

Nota Técnica nº 207/2019-SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL

Em 25 de outubro de 2019.

Processo nº **48500.004352/2019-48**.

Assunto: **Proposta de Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2020, a ser submetida à consulta pública.**

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo submeter à apreciação da Diretoria Colegiada da ANEEL, a análise da proposta da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2020, a ser submetida a consulta pública, que contempla a fixação das quotas anuais a serem pagas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica.
2. Apresenta-se também proposta de alteração do Capítulo III-A da Resolução Normativa nº 414/2010 e do Submódulo 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, em função da publicação do Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, que dispôs sobre a redução gradativa de determinados descontos concedidos em tarifa de uso do sistema de distribuição e tarifa de energia elétrica.

II - DOS FATOS

3. Instituída pela Lei nº 10.438/2002¹, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro e possui como principal fonte de receita, as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).

¹ Art. 13 da Lei nº 10.438, de 26/04/2002.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

4. A partir de 2013, em face da publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, o regime de formação e utilização dos recursos da CDE foi alterado consideravelmente. Em síntese, foram ampliados os objetivos, passando a assumir despesas antes cobertas pela Reserva Geral de Reversão – RGR² e a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC³, além de outras, e foi autorizada a transferência de recursos do Tesouro Nacional, mediante previsão no Orçamento Geral da União - OGU.

5. A partir de 2017, com a publicação das Leis nº 13.299/2016 e nº 13.360/2016, novas mudanças foram introduzidas na CDE, como a alteração do gestor financeiro, revogações de objetivos e criação de novos subsídios, além da definição de um novo critério de rateio do encargo tarifário, com o estabelecimento de um período de transição até 2030 para eliminar as diferenças de custos entre as regiões e introduzir a diferenciação entre os níveis de tensão do atendimento do consumidor.

6. Atualmente, são objetivos da CDE prover recursos para:

- (i) A universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional (Programa Luz para Todos – PLpT);
- (ii) A instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor para domicílios rurais com ligações monofásicas ou bifásicas, destinadas a famílias de baixa renda não atendidas pelo PLpT;
- (iii) A modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;
- (iv) Compensar benefícios tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (gerador e consumidor de fonte incentivada; rural; irrigação e aquicultura em horário especial; cooperativa de eletrificação rural; serviço público de irrigação; serviço público de água, esgoto e saneamento; irrigante e aquicultor em horário especial; e agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano);
- (v) A subvenção para cooperativas de eletrificação rural devido à reduzida densidade de carga em relação à principal distribuidora supridora;
- (vi) Reembolsar parcela do custo da geração de energia elétrica em sistemas isolados, acima do custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional – SIN (ACR médio), de que trata a CCC;

² Criada pelo art. 4º da Lei nº 5.655/1971.

³ Objeto da Lei nº 12.111/2009.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

- (vii) Promover a competitividade da energia produzida a partir de carvão mineral nacional e a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis;
- (viii) Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica; e
- (ix) Gestão e movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos.

7. As quotas anuais da CDE pagas pelos agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica (Quotas CDE USO) devem corresponder à diferença entre a estimativa de gastos totais do fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de recursos (multas aplicadas pela ANEEL, pagamentos de outorgas pelo Uso do Bem Público – UBP, OGU, RGR e outras).

8. A partir de 1º de maio de 2017 a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE assumiu a gestão dos fundos setoriais, em substituição à Centras Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

9. O Decreto nº 9.022/2017 regulamentou a CDE com base nas alterações mais recentes promovidas pelas Leis nos 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016.

10. O Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) estabeleceu os procedimentos e metodologias de cálculo aplicáveis à gestão da CDE pela CCEE e à aprovação pela ANEEL do orçamento anual e das quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia elétrica.

11. O orçamento anual da CDE deve ser consolidado pela CCEE e submetido ao processo de consulta pública, com aprovação pela ANEEL até o dia 22 de dezembro de cada ano.

12. Em 18/12/2018, a Resolução Homologatória (REH) 2.510 aprovou o orçamento da CDE de 2019, com gastos totais de R\$ 20,2 bilhões e quotas CDE USO de R\$ 16,2 bilhões.

13. Em 27/12/2018 o Decreto nº 9.642 dispôs sobre a redução gradativa dos descontos concedidos em tarifa de uso do sistema de distribuição e tarifa de energia elétrica, vedando a aplicação cumulativa dos descontos.

14. Em 3/04/2019 o Decreto nº 9.744 retornou à cumulatividade dos subsídios concedidos à atividade de irrigação e aquicultura e à classe rural para os consumidores do Grupo B.

15. Em 15/10/2018, a CCEE encaminhou a proposta de orçamento da CDE de 2020, considerando informações fornecidas pela ANEEL, o Ministério de Minas e Energia - MME, o Operador

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Nacional do Sistema – ONS, a Eletrobras e a EPE⁴.

16. A seguir apresentamos a análise das áreas técnicas quanto à proposta da CCEE para o orçamento da CDE de 2020.

III.1 – Premissas

17. A metodologia de cálculo das quotas anuais CDE USO envolve o confronto entre as estimativas de receitas e despesas do fundo para o ano de referência, com posterior rateio entre os agentes que comercializam energia com consumidor final.

18. O Quadro 1 apresenta os responsáveis pelas previsões dos valores dos itens que compõem o orçamento anual da CDE.

Quadro 1 - Composição do Orçamento Anual da CDE, origem das informações

Responsável	Item do Orçamento
MME	Previsão de gastos com universalização, fontes renováveis e programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, após realização de consulta pública; e transferências de recursos da União, ouvido o Ministério da Economia. Destinações dos recursos da RGR para pagamento de indenizações e empréstimos às distribuidoras designadas para prestação de serviço temporário.
ANEEL	Previsão de gastos com benefícios tarifários concedidos aos consumidores da subclasse residencial baixa e aos demais usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica; subvenção às cooperativas de eletrificação rural; pagamentos de UBP, multas aplicadas pela Agência, gastos com a instalação de ramal de conexão, kit de instalação interna e padrão de entrada, relativos ao atendimento dos domicílios rurais não contemplados pelo PLpT; valor do ACR médio e dos fatores de corte de perdas regulatórias, para fins de reembolso da CCC; empréstimos da RGR para distribuidoras designadas.
ONS	Planejamento da operação dos sistemas isolados para fins de consolidação do Plano Anual de Custos da CCC, com indicação das quantidades de combustíveis e geração de todas as fontes disponíveis, inclusive importação de energia.
Eletrobras	Previsão de fluxo financeiro relativo aos contratos de financiamentos da RGR e aos contratos do PLpT em andamento.

⁴ A responsabilidade de projeção dos preços de combustíveis líquidos é atribuída à CCEE. Em busca de maior assertividade, a Câmara estabeleceu uma parceria com a EPE, para elaboração das previsões dos referidos preços.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Responsável	Item do Orçamento
CCEE	Consolidação do orçamento anual da CDE, considerando todas as informações recebidas das demais instituições e agentes do setor, incluindo estimativa de gastos da CCC e da subvenção ao carvão mineral nacional, saldo disponível na RGR para transferência à CDE, outras disponibilidades financeiras e passivos dos fundos setoriais, além de reserva técnica para garantir os compromissos assumidos pelo fundo.

19. O “Relatório de Orçamento das Contas Setoriais 2020”, produzido pela CCEE apresenta todas as informações e premissas consideradas na consolidação do orçamento encaminhado para aprovação da ANEEL. Esse documento e todas as planilhas de cálculo fornecidas pela CCEE serão disponibilizados em consulta pública.

III.2 – Evolução do Orçamento Anual da CDE e proposta para 2020

20. Considerando a proposta orçamentária encaminhada pela CCEE, apresenta-se na Tabela 1 a evolução do orçamento anual da CDE de 2013 a 2019, bem como os valores propostos para 2020, a serem submetidos ao processo de consulta pública.

Tabela 1 - Evolução do Orçamento Anual da CDE

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)										
DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - AP	Diferença 2020/2019	Varição 2020/2019
Restos a pagar	0	1.627	3.000	0	0	1.061	0	327	327	
Universalização - PLpT e Kit Instalação	2.027	875	875	973	1.172	941	1.078	1.142	63	6%
Tarifa Social - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440	2.380	2.618	238	10%
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850	690	645	-46	-7%
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849	6.310	7.586	1.276	20%
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362	8.528	8.417	-112	-1%
Descontos Tarifários na Transmissão	0	0	0	0	288	362	914	855	-59	-6%
Subvenção Cooperativas	0	0	0	0	0	179	297	339	41	14%
CAFT CCEE	0	0	0	0	15	9	11	25	14	125%
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0	0	500	500	
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053	20.208	22.453	2.245	11%
RECEITAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - AP	Diferença - 2019	Varição 2019/2018
Saldo em Conta	3.786	0	435	64	714	0	108	0	-108	-100%
UBP	674	558	585	612	668	672	733	774	41	6%
Multas	177	218	127	180	176	214	181	143	-39	-21%
Recursos da União	8.460	11.805	0	0	0	0	0	0	-	
Recursos da RGR	0	2.295	1.974	2.002	1.210	478	1.240	843	-396	-32%
Outras disponibilidades	0	1.498	69	108	184	734	760	48	-712	-94%
Quotas CDE - ENERGIA	0	0	3.137	3.472	3.690	3.796	949	0	-949	-100%
Quotas CDE - Uso	1.024	1.700	18.920	11.853	9.348	14.160	16.238	20.645	4.408	27%
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053	20.208	22.453	2.245	11%

21. O orçamento da CDE de 2020 resultou em um total de gastos de R\$ 22,453 bilhões, sendo a principal fonte de receita as quotas anuais pagas pelos consumidores de energia elétrica, mediante

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

encargo incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, no valor de R\$ 20,645 bilhões. Em relação aos valores de 2019, verifica-se um aumento de 11% nos gastos e de 27% nas quotas CDE – USO. O aumento das quotas CDE-USO superior ao aumento dos gastos totais deve-se à finalização do pagamento das quotas CDE-ENERGIA, à redução de recursos da RGR e de outras disponibilidades, como a finalização dos parcelamentos concedidos à CELESC e CEEE-D.

22. Com relação à evolução do orçamento da CDE, fazemos as seguintes considerações:
- (i) A quota anual da CDE de 2013 representou uma redução de cerca de 75% em relação à 2012, o que só foi possível mediante o aporte de recursos da União na Conta e a utilização de parcela dos Saldos da CCC e da CDE existentes em 31/12/2012, dado que os seus objetivos foram ampliados, incorporando os gastos da CCC e outros subsídios;
 - (ii) Os gastos e as receitas da RGR não foram tratados no orçamento da CDE de 2013, pois entendia-se que o saldo existente em conta mais as quotas pagas pelos agentes seriam integralmente destinados ao pagamento das indenizações;
 - (iii) Em função das condições hidrológicas críticas em 2013, Decretos do Poder Executivo, com vistas à modicidade tarifária, permitiram o repasse de recursos da CDE para a cobertura dos custos extraordinários das distribuidoras com a compra de energia no mercado de curto prazo e o pagamento de despacho termelétrico para garantir a segurança do sistema. Esses gastos não tinham sido contemplados no orçamento e mesmo utilizando todo o saldo existente nos fundos setoriais RGR, CCC e CDE, no total de R\$ 19,688 bilhões, os recursos não foram suficientes, o que resultou em restos a pagar de R\$ 1,6 bilhões que foram considerados no orçamento de 2014;
 - (iv) O aumento de 66% da quota da CDE de 2014 resultou principalmente do esgotamento dos saldos dos fundos setoriais, da inclusão das receitas e despesas da RGR no orçamento da CDE e dos restos a pagar do ano de 2013. Em 2014 destaca-se também o aumento da previsão de receitas da Conta, principalmente o acréscimo da transferência de recursos do Tesouro e da previsão de recebimento de dívidas de agentes com os fundos setoriais;
 - (v) Em 2014, as despesas da CDE realizaram-se praticamente no mesmo patamar dos valores orçados, entretanto, a realização das receitas foi menor em função da frustração de recursos do Tesouro, da ordem de R\$ 2,5 bilhões;
 - (vi) Em 2015, além dos restos a pagar de 2014, os principais fatores que provocaram o expressivo aumento da quota CDE - USO, fixada em R\$ 18,920 bilhões, foram a ausência de transferência de recursos da União, a previsão de gastos extraordinários da CCC, além do aumento do valor das indenizações e dos subsídios tarifários. Do lado da receita, destaca-se o início da devolução dos recursos repassados às distribuidoras em 2013 para fazer

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

frente aos custos extraordinários de energia, no montante de $\frac{1}{4}$ ao ano, ou seja, vigorando até 2018 (quotas CDE – ENERGIA);

- (vii) Em 2016, a redução da quota CDE - USO em 37% deve-se principalmente à redução do orçamento do Carvão Mineral e da CCC, pela consideração parcial de obrigações pendentes e cortes de eficiência nos preços e quantidades dos combustíveis, bem como pela redução do valor das indenizações e pela ausência de restos a pagar do ano anterior;
- (viii) Em 2017, destaca-se novamente a redução da previsão de gastos com a CCC e o Carvão Mineral Nacional, em função de cortes de eficiência nos preços e quantidades dos combustíveis, além da devolução ao fundo de valores de indenizações de concessões pagos a maior pela gestora da conta, Eletrobras. Todavia, a redução das quotas anuais foi menor que a redução dos gastos totais porque em 2017 parcela dos recursos da RGR foi preservada para a liberação de empréstimos às empresas designadas pela União para a prestação temporária do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos da Resolução Normativa nº 748/2016;
- (ix) Em 2018, quanto às despesas, destaca-se o déficit de caixa de 2017, o aumento da CCC e do subsídio tarifário concedido aos consumidores de fontes de energia incentivadas (Descontos Tarifários na Distribuição), além da redução da subvenção ao Carvão Mineral Nacional. Do lado das receitas, verifica-se um aumento na disponibilidade de recursos provenientes da repactuação de dívidas dos agentes com o fundo setorial (Outras disponibilidades) e, por outro lado, uma redução na transferência de recursos da RGR, em função do atraso na privatização das distribuidoras designadas, o que requereu a prorrogação da concessão de empréstimos. Relembramos que o aumento dos subsídios tarifários e a redução da disponibilidade de recursos da RGR foram os principais motivadores da revisão do orçamento da CDE de 2018, aprovada em setembro deste ano;
- (x) Em 2019 o fundo iniciou o ano equilibrado, com saldo em conta em função da realização de subsídios tarifários e PLpT menor que o estimado. Novamente se observa uma redução dos gastos com Carvão Mineral Nacional, em função do desconto do estoque histórico e do volume reembolsado e não utilizado em 2018, além da formação do estoque estratégico em 2018. Além disso, estima-se uma redução do subsídio à carga de fonte incentivada, pelo retorno da energia especial liberada em 2018 para o mercado regulado em 2019, amenizando o impacto do aumento dos demais descontos tarifários na distribuição. Por outro lado, observa-se aumento dos gastos com: CCC, em função do cenário mais provável de geração de energia nos sistemas isolados de Roraima e Amazonas; PLpT estimado pelo MME; subsídios tarifários na transmissão, devido à necessidade de cobrir os descontos tarifários de setembro a dezembro de 2018, além dos descontos do próprio ano; e a subvenção às cooperativas de eletrificação rural que foram regularizadas como permissionárias em 2018. Quanto às demais receitas, ressalta-se o aumento da disponibilidade de recursos da RGR, em função do encerramento da designação das

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

distribuidoras da Eletrobras em 31/12/2018, e o encerramento da arrecadação das quotas CDE - ENERGIA (Decreto nº 7.985/2013), a partir de março 2019. Ressalta-se que a redução dessas quotas, pagas exclusivamente pelos consumidores cativos, foi compensada pelo aumento correspondente das quotas CDE-USO.

- (xi) Em 2020, quanto às despesas, destaca-se a estimativa de déficit de caixa de 2019, além da redução da subvenção ao Carvão Mineral Nacional, dos descontos tarifários da distribuição, em função do Decreto nº 9.642/2018, dos descontos tarifários na transmissão (no orçamento de 2019, houve a necessidade de previsão dos descontos tarifários concedidos de setembro a dezembro de 2018). Por outro lado, observa-se aumento dos gastos com: CCC, em função da interrupção do suprimento de energia proveniente da Venezuela; PLpT estimado pelo MME; e a subvenção às cooperativas de eletrificação rural que foram regularizadas como permissionárias em 2019. Quanto à proposta de constituição de reserva técnica, da ordem de 2% dos gastos totais, está prevista na regulamentação para garantir o cumprimento das obrigações do fundo, tendo em vista as variações nos fluxos mensais das receitas e despesas, e possíveis frustrações de caixa em função de inadimplências e decisões judiciais. Quanto às demais receitas, ressalta-se o encerramento da arrecadação das quotas CDE - ENERGIA (Decreto nº 7.985/2013), a redução da transferência de recursos da RGR, tendo em vista o aumento de despesas (Medida Provisória nº 855/2018) e de outras disponibilidades, como a finalização dos parcelamentos concedidos à CELESC e CEEE-D.

23. Detalhamos a seguir os itens da CDE de 2020 com valores definidos pela ANEEL ou com impacto relevante no orçamento.

III.3 – Restos a Pagar

24. Na condição de gestora das Contas Setoriais, a CCEE realizou uma melhor estimativa considerando a posição de 30/09/2019, apurando uma previsão de déficit de R\$ 327,2 milhões.

III.4 – CCC

25. Pela Lei nº 12.111/2009, regulamentada pelo Decreto nº 7.246/2010 e normatizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 801/2017, o mecanismo de reembolso da CCC tem como base o custo total de geração (combustíveis, geração própria e contratação de energia), subtraída a parcela equivalente ao custo médio da energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR_{med}), o qual é recuperado nas tarifas dos consumidores dos sistemas isolados.

26. O orçamento da CCC é orientado por dois documentos. O primeiro, Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados, é elaborado pelo ONS, e apresenta as estimativas das necessidades de

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

geração e o consumo de combustíveis com base no balanço energético entre a carga e as disponibilidades de todas as fontes para cada sistema isolado. O segundo, sob responsabilidade da CCEE, é o Plano Anual de Custos da CCC (PAC). No PAC são previstos os custos da geração conforme indicação do Plano Anual de Operação.

27. Para a formação do orçamento, há que se definir primeiramente o mercado a ser atendido e, em consequência disso, considerar a oferta de energia disponível conforme a ordem de custo: combustíveis inflexíveis (gás natural com *take-or-pay* e *ship-or-pay*), fontes renováveis (solar, hidrelétrica, biomassa), importação de energia e então os combustíveis fósseis líquidos.

28. Assim, as variações orçamentárias anuais decorrem da expansão do mercado e do respectivo custo da geração de energia (oferta de fontes renováveis, reajustes contratuais, flutuação do preço dos combustíveis e novas contratações).

Carga própria

29. Com relação à carga própria, de acordo com o Plano Anual de Operação, o ONS estimou um aumento de 3,3% em relação à prevista no ano anterior, passando para 483 MW_{med}, com 235 sistemas isolados, conforme detalhado na tabela 2.

Tabela 2 - Variação do mercado próprio isolado, por Estado

Empresa	Prevista 2020		Variação	Prevista 2019		ACR _{med} ⁵ (MW _{med})
	(MWh)	(MW _{med})		(MW _{med})	(MW _{med})	
Amapá	51.907	5,9	12,3%	5,3	6	
Pará	302.670	34,6	-1,9%	35,2	64	
Rondônia	374.940	42,8	3,3%	41,4	99	
Acre	246.522	28,1	5,6%	26,6	29	
Amazonas	1.771.595	202,2	4,8%	193,0	638	
Roraima (interior)	303.082	34,6	2,8%	35,7	-	
Roraima (capital)	1.096.708	125,2		119,8	160	
Mato Grosso	6.290	0,7	7,0%	0,7	38	
Pernambuco	23.147	2,6	17,0%	2,3	3	
Petrobras Alcoa Beneficiamento	49.123	5,6	-21,8%	7,2	-	
Petrobras Alcoa Porto	9.491	1,1	-2,8%	1,1	-	
TOTAL	4.235.475	483,5	3,3%	468,2	1.035	

30. Importante destacar que os montantes de energia valorados ao ACR_{med}, que se referem ao

⁵ Os montantes valorados ao ACR_{med} podem ser verificados no arquivo de banco de dados, consulta “qryResumoTotal”, coluna “Geracao”, e também na consulta “qryResumoMensalGeracao”, coluna “Geracao”.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

valor considerado tanto nas respectivas tarifas das concessionárias quanto no desconto do reembolso pela CCC, tendem a ser superiores à carga média prevista, uma vez que são referenciados pela capacidade contratada.

31. Ademais, há ainda usinas já interligadas ao SIN, cujos custos permanecem suportados pela CCC. Nesses casos (por exemplo na Amazonas Energia, Energisa Rondônia e Mato Grosso) a energia valorada ao ACR_{med} permanece proporcional ao montante contratado, porém a localidade fica fora da carga própria isolada. Assim, a diferença entre a coluna “ACR_{med}” e a “Prevista 2020”, na tabela 2, fica ainda maior.

32. Quanto ao mercado isolado, houve destaques com relação à interrupção da importação da Venezuela, desde março/2019, e aos novos empreendimentos de geração no Estado do Amazonas, oriundos do leilão nº 02/2019.

33. Os detalhes do mercado de cada concessionária podem ser verificados no Plano Anual de Operação, elaborado pelo ONS.

Custo total de geração

34. A partir das parcelas de custo dos contratos de energia e potência, da geração própria (aluguel de unidades geradoras, O&M e remuneração de capital), dos combustíveis conforme quantidades previstas pelo GTON, do valor do ACR_{med} publicado pela ANEEL e dos dispêndios de sub-rogação, a CCEE calculou o orçamento da CCC para 2020 conforme as seguintes parcelas:

Tabela 3 - Orçamento CCC para 2020

Parcela	Orçamento CCEE
CT _{COMB}	3.325.124.841,75
CT _{COMB} (acessórias)	21.300.798,22
CT _{GP}	143.164.801,71
CT _{CE}	6.477.730.448,32
CT_{ISOL}	9.967.320.890,00
Desconto ACR _{med} *	-2.780.184.791,21
Fator de corte	-158.573.407,72
R_{CCC} (por competência)	7.028.562.691,07
<i>ajuste R_{CCC} (por caixa)**</i>	106.294.100,48
<i>Sobrecontratação***</i>	269.000.000,04
<i>Subrogação</i>	76.293.930,94
<i>Ajuste impostos</i>	7.931.320,47

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Parcela	Orçamento CCEE
Resultado de fiscalização CCC	97.949.805,59
Saldo do ano anterior	-
Total	7.586.031.848,59

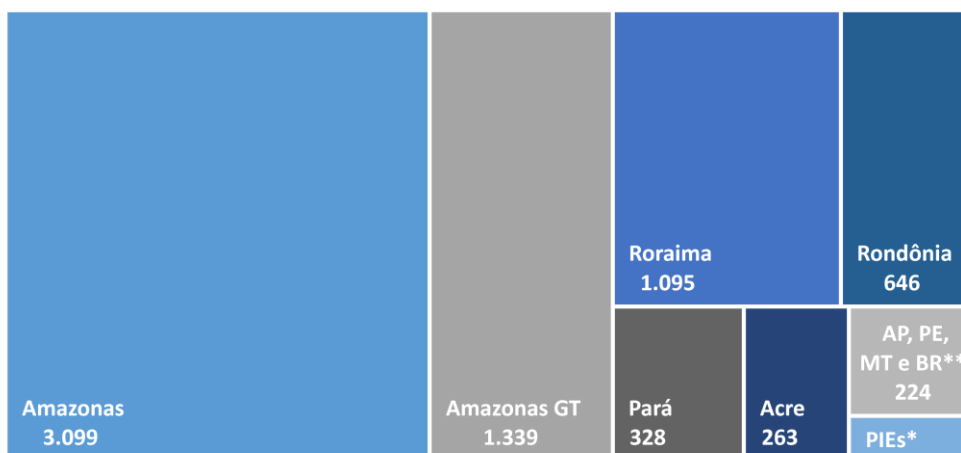
* Foi acrescentada uma diferença de R\$ 340.819,26 devido aos períodos em que o custo total de geração da Energia Mato Grosso fica inferior ao ACR_{med} , não cabendo reembolso e desconto de ACR_{med} .

** Em virtude da necessidade de recursos orçamentários pelo fluxo de caixa, os meses de jan e fev de 2020 foram estimados conforme as competências de nov e dez de 2019, o que gerou o ajuste apontado.

*** Decreto nº 10.050/2019, no qual estendeu-se para 5 anos o período da sobrecontratação de energia suportado pela CCC, tendo impacto sobre o reembolso da Amazonas Distribuidora.

35. A seguir mostra-se a distribuição do subsídio da CCC dentre os agentes beneficiários, na qual as beneficiárias Eletrobras Amazonas Distribuidora + Amazonas Geração e Transmissão participam com 63%:

Gráfico 1 - Distribuição do subsídio da CCC (R_{CCC} em R\$ milhões)



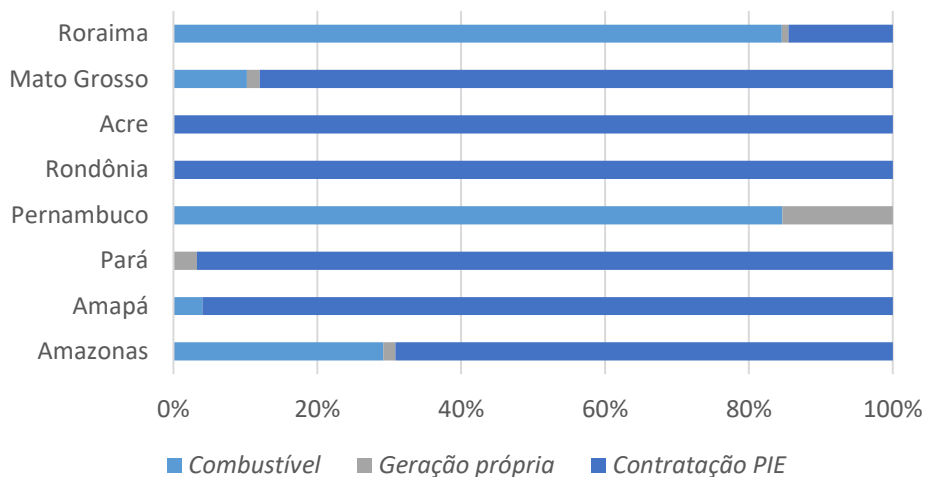
* PIEs: produtores independentes de energia em Manaus, total R\$ 93 milhões.

** BR: BR Distribuidora

36. O gráfico a seguir mostra a proporção das despesas, por Estado. Observa-se que em três deles (Roraima, Amazonas e Pernambuco) a participação do custo do combustível ainda é significativa, o que denota a permanência de geração própria (inclui aluguel de unidades geradoras) ao invés do atendimento por contratação de energia e potência (PIE).

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Gráfico 2 - Distribuição de despesas



37. Com relação ao custo total de geração e suas parcelas, os dados podem ser obtidos de forma detalhada na planilha, no arquivo de banco de dados e no Plano Anual de Custos da CCC, disponibilizados pela CCEE. Nas planilhas e no banco de dados é possível extrair qualquer parcela de custo, em base mensal, por tipo de despesa, empreendimento e por agente beneficiário.

38. Desta forma, nos atemos às principais diferenças, apontadas pela CCEE, em relação ao orçamento do exercício anterior:

- (i) Desverticalização da Amazonas Energia S.A., com a transferência dos ativos de geração e do contrato de gás natural para a Amazonas GT (Despacho nº 3.127/2018);
- (ii) Impossibilidade da importação de energia da Venezuela para atendimento à carga de Boa Vista;
- (iii) Ajuste do ICMS (passou a ser 100% não recuperado) da Amazonas Energia, por conta da alteração da legislação estadual conforme o Decreto nº 40.628/2019, do Governo do Estado do Amazonas;
- (iv) Antecipação de reembolso para a Roraima Energia, diante de cenário extraordinário de atendimento à Boa Vista, conforme avaliação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
- (v) Retirada dos valores previstos de subrogação para os empreendimentos de Curuá e Rondolândia, devido à totalização do valor homologado, e empreendimento de Marajó, devido à solicitação da empresa Celpa para suspensão do repasse;
- (vi) Revisão dos preços previstos do óleo diesel utilizado na elaboração do PAC CCC 2020, após estudos técnicos realizados junto a EPE conforme NT DPG/DEE – nº 1/2019.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

39. No tocante aos procedimentos da CCEE, há que se revisitar o art. 61 da Resolução Normativa nº 801/2017, no qual a CCEE está autorizada a proceder ao reembolso preliminar somente até 1º/12/2019. Ocorre que alguns contratos de comercialização oriundos dos leilões realizados pela ANEEL foram firmados sob a égide REN nº 427/2011, na qual não havia previsão para data de fim do reembolso preliminar. Assim, e considerando que o reembolso preliminar dar mais flexibilidade à gestão da conta CDE, sugere-se a continuidade do procedimento do reembolso preliminar. Dessa forma, sugere-se que o art. 61 da REN 801/2017 passe a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 61. A CCEE fica autorizada a proceder ao reembolso preliminar do custo de contratação de potência e energia elétrica, de locação de grupos geradores e de aquisição de combustíveis, incluindo os tributos eficientes incidentes, no âmbito da CCC.”

Sub-rogações dos benefícios do rateio da CCC

40. No orçamento de 2020 estão sendo considerados (i) os projetos que estão em operação comercial e recebendo sub-rogação e (ii) os projetos de interligação com solicitação de enquadramento nos benefícios do rateio da CCC em análise na ANEEL.

41. Dentre os primeiros estão os projetos da AMAZONAS (Itacoatiara⁶ - SE + LT, Humaitá, Parintins), Energisa Rondônia – ERO (Buritis⁷ + Ponta do Abuanã), Energisa Mato Grosso (LT Comodoro⁸ e LT Paranorte⁹). Para estes projetos o valor total, na competência de janeiro a dezembro de 2020, observa-se o montante de R\$ 40.942.390,91. No entanto, em termos orçamentários, deve-se trabalhar com o fluxo de caixa (com deslocamentos de um mês), donde obtém-se o montante de R\$ 76.293.930,94, conforme valores apresentados nas tabelas abaixo:

Tabela 4 – Orçamento CCC – projetos em operação comercial

SUB-ROGAÇÃO - COMPETÊNCIA 2019		
BENEFICIÁRIO	DEZEMBRO	TOTAL
EMT	LT Paranorte	44.081,56
	LT Comodoro	158.581,59
CERON	Buritis + Ponta do Abuanã	7.237.300,37
AMAZONAS	Itacoatiara	5.630.099,05
	Humaita	15.677.793,18
	Parintins	7.087.246,98

⁶ Processo 48500.000374/2018-58. REA nº 7.385, de 09 de outubro de 2018.

⁷ Processo 48500.002472/2007-77. REA nº 6.280, de 11 de abril de 2017, alterada pela REA nº 6.925, de 27 de março de 2018.

⁸ Processo 48500.004067/2008-74. REA nº 1.877, de 7 de abril de 2009.

⁹ Processo 48500.001880/2015-11. REA nº 6.174, de 31 de janeiro de 2017.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

TOTAL 35.835.102,73

Tabela 5 – Orçamento CCC – projetos em operação comercial

BENEFICIÁRIAS	EMPREENDIMENTO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	TOTAL
AMAZONAS	Itacoatiara (SE + LT)	4.346,80	5.380,84	2.710,50	-	-	-	-	-	-	-	-	12.438,15
CERON	Buritis + Ponta do Abuanã	3.181,23	3.181,23	18.026,98	-	-	-	-	-	-	-	-	24.389,44
EMT	LT Comodoro	244,26	236,10	244,25	153,70	183,06	196,78	283,03	388,93	405,60	417,53	349,24	3.541,05
	LT Paranorte	45,88	42,29	48,61	47,85	50,16	46,74	46,18	49,74	52,19	51,65	47,48	573,75
Total		7.818,17	8.840,46	21.030,34	201,55	233,22	243,52	329,22	438,66	457,79	469,19	396,72	40.942,39

Fator de Corte de Perdas Regulatórias

42. A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, alterou, por meio de seu art. 25, a redação do art. 3º da Lei nº 12.111/2009, determinando que, para fins de reembolso da CCC, o custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados será obtido com base na quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da ANEEL.

43. Por meio da Resolução Normativa nº 630/2014, a ANEEL regulamentou o tema, alterando a Resolução Normativa nº 427/2011 e determinando que na apuração mensal dos reembolsos efetuados com recursos da CCC às concessionárias de distribuição atuantes nos Sistemas Isolados fosse considerado o “Fator de Corte de Perdas Regulatórias – fc”.

44. Por meio da Resolução Normativa nº 801/2017, a ANEEL revogou a Resolução Normativa nº 427/2011 e manteve a apuração do fc. O procedimento de cálculo do fc está descrito no Submódulo 5.1 do PRORET.

45. Cumpre registrar que os valores de fc publicados anualmente, por meio de Despacho, correspondem a valores estimados e que, pelo regulamento vigente, ensejarão ajustes compensatórios com vistas à consideração dos parâmetros de perdas reais registrados mensalmente nos sistemas de acompanhamento de dados de mercado mantidos pela ANEEL.

46. Esses ajustes compensatórios, assim como o incentivo regulatório para as empresas que conseguiram reduzir as perdas reais no período de apuração, ainda não foram realizados porque os valores dos reembolsos da CCC, efetuados pela gestora Eletrobras, no período de julho de 2009 a abril de 2017, para cada beneficiário do fundo, estão em processo de fiscalização pelas Superintendências de Fiscalização Econômica e Financeira e de Serviços de Energia Elétrica (SFF e SFE). Apenas após a conclusão desses processos, que poderão identificar créditos ou débitos a serem liquidados entre os beneficiários e o fundo da CCC, será possível definir os valores dos ajustes compensatórios e do incentivo regulatório.

47. Para a Amazonas Energia e a Energisa Mato Grosso, que já tiveram seus processos de fiscalização encerrados para o período de janeiro/15 a junho/16 e janeiro/15 a abril/17, respectivamente,

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

os ajustes compensatórios bem como eventuais incentivos regulatórios serão objetos de homologação pela ANEEL, quando da aprovação do orçamento anual da CCC.

48. O ajuste compensatório visando capturar as variações mensais dos fatores de perdas excedentes é calculado conforme fórmula a seguir:

$$\text{Ajuste} = \sum_{t=1}^{12} \frac{\text{Rccc}_t}{\text{fc}_t} \cdot (\text{fc_real}_t - \text{fc}_t) \cdot \Delta_{\text{IGPM}}$$

Onde: Rccc: reembolso da CCC efetuado no mês t (R\$);

fc: fator de corte considerado no cálculo do reembolso efetuado no mês t;

fc_real: fator de corte apurado considerado os dados de medição específicos e o referencial regulatório do mês t; e

Δ_{IGPM} : variação obtida pela razão entre o número índice do IGP-M relativo ao mês de recálculo/aferição das diferenças e o número índice do IGP-M relativo ao mês de competência do reembolso praticado.

49. O fator de corte real, fc_real, é obtido em base mensal, considerando os dados realizados para as variáveis de cálculo do fator de perdas excedentes.

50. No momento da apuração do ajuste compensatório, também é definido montante de reembolso a título de incentivo regulatório da seguinte forma:

$$\text{Incentivo} = \sum_{t=1}^{12} \frac{\text{Rccc}_t}{\text{fc_est}_t} \cdot \text{fc_incentivo}_t$$

$$\text{fc_incentivo}_t = \text{fc_real}_t \cdot \overline{\Delta \text{Pd}}_{\text{real}} \quad 0 \leq (\text{fc_incentivo}_t + \text{fc_real}_t) \leq 1$$

$$\overline{\Delta \text{Pd}}_{\text{real}} = \max(0; \text{Ipd}^0 - \text{Ipd}^1)$$

Onde: Ipd⁰ : índice de perdas na distribuição em relação à energia injetada no ano anterior ao de apuração, em percentual; e Ipd¹ : índice de perdas na distribuição em relação à energia injetada no ano de apuração, em percentual

51. Os resultados referentes à Amazonas Energia e à Energisa Mato Grosso foram calculados conforme disposto a seguir:

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Tabela 6 – Ajuste Compensatório e Incentivo Regulatório – Amazonas Energia

Ano civil	lpd	Dpdreal
2014	38,9%	0,00%
2015	40,3%	0,00%
2016	43,2%	0,00%

mês	fp_est	fp_real	RCC	RCC *	Ajuste	Incentivo
jan/15	0,952	0,953	278.994.851	265.603.098	228.439	-
fev/15	0,952	0,957	247.105.422	235.244.362	1.552.651	-
mar/15	0,952	0,957	262.883.955	250.265.525	1.815.754	-
abr/15	0,952	0,950	254.813.620	242.582.566	559.151	-
mai/15	0,952	0,948	186.662.544	177.702.742	1.030.800	-
jun/15	0,952	0,948	182.153.873	173.410.487	870.520	-
jul/15	0,952	0,945	192.872.884	183.614.985	1.828.356	-
ago/15	0,952	0,941	200.915.688	191.271.735	2.840.681	-
set/15	0,952	0,954	192.665.753	183.417.797	549.818	-
out/15	0,952	0,946	193.526.972	184.237.678	1.444.822	-
nov/15	0,952	0,942	191.742.416	182.538.780	2.344.496	-
dez/15	0,952	0,949	224.541.996	213.763.980	844.371	-
jan/16	0,901	0,871	167.993.265	151.361.932	5.971.550	-
fev/16	0,901	0,904	159.148.671	143.392.953	500.755	-
mar/16	0,901	0,891	160.779.252	144.862.106	1.888.611	-
abr/16	0,901	0,892	163.726.119	147.517.233	1.712.977	-
mai/16	0,901	0,864	168.555.659	151.868.649	7.149.496	-
jun/16	0,901	0,881	141.175.629	127.199.242	3.175.843	-
Total			3.570.258.570	3.349.855.850	- 27.014.256,66	-

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Tabela 7 – Ajuste Compensatório e Incentivo Regulatório – Energisa Mato Grosso

Ano civil	lpd	Dpdreal
2014	13,8%	0,00%
2015	14,8%	0,00%
2016	15,2%	0,00%
2017	14,7%	0,44%

mês	fp_est	fp_real	RCC	RCC *	Ajuste	Incentivo
jan/15	0,997	0,988	448.753	447.407	5.214	-
fev/15	0,997	1,000	400.535	399.333	1.586	-
mar/15	0,997	0,988	535.572	533.965	6.343	-
abr/15	0,997	1,000	556.763	555.093	2.158	-
mai/15	0,997	0,995	591.211	589.438	1.852	-
jun/15	0,997	1,000	789.886	787.516	3.029	-
jul/15	0,997	0,994	996.811	993.820	3.531	-
ago/15	0,997	0,983	1.126.589	1.123.210	20.624	-
set/15	0,997	0,994	1.194.780	1.191.195	4.383	-
out/15	0,997	0,995	1.262.033	1.258.246	3.237	-
nov/15	0,997	1,000	1.273.295	1.269.475	4.631	-
dez/15	0,997	1,000	1.219.725	1.216.066	4.415	-
jan/16	0,998	0,991	-	-	-	-
fev/16	0,998	0,981	-	-	-	-
mar/16	0,998	0,979	-	-	-	-
abr/16	0,998	0,995	-	-	-	-
mai/16	0,998	0,989	-	-	-	-
jun/16	0,998	1,000	-	-	-	-
jul/16	0,998	0,977	-	-	-	-
ago/16	0,998	0,984	-	-	-	-
set/16	0,998	0,998	-	-	-	-
out/16	0,998	0,983	-	-	-	-
nov/16	0,998	1,000	-	-	-	-
dez/16	0,998	0,995	-	-	-	-
jan/17	0,997	0,949	1.583.608	1.578.858	84.735	6.554
fev/17	0,997	1,000	1.477.218	1.472.786	4.953	-
mar/17	0,997	0,973	1.666.356	1.661.357	44.453	7.070
abr/17	0,997	1,000	1.411.731	1.407.496	4.785	-
Total			16.534.866	16.485.261	- 148.811,56	13.624,40

52. Para a Energisa Mato Grosso, o valor apurado de ajuste compensatório, de - R\$148.812,56, e de incentivo regulatório, de R\$ 13.624,40, que totaliza - R\$ 135.187,16, deverá ser descontado, em duodécimos, na definição do reembolso mensal da concessionária.

53. No caso da Amazonas Energia, destaca-se que na 170ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras, realizada em 8 de fevereiro de 2018, foi aprovado que a Eletrobras assumira direitos e obrigações da Eletroacre, Ceron, Amazonas Distribuidora de Energia e Boa Vista Energia, referente à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Ou seja, o reembolso

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

ou devolução decorrente do resultado da fiscalização deverá ser realizado à Eletrobras, na condição de antiga controladora da Amazonas Energia, que herdou parte de seus direitos e obrigações.

54. Cabe, portanto, definir a forma de devolução dos valores para a CCC. Conforme já decidido no âmbito do processo nº 48500.004972/2016-34, propõe-se que se aguarde os resultados de fiscalizações relativas a outros períodos ou a outras beneficiárias, uma vez que a fonte de recursos em caso de reembolso/devolução é única, o orçamento da CCC/CDE.

55. Nesse contexto, entende-se que a devolução pela Eletrobras de R\$ 27.014.257,66, a preços de dezembro de 2019, a ser homologado após a realização de Consulta Pública do Orçamento da CDE, deve ser realizada após a conclusão das fiscalizações referentes às distribuidoras Eletroacre, Ceron, Amazonas Distribuidora de Energia (segundo período) e Boa Vista Energia. Essas distribuidoras tiveram seus direitos obrigações referente à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC assumidos pela Eletrobrás, na condição de antiga controladora, que fará jus a eventual reembolso ou devolução, a depender do saldo resultante.

Sobrecontratação Amazonas Energia

56. O Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, previu, inicialmente, que o custo total da sobrecontratação de energia das distribuidoras seria arcado pela CCC nos três anos subsequentes ao da respectiva interligação e, portanto, até 31 de dezembro de 2018, o resultado do mercado de curto prazo da Amazonas Energia seria alocado à CCC.

57. Ocorre que o Decreto nº 10.050, de 9 de outubro de 2019, alterou o Decreto nº 7.246/2010 e dispôs que o custo decorrente da sobrecontratação involuntária no prazo de cinco anos subsequentes ao da respectiva interligação seriam atribuídos à CCC.

58. Portanto, a partir da competência de janeiro de 2019 até dezembro de 2020, a sobrecontratação involuntária da Amazonas também será custeada pela CCC. No orçamento da CDE, está sendo considerado o valor referente ao resultado de mercado de curto prazo a ser homologado no processo tarifário de 2019 da Amazonas Energia de R\$269 milhões.

III.5 – Carvão Mineral Nacional

59. A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, alterou diversos dispositivos da legislação setorial, dentre eles o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Em relação ao subsídio da CDE para o carvão mineral nacional, tais alterações promoveram nova sistemática de cálculo do valor anual destinado para compra mínima do carvão mineral estipulados nos contratos firmados entre as minas produtoras do carvão e as usinas termelétricas a carvão, vigentes na data de publicação da Lei nº 10.438/2002. O Decreto 9.022, de 31/3/17, também trouxe nova regulamentação para a CDE.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

60. Em função da nova legislação, a Resolução Normativa nº 500/2012, a qual tratava do reembolso pela CDE dos custos relativos ao carvão mineral nacional, foi substituída pela Resolução Normativa nº 801/2017. De acordo com o novo ordenamento jurídico, a quantidade de carvão anualmente reembolsada pela CDE ($Q_{efetiva}$) é o resultado da soma da compra mínima estipulada em contrato (Q_{compra}) e do estoque estratégico (E_{estr}), e da subtração de um quinto do estoque histórico (E_{hist}) e da totalidade do estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior ($EA-1$). Aos valores relativos à compra mínima do carvão (Q_{compra}) e às compras de combustíveis secundários deve-se aplicar o percentual de eficiência energética, conforme equações abaixo:

$$Q_{efetiva} = \text{mín} | Q_{compra}; Q_{2002} | \cdot (\eta_{usina}/\eta_{ref}) + E_{estr} - (E_{hist}/5) - EA-1$$

$$CT_{comb} = \text{mín} | CT_{2013-2015}; [Q_{efetiva} \cdot P_{compra} + Q_{sec} \cdot P_{sec} \cdot (\eta_{usina}/\eta_{ref})] |$$

61. Aqui, observa-se que o estoque histórico (E_{hist}) se refere a reembolsos de carvão pagos pela CDE até 31/12/2016, todavia, sem a correspondente geração por parte das usinas. Para evitar novos acúmulos, cabe à parcela EA-1 (a partir do ano de 2017) descontar do orçamento da CDE do ano X os valores reembolsados pela CDE e não consumidos pela empresa no ano X-1. A parcela relativa ao estoque estratégico (E_{estr}) se refere a uma reserva técnica de carvão para utilização em situações críticas, já reembolsada pela CDE em 2018, não cabendo reembolsos adicionais uma vez que é de responsabilidade da empresa recompor esse montante sempre que o mesmo for utilizado.

62. No caso específico da empresa CGTEE, para o orçamento de 2019, foi considerado uma expectativa de devolução do estoque histórico via geração ($E_{hist_geração}$) de 229.183,75 t (1.429.183,75 – 1.200.000,00¹⁰), nos termos da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, visto que a previsão de consumo de carvão mineral para a UTE Candiota III era de 1.429.183,75 t. Para o orçamento de 2020, a CGTEE propôs a extensão da devolução do estoque histórico via geração na quantidade de 261.388,8 t.

63. No orçamento de 2019, o qual contemplava informações de consumo até o mês de novembro de 2018, foi considerando que a CGTEE deveria consumir no ano de 2018 um total de 1.429.183,75 t de carvão (entregando ao consumidor energia elétrica correspondente a esse montante), sendo que foi apurado que naquele ano a UTE Candiota III consumiu apenas 1.357.536,1, resultando em uma diferença de 71.647,65 t (1.429.183,75 - 1.357.536,1). Portanto, o montante de 71.647,65 t trata-se de um reembolso pago pela CDE ao beneficiário (sem contrapartida de geração), o qual não foi descontado no orçamento de 2019, devendo ser devolvido para a CDE no orçamento de 2020. Este valor foi lançado na Tabela 6 dentro da parcela EA-1.

64. Diante disso, propõe-se que não seja considerado no orçamento de 2020 devolução do estoque histórico via geração ($E_{hist_geração}$) referente à UTE Candiota III.

¹⁰ Compra mínima.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

65. A tabela abaixo apresenta os principais valores que compõem o cálculo do orçamento da CDE Carvão para o ano de 2020. Destaca-se que: não mais cabe reembolso para a parcela de estoque estratégico (Eestr); o montante de estoque histórico adotado é o mesmo utilizado no orçamento da CDE de 2019, tendo em vista que as áreas de fiscalizações da ANEEL ainda não concluíram o processo de homologação desses valores; e os valores referentes à parcela EA-1 (que tratam da previsão de estoque no dia 31/12/19 somente referente ao carvão que foi reembolsado pela CDE e não consumido pela empresa em 2019) e aos custos que compõe os combustíveis secundários foram informados pelas empresas à CCEE, cabendo análise por parte da fiscalização em momento oportuno.

Tabela 8 - Orçamento CDE carvão mineral para 2020

		UTE Candiota III (CGTEE)	UTE Figueira (COPEL)	UTE J. Lacerda (DIAMANTE ¹¹)
Teto do reembolso CDE carvão	R\$	111.117.194	33.027.312	1.032.148.441
Q_{compra} - Compra mínima contrato vigente	t	1.200.000	78.000	2.400.000
Q_{2002} - Compra mínima contrato 2002	t	1.600.000	75.000	7.000.000
Percentual eficiência energética	-	100,00%	50,00%	87,10%
$Q_{\text{compra_eficiente}}$ - Compra mínima eficiente	t	1.200.000	37.500	2.090.400
E_{estr} - Estoque estratégico	t	0	0	0
E_{hist} - Estoque histórico (31/12/2016)	t	3.576.620	21.801	797.341
$E_{\text{hist}}/5$	t	715.324	4.360	159.468
E_{A-1} - Estoque CDE não consumido em 2018	t	71.648	39.000	0
$Q_{\text{efetiva}} = Q_{\text{compra_eficiente}} + E_{\text{estr}} - (E_{\text{hist}}/5) - E_{A-1}$	t	413.028	-5.860	1.930.932
Preço médio do carvão no ano	R\$/t	83,68	515,99	303,04
Reembolso carvão	R\$	34.563.699	-R\$3.023.807	585.156.621
Combustível secundário	R\$	7.299.200	172.080	16.562.500
Percentual eficiência energética	-	100,00%	50,00%	87,10%
Reembolso combustível secundário	R\$	7.299.200	86.040	14.425.938
Reembolso Total Anual	R\$	41.862.899	-R\$2.937.767	599.582.558

** O montante apurado de reembolso para a COPEL foi negativo em R\$ 2,94 milhões, visto que o estoque custeado pela CDE em 2019 e não consumido devido a inatividade da UTE Figueira foi descontado do cálculo da quantidade efetiva a ser reembolsada, visto que a previsão de retorno da usina será em 2020.

¹¹ A Resolução Autorizativa nº 6.849/2018 transferiu da Engie Brasil S/A para a Diamante Geração de Energia Ltda., a outorga das UTEs Jorge Lacerda I, II III e IV.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

66. Com relação à UTE Figueira, o estoque custeado pela CDE¹² em 2019 e não consumido pela usina devido sua inatividade¹³, conforme art. 14 § 1º da REN nº 801/2017, foi descontado do cálculo da quantidade efetiva a ser reembolsada no próximo período, visto que a previsão de retorno da usina será em 2020. Destaca-se que o valor negativo apurado da Copel de R\$ 2,94 milhões é resultado da diferença do carvão mineral necessário para geração em 2020 com estoque já constituído, devido aos 12 meses reembolsados pela CDE e não consumidos, de acordo com a previsão de retorno informada e a utilização do parâmetro de quantidade efetiva referente ao contrato de 2002.

67. Assim, o orçamento de 2020 não considerará qualquer reembolso à Copel, sendo que o estoque custeado pela CDE em 2019 deverá ser devolvido via geração ao longo de 2020, e caso a UTE Figueira não alcance o patamar necessário para devolução, o saldo remanescente será descontado do orçamento de 2021.

68. Adicionalmente, propomos à Diretoria que não seja efetuado qualquer reembolso mensal do carvão à Copel até o retorno em operação da UTE Figueira, bem como que seja determinado à CCEE que emita cobrança à Copel no valor de R\$ 2,94 milhões, em devolução à conta CDE.

69. Dado o exposto acima, o orçamento da CDE de 2020 previsto para reembolso do carvão mineral nacional é de 644.565.076¹⁴. Esse orçamento de 2020 encontra-se 6% menor que o orçamento da CDE carvão de 2019, especialmente em razão do orçamento de 2020 não considerar qualquer reembolso à COPEL.

III.6 – Baixa Renda e demais Descontos Tarifários na Distribuição

70. Trata-se da função da CDE de compensar descontos tarifários concedidos aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Os descontos da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE¹⁵ são aplicáveis aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda. Os demais descontos são concedidos aos seguintes usuários: (i) gerador e consumidor de fonte incentivada; (ii) atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; (iii) agente de distribuição de pequeno porte; (iv) serviço

¹² 39 mil toneladas, correspondente a 12 meses de reembolso acumulado do ano de 2019.

¹³ A UTE Figueira está inativa, com a finalidade de implantação de uma nova unidade geradora de 20 MW e a desativação das duas unidades geradoras em operação.

¹⁴ O reembolso pago em janeiro/2020 se refere à competência de dezembro/2019.

¹⁵ São elegíveis a receber o benefício da TSEE as unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, desde que atendam a pelo menos uma das seguintes condições:

- (i) inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional;
- (ii) inscritos no CadÚnico e com renda mensal de até 3 salários mínimos, que tenha entre seus membros portador de doença ou patologia cujo tratamento ou procedimento médico pertinente requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica; e
- (iii) as famílias indígenas e quilombolas inscritas no CadÚnico que atendam ao disposto nos incisos i ou ii.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

público de água, esgoto e saneamento; (v) classe rural; (vi) subclasse cooperativa de eletrificação rural; e (vii) subclasse serviço público de irrigação.

71. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE em 2020 foi apurada pela SRD em R\$ 2,618 bilhões. Esse valor considera os seguintes parâmetros: os valores concedidos nos últimos 12 meses; previsão de variação de mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE – Planejamento Anual 2019/2023, do 2º Quadrimestre 2019) e de IPCA de 3,82% (Boletim FOCUS 06/09/2018, expectativas de mercado, mediana agregado).

72. Quanto aos demais subsídios tarifários na distribuição, o valor estimado de R\$ 8,417 bilhões considera os valores dos repasses mensais vigentes fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada distribuidora em 2019, sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual em 2019 a previsão de variação de mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE – Planejamento Anual 2019/2023, do 2º Quadrimestre 2019), de IPCA de 3,82% (Boletim FOCUS 06/09/2019, expectativas de mercado, mediana agregado) e dos impactos do Decreto nº 9.642/2018, alterado pelo Decreto nº 9.744/2019.

73. O Decreto nº 9.642/2018, de 28 de dezembro de 2018, estabeleceu redução gradual (20% ao ano, extinguindo o benefício em 5 anos), a partir de janeiro de 2019, dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição de unidades consumidoras classificadas como rural, cooperativa de eletrificação rural, serviço público de água, esgoto e saneamento e serviço público de irrigação.

74. O Decreto nº 9.642/2018 também estabeleceu vedação da cumulatividade de descontos (rural e irrigante em horário especial¹⁶ pertencentes ao grupo B¹⁷; contudo, a cumulatividade foi reestabelecida pelo Decreto nº 9.744/2019.

75. Considerando a aplicabilidade imediata do Decreto nº 9.642/2018 a partir de sua publicação, foi emitida orientação para as distribuidoras de como proceder o faturamento destes consumidores, Ofício-Circular n. 02/2019-SGT/ANEEL, de 07 de janeiro de 2019 (sic 4851.000012/2019), que será corroborada com a alteração da Resolução Normativa nº 414/2010, conforme minuta apresentada no Anexo II desta Nota Técnica. Adicionalmente, deve-se adequar o texto do Submódulo 7.3 do PRORET que trata do cálculo da previsão dos subsídios, conforme minuta apresentada no Anexo III desta Nota Técnica.

76. O gráfico abaixo apresenta a evolução dos Descontos Tarifários na Distribuição de 2013 a 2020¹⁸.

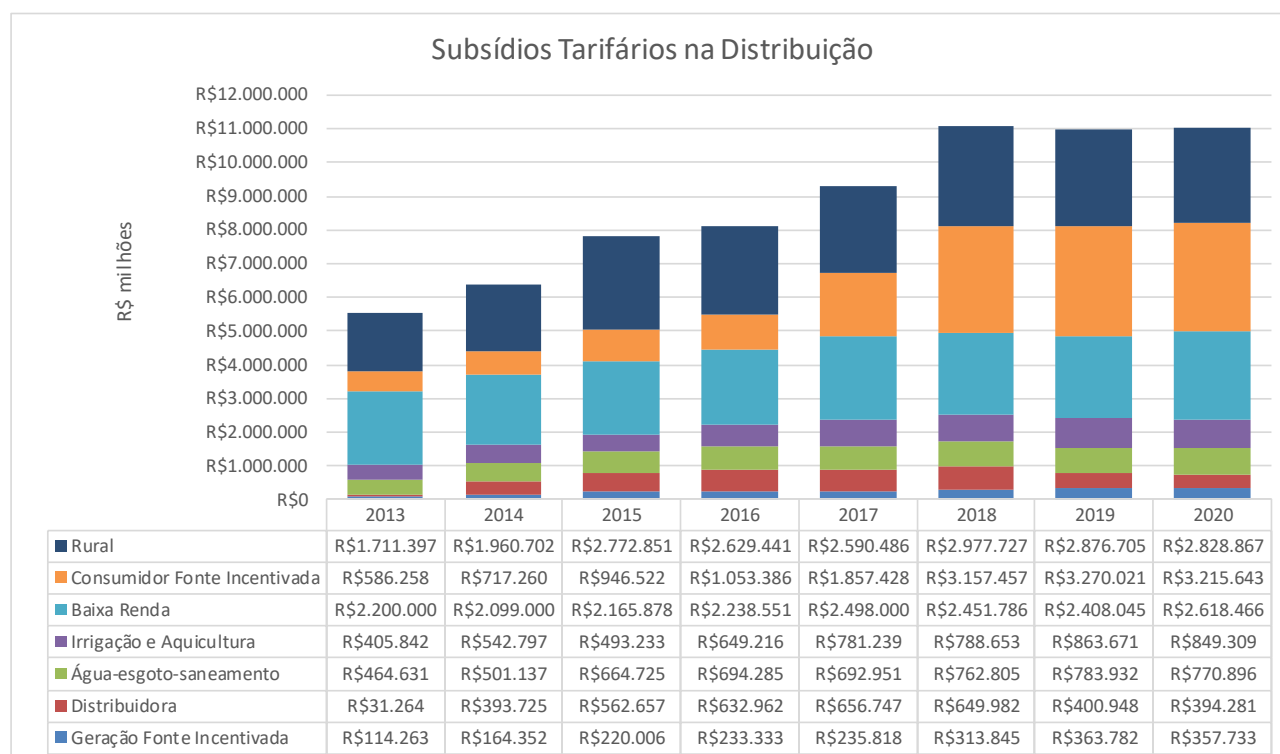
¹⁶ Conforme art. 53-L da REN nº 414/2010, e inciso II art 1º do Decreto 7.891/2013, horário especial se configura como o período contínuo e diário de 8h30m conforme disposto no art. 25 da Lei nº 10.438/2002.

¹⁷ Antes da publicação do Decreto 9.642/2018, a vedação da cumulatividade era aplicada somente ao grupo A.

¹⁸ Os valores de 2013 a 2019 correspondem a valores realizados e os valores de 2020 correspondem a valores orçados. Os valores de baixa renda para o ano de 2019 contemplam os despachos já publicados e projeção para os meses de outubro a dezembro de 2019.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Gráfico 3 - Descontos Tarifários na Distribuição

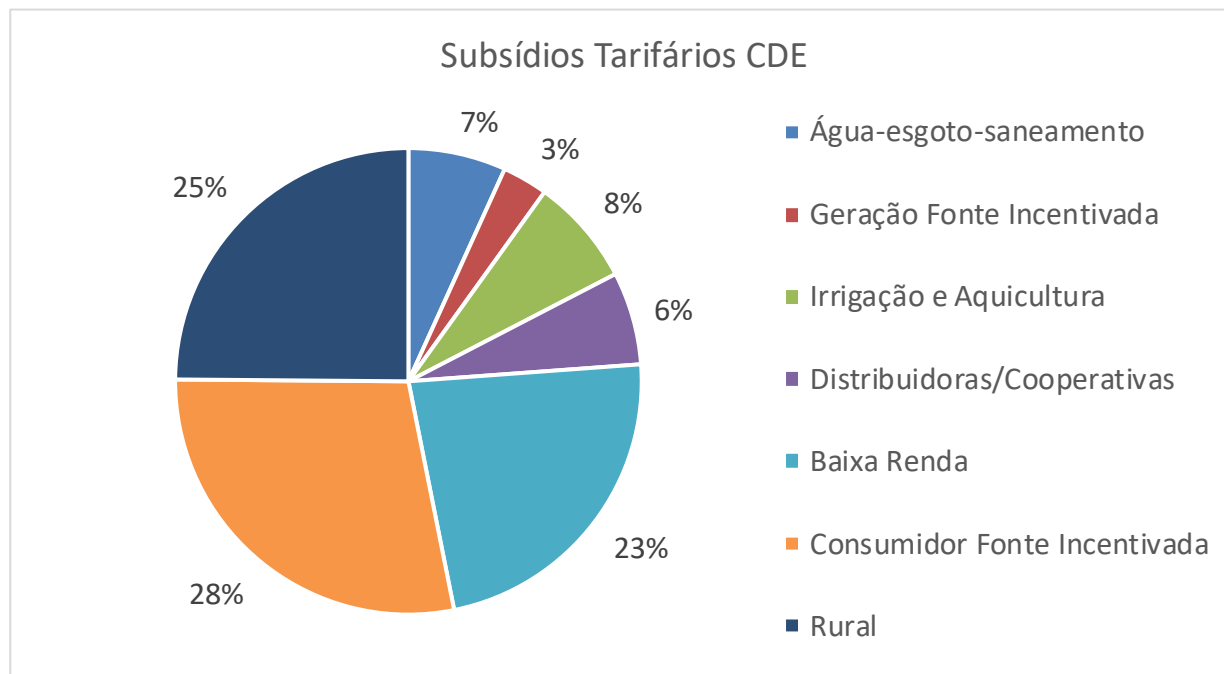


77. Considerando os Descontos Tarifários na Distribuição, os Descontos Tarifários na Transmissão¹⁹ e a Subvenção às Cooperativas de Eletrificação Rural, o gráfico abaixo apresenta a participação de cada subsídio no total de gastos da CDE com essas rubricas, que totalizam R\$ 11,3 bilhões em 2020.

¹⁹ Apenas a estimativa de descontos tarifários do ano de 2020.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Gráfico 4 - Subsídios Tarifários na Distribuição e Transmissão



Acórdão nº 1215/2019 – Processo TC nº 032.981/2017-1

78. O Tribunal de Contas da União – TCU realizou Auditoria Operacional com o objetivo de avaliar os subsídios custeados com os recursos financeiros da CDE bem como as políticas públicas financiadas por esses subsídios.

79. Em 29 de maio de 2019, os Ministros do TCU acordaram em determinar à ANEEL que a partir de janeiro de 2020, em conformidade com a política tarifária do setor elétrico e à luz dos princípios da unidade e da universalidade orçamentária, ao homologar tarifas dos agentes de distribuição e ao definir, nos termos do art. 2º do Decreto 9.022, de 31/3/2017, o valor das fontes de recurso CDE, exclua dos consumidores de energia elétrica, responsáveis pelas quotas anuais, assim como das demais fontes de custeio do referido fundo contábil alheias ao processo orçamentário federal, o ônus relativo ao custeio de subsídios, de qualquer natureza, que não estejam diretamente relacionados à política tarifária do setor, a exemplo do que teria sido verificado na auditoria relativamente aos subsídios irrigação e aquicultura, água, esgoto e saneamento e rural.

80. Em 1º de julho de 2019, tendo em vista que o acórdão modifica substancialmente a execução de políticas públicas consubstanciadas em normas legais e infralegais que a ANEEL vinha aplicando, a Agência opôs embargos de declaração para suscitar pontos que reputa obscuros ou omissos.

81. A principal omissão ou obscuridade refere-se ao direito dos beneficiários de continuar gozando das tarifas subsidiadas, mesmo sem a correspondente fonte de custeio. Pela leitura do acórdão,

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

seria possível de interpretação que o TCU apenas admite dotações orçamentárias que constem expressamente da Lei Orçamentária Anual- LOA federal como fonte de custeio dos referidos subsídios. Nesse sentido, o embargo de declaração busca esclarecimento se diante da falta de previsão orçamentária na LOA, a Agência deveria obrigar as distribuidoras a conceder os descontos aos beneficiários das políticas tarifárias ou se o TCU considera ilegal e/ou inconstitucional o desconto em si mesmo.

82. O processo TC nº 032.981/2017-1 foi incluído, e depois excluído, na pauta das sessões ordinárias de plenário prevista para 28/08/2019, 18/09/2019 e 16/10/2019. Até o momento, o embargo de declaração oposto pela ANEEL está pendente de análise. Desse modo, dependendo da decisão a ser exarada pelo Tribunal de Contas, a proposta submetida à Consulta Pública e posteriormente homologada, poderá ser alterada. Destaca-se que a previsão desses descontos tarifários perfaz o valor total de R\$ 4.449.071.692,38.

III.7 – Descontos Tarifários na Transmissão

83. A Lei nº 13.360/2016, ao dar nova redação ao inciso VII, art. 13, da Lei nº 10.438/2002, permitiu que a CDE também compensasse os descontos concedidos aos usuários da Rede Básica, além dos descontos aplicados aos usuários dos serviços de distribuição, que já eram compensados pela CDE desde 2013.

84. Trata-se dos descontos aplicados nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST dos geradores e consumidores de fontes incentivadas, conforme disposto na Lei nº 9.427/1996 e na Resolução Normativa 77/2004.

85. Na Rede Básica, a compensação desses descontos pela CDE teve início em julho de 2017, de forma concatenada com o ciclo tarifário da TUST.

86. Para se estimar o recurso destinado a cobrir os descontos na TUST para fontes incentivadas, é preciso prever o valor do Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão – EUSTs a não ser arrecadado em função da concessão do referido desconto.

87. Para 2020, a estimativa de gastos da CDE com a compensação dos descontos tarifários concedidos aos usuários do serviço de transmissão de energia resultou no montante de R\$ 855 milhões, sendo R\$ 410 milhões do primeiro semestre e R\$ 444 milhões do segundo semestre. Para essa estimativa foram considerados: os MUSTs contratados em 2019, a TUST do ciclo 2019/2020 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2020/2021 para o segundo semestre. Desse montante, 90% refere-se ao benefício dos geradores e 10% dos consumidores.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

III.8– Subvenção Cooperativas de Eletrificação Rural

88. Com as alterações promovidas pela Lei nº 13.360/2016, que inseriu o inciso XIII no art. 13 da Lei nº 10.438/2002, e deu nova redação ao art. 3º da Lei nº 9.427/1996, a ANEEL deverá definir a subvenção da CDE para compensar a reduzida densidade de carga das cooperativas de eletrificação rural, concessionárias e permissionárias, a cada revisão tarifária da supridora, devendo o valor ser atualizado anualmente pelo IPCA nos reajustes tarifários.

89. A subvenção corresponde ao adicional de receita da supridora decorrente da incorporação dos ativos, mercado e consumidores da suprida.

90. Conforme estabelece o Submódulo 8.5 do PRORET²⁰, a partir da definição da subvenção, os descontos vigentes atualmente na TUSD e TE às cooperativas serão retirados gradualmente a cada processo tarifário, no limite do impacto tarifário de 10% do efeito médio final a ser percebido pelos consumidores. Caso o processo resulte em valores superiores a 10%, sem alteração dos descontos, não haverá redução, todavia, não serão dados novos descontos para atingir o limite.

91. Essa medida aplica-se a partir da regularização da cooperativa de eletrificação rural como permissionária ou a cada processo tarifário da concessionária ou permissionária já regularizada, que suceder a revisão tarifária ordinária da principal concessionária supridora, sempre com efeitos prospectivos, nos termos da regulação da ANEEL.

92. Tendo em vista os valores das subvenções já homologados nos processos tarifários das cooperativas de eletrificação rural realizados em 2019, está sendo considerada a estimativa de gastos da CDE com essa rubrica no valor total de R\$ 338,6 milhões. Atualmente 47 cooperativas recebem essa subvenção.

III.9 – CAFT CCEE

93. Dentre as principais mudanças instituídas no setor elétrico pela Lei 13.360/2016, destaca-se a transferência da gestão da CDE, CCC e RGR, da Eletrobras para a CCEE. Essa mudança institucional ocorreu a partir de 1º de maio de 2017, sendo os recursos para o pagamento dos Custos Administrativos Financeiros e Tributários - CAFTs provenientes da CDE e não podendo exceder 0,2% do orçamento anual²¹.

94. Os critérios de elaboração, aprovação e fiscalização do CAFTs incorridos pela CCEE na gestão de fundos setoriais é objeto da Resolução Normativa nº 751/2016, resultante da Audiência Pública nº 59/2015.

²⁰ Aprovado pela REN 788/2017.

²¹ §10, art. 4º, da Lei 5.655/1971, inciso XII e §5º, art. 13, da Lei 10.438/2002.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

95. A CCEE apresentou a previsão de CAFTs da CDE/CCC/RGR para 2020, com as devidas justificativas, conforme consta no Anexo B.III do Relatório encaminhado, a qual foi analisada pela SFF, por meio do Memorando 352/2019-SFF/ANEEL, no valor total de R\$ 24.847.536,00 cujo resumo está demonstrado abaixo.

Tabela 9 - Previsão de CAFTs CCEE – 2020

Descrição	Total
Recursos Humanos	3.542.362
Projeto	17.834.146
Serviços Jurídicos	2.184.284
Sustentação de Aplicações Sistema Computacionais	958.782
Custos Indiretos	1.046.910
Auditoria	237.448
Despesas Gerais	80.309
Subtotal	25.884.242
Saldo Remanescente 2018	-1.036.706
TOTAL	24.847.536

96. A SFF cita, ainda, que os custos estimados para 2020 apresentam aumento de 65% em relação ao cenário de 2019 (executado de jan a set/19 + projetado de out a dez/19) e conforme verificado, as principais variações decorrem das seguintes rubricas:

- (i) Projetos – Trata-se do desenvolvimento de software que vai gerir as Contas Setoriais (já aprovado para início no âmbito do orçamento de 2019), sendo previsto para execução em 3 anos (2018 a 2021) e em 2020 será o ano com diversas entregas e, portanto, o aporte de recursos será maior (R\$ 17.834 mil) se comparado com 2019 ou o previsto para 2021.
- (ii) Impacto de tributos do Projeto – Ainda na rubrica em tela, pelo descritivo no Relatório, R\$ 5.5 mil dos R\$ 24.8 mil, ou seja, 22% de todo orçamento para 2020, são referentes a tributação de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL incididos sobre a rubrica de Projetos e que, segundo explicado pela CCEE, PIS e COFINS deverão ser compensados e revertidos para os CAFTs após outubro de 2021, o que será aferido por esta SFF em suas atividades de monitoramento.

97. Por fim, após as devidas análises, a SFF aprova e considera que os CAFTs apresentados pela CCEE são plausíveis e relevantes para a gestão das Contas Setoriais CDE, CCC e RGR, no montante previsto

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

de R\$ 24.847.536,61 para compor o orçamento da CDE de 2020, ressalvando que ainda serão objeto de aferição e fiscalização no decorrer do processo de Monitoramento das Contas Setoriais.

98. O detalhamento de cada uma das rubricas do orçamento apresentado pela CCEE será disponibilizado na Consulta Pública.

III.10 – Reserva Técnica

99. A regulamentação da CDE dada pelo Decreto nº 9.022/2017 autoriza a CCEE a encaminhar na proposta orçamentária anual a ser submetida à aprovação da ANEEL, valor da reserva técnica destinada a garantir os compromissos assumidos pelo fundo setorial.

100. Conforme regulamentado pelo Submódulo 5.2 do Proret, o valor da reserva técnica está limitado a 5% dos gastos totais da CDE. Na proposta orçamentária encaminhada pela CCEE, está sendo considerado o valor de R\$ 500 milhões de reserva técnica, que corresponde a cerca de 2,5% dos gastos totais estimados para 2020. Esse valor deverá ser constituído ao longo do exercício, retendo-se mensalmente o excedente de caixa que for realizado.

101. A constituição dessa reserva é considerada razoável e relevante para o gerenciamento do fluxo de caixa desse fundo setorial que envolve gastos da ordem de R\$ 21 bilhões. Os fluxos mensais das despesas e das receitas não são lineares e nem coincidentes, e podem ser impactados por frustrações de receitas e gastos extraordinários decorrentes, por exemplo, da inadimplência dos agentes com o pagamento das quotas e de decisões judiciais que afastam regulamentos da ANEEL.

102. Outra possível utilização da reserva técnica é para permitir a concatenação das quotas da CDE pagas pelas concessionárias de distribuição com as datas dos seus respectivos processos tarifários. Entretanto, essa medida só será possível quando a reserva técnica for constituída na sua integralidade.

103. Na proposta orçamentária encaminhada pela CCEE, a reserva técnica foi considerada como redutor das fontes de recursos da Conta, mas a regulamentação classifica esse item como destinação de recursos.

III.11 – Recursos da RGR

104. A partir da publicação da Lei 13.360/2016, os recursos da RGR passaram a ser destinados, conforme definição do Poder Concedente, aos seguintes objetivos:

- (i) Custeio dos estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos;

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

- (ii) Empréstimos destinados a custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União que tenha sido designada à prestação de serviço nos termos do § 1º, art. 9º, da Lei nº 12.783/2013, ou por empresa autorizada conforme § 7º, art. 9º, da Lei nº 12.783/2013; e
- (iii) Dispêndios da CDE.

105. Conforme estabelece o Decreto 9.022/2017, ao final de cada ano civil, o saldo da RGR, correspondente à diferença entre as receitas do fundo (que inclui quotas pagas pelos agentes, reposição de empréstimos concedidos, amortização e juros de reversão, rendimentos financeiros de seus recursos, juros de mora e multas por atraso de pagamentos ao fundo, dentre outros) e as suas destinações, deve ser transferido à CDE.

106. A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 748/2016, estabeleceu as condições para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica por distribuidora designada nos termos do art. 9º da Lei n. 12.783/2013 e da Portaria MME nº 388/2016-MME, tendo estabelecido, inclusive, as regras para a concessão de empréstimos da RGR a essas empresas. Atualmente das 7 designadas, somente a CEA não teve ainda seu controle transferido.

107. Para fins de aprovação do orçamento de 2020 da CDE, até o momento, não há previsão legal de manter os empréstimos do Fundo da RGR. Entretanto, tendo em vista decisão do juiz federal²², proferida em 30 de abril de 2019, os empréstimos da RGR para a CEA vão continuar até que haja licitação da CEA ou nova decisão em contrário.

108. Os valores dos empréstimos da RGR à CEA a serem considerados no orçamento da CDE de 2020, que observou o limite de dezembro de 2020, totalizam o montante de R\$ 149.697.041,76, conforme informações da SFF, o que reduz a transferência de recursos à CDE.

109. Por sua vez, a Medida Provisória nº 855, de 13 de novembro de 2018, permitiu às concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o § 1º-A do artigo 8º da Lei nº 12.783/2013, que não tivessem sido licitadas na data de sua publicação, o recebimento de até R\$ 3.000.000.000,00 (três bilhões de reais) da Conta RGR, para pagamento de valores não reembolsados, entre 1º de julho de 2017 e a data de transferência do controle societário, da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, por força das exigências de eficiência econômica e energética, bem como limitações previstas nos §§12 e 16 do artigo 3º, da Lei 12.111/2009.

110. A Medida Provisória, no §1º do art. 1º, também estabeleceu que os valores a serem recebidos pelas concessionárias de distribuição seriam apurados pela CCEE e que o termo firmado com o novo concessionário seria homologado pela ANEEL.

²² Deferimento parcial de pedido de tutela de urgência, no âmbito do processo 1000228-72.2018.4.01.3100.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

111. Em 18 de março de 2019, sob a vigência da Medida Provisória, o Termo de Compromisso foi firmado entre a CCEE e a Amazonas Distribuidora de Energia, cujo objeto é o comprometimento da CCEE em fazer repasses de recursos disponíveis na RGR, nos termos da legislação e regulamentação vigentes. O termo assinado ainda condicionou os repasses a homologação da ANEEL, conforme cláusula oitava, o que ocorreu por meio do Despacho nº 1.962, de 16 de julho de 2019.

112. Esse valor deve ser pago com recursos da RGR, em 60 parcelas mensais a partir da assunção do novo proprietário da AME. Portanto, está sendo considerado em 2020 o pagamento de 12 parcelas mensais do valor total apurado de R\$ 1,911 bilhões, resultando na redução de transferências de recursos da RGR para a CDE no valor de R\$ 382,216 milhões.

III.12 – QUOTA CDE USO

113. Pelo exposto, a quota anual da CDE - USO de 2020 resultou no valor de R\$ 20,645 bilhões, que corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos do fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita.

114. Esse valor deve ser pago por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUSD e TUST).

115. Quanto ao critério de rateio das quotas anuais da CDE entre os consumidores de energia elétrica, além da isenção da subclasse residencial baixa renda, em vigor desde 1º de janeiro de 2017, deve-se observar trajetória para a retirada da diferenciação regional e introdução da diferenciação entre os níveis de tensão, conforme definido pelos parágrafos 3º a 3º-G, art. 13, da Lei nº 10.438/2002.

116. A tabela abaixo mostra as duas trajetórias das tarifas de referência da CDE no período de 2017 a 2030: a que estabelece a relação entre as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste; e a que define a relação entre os níveis de atendimento Alta Tensão - AT, Média Tensão - MT e Baixa Tensão - BT.

Tabela 10 - Trajetória das tarifas de referência da CDE

Ano	(S/SE/CO) / (N/NE)	AT / BT	MT / BT	BT
2016	4,53	1,00	1,00	1,00
2017	4,07	0,92	0,97	1,00
2018	3,65	0,85	0,94	1,00
2019	3,28	0,79	0,92	1,00
2020	2,94	0,73	0,89	1,00
2021	2,64	0,67	0,87	1,00

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Ano	(S/SE/CO) / (N/NE)	AT / BT	MT / BT	BT
2022	2,37	0,62	0,84	1,00
2023	2,13	0,57	0,82	1,00
2024	1,91	0,53	0,80	1,00
2025	1,72	0,49	0,77	1,00
2026	1,54	0,45	0,75	1,00
2027	1,38	0,42	0,73	1,00
2028	1,24	0,39	0,71	1,00
2029	1,11	0,36	0,69	1,00
2030	1,00	0,33	0,67	1,00

117. Considerando a proposta de orçamento da CDE de 2020 e a diferenciação de custos entre as regiões e os níveis de tensão do atendimento em 2020, as tabelas abaixo apresentam os custos unitários resultantes e o consequente rateio das quotas anuais entre os agentes.

Tabela 11 - Custos Unitários da CDE em 2020

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)
		2020
N/NE	AT	14,29
	MT	17,42
	BT	19,58
S/SE/CO	AT	42,02
	MT	51,23
	BT	57,56

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Tabela 12 - Rateio das Quotas Anuais da CDE em 2020

Agente	Subsistema	Nível de Tensão	MERCADO (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual	Part. %
			SET/18 A AGO/19	2020	2020	
Distribuidoras	N/NE	AT	12.584.254	14,29	R\$ 179.852.502,00	0,87%
		MT	23.467.225	17,42	R\$ 408.900.738,27	1,98%
		BT	50.057.816	19,58	R\$ 980.027.010,22	4,75%
	S/SE/CO	AT	65.605.806	42,02	R\$ 2.756.630.866,64	13,35%
		MT	100.970.375	51,23	R\$ 5.172.463.768,26	25,05%
		BT	168.231.798	57,56	R\$ 9.683.259.414,59	46,90%
Transmissoras	N/NE	AT	18.849.149	14,29	R\$ 269.389.552,08	1,30%
		MT	-	17,42	R\$ -	0,00%
		BT	-	19,58	R\$ -	0,00%
	S/SE/CO	AT	23.619.530	42,02	R\$ 992.447.600,59	4,81%
		MT	-	51,23	R\$ -	0,00%
		BT	-	57,56	R\$ -	0,00%
Permissionárias	N/NE	AT	-	14,29	R\$ -	0,00%
		MT	362	17,42	R\$ 6.308,32	0,00%
		BT	8.188	19,58	R\$ 160.299,34	0,00%
	S/SE/CO	AT	29.440	42,02	R\$ 1.237.033,30	0,01%
		MT	1.523.945	51,23	R\$ 78.067.940,45	0,38%
		BT	2.133.423	57,56	R\$ 122.797.756,58	0,59%
			467.081.309	44,20	R\$ 20.645.240.790,64	100,00%

118. O mercado considerado para a definição das quotas CDE USO de 2020 refere-se ao período de setembro/2018 a agosto/2019²³.

119. Ressalta-se que com a revogação do art. 5º do Dec. nº 7.891/2013 pelo Decreto 9.022/2017, todas as distribuidoras devem recolher as quotas CDE USO, mesmo aquelas que integram os sistemas isolados.

120. As quotas CDE USO foram convertidas em duodécimos para as concessionárias de distribuição e devem ser pagas a partir de 10 de janeiro de 2020²⁴. Os valores das quotas anuais por distribuidora constam do Anexo desta Nota Técnica.

121. Quanto às permissionárias de distribuição e às concessionárias de transmissão, suas quotas

²³ As informações de mercado dos consumidores cativos e livre do sistema de distribuição (mercado faturado, exceto a subclasse residencial baixa renda e o consumidor livre autoprodutor), são obtidas no banco de dados da ANEEL (SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica). Para o mercado de transmissão, considera-se as informações do ONS, constantes dos AVDs do mesmo período.

²⁴ Com a aprovação do Submódulo 5.2 do Proret, a data de pagamento das quotas CDE-USO das concessionárias de distribuição foi alterada do dia 10 do mês subsequente para o dia 10 do próprio mês de competência.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

nesse rateio consistem apenas em previsões, uma vez que a contribuição efetiva é fixada observando os procedimentos específicos definidos no Submódulo 5.2 do Proret.

122. Para as concessionárias de transmissão são fixadas quotas mensais por meio de Despacho da SGT, resultantes do faturamento do encargo tarifário junto aos consumidores da Rede Básica, considerando a aplicação da TUST-CDE vigente ao mercado realizado. Essa tarifa é definida a partir do custo unitário da CDE identificado no cálculo da quota anual do ano corrente, conforme tabela acima, para o respectivo subsistema e nível de tensão, com vigência de janeiro a dezembro de 2020, devendo ainda incidir as alíquotas de PIS/COFINS das respectivas transmissoras, conforme tabela abaixo.

Tabela 13 - TUST CDE 2020

Subsistema	TUST CDE 2020 (R\$/MWh)*		
	Sem tributos	Regime de Tributação Pis/Pasep/Cofins	
		Cumulativo	Não Cumulativo
N/NE	14,29	14,83	15,75
S/SE/CO	42,02	43,61	46,30

* Valores com tributos Pis/Pasep/Cofins: Cumulativo (3,65%), Não cumulativo (9,25%).

123. Para as permissionárias de distribuição as quotas anuais efetivas são definidas nos processos de reajuste ou revisão tarifária, também tendo por referência o custo unitário da CDE USO identificado no cálculo da quota anual do ano corrente, este aplicado ao respectivo mercado de referência. Tal procedimento decorre da ausência de mecanismo de compensação financeira pela diferença entre o custo realizado e a cobertura tarifária da permissionária, a exemplo da CVA aplicada às concessionárias de distribuição.

124. Em função do critério de rateio da quota CDE-USO, o impacto tarifário do aumento de seu valor em 2020 será diferenciado por região e por nível de tensão, com efeito maior a ser percebido pelos consumidores das regiões S/SE/CO conectados em AT e menor para os consumidores das regiões N/NE conectados na BT.

125. Os gráficos a seguir apresentam estimativas para os impactos tarifários médios das quotas CDE-USO de 2020.

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

Gráfico 5 - Impacto tarifário médio da QUOTA CDE-USO 2020 por região

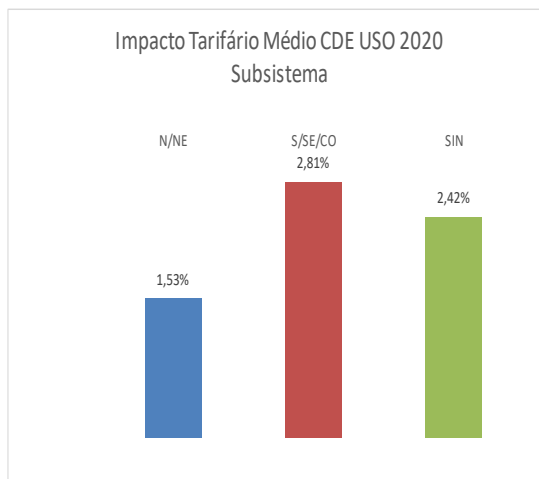
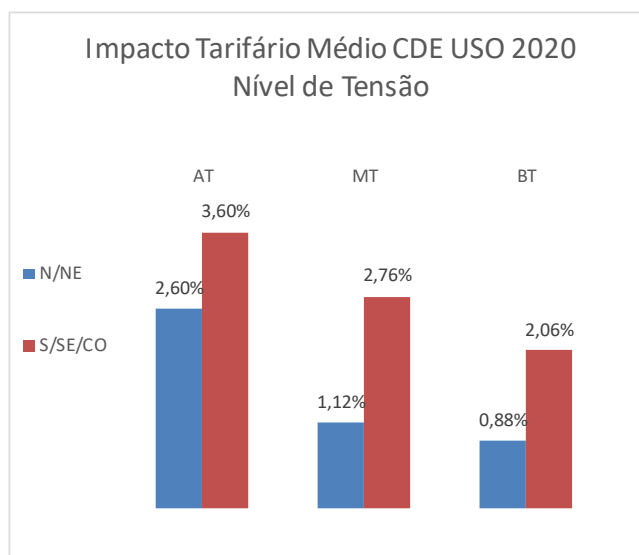


Gráfico 6 - Impacto tarifário médio da QUOTA CDE-USO 2020 por nível de tensão



IV. DO DIREITO

126. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: Leis 10.438/2002, 12.111/2009, 12.212/2010, 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016, 13.360/2016; Decretos 4.541/2002, 7.583/2011, 7.891/2013, 9.022/2017, 9.642/2018; Resoluções Normativas 472/2012, 800/2017, 801/2017; e Submódulos 5.1 e 5.2 do PRORET.

V. DA CONCLUSÃO

127. Do marco legal da CDE, instituído pelas Leis 10.438/2002, 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016, destaca-se a alteração na metodologia de cálculo das quotas anuais a serem

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

pagas por todos os agentes que atendem consumidores finais, que resulta do equilíbrio entre a necessidade total de recursos e as demais fontes de receita do fundo, a ampliação de seus objetivos, a possibilidade de aporte de recursos da União, a mudança do gestor financeiro e o novo critério de rateio do encargo tarifário.

128. Tendo em vista a consolidação do orçamento anual da CDE de 2020 pela CCEE, as diretrizes constantes do Decreto nº 9.022/2017, os procedimentos e metodologias de cálculo do Submódulo 5.2 do Proret, as análises constantes desta Nota Técnica e a relevância da matéria, conclui-se pela instauração de consulta pública, por meio de intercâmbio documental, pelo prazo máximo de 30 dias, para obter subsídios e informações adicionais quanto à proposta orçamentária em tela, que resulta no total de gastos de R\$ 22,453 bilhões, incluindo:

- (i) as quotas anuais da CDE – USO, a serem pagas pelos agentes de transmissão e distribuição de energia que atendem consumidores finais, no valor total de **R\$ 20,645 bilhões**; e
- (ii) os custos unitários da CDE de 2020, definidos em R\$/MWh, a serem percebidos pelos consumidores de energia elétrica das diferentes regiões e níveis de tensão do atendimento, conforme abaixo:

Tabela 14 - Custos Unitários da CDE 2020

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)
		2020
N/NE	AT	14,29
	MT	17,42
	BT	19,58
S/SE/CO	AT	42,02
	MT	51,23
	BT	57,56

VI. DA RECOMENDAÇÃO

129. Pelo exposto e do que consta do Processo nº 48500.004352/2019-48, recomenda-se instaurar consulta pública, por intercâmbio documental, no período de 30 dias, a fim de:

- (i) colher subsídios e informações adicionais sobre a proposta de orçamento da CDE de 2020 e das quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia elétrica que atendem consumidores finais;
- (ii) alterar o Capítulo III-A da Resolução Normativa nº 414/2010 e o Submódulo 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, em função da publicação do Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, que dispôs sobre a redução gradativa de determinados descontos concedidos em tarifa de uso do sistema de distribuição e tarifa de energia elétrica;

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

- (iii) alterar o art. 61 da Resolução Normativa nº 801/2017, com vistas a dar continuidade do procedimento do reembolso preliminar;
- (iv) emitir Despacho determinando à CCEE que (i) efetue reembolso mensal referente ao carvão à Copel somente após a conclusão das obras de modernização e retorno da operação da UTE Figueira, e (ii) emita cobrança à Copel no valor de R\$ 2,94 milhões relativa à devolução desse valor à conta CDE.

ALEXANDRE C. CALDAS
Especialista em Regulação

DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO
Especialista em Regulação

FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
Especialista em Regulação

GABRIEL DE JESUS A. BARJA
Especialista em Regulação

MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ
Especialista em Regulação

NÁDIA MAKI
Especialista em Regulação

PAULO CÉSAR MONTENEGRO DE ÁVILA E SILVA
Especialista em Regulação

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação
dos Serviços de Geração

De acordo,

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação
dos Serviços de Geração

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

TICIANA FREITA DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e
Financeira

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Distribuição

Nota Técnica nº 207/2019 – SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL, de 25/10/2019.

ANEXO I – QUOTA CDE USO (Concessionárias de Distribuição)

Concessionária de distribuição	Quota Anual CDE USO de 2020 (R\$)	Quota Mensal CDE USO - 2020 (R\$)
AME	105.249.713,17	8.770.809,43
BOA VISTA	17.151.251,62	1.429.270,97
CEA	19.068.083,20	1.589.006,93
CELPA	143.264.882,65	11.938.740,22
ETO	40.939.022,95	3.411.585,25
CEAL	59.750.645,24	4.979.220,44
CELPE	232.737.812,24	19.394.817,69
CEMAR	102.230.649,70	8.519.220,81
CEPISA	58.364.301,75	4.863.691,81
COELBA	350.951.691,97	29.245.974,33
ENEL CE	202.944.987,68	16.912.082,31
COSERN	95.404.318,61	7.950.359,88
EBO	11.490.996,92	957.583,08
EPB	72.140.411,55	6.011.700,96
ESE	50.860.578,41	4.238.381,53
SULGIPE	6.230.902,82	519.241,90
CEB-DIS	345.429.583,54	28.785.798,63
Enel GO	740.048.729,60	61.670.727,47
EMT	478.638.585,14	39.886.548,76
CERON	170.606.270,57	14.217.189,21
CHESP	6.748.187,13	562.348,93
ELETROACRE	55.266.303,78	4.605.525,31
EMS	284.900.939,47	23.741.744,96
ENEL RJ	584.228.141,44	48.685.678,45
EDP SP	747.752.742,19	62.312.728,52
ESS	226.876.084,12	18.906.340,34
Cemig-D	2.218.453.170,66	184.871.097,55
CPFL Santa Cruz	150.318.529,03	12.526.544,09
CPFL PIRATININGA	715.172.405,20	59.597.700,43
CPFL PAULISTA	1.601.139.106,77	133.428.258,90
DMED	27.824.211,18	2.318.684,27
ELEKTRO	904.594.358,53	75.382.863,21
ENEL SP	2.249.626.781,93	187.468.898,49
ELFSM	30.778.641,76	2.564.886,81
EMG	78.155.284,59	6.512.940,38
ENF	17.651.577,08	1.470.964,76
EDP ES	504.924.269,52	42.077.022,46
LIGHT	1.309.629.234,90	109.135.769,57
RGE SUL	908.018.925,11	75.668.243,76
CEEE-D	423.230.690,12	35.269.224,18
Celesc-DIS	1.209.098.946,95	100.758.245,58
COCEL	16.764.755,38	1.397.062,95
COOPERALIANÇA	11.654.364,68	971.197,06
Copel-DIS	1.538.578.078,66	128.214.839,89
DEMEI	7.418.074,49	618.172,87
EFLJC	959.644,81	79.970,40
EFLUL	5.174.732,92	431.227,74
ELETROCAR	10.023.870,61	835.322,55
FORCEL	3.559.564,69	296.630,39
HIDROPAN	6.478.933,37	539.911,11
IENERGIA	14.695.618,67	1.224.634,89
Mux Energia	3.960.714,63	330.059,55
UHENPAL	3.973.996,27	331.166,36
TOTAL	19.181.134.299,98	1.598.427.858,33