

³ No primeiro Gráfico, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias de ICMS e PIS/COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

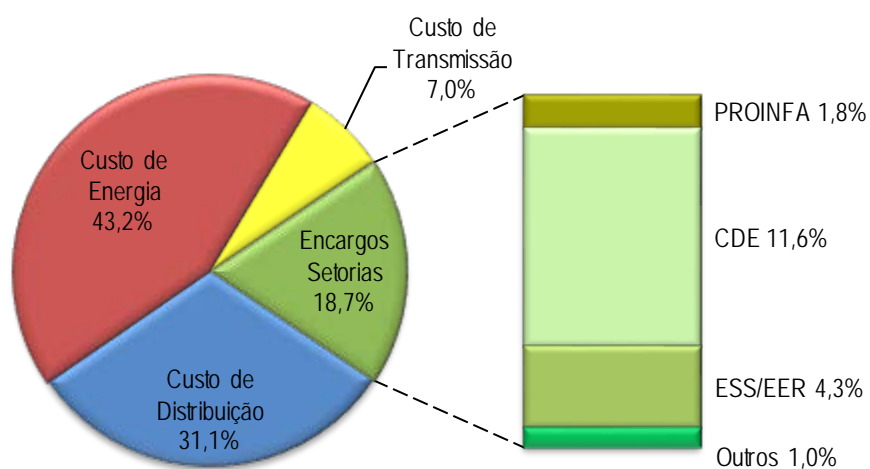


Gráfico III – Composição da receita sem tributos
 Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

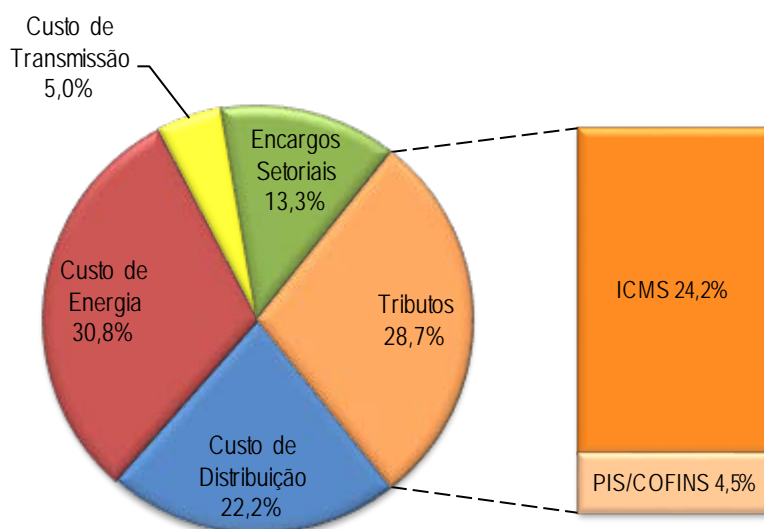


Gráfico IV – Composição da receita com tributos
 Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

57. O Gráfico 5 demonstra a evolução das tarifas do B1-residencial nos últimos 10 anos, comparativamente com a variação do IGP-M e do IPCA no mesmo período:

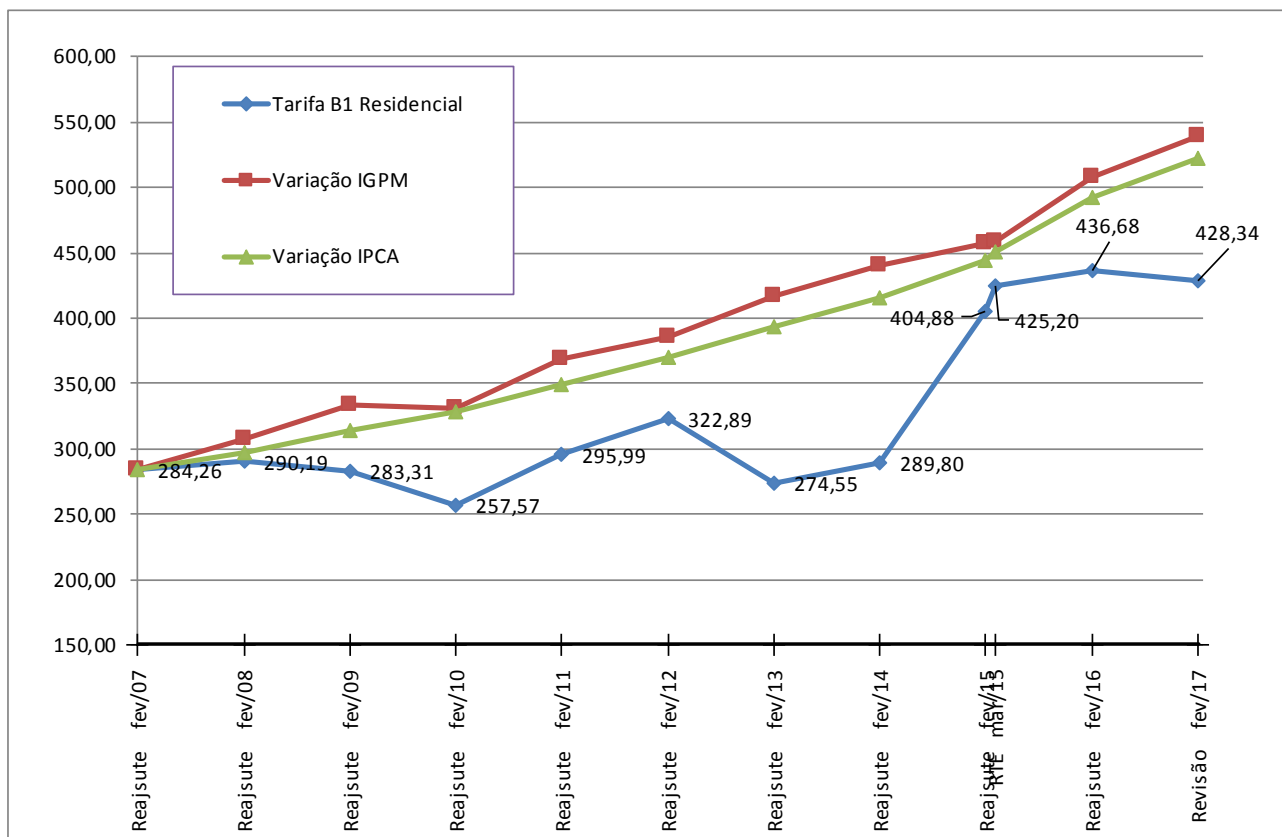


Gráfico V – Evolução da Tarifa B1 - residencial
Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

DEFINIÇÃO DOS LIMITES PARA OS INDICADORES DEC E FEC

58. Nos Gráficos 7 e 8 são apresentados o histórico de apuração e os limites globais propostos de DEC e FEC para a EBO. Em relação aos limites globais propostos para o período 2018 a 2021, a redução média anual é de 0,71% no DEC e 3,41% no FEC.

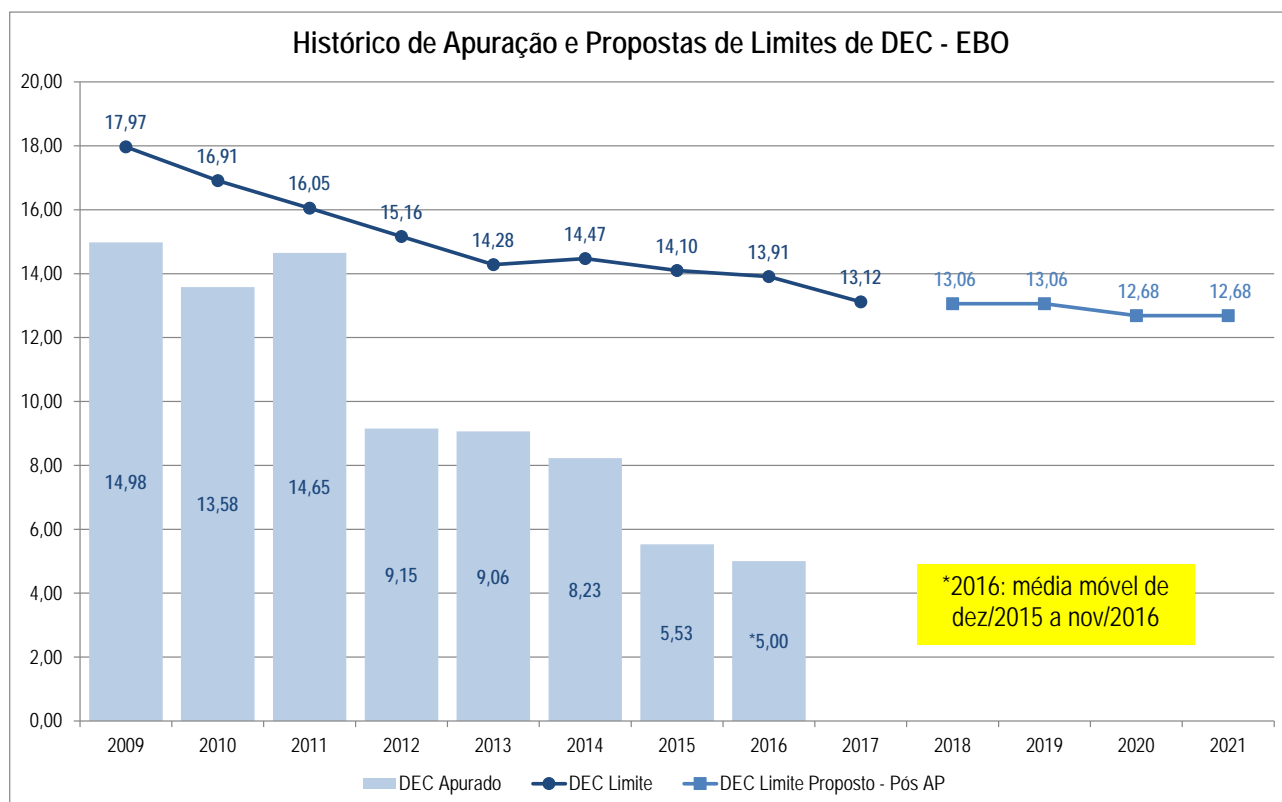


Gráfico 7 – Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da EBO

Fonte: Nota Técnica nº 1/2017-SRD/ANEEL.

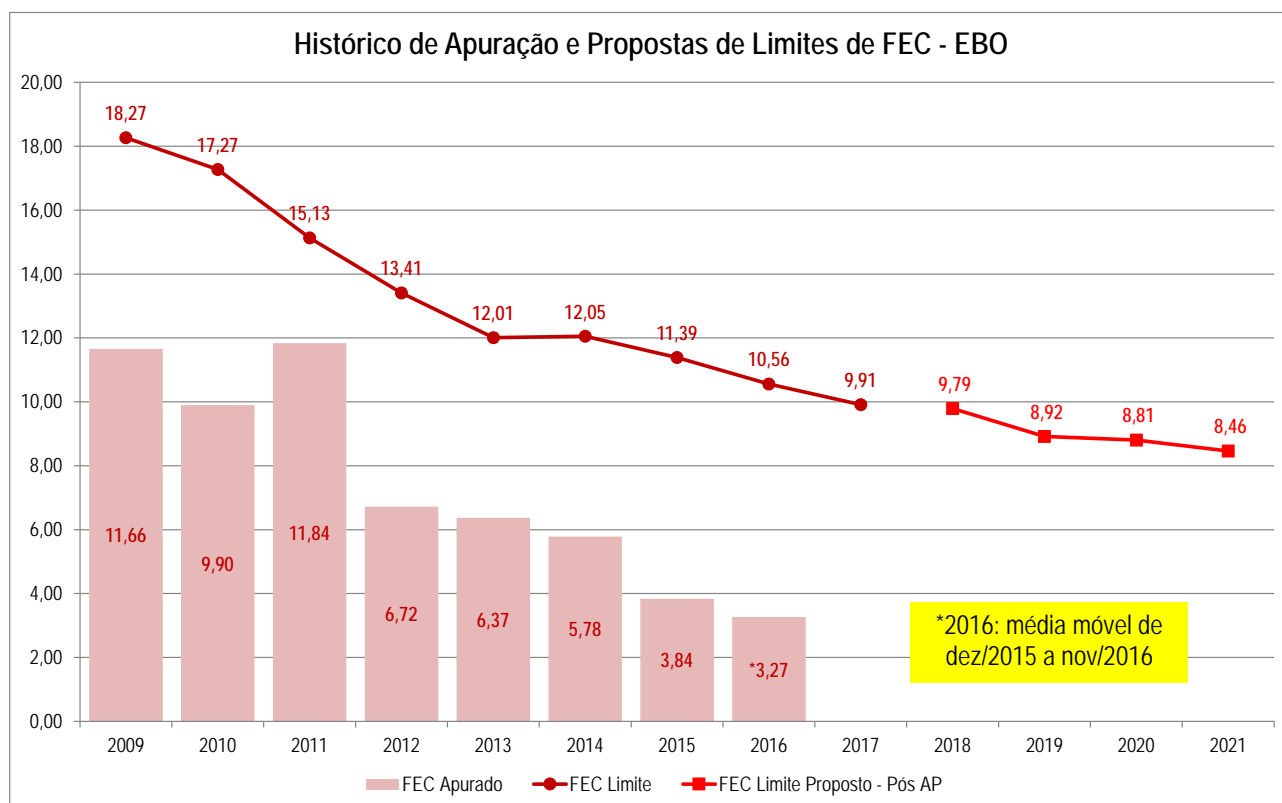


Gráfico 8 – Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da EBO

Fonte: Nota Técnica nº 1/2017-SRD/ANEEL.

59. Para avaliar a consistência dos limites globais da Distribuidora, os Gráficos 9 e 10 apresentam uma comparação entre os limites da EBO e os limites de outras distribuidoras localizadas na Região Nordeste

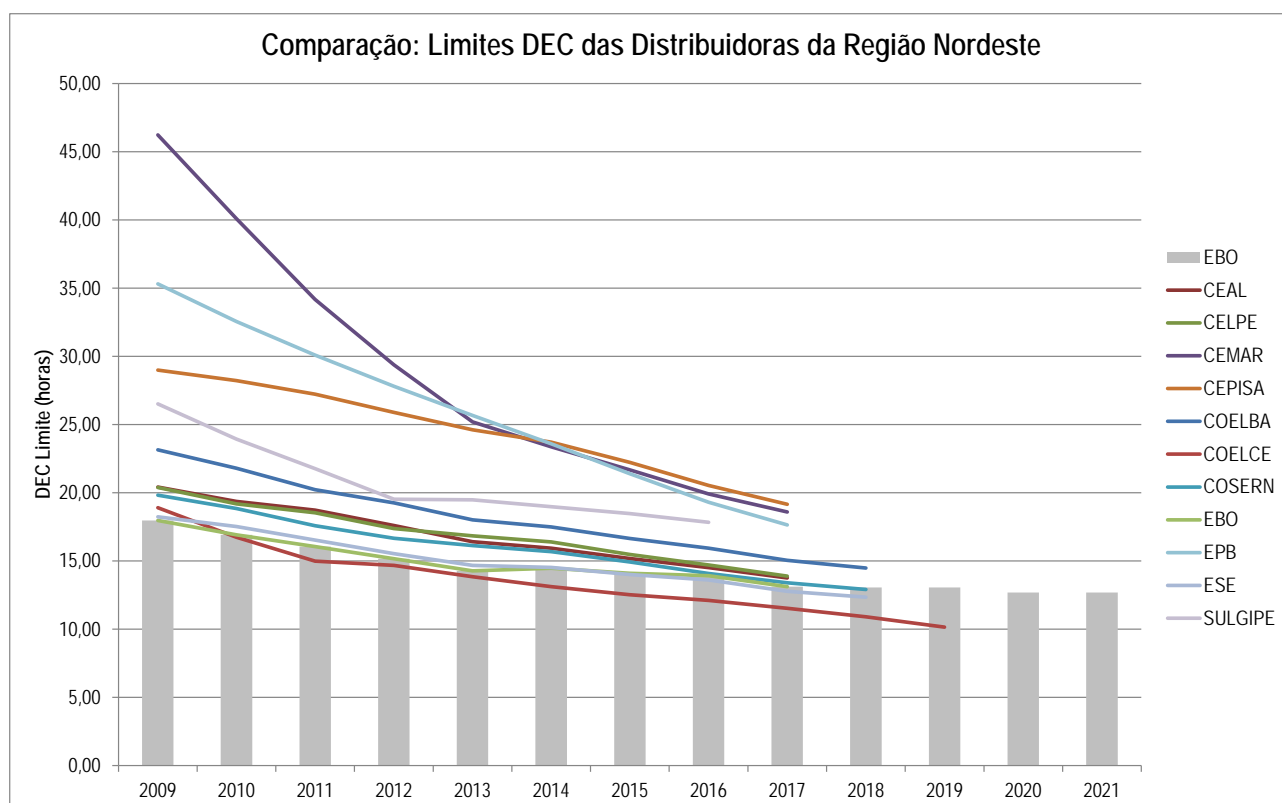


Gráfico 9 – Limites de DEC de distribuidoras de da Região Nordeste

Fonte: Nota Técnica nº 1/2017-SRD/ANEEL.

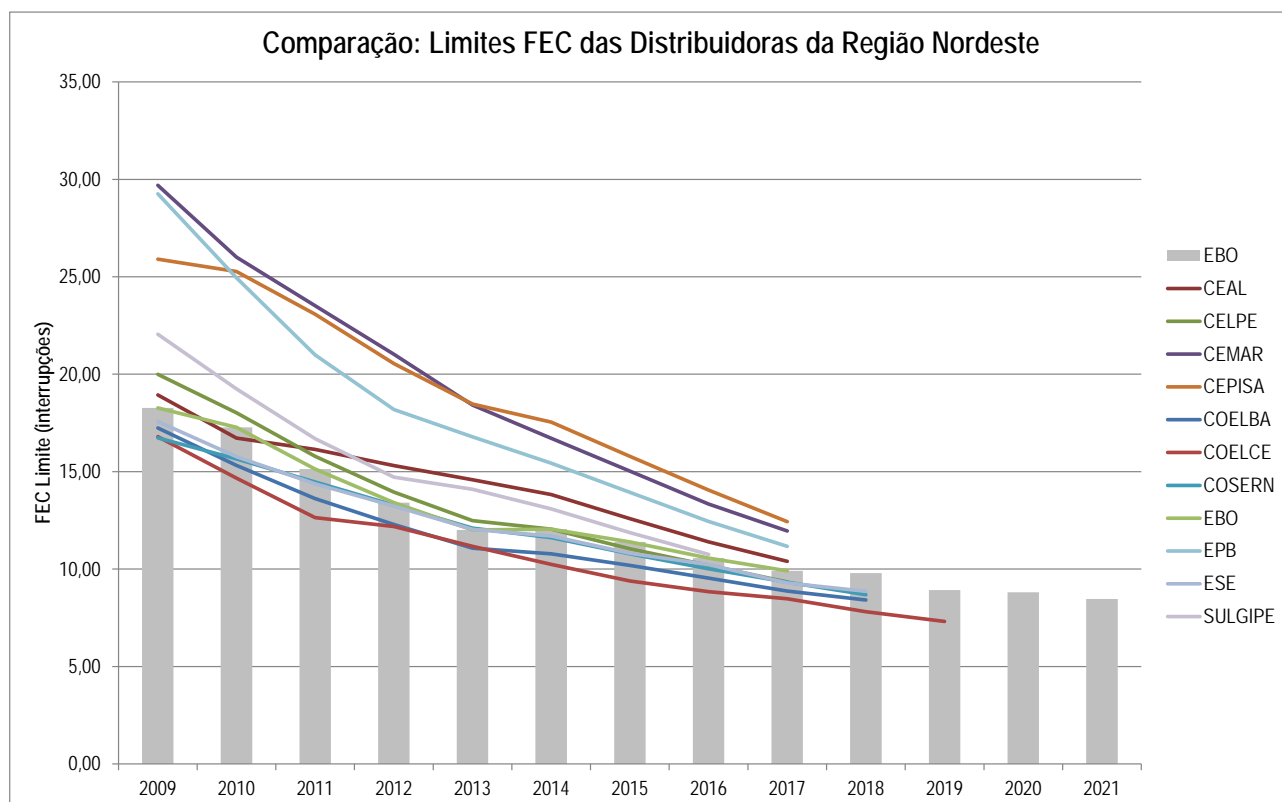


Gráfico 10 – Limites de FEC de distribuidoras da Região Nordeste

Fonte: Nota Técnica nº 1/2017-SRD/ANEEL.

60. Depreende-se dos Gráficos que os limites propostos para a EBO se encontram aderentes à realidade da região.

61. Com respeito aos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, os limites são definidos a partir dos indicadores coletivos DEC e FEC, como consta no Anexo I do Módulo 8 do PRODIST. A violação aos limites dos indicadores individuais resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 6 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela EBO entre 2013 e 2015:

Tabela 6 – Compensações efetuadas pela EBO

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2013	98.783	80.780,82
2014	83.733	70.442,51
2015	44.559	68.403,81

Fonte: site da ANEEL.

III. DIREITO

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

- a) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
- b) art. 21 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- c) art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

- d) art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- g) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
- i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão no 08/2000.

IV. DISPOSITIVO

63. Fundado nesse exame e nas considerações efetuadas nos Processos nos 48500.004689/2016-11 e 48500.004909/2016-06, voto pela aprovação dos resultados detalhados, na forma das Resoluções anexas, a fim de:

- a) homologar o resultado da quarta revisão tarifária periódica da EBO, a vigorar a partir de 4 de fevereiro de 2017, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 0,43%, sendo de 5,44% para os consumidores em alta tensão e de -1,97% para os consumidores em baixa tensão;
- b) fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da EBO;
- c) estabelecer o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- d) aprovar os valores da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER;
- e) aprovar o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras à EBO, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- f) fixar o componente Pd do Fator X de 1,15%;
- g) fixar o componente T do Fator X de 0,55%;
- h) fixar os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2018 a 2021 a serem observados pela EBO; e
- i) fixar o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2017 a 2020:

	Revisão 2017	Reajuste 2018	Reajuste 2019	Reajuste 2020
Perdas Técnicas (sobre Energia Injetada) (%)	6,01%	6,01%	6,01%	6,01%
Perdas Não Técnicas (sobre Mercado BT) (%)	2,59%	2,59%	2,59%	2,59%

Brasília, 31 de janeiro de 2017.

JOSÉ JURHOSA JUNIOR
Diretor