

## VOTO

**PROCESSO:** 48500.002846/2020-21

**INTERESSADOS:** Consumidores e distribuidoras de energia elétrica.

**RELATORA:** Diretora Elisa Bastos Silva

**RESPONSÁVEL:** Superintendência de Gestão Tarifária - SGT.

**ASSUNTO:** Resultado da Consulta Pública nº 35/2020, instituída com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de regulamentação do Decreto nº 10.350/2020, que dispõe sobre a Conta-covid.

### I – RELATÓRIO

1. Em 30 de janeiro de 2020, a Organização Mundial da Saúde - OMS classificou o surto da doença causada pelo novo coronavírus (*Coronavirus Disease*, COVID-19) como uma Emergência de Saúde Pública de Importância Internacional. Em 11 de março de 2020, a situação foi caracterizada como uma pandemia.
2. No Brasil, entre outras ações, foi publicada a Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020, dispondo sobre medidas para enfrentamento da emergência de saúde pública. Em 20 de março de 2020, por meio do Decreto Legislativo nº 6, o Congresso Nacional reconheceu a ocorrência do estado de calamidade pública, com efeitos até 31 de dezembro de 2020, nos termos da solicitação do Presidente da República encaminhada por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.
3. Em atenção à relevância e urgência da situação, em 8 de abril de 2020, foi publicada a Medida Provisória nº 950/2020, dispondo sobre medidas temporárias emergenciais para enfrentamento dos impactos da pandemia da Covid-19 no setor elétrico. A MP considerou o impacto econômico que as medidas de isolamento causaram na população, especialmente para as famílias de baixa renda, e a perda da capacidade financeira das distribuidoras de energia elétrica, ocasionada pela redução do consumo de energia elétrica e o aumento da inadimplência no pagamento das faturas de energia elétrica consumida.
4. Nesse contexto, a MP: (i) ampliou desconto percebido pelos consumidores beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica para 100% e destinou recursos do Tesouro para cobertura de parte do

custeio; (ii) autorizou realização de operações de crédito para captação de recursos financeiros vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos no setor elétrico decorrentes do estado de calamidade pública, designando a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE<sup>1</sup> como veículo para a amortização de operações financeiras; e (iii) estabeleceu que os consumidores que migrarem do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre deverão carregar os custos remanescentes das operações financeiras por meio de encargo tarifário.

5. Em 18 de maio de 2020, foi publicado o Decreto Presidencial nº 10.350 regulamentando a MP nº 950/2020. O referido Decreto dispôs sobre a criação da Conta-covid destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Segundo o Ministério de Minas e Energia<sup>2</sup>, a proposta estabelecida na regulamentação visa prover alívio financeiro, trazendo liquidez ao segmento de distribuição, minimizando impactos tarifários que ocorreriam em 2020 para os consumidores de energia, garantindo o fluxo de pagamentos (aos segmentos de transmissão e geração) e respeito aos contratos celebrados, com o foco na sustentabilidade de toda a cadeia de suprimento de energia elétrica e no equilíbrio do setor como um todo. Conforme artigo 10 do Decreto nº 10.350/2020, foi definido que a ANEEL regulará o disposto no regulamento.

6. Em 19 de maio de 2020, na 7ª Sessão de Sorteio Público Extraordinário de 2020, fui designada, por sorteio, relatora do processo de normatização do Decreto nº 10.350/2020.

7. Uma semana e um dia após a publicação do Decreto nº 10.350/2020, em 26 de maio de 2020<sup>3</sup>, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou, a minuta de texto de Resolução que normatiza o Decreto nº 10.350/2020 e decidiu instaurar Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para aprimoramento da proposta.

8. Em 27 de maio de 2020 foi aberta a Consulta Pública nº 035/2020, com período para envio de contribuição até 1º de junho de 2020, por intercâmbio documental.

---

<sup>1</sup> A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criada pela [Lei nº 10.438/2002](#), que lista em seu Art. 13 todos os objetivos para os quais pode ser usada. A Medida Provisória nº 950/2020 alterou o Art. 13 da referida Lei, acrescentando-lhe o seguinte objetivo por meio da inclusão do inciso XV:

XV - prover recursos, exclusivamente por meio de encargo tarifário, e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos no setor elétrico decorrentes do estado de calamidade pública, reconhecida na forma prevista no art. 65 da Lei Complementar nº 101, de 2000, para atender às distribuidoras de energia elétrica.

<sup>2</sup> Exposição de Motivos EMI nº 00028/2020-MME-ME, de 14/05/2020 e Nota Técnica nº 13/2020/ASSEC, de 20/05/2020.

<sup>3</sup> Por ocasião da 18ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2020.

9. Em 8 de junho de 2020, o Presidente da Mesa do Congresso Nacional<sup>4</sup> prorrogou por 60 (sessenta) dias a vigência da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020.

10. Em 12 de junho de 2020, por meio do Memorando nº 23/2020<sup>5</sup>, consultei a Procuradoria Federal, solicitando avaliação de aspectos jurídicos surgidos durante a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública. As questões levantadas versaram sobre: (i) a antecipação da remuneração do capital próprio e a quota de reintegração regulatória nos processos de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE das distribuidoras licitadas; (ii) a natureza distributiva do encargo complementar decorrente de eventual insuficiência de recursos para pagamento das operações financeiras; (iii) a proposta de redação que aborda o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica; (iv) cabimento de estipulação de critérios de temporalidade e proporcionalidade para definição do encargo tarifário do previsto para o consumidor que formalizar a migração do ambiente regulado para o livre; e (v) a redação do Termo de Aceitação proposta como anexo da norma. A solicitação foi atendida em 15 de junho de 2020, por meio do Parecer nº 179/2020/PFANEEL/PGF/AGU<sup>6</sup>, aprovado pelo Despacho nº 351/2020/PFANEEL/PGF/AGU.

11. Em 15 de junho de 2020, foi emitida a Nota Técnica nº 91/2020–SGT/SFF/SRM/SRD/GMSE/ANEEL<sup>7</sup>, com avaliação das 419 contribuições recebidas para aprimoramento da proposta de normatização do Decreto nº 10.350/2020.

12. É o relatório.

## **II – FUNDAMENTAÇÃO**

13. Trata-se de proposta de normatização do Decreto Presidencial nº 10.350/2020, que dispõe sobre a Conta-covid e a respectiva operação financeira destinada a oferecer liquidez às empresas distribuidoras de energia elétrica com foco na sustentabilidade toda a cadeia e equilíbrio do setor elétrico. Considerando o que exponho a seguir, a partir da proposta de texto inicial oferecida pela ANEEL e da análise das contribuições recebidas em Consulta Pública, encaminho decisão para aprovação da versão final de Resolução que normatiza a Conta-covid.

---

<sup>4</sup> Ato do Presidente da Mesa do Congresso Nacional nº 60, de 2020.

<sup>5</sup> Documento Sicnet nº 48510.000334/2020-00.

<sup>6</sup> Documento Sicnet nº 48516.001508/2020-00.

<sup>7</sup> Documento Sicnet nº 48581.000966/2020-00.

14. Convém retomar da motivação exposta no voto que conduzi para a abertura da discussão com a sociedade que o problema regulatório que se pretende solucionar é o risco de insustentabilidade e desequilíbrio que o Setor Elétrico Brasileiro está atualmente submetido em decorrência da crise causada pela pandemia da Covid-19. Segundo diagnóstico feito, esse risco se apresenta pela queda no consumo de energia elétrica e aumento da inadimplência do pagamento das faturas, e afeta todos os consumidores de energia elétrica do país, as empresas atuantes nos diversos segmentos do setor e o poder público como um todo.

15. A intervenção regulatória escolhida pelo Poder Executivo é a estruturação de operação de crédito bancário destinado a prover alívio financeiro às distribuidoras de energia elétrica com implementação por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. E o objetivo da intervenção é oferecer liquidez ao setor, minimizando impactos tarifários para os consumidores de energia nesse momento de calamidade pública e garantindo o fluxo de pagamentos aos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica. O resultado esperado da aplicação da solução escolhida é a preservação da sustentabilidade e equilíbrio do setor elétrico.

16. Estando a política pública definida na Medida Provisória e no Decreto Presidencial, ambos trabalhados a partir da coordenação do Ministério de Minas e Energia com os diversos grupos afetados, à ANEEL cabe, no exercício de sua competência normativa, detalhar a operação de crédito, definindo critérios e os procedimentos para gestão da Conta-covid, de modo que se chegue nas melhores condições possíveis para os consumidores, o governo e as empresas. Considerando a missão da ANEEL, a normatização da matéria deve ser norteada pelo equilíbrio dos interesses do governo na implementação de suas políticas públicas, dos consumidores na obtenção de qualidade adequada do serviço e modicidade das tarifas, e dos investidores na oportunidade de remuneração adequada de capital. Assim, destaco que o equilíbrio entre os diversos interesses, muitas vezes antagônicos, permeou todas as discussões realizadas na avaliação das contribuições recebidas na Consulta Pública e norteou a proposta de redação final que ora apresento.

17. Registro o comprometimento dos servidores da ANEEL que, apesar de desafiados pelo exíguo prazo e pela dinâmica de trabalho em interações exclusivamente virtuais, muito se esforçaram para o devido aprofundamento e amplitude de avaliação das centenas de contribuições recebidas. A proposta que trago não atende aos pleitos de todos, como se verá nas estatísticas de acatamento das contribuições, contudo está alicerçada na boa técnica, no diálogo, transparência e, principalmente, no

equilíbrio de interesses. Ainda, registro minha avaliação de que a definição do valor da operação de crédito não tem capacidade de acertar com exatidão a real necessidade de recursos financeiros em questão, pois não obstante baseada nos nossos melhores esforços e de todos que contribuíram por meio da Consulta Pública, a elaboração é afetada pela assimetria de informação e pela adoção de modelos para representação de realidade extraordinária e com efeitos ainda em curso, em referência aos impactos da pandemia e extensão da calamidade pública. Espera-se que o debate e as incorporações de melhorias advindas da Consulta Pública tenham aproximado a solução normativa da necessidade a que ela se presta, tão quanto possível.

## **II.1 – Das contribuições recebidas na Consulta Pública**

18. Com a instauração da Consulta Pública em 27 de maio de 2020 e tendo em vista o prazo exíguo para recebimento de contribuições, a ANEEL disponibilizou diversos documentos<sup>8</sup> a fim de fomentar o completo e rápido entendimento da proposta e dos cálculos, incentivando que as contribuições fossem substanciais.

19. Nesse contexto, a Consulta Pública foi exitosa, pois recebemos expressiva quantidade de manifestações vindas dos mais diversos segmentos afetados pela norma. Foram 419 (quatrocentos e dezenove) contribuições, originadas de 77 (setenta e sete) remetentes diferentes. Aportaram manifestação: conselhos de consumidores; associações das empresas dos segmentos de distribuição e geração de energia elétrica; empresas concessionárias e permissionárias do serviço de distribuição de energia elétrica; escritórios de advocacia; consultorias especializadas do setor; academia; instituto de defesa do consumidor; empresas do segmento industrial; empresas de engenharia, associações e federações representativas de indústria e comércio; associação de contadores do setor elétrico.

20. Ao final, 18% das contribuições foram integralmente aceitas, 27% foram parcialmente aceitas, 46% não foram aceitas. Ainda 9% das contribuições não foram aproveitadas porque, ou já estavam previstas, ou tratavam de matéria fora do escopo na normatização em questão. Como mostra a

---

<sup>8</sup> Roteiro para análise dos documentos disponibilizados, Nota Técnica, Simulador de Redução de Receita, Planilha de cálculo da previsão da perda de arrecadação, Planilha de cálculo dos limites de captação de recursos (conforme Errata da Nota Técnica) Vídeo - Modelo de Previsão de Mercado, Vídeo - Cálculo da inadimplência, Apresentação - Estrutura da proposta de Resolução Normativa, Nota de Esclarecimento acerca da Planilha Estimativa Mercado COVID, Voto da Diretora Relatora, Contribuição ao Debate - Diretor Sandoval, Planilha de cálculo dos limites de captação de recursos (conforme deliberado na 18ª RPO), Minuta de Resolução Normativa, QR Code para acesso ao Formulário Eletrônico, Esclarecimentos aos Questionamentos relativos aos documentos submetidos, Planilha de cálculo dos limites de captação de recursos (conforme pedido de esclarecimento).

Tabela 1, o tema mais abordado nas contribuições foi o Termo de Aceitação, e em segundo lugar, empatados, os aspectos relacionados à quantificação dos efeitos da pandemia no setor, a definição dos ativos regulatórios e as definições quanto ao encargo tarifário e operacionalização da Conta-covid.

Avaliação	1 Quantificação do problema Relatório de atenuação	2 Quantificação do problema - Mercado	3 Quantificação do problema - outro	4 Definição de normas regulatórias	5 Acionios variáveis	6 Encargo tarifário e operacionaliza- ção da conta	7 Termo de aceitação	8 OTR de ex- ceções	9 Impacto A - diferencial	10 Penalidade de acordo WACC	11 Percepções econômico- financeiras	12 Outros	Total	Porcentual
Aceita	7	5	3	8	1	5	17	0	0	9	0	21	76	18,14%
Parcialmente Aceita	6	4	5	10	2	9	14	0	8	2	20	33	113	26,97%
Não Aceita	9	21	30	14	7	25	19	1	19	2	1	45	193	46,06%
Não se aplica	5	0	1	7	0	1	1	4	0	0	0	18	37	8,83%
Total	27	30	39	39	10	40	51	5	27	13	21	117	419	100,00%

**Tabela 1 – Resultado da avaliação das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 35/2020.**

21. A análise de cada uma das contribuições, realizada pelas Superintendências de Gestão Tarifária – SGT, de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM e pelo Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica – GMSE<sup>9</sup> consta do anexo da Nota Técnica nº 91/2020.

22. Em termos de estrutura, entre a proposta inicial levada para a Consulta Pública nº 35/2020 e a proposta de Resolução Normativa ora apresentada, o texto mantém organização em sete capítulos e foram acrescentados dois anexos. Os novos anexos listam os valores limites para a captação de recursos nas operações financeiras discriminados por ativo regulatório e por distribuidora.

23. Passo então a destacar as principais alterações de conteúdo e suas respectivas motivações, realizadas a partir do acatamento integral ou parcial de contribuições recebidas.

## II.2 – Das mudanças no conteúdo após Consulta Pública

24. Apresentarei as mudanças promovidas na proposta de norma após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 35/2020 começando pela estimativa de valores para composição e seguindo para a definição de limite da captação das operações de crédito com base nas necessidades decorrentes do estado de calamidade pública, em atendimento ao disposto no inciso III, § 3º, Art. 1º do Decreto nº 10.350, de 2020.

### II.2.1 – Das estimativas de valores para operações de crédito

<sup>9</sup> O Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica – GMSE/ANEEL foi constituído por meio da Portaria ANEEL nº 6.335, de 8 de abril de 2020 com objetivos de identificar os efeitos da pandemia no mercado de energia elétrica; monitorar a situação econômico-financeira do Setor Elétrico, bem como da demanda e oferta de energia elétrica; e coordenar estudos de propostas estruturantes para preservação do equilíbrio nas relações entre todos os agentes do setor elétrico, da qualidade e da modicidade tarifária.

25. O Decreto nº 10.350/2020 estabeleceu que as operações de crédito previstas terão limite total de captação estabelecido pela Aneel, com base nas necessidades decorrentes do estado de calamidade pública reconhecido com efeitos até 31 de dezembro de 2020 pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, observada a melhor estimativa da diferença acumulada entre a cobertura tarifária e as despesas validadas pela Aneel.

26. Assim, o período considerado para cálculo das necessidades decorrentes do estado de calamidade pública inicia-se em 18 de março, data da solicitação do Presidente da República de reconhecimento de calamidade pública<sup>10</sup> e finda-se em 31 de dezembro de 2020.

27. Os elementos tomados para constituição do limite total de captação da operação de crédito destinada à Conta-Covid levam em consideração: (i) estimativas de redução de arrecadação (inadimplência); (ii) estimativas de redução de faturamento (queda no consumo); (iii) postergações, até 30 de junho, de processos tarifários homologados e dos diferimentos reconhecidos ou revertidos e ainda não amortizados; e (iv) possíveis diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A.

28. Apresento a seguir as alterações promovidas para esses componentes.

### **II.2.1.a – Da estimativa de redução de arrecadação**

29. Quanto à redução de arrecadação, o conceito utilizado para estimativa foi comparar a arrecadação verificada a cada dia com os faturamentos realizados cujos vencimentos se dariam no mesmo dia. A partir dos dados enviados pelas distribuidoras à ANEEL<sup>11</sup>, a proposta submetida à Consulta Pública definiu estimativa de R\$ 8,7 bilhões para a redução de receita em razão da perda de arrecadação. Esse valor considerou dados recebidos até 18 de maio de 2020.

30. A partir das contribuições recebidas na Consulta Pública e do incremento na base dados recebidos até 10 de junho de 2020, o modelo foi aperfeiçoado com cinco alterações. A primeira alteração se deveu à utilização de base de dados refinada com correção de dados encaminhados pelas

---

<sup>10</sup> Encaminhada ao Congresso nacional por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.

<sup>11</sup> Por meio do Ofício Circular nº 1/2020-DR/ANEEL, foi solicitado às concessionárias de distribuição que informassem diariamente à ANEEL a perda de arrecadação, além do histórico verificado mensalmente de janeiro de 2019 a fevereiro de 2020.

distribuidoras. Tais correções se relacionam, por exemplo, ao preenchimento de dados faltantes, correções de lançamentos equivocados de competência, entre outros.

31. A segunda alteração foi o tratamento de valores negativos de perda de arrecadação observados na base histórica de dados do período de 2019 tomado como referência. Como detectado, algumas empresas tiveram, em 2019, arrecadação superior ao faturamento e, portanto, índices negativos de perda de arrecadação. Como o modelo busca medir o crescimento marginal de perda de arrecadação como medida decorrente da pandemia, utilizar os dados negativos na definição do crescimento marginal, resultaria em limite de empréstimo superior à perda total de arrecadação verificada no período da pandemia. O tratamento dado foi substituir valores negativos referenciais negativos por zero, de modo que o empréstimo seja compatível com a perda de arrecadação verificada no período da pandemia.

32. A terceira alteração diz respeito ao próprio período tomado como referência para aferição do crescimento marginal de inadimplência em razão da pandemia. A proposta inicialmente apresentada, tomou o primeiro semestre de 2019 como período de referência no cálculo da perda de arrecadação. Em atenção às contribuições recebidas com críticas a esse parâmetro, a proposta ora apresentada considera todo o ano civil de 2019, completo, como período base. A escolha é mais conservadora em termos de incerteza quanto aos impactos na arrecadação das distribuidoras e mitiga o risco de fatores sazonais ou extraordinários influenciarem o referencial da perda de arrecadação adotado. A inadimplência acumulada no primeiro semestre de 2019, apurada na proposta levada na abertura da Consulta Pública foi 2,4%, já a referência ora proposta, que considera todo o ano de 2019 e o tratamento dos valores negativos, é de 1,8%.

33. A quarta alteração aborda o perfil da curva estimada de inadimplência até dezembro de 2020, aspecto que também foi objeto de diversas contribuições. A maior parte delas sugeriu uma medida mais conservadora, em razão da própria evolução da pandemia no país, o risco de uma retomada mais lenta da atividade econômica e a possível alteração da Resolução Normativa nº 878/2020<sup>12</sup> que poderia acarretar impacto nas ferramentas gerenciais utilizadas pelas distribuidoras para recuperar o faturamento ainda não arrecadado. Acatando tais contribuições, sem alterar a metodologia proposta em consulta

---

<sup>12</sup> A Resolução Normativa nº 878/2020, trata de medidas extraordinárias para garantir a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, protegendo consumidores e funcionários das concessionárias no contexto da pandemia do Covid-19, incluindo a vedação por 90 dias de suspensão do fornecimento por inadimplência de unidades consumidoras residenciais urbanas e rurais, além daquelas que prestam serviços e atividades consideradas essenciais, conforme a legislação.



pública, a proposta atual considera atrasar em um mês a curva de recuperação utilizada na abertura da Consulta Pública.

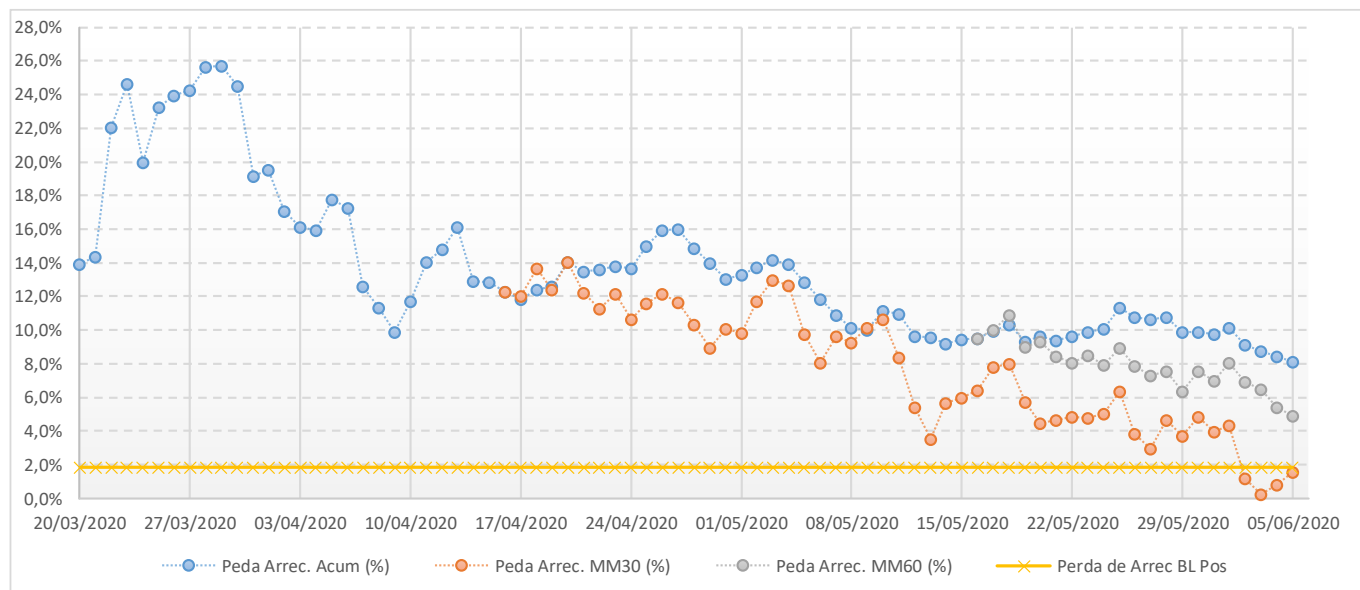
34. Por fim, a quinta alteração diz respeito ao incremento da base de dados do período compreendido entre 19 de maio e 5 de junho de 2020. A proposta levada para Consulta Pública considerou dados de perda de arrecadação até 18 de maio e agora temos a oportunidade de melhorá-la com os dados recentes. O limite de 5 de junho se justifica pelo dado mais atual disponível. Ainda, na abertura da Consulta Pública dispúnhamos somente dois ciclos de faturamento completos, compreendidos entre 18 de março e 17 de maio de 2020. Para que não se perca a informação do início do período da pandemia, calculamos o limite da operação para cada uma das médias móveis de 60 dias disponíveis e, em seguida, utilizamos como valor referencial a média dos valores observados.

35. Os valores associados a cada um dos aperfeiçoamentos executados estão listados na Tabela 2, a seguir.

Item	Estimativa de redução de receita pela queda de arrecadação (R\$)	Aperfeiçoamento / motivação
Limite de perda de arrecadação na Consulta Pública (dados até 18/05/2020)	8.701.570.561	
Correções da base de dados (até 18/5/2020)	-24.083.247	Utiliza a base de dados com as correções carregadas pelos agentes de distribuição.
Retirada de valores referenciais negativos	-259.258.294	Limita valores à perda total de arrecadação verificada no período de pandemia.
Escolha do período referencial de perda de arrecadação	711.994.615	Utiliza todo o ano de 2019, ao invés do primeiro semestre de 2019. Decisão por maior segurança e solidez, em razão da limitação da base de dados, que tem início em janeiro de 2019.
<b>Perfil da curva de recuperação de arrecadação</b>	1.470.717.374	Desloca em um mês a curva de recuperação. Um pouco mais conservadora em razão da retomada mais lenta da atividade econômica e possível prorrogação do período de vedação para a realização de suspensão de fornecimento por inadimplemento da REN nº 878/2020.
Utilização dos dados recebidos após a abertura da Consulta Pública	-2.559.434.447	Utiliza ciclos fechados de faturamento, compatíveis com o período avaliado na abertura da Consulta Pública, ou seja, médias móveis de 60 dias, entre 19/05/20 e 05/06/20.
<b>Limite final para perda de arrecadação após Consulta Pública</b>	<b>8.041.506.564</b>	

**Tabela 2 – Aperfeiçoamentos na estimativa de perda de arrecadação.**

36. O gráfico a seguir apresenta o nível percentual de perda de arrecadação verificado no ano de 2019, já considerada a correção dos valores negativos, na linha amarela. A linha azul representa o nível total acumulado de perda de arrecadação desde 18 de março de 2020, quando os impactos da pandemia se mostraram mais pronunciados. As linhas laranja e cinza mostram o nível de perda de arrecadação em dois recortes temporais, médias móveis de 30 dias (laranja) e médias móveis de 60 dias (cinza).

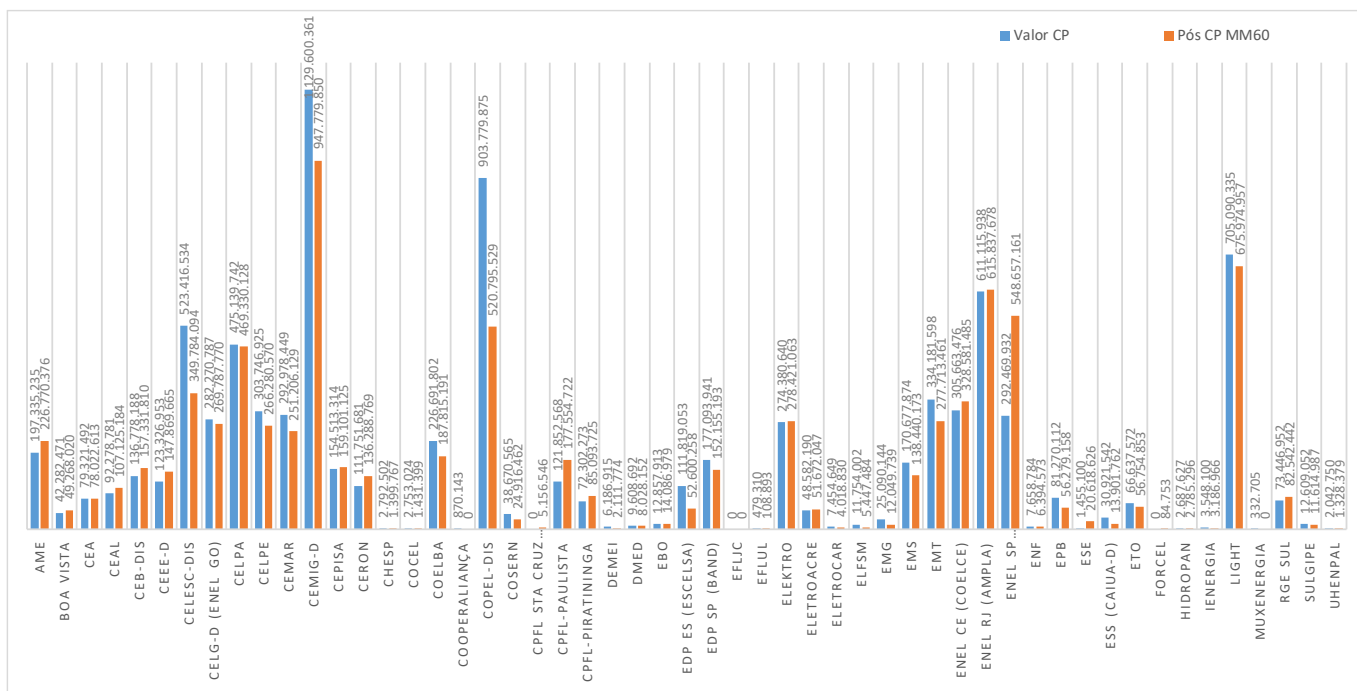


**Figura 1 – Evolução da perda de arrecadação das concessionárias de distribuição**

37. Em grandes números, a perda de arrecadação média do setor de distribuição, já considerados os ajustes dos valores negativos, ao longo do ano de 2019, foi de 1,8%, crescendo para 8,1% no período da pandemia considerando as médias móveis de 60 dias. O impacto acumulado da pandemia até aqui é, portanto, da ordem de 6,3% do faturamento realizado no período.

38. A partir dos ajustes indicados e seguindo a mesma metodologia da proposta original, a monetização do problema de perda de arrecadação indica que o custo médio diário da diferença entre os níveis de perda de arrecadação verificados no período da pandemia e aqueles verificados em 2019 é da ordem de R\$43,6 milhões. A perda de arrecadação acumulada entre 18 de março e 5 de junho de 2020 é então estimada em aproximadamente R\$ 3,5 bilhões.

39. Aplicando-se o custo médio diário da perda de arrecadação de cada distribuidora no perfil de evolução adotado, obtém-se a estimativa da perda de arrecadação causada pela pandemia, por distribuidora, conforme pode ser visto na Figura 2. **O valor total é de R\$ 8,0 bilhões.**



**Figura 2 – Limite máximo estimado para captação de recursos em razão da perda de arrecadação causada pela pandemia, por distribuidora. Comparação entre a proposta apresentada inicial levada à Consulta Pública e a ora apresentada.**

40. O valor total e final estimado da perda de arrecadação das concessionárias e permissionárias de serviço de distribuição de energia elétrica causada em razão pela pandemia do Covid-19 é de **R\$ 8,0 bilhões**.

### II.2.1.b – Da estimativa de redução de faturamento

41. As medidas de isolamento social adotadas para conter o avanço da pandemia do COVID-19, tem influenciado diretamente o comportamento da carga observado nos últimos meses no setor elétrico. A abrupta alteração no consumo de energia elétrica, de maneira geral com redução, impacta diretamente a receita das distribuidoras. Contudo, a variação da receita das empresas não possui relação linear com o nível de consumo de energia elétricas pelos consumidores. A receita depende, em grande medida, da estrutura do mercado faturado, que é influenciado pela proporção do consumo por subgrupo tarifário e de outros usuários faturados pelas distribuidoras, como centrais geradoras e outras distribuidoras. Além disso, há defasagem temporal entre a observação dos efeitos na carga e seu reflexo no mercado e receita, devido aos ciclos de faturamento não sincronizados com o mês civil e a critérios de faturamentos.

42. Devido a essa defasagem, os dados de faturamento não são obtidos imediatamente. Os dados recebidos no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP), referente, por exemplo, à competência de abril, não refletem a redução de mercado do mês civil de abril, porque os ciclos de faturamento incluem parte do mês de março. Dessa forma, devido à impossibilidade de se obter dados do comportamento de mercado mais recente, aliada a uma clara mudança de tendência no consumo de energia elétrica, foi necessário desenvolver metodologia de previsão do consumo futuro de energia elétrica, dentro do contexto de crise causado pela pandemia, para que seja possível estimar a perda de receita das distribuidoras.

43. Para elaboração da proposta apresentada na Consulta Pública nº 035/2020, foram considerados dois cenários de projeção de redução de mercado ao longo do ano de 2020. O cenário 1 considerou a revisão de carga extraordinária do ONS/CCEE/EPE, e o cenário 2 considerou modelo de Regressão Linear Fuzzy em função de uma expectativa do Produto Interno Bruto - PIB futuro. O cenário 2 foi eleito como mais adequado na proposta inicial.

44. Em linhas gerais as contribuições recebidas apoiaram a adoção do Cenário 2, e as principais e consistentes sugestões de aprimoramento foram aproveitadas para aperfeiçoamento do modelo proposto.

45. A principal contribuição<sup>13</sup> acatada resultou na consideração do mercado das classes de consumo como dado de entrada na regressão linear para obtenção da relatividade de variação do mercado por classes de consumo. No cálculo apresentado na Consulta Pública foram utilizados valores relativos (percentual) das classes de consumo de uma distribuidora, e agora, adota-se o valor absoluto (MWm) de cada classe, o que proporcionou resultados mais ajustados ao porte de cada distribuidora. A adoção desta sugestão implicou no tratamento da questão sobre a baixa aderência estatística do modelo, apontada em outras contribuições<sup>14</sup>.

46. Foram registradas contribuições no sentido de que não deveria ser adotado qualquer modelo, e ao invés disso deveria ser adotado valores declarados pelas distribuidoras, o que obviamente não foi acatado, considerando a assimetria de informação característica entre empresas e regulador agravada do eventual risco moral dessa alternativa. Outras contribuições enriqueceram a discussão apresentando modelos alternativos para previsão de mercado. Contudo, tais contribuições não foram

---

<sup>13</sup> CPFL ENERGIA

<sup>14</sup> ABRADDEE e diversas distribuidoras sobre a observação do R2

aproveitadas na medida que a substituição do modelo não se mostrou viável seja pela inaplicabilidade nas atuais condições, ou mesmo por não garantir ganhos significativos em relação à proposta originalmente adotada.

47. Algumas contribuições indicaram que o modelo adotado não atende ao objetivo de projeção do mercado. Sobre essa opinião, concluímos que o modelo, com os ajustes realizados, se presta ao objetivo para o qual foi criado e é escolha razoável considerando as condições de incertezas e restrições de dados e necessidade de rápida tomada de decisão que caracterizam o problema a ser resolvido. Ademais, mantemos a ressalva de que, como todo modelo, trata-se de uma aproximação da realidade que se pretende mensurar, qual seja o impacto da pandemia na receita das distribuidoras causadas pela redução do mercado de energia elétrica. Por fim, diversas contribuições indicaram a necessidade de atualização de parâmetros e dados, o que foi acatado.

48. As análises e respostas individuais a todas as contribuições recebidas constam no Relatório de Análise de Contribuições – RAC, anexo à Nota Técnica nº 91/2020 que também descreve detalhadamente o modelo final ajustado e os passos para sua aplicação aos dados atualizados.

49. Diante do escrutínio realizado, realizou-se a previsão da redução de faturamento por subgrupo tarifário baseado na estimativa de -6,48%<sup>15</sup> para o Produto Interno Bruto - PIB real informado no Relatório Focus do Banco Central do Brasil, publicado em 8 de junho de 2020.

50. Os resultados indicam redução de 4,2% no mercado e de 3,7% na receita das distribuidoras no período de abril a dezembro de 2020. Em comparação à estimativa apresentada na proposta inicial, levada a Consulta Pública, os resultados mostram efeitos mais pronunciados da pandemia tanto na redução de mercado quanto de faturamento, conforme pode ser observado na figura 3. Com a incorporação de contribuições acatadas, bem como atualizações de dados e de projeções, a simulação do modelo resultou na estimativa de redução de faturamento de **R\$ 6,38 bilhões**, ante R\$ 4,68 bilhões estimados na proposta inicial.

---

<sup>15</sup> Obtido do site: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em 08/06/2020.



**Figura 3 – Comparativo dos resultados de estimativa de variação de redução de mercado com dados e modelo da proposta original, antes da Consulta Pública e da proposta final, após Consulta Pública.**

51. A Tabela 3 apresenta o resumo do impacto na projeção das receitas por conta das alterações de metodologia, atualização de dados de mercado, de reposicionamentos tarifários processados e atualização da projeção do PIB. Essas atualizações resultaram na intensificação da projeção de queda da receita das distribuidoras, com diferença de R\$1,51 bilhão. A atualização de dados de processos tarifários implicou na diminuição de cerca de R\$ 87 milhões na estimativa de redução de faturamento. O ajuste do modelo e atualização de dados de mercado disponíveis no sistema SAMP implicou em aumento dos valores da ordem de R\$ 750 milhões. A atualização do PIB, por sua vez, resultou no acréscimo de mais R\$ 850 milhões na projeção de queda de receita.

Item	Estimativa de redução de receita pela queda de faturamento (R\$)	Aperfeiçoamento / motivação
Limite de perda de faturamento na Consulta Pública	4.863.655.791,65	
Atualização processos tarifários	- 87.572.050,29	Atualiza base com dados dos processos tarifários do ano
Atualização do modelo e de dados de mercado (SAMP)	746.086.135,45	Atualiza modelo com ponderação por mercado atualiza base de dados de mercado (SAMP)
Atualização PIB	854.586.886,27	Atualiza previsão de PIB com valor de -6,48%.
<b>Limite final para perda de faturamento após Consulta Pública</b>	<b>6.376.756.763,08</b>	

**Tabela 3 – Aperfeiçoamentos na estimativa de perda de faturamento.**

52. Assim, a estimativa da perda de faturamento causada pela pandemia, por distribuidora, com comparação entre valores apontados antes de Consulta Pública e agora podem ser vistos na Figura 4.



55. Destaca-se que a perda de arrecadação pela não aplicação das novas tarifas no período descrito tem sido compensada por postergação no recolhimento das obrigações que trata o parágrafo 1º do artigo 3º da Resolução Homologatória no 2.664, de 17 de dezembro de 2019, referente às quotas mensais do encargo a CDE-Uso, para as competências que abarcam a postergação. Ainda, as parcelas do encargo CDE-Uso não recolhidas ao fundo setorial em razão da postergação descrita, serão devidamente recompostas à CDE até dezembro de 2020, corrigidas pela Selic.

56. Como a diferença de receita proveniente da tarifa homologada, mas não aplicada e a tarifa anterior constitui um ativo regulatório a ser considerado no próximo processo tarifário, o Decreto nº 10.350/2020 elegeu a postergação até 30 de junho de 2020 como passível de cobertura pela Conta-Covid.

57. Observando o calendário de reposicionamentos tarifários e considerando todos os reajustes postergados e a serem postergados até 30 de junho de 2020, o valor total desses ativos regulatórios é de R\$ 519 milhões.

58. Algumas diferenças de valores foram aplicadas entre a abertura da Consulta Pública nº 35/2020 e a proposta final ora apresentada, pois passado o tempo, dispomos de atualizações que devem ser incorporadas. São elas: (i) concluídos os cálculos de reposicionamentos tarifários de três empresas<sup>16</sup> que deverão ter reajustes tarifários deliberados em junho de 2020; e, (ii) melhor estimada disponível para previsão da perda de arrecadação pela não aplicação das novas tarifas para outras duas empresas<sup>17</sup> que deverão ter processos de reajuste tarifário deliberados até o final do mês de junho de 2020. As alterações de valores relativos a postergações de reajustes tarifários, por distribuidora, apresentados na proposta inicial levada para Consulta Pública e a proposta atualizada, ora apresentada, estão mostradas na Tabela 4 a seguir.

<b>Empresa</b>	<b>Postergações de processos tarifários Proposta inicial Consulta Pública (R\$)</b>	<b>Postergações de processos tarifários Proposta final Pós Consulta Pública (R\$)</b>
CEAL	24.335.496	24.335.496
CELPE	47.551.108	47.551.108
EMT	26.038.993	26.038.993
CEMIG-D	63.032.910	63.147.294
COCEL	63.616	55.004
COELBA	77.923.217	77.923.217
ENEL CE (COELCE)	36.244.326	36.244.326

<sup>16</sup> RGE, ENF e EMG

<sup>17</sup> COPEL e da COCEL



COPEL-DIS	17.279.621	15.062.968
COSERN	14.062.550	14.062.550
CPFL-PAULISTA	153.654.661	153.654.661
EMG	1.699.223	1.085.060
EMS	42.174.949	42.174.949
ENF	147.076	109.747
ESE	2.851.060	2.851.060
RGE SUL	24.363.172	15.083.437
<b>TOTAL</b>	<b>531.421.977</b>	<b>519.379.870</b>

**Tabela 4 – Postergações de reajustes tarifários entre abril e junho de 2020. Comparação entre a proposta apresentada inicial levada à Consulta Pública e proposta final.**

59. Assim, o valor total e final a ser considerado na definição de limite para captação de recursos na operação de crédito com relação à postergação, até 30 de junho de 2020, da aplicação dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras homologados até essa data é de **R\$ 519 milhões**.

#### **II.2.1.d – Dos diferimentos de processos tarifários**

60. O diferimento de processos tarifários é a não inclusão, nas tarifas, de componentes já constituídos. Tal procedimento pode ser realizado, a pedido da distribuidora, para mitigar aumentos tarifários significativos. Portanto, trata-se de ativo regulatório constituído e mensurado para consideração no processo tarifário subsequente. Assim, sendo o diferimento um ativo regulatório líquido e certo, é elegível como passível de cobertura pela Conta-Covid, conforme estabelece o art. 1º do Decreto nº 10.350/2020.

61. Atualmente, apenas três distribuidoras possuem diferimentos nas tarifas: Equatorial PA e Equatorial AL concederam diferimentos e estão com as tarifas reduzidas e Energisa RO possui diferimento em fase de amortização.

62. Para os casos de diferimentos que estão com as tarifas reduzidas, entende-se que deve ser considerado o valor total do diferimento, enquanto para o caso de diferimento já em fase de amortização, deve-se considerar apenas o montante ainda não amortizado.

63. Não houve alteração da proposta ora apresentada e aquela levada à Consulta Pública. Dessa forma, permanece inalterado o valor total e final a ser considerado na definição de limite para

captação de recursos na operação de crédito com relação aos diferimentos de processos tarifários que é de **R\$ 405 milhões**.

#### **II.2.1.e – Da estimativa de possíveis diferimentos e parcelamentos para Grupo A**

64. O Decreto nº 10.350/2020 trouxe em seu inciso IV, §3º do Art. 1º, que os valores pagos pela Conta-covid deverão considerar eventuais diferimentos e parcelamentos no faturamento da demanda de potência das unidades consumidoras do Grupo A, alcançando obrigações vencidas e vincendas. A regulação dos encaminhamentos ficou à cargo da ANEEL.

65. O § 8º do Art. 5º da minuta de norma proposta na Consulta Pública nº 35/2020 abordou as condições para captação de recursos da Conta-Covid, para fins de diferimentos e parcelamentos da demanda faturada em consumidores do Grupo A. Sobre esse regra, foram apresentadas 25 contribuições, de 12 agentes, entre eles 5 distribuidoras, 4 conselhos de consumidores e 3 associações. Dessas contribuições, dezoito (72 %) não foram acatadas e sete (28 %) foram parcialmente acatadas.

66. Algumas distribuidoras (CPFL, Cemig, EDP, Enel) e a ABRADDEE sugeriram que o regulamento explicitasse condições e critérios do acordo bilateral entre distribuidora e consumidor para fins de diferimento da demanda, como: avaliação do histórico de adimplemento do consumidor, definição de obrigações, renúncia do consumidor a eventual direito de requerer judicialmente não pagamento da demanda, possibilidade de suspensão do fornecimento de energia em caso de inadimplência e possibilidade de cobrança de garantias financeiras.

67. Além disso, as distribuidoras solicitaram que o regulamento reforçasse a sua autonomia na celebração desses acordos e que fosse prevista a cobrança de uma taxa de intermediação frente ao risco de inadimplência, que seria devolvida aos consumidores caso essa taxa superasse a inadimplência verificada em 5 anos. A EDP propôs o uso dos recursos da Conta-covid para cobertura de diferimentos resultantes de decisão judicial.

68. Já os consumidores solicitaram a regulamentação de condições mínimas padronizadas para orientar as negociações bilaterais e o afastamento de qualquer cobrança adicional às garantias que as distribuidoras avaliarem necessárias para o negócio (ABRACE), além de tratamento diferenciado para consumidores de menor porte e a possibilidade de livre negociação do valor do diferimento, não se limitando à diferença entre a demanda contratada e a demanda medida (CONACEN).

69. Segundo decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL no âmbito do Processo 48500.001841/2020-81, que, entre as alternativas avaliadas, optou por não normatizar as condições e os termos da negociação bilateral para fins de diferimento da demanda faturada do Grupo A, as contribuições que adentraram nesses aspectos foram negadas. A livre negociação dos valores a serem faturados e a autonomia das partes para estabelecerem as condições dessa negociação, bem como a suspensão do fornecimento em caso de inadimplência já são permitidas pela regulamentação vigente (Resolução Normativa nº 414/2010). Entendo que não há necessidade, portanto, e nem seria boa-prática regulatória explicitar tais questões, repetindo orientação normativas no escopo deste regulamento. De todo modo, acatando proposta oferecida pela Neoenergia, a possibilidade de eventual cobrança, pela distribuidora, de garantias financeiras dos consumidores foi acrescentada ao inciso III, que trata das disposições que devem constar no aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD.

#### **II.2.2 – Da definição do limite total de captação das operações de crédito**

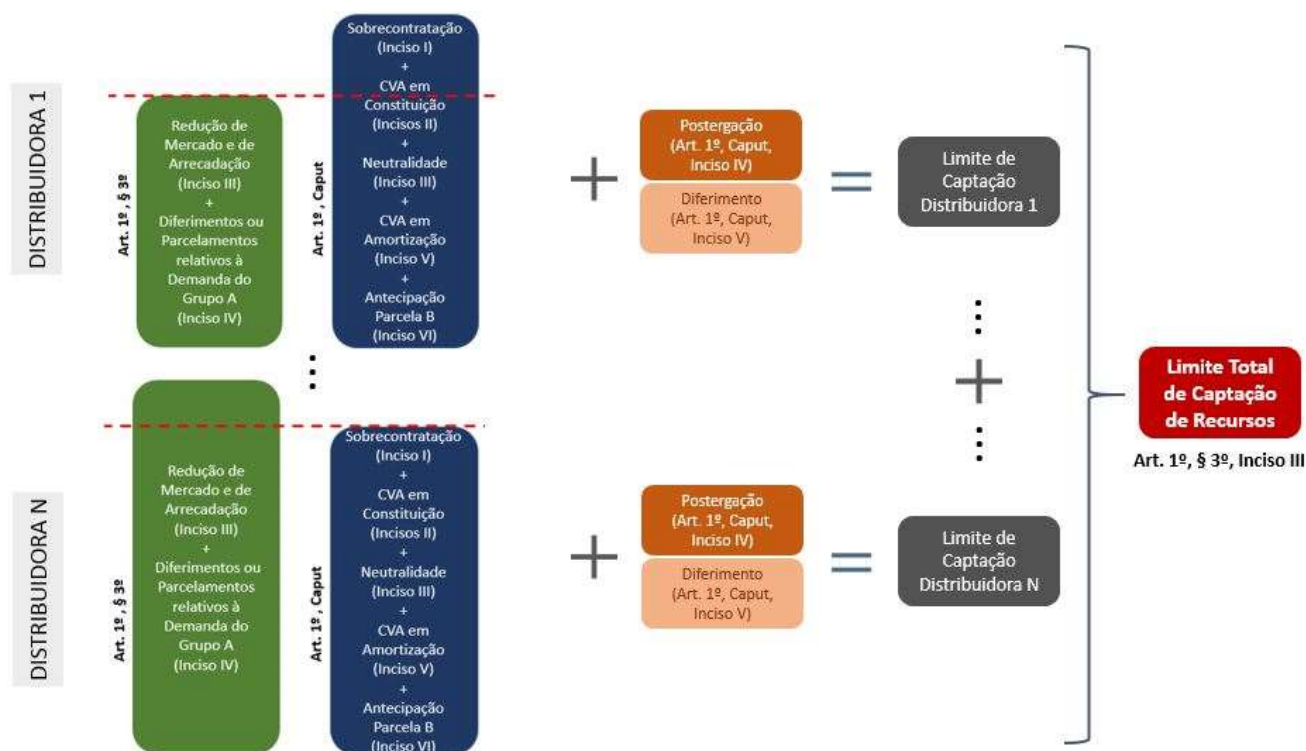
70. O Decreto nº 10.350, em seu inciso III do parágrafo 3º do artigo 1º, definiu que a ANEEL deve estabelecer o limite de captação da operação de crédito, com base nas necessidades decorrentes do estado de calamidade pública, reconhecido no Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020.

71. Assim, a fim de estabelecer o limite total da operação de crédito para cada concessionária de distribuição, foram estimados valores de captação de recursos associados à redução de arrecadação, à redução do mercado e aos diferimentos e parcelamentos de obrigações relativas ao faturamento da demanda de consumidores do Grupo A.

72. Conforme proposto de norma apresentada na Consulta Pública nº 35/2020, para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia, o valor máximo da operação de crédito é definido como o menor valor entre: (i) a soma das previsões dos efeitos de redução de mercado, da redução de arrecadação e dos diferimentos e parcelamentos de obrigações relativas ao faturamento da demanda de consumidores do Grupo A; e (ii) os valores que serão requeridos pela concessionária, conforme cronograma declarado por meio do Termo de Aceitação estabelecido no Anexo I da Resolução Normativa, observando os valores contabilizados e estimados de CVA, sobrecontratação e neutralidade de encargos setoriais e o ativo regulatório de Parcela B constante das tarifas já homologadas.

73. Ao valor resultante dessa comparação devem ser somados os montantes associados a postergações, até 30 de junho, de processos tarifários, e a diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, mas ainda não amortizados.

74. A Figura 5 a seguir ilustra a forma de cálculo dos limites de captação de recursos, destacando em cada parcela a referência aos comandos legais estabelecidos no Decreto nº 10.350/2020.



**Figura 5 – Diagrama ilustrativo da forma de cálculo do limite total de captação, em conformidade com o Decreto nº 10.350/2020.**

75. O art. 5º da minuta de norma proposta na Consulta Pública nº 35/2020 abordou as condições para o estabelecimento do limite total de captação e sobre esse aspecto foram encaminhadas 14 (catorze) contribuições.

76. A ABRADDEE e algumas distribuidoras (ENEL, CPFL Energia, Energia e CEEE-D) sugeriram que o limite de captação de recursos por distribuidora fosse alterado para considerar o valor máximo entre o montante de recursos declarados pelas distribuidoras e os efeitos estimados da pandemia na redução do mercado e arrecadação. Outras empresas e associações (Equatorial, Roraima Energia, Amazonas Energia, CEB e ABEEÓLICA) sugeriram regras específicas de cálculo ou que a ANEEL considerasse apenas um critério

a ser escolhido entre os montantes de recursos declarados pelas distribuidoras ou os efeitos estimados da pandemia.

77. Em síntese, segundo argumentaram as empresas nas contribuições oferecidas, as alterações propostas trariam maior flexibilidade para o dimensionamento dos recursos da Conta-Covid, reduzindo a possibilidade de subestimação dos recursos.

78. Tais contribuições não foram acatadas. Isso porque a Resolução Normativa estabelece o limite de captação da operação de crédito com base nas necessidades decorrentes do estado de calamidade pública, em atendimento ao disposto nos incisos III do parágrafo 3º do artigo 1º do Decreto nº 10.350, de 2020. As sugestões propostas alteram essa lógica, pois poderiam resultar em limites de contratações superiores às estimativas de impacto da pandemia ou ao quantitativo de ativos que são passíveis de serem cobertos, o que estaria em desacordo com o estabelecido no Decreto nº 10.350, de 2020.

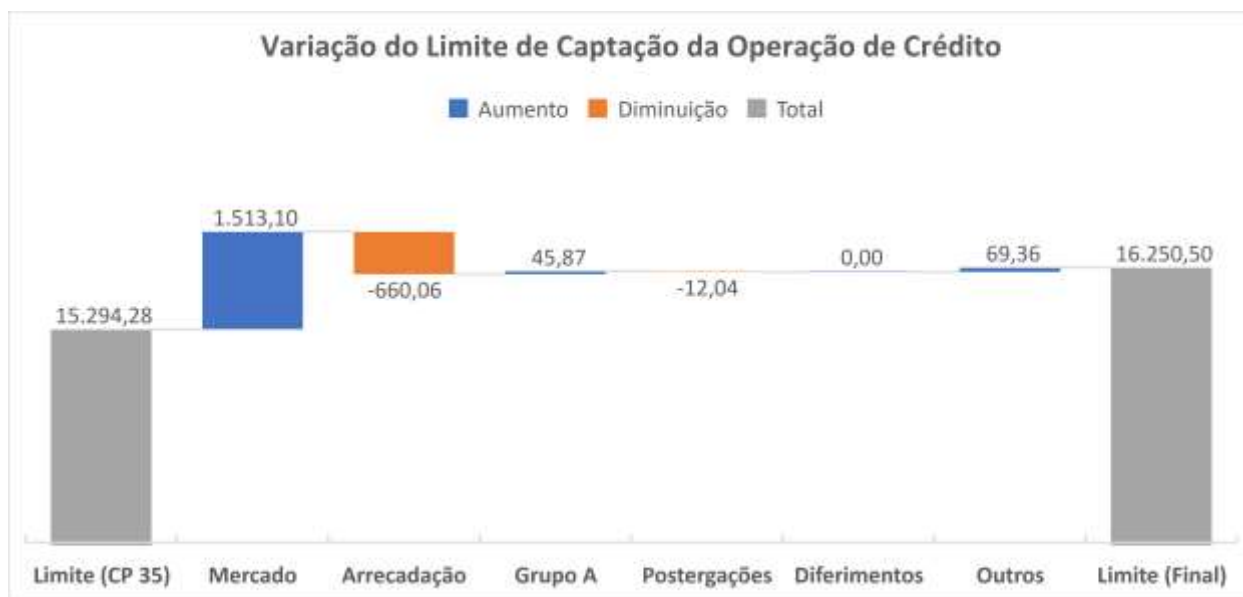
79. Dessa forma, no Termo de Aceitação estabelecido no Anexo I da Resolução Normativa, quando da declaração dos recursos que pretende utilizar para cobrir déficits ou antecipar receitas relativos aos itens de CVA, sobrecontratação, neutralidade de encargos setoriais e ativo regulatório de Parcela B, as concessionárias de distribuição deverão observar o limite individual máximo de captação de recursos, calculado pela ANEEL com base nos efeitos estimados da pandemia para cada distribuidora. Em outras palavras, para a captação de recursos deve prevalecer o menor valor entre as necessidades decorrentes do estado de calamidade e os ativos regulatórios das distribuidoras disponíveis para fazer frente aos montantes captados.

80. Mantendo-se portanto a metodologia para o estabelecimento do limite total de captação e após os ajustes promovidos em decorrência do acatamento de contribuições e da atualização de dados relacionados à (i) previsões dos efeitos de redução de mercado; (ii) previsão dos efeitos de redução de arrecadação; (iii) previsão dos diferimentos e parcelamentos da demanda de consumidores do Grupo A; (iv) montantes associados a postergações; e (v) diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, mas ainda não amortizados, **o limite máximo da captação de crédito fica estabelecido em R\$ 16,25 bilhões.**

81. Esse limite máximo de captação de crédito deverá ser comparado aos montantes de recursos declarados nos Termo de Aceitação, os quais deverão observar o somatório dos itens relativos

aos incisos I, II, III e V do caput do art. 3º, conforme valores contabilizados e previstos, e os valores para o inciso VII, limitados ao estabelecido no Anexo II da Resolução Normativa.

82. No Gráfico a seguir são apresentadas as variações dos itens que compõem o limite máximo de captação de crédito entre a abertura da Consulta Pública e a proposta final<sup>18</sup>:



**Figura 6 – Limite de captação da operação de crédito - Comparação entre a abertura e fechamento da consulta pública.**

### II.2.3 – Dos ativos regulatórios e regras de repasse

83. Os ativos regulatórios representam direitos ou obrigações de repasse de recursos econômicos e/ou financeiros nos processos tarifários e, portanto, figuram como garantias dos empréstimos, nos termos dos incisos I, II, III, V e VI do artigo 1º do Decreto nº 10.350/2020.

84. Conforme Resolução Normativa proposta, a apuração da CVA Constituída será realizada mensalmente, desde a primeira competência subsequente àquelas consideradas no último processo tarifário até a competência anterior ao mês de contratação da operação de crédito e o saldo apurado será repassado em parcela única pela Câmara de Comercialização de Energia - CCEE aos agentes. Já a apuração

<sup>18</sup> Para fins de comparação, considerou-se o limite total de captação de crédito disponibilizado na Consulta Pública 35/2020, de R\$ 16.003.724.361,50, subtraído do crescimento estimado do ativo regulatório relativo à Parcela B, de R\$ 709.443.163,28. O valor de R\$ 69,36 milhões identificado como “Outros” no gráfico da Figura 6 resulta de correções nos valores de ativos regulatórios de Parcela B e de variações nas estimativas de valores a serem contabilizados relativos aos itens de CVA, sobrecontratação e neutralidade de encargos setoriais. Nesse aspecto, quando da declaração dos montantes de recurso que pretendem utilizar, as distribuidoras deverão considerar o menor valor entre o limite máximo de captação de recursos estabelecido pela ANEEL e os valores contabilizados ou previstos dos ativos que lastrearão a operação de crédito.

da CVA em Constituição será realizada mensalmente, desde a competência do mês de contratação da operação de crédito até dezembro de 2020. O saldo apurado será repassado mensalmente pela CCEE aos agentes. A CVA não Amortizada será repassada também em parcela única pela CCEE aos agentes, no valor do saldo não amortizado na competência anterior ao mês de contratação da operação de crédito.

85. A componente financeira relativa à sobrecontratação, será apurada entre as competências de abril e dezembro de 2020 e terá repasse mensal. O financeiro de Neutralidade dos Encargos Setoriais será apurado entre as competências de abril e dezembro de 2020 e terá repasse mensal.

86. O ativo regulatório de antecipação de Parcela B oferece um recurso adicional para as distribuidoras que não possuem ativos suficientes nos itens anteriores para completar o limite de captação de recursos estabelecido, se assim desejarem. Neste caso, o recurso utilizado será revertido ao consumidor nos processos tarifários subsequentes, limitado ao ano de 2022. A proposta levada à Consulta Pública indicou que o valor a ser recebido pelas concessionárias de distribuição, referente à antecipação de Parcela B, deve ser descontado pela Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC) real antes de impostos vigente. Também foi proposto que a antecipação da Parcela B seja limitada à soma das parcelas de Remuneração de Capital Próprio e de Quota de Reintegração Regulatória (QRR). Para as permissionárias de distribuição, foi proposto critério semelhante, porém limitando-se ao menor valor entre a soma da QRR e o correspondente a Parcela B deduzida da subvenção para compensar a baixa densidade de carga.

87. Por fim, quanto aos ativos regulatórios constituídos a partir de postergações e diferimentos tarifários, os valores serão repassados em parcela única.

88. Sobre os ativos regulatórios e a regra dos repasses de recursos da Conta-covid pela CCEE às distribuidoras, após análise das contribuições, proponho ajuste no encaminhamento sobre desconto na antecipação da Parcela B pela Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - WACC. Na nova versão, os valores de Parcela B antecipados passam a ser remunerados pela taxa Selic a partir dos repasses a serem feitos pela Conta-Covid, para futura reversão à modicidade tarifária, sem prejuízo da futura discussão acerca da alocação do *spread* da operação. A antecipação de Parcela B para composição dos ativos regulatórios será tratada inicialmente como já estava indicado para os demais ativos, sendo atualizada pela SELIC na devolução ao consumidor por meio de lançamento de componente financeiro negativo no processo de reposicionamento tarifário até 2022.

89. Ressalto que, assim como o tratamento a ser dado para demais ativos previstos no art. 1º do Decreto nº 13.350, de 2020, a avaliação sobre alocação de *spread* da operação deverá ser feita *a posteriori*, como preconiza o art. 7º do mesmo Decreto, buscando identificar a gradação do benefício ou da utilidade, potencial ou efetiva, atribuível aos consumidores, ao concessionário ou permissionário, aos demais segmentos do setor elétrico ou sistêmicos.

90. Para as permissionárias de distribuição, os ativos disponíveis são a neutralidade de encargos, entre as competências de abril e dezembro de 2020, além da antecipação de Parcela B. Como limite para a antecipação de Parcela B, mantém-se a proposta de critério semelhante às concessionárias, ou seja, a soma das parcelas de Remuneração de Capital e da Quota de Reintegração Regulatória, porém deduzida de seu valor proporcional na subvenção para compensar a baixa densidade de carga.

91. A Confederação Nacional das Cooperativas de Infraestrutura- INFRACOOOP e a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica de Menor Porte - ABRADEMP contribuíram no sentido de que não se aplicasse, em 2020, a penalidade de suprimento fora da faixa de tolerância de 90% a 110% da energia anual contratual a que se refere o Submódulo 11.1 do PRORET. Entendem que a solicitação está em linha com a disponibilidade de crédito às concessionárias para compensação de custos de sobrecontratação devido à pandemia.

92. De fato, o Decreto nº 10.350/2020 ao se referir aos itens para os quais as distribuidoras podem receber recursos, trata, de forma geral, de ativos regulatórios que representam direitos ou obrigações de repasse de recursos econômicos e/ou financeiros nos processos tarifários. Nesse sentido, a penalidade advinda da sobrecontratação das distribuidoras não é passível de repasse às tarifas, mas por outro modo, tendo em vista a excepcionalidade do período e a menor quantidade de ativos disponíveis no caso das permissionárias e, em grande medida, das distribuidoras de menor porte, acolho e concordo com o posicionamento das áreas técnicas que consideraram razoável acatar a contribuição para afastamento da aplicação da penalidade até o final do ano de 2020 para as distribuidoras supridas, sejam concessionárias ou permissionárias.

93. A proposta de norma mantém a diretiva de que é de inteira responsabilidade da distribuidora, seja ela concessionária ou permissionária, requerer os montantes de recursos que pretende utilizar referentes aos ativos regulatórios, nos termos da Resolução Normativa. Assim, de forma operacional, cada distribuidora deverá declarar e requerer os montantes de recursos que pretende utilizar, observando o limite total de captação da operação de crédito. Caberá ainda à cada distribuidora



declarar o cronograma de desembolsos requeridos dos ativos regulatórios previstos, priorizando os ativos regulatórios que pretende utilizar.

94. Nesse aspecto das declarações, as distribuidoras apresentaram diversas dúvidas sobre como requerer os montantes de recursos e as respostas estão apresentadas na Nota Técnica nº 91/2020, especificadamente na seção “III.2.8. Priorização dos Ativos Regulatórios” e no Relatório de Análise de Contribuições - RAC.

#### **II.2.4 – Dos aspectos contábeis da Conta-covid**

95. Ao receberem os recursos da Conta-covid, as distribuidoras de energia elétrica, deverão reconhecer, em contrapartida ao ingresso dos recursos, a baixa contábil de ativos financeiros setoriais, quando correspondentes a itens constituídos de rubricas da Parcela A. Deverão também, reconhecer passivo financeiro setorial pela amortização do respectivo saldo contábil de ativos financeiros relacionados a saldo não amortizado de CVA, diferimentos revertidos no processo tarifário anterior à publicação da Norma, em função do faturamento do mercado, e antecipação de valores econômicos associados à Parcela B. Adicionalmente, a Resolução Normativa estabelece a reversão, como componente financeiro, dos valores transferidos a cada agente de distribuição, nos termos do § 9º do artigo 1º do Decreto nº 10.350/2020.

96. A partir das contribuições recebidas durante a Consulta Pública, relacionadas à reversão do componente financeiro negativo de valores transferidos aos agentes de distribuição, a SFF propôs, com o que concordo, o acréscimo de dispositivo que atribui às distribuidoras a obrigação de reconhecer o correspondente passivo financeiro setorial associado aos valores que lhes tenham sido transferidos e não revertidos nos processos tarifários, devidamente atualizado pela SELIC, nos termos do § 9º do art. 5º.

97. O dispositivo é oportuno e necessário, pois caberá à ANEEL a definição do montante a ser revertido em cada processo tarifário até 2022, restando, para a parcela não revertida, reconhecimento de passivo financeiro setorial a partir da homologação dos processos tarifários que iniciem a reversão prevista no § 9º do artigo 1º do Decreto.

#### **II.2.5 – Da aprovação dos contratos de financiamento**

98. Conforme determina o art. 1º, §1º, do Decreto nº 10.350, de 18 maio de 2020, caberá à CCEE a contratação das operações de crédito e gestão da Conta-Covid. No exercício de tal responsabilidade, a CCEE deverá atender aos princípios da razoabilidade e modicidade tarifária.

99. Nesse sentido, entendemos que a ANEEL, no âmbito de seu poder normativo, deve condicionar a assinatura do contrato das citadas operações de crédito à sua aprovação. Para tanto, a CCEE encaminhará a minuta do contrato, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias da sua assinatura, para avaliação da ANEEL quanto ao atendimento dos termos da regulação.

100. Nesse assunto, a CCEE contribuiu na Consulta Pública sugerindo explicitação de determinação normativa para que os contratos das operações de crédito prevejam expressamente: (i) condições para quitação antecipada; (ii) que as responsabilidades e obrigações pecuniárias assumidas pela CCEE no âmbito da operação devem se limitar ao saldo da Conta-covid e contas bancárias vinculadas à operação; (iii) que os credores no âmbito da operação não poderão realizar a compensação dos valores devidos pela CCEE no âmbito da operação com créditos da CCEE decorrentes de outras relações jurídicas fora do âmbito da operação; (iii) que eventual insuficiência de recursos na Conta-covid e contas bancárias vinculadas à operação não poderão ensejar o vencimento antecipado ou inadimplemento cruzado de outras obrigações dos credores perante a CCEE, seus associados ou suas respectivas partes relacionadas ou grupos econômicos; e (v) que a condição de que a operação estará sujeita à aprovação prévia da ANEEL que, para tanto, avaliará o cumprimento dos princípios da razoabilidade e modicidade tarifária.

101. A contribuição foi aceita, pois é relevante apontar na regulação as condições mínimas para a contratação em questão. Além disso, o texto proposto assegura que as responsabilidades e obrigações da CCEE limitam-se ao saldo da Conta Covid e não interferem em outras relações jurídicas que possam existir com os credores da operação.

102. A CCEE sugeriu ainda a exclusão da obrigação de contratação de agência de *rating*, o que após análise foi aceito, pelo convencimento de que não é possível verificar objetivamente os benefícios dessa contratação com consequente efetiva redução do custo da operação e de que, por outro lado, a contratação pode imputar possíveis riscos nas avaliações e aprovações contratuais.

## **II.2.6 – Do encargo**

103. A amortização das operações de crédito será realizada a partir de quotas anuais da CDE, denominadas CDE-Covid, proporcionais aos valores repassados às distribuidoras, além dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT relativos à gestão da Conta-Covid a serem repassados à CCEE. A homologação dos valores de tais quotas ocorrerá também anualmente, em processo específico.

104. A partir de 2021, por ocasião do processo tarifário de cada distribuidora, as quotas serão repassadas às tarifas a serem aplicadas pelas distribuidoras aos consumidores finais e permanecerão pelo tempo necessário à amortização das operações de crédito.

105. A arrecadação da respectiva quota será realizada por meio de componentes tarifárias da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e da Tarifa de Energia - TE, a partir dos processos tarifários de 2021. A alocação nas componentes da TUSD e da TE deverá considerar a estrutura de custos dos ativos regulatórios considerados na operação de crédito. A formação das componentes tarifárias associadas a cada subgrupo/modalidade/posto tarifário, deverá constar de atualização do Submódulo 7.1 do PRORET a ser instruída em 2020.

106. Assim, destaco que normatização proposta com quotas do encargo de forma proporcional aos valores repassados às distribuidoras e a separação nas componentes de TE e TUSD evita subsídios cruzados entre os beneficiários.

107. Ademais, a partir do estabelecimento dos valores destinados a cada rubrica da Conta-covid, a ANEEL homologará mensalmente os valores de repasse às distribuidoras. De forma a possibilitar os repasses mensais, as distribuidoras deverão informar os valores contabilizados por mês, nos termos do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Para tanto, devem ser encaminhados, até o 5º dia do mês, os valores realizados no mês anterior. Os repasses de recursos financeiros, nesses casos, ocorrerão até o 12º dia do mês.

108. Quanto à reversão do empréstimo nos processos tarifários, a Resolução Normativa estabelece, em atendimento ao parágrafo 9º do artigo 1º do Decreto nº 10.350/2020, que os valores recebidos pelas distribuidoras serão considerados passivos regulatórios e revertidos até os processos tarifários de 2022. A reversão dos itens de Parcela A e Parcela B receberão mesmo tratamento, com valores no montante dos ativos regulatórios antecipados, com atualização pela Taxa SELIC.

### **II.2.6.1 – Pagamento das quotas pelos consumidores que migrarem para o ACL**

109. Em conformidade ao que dispõe o artigo 4º da Medida Provisória nº 950/2020, a proposta de norma indica que os titulares das unidades consumidoras que migrarem para o Ambiente de Contratação Livre - ACL e que tenham comunicado essa opção ao agente de distribuição a partir de 8 de abril de 2020 (data de publicação da MP 950/2020), permanecerão obrigados ao pagamento da totalidade das cotas, condicionado o deferimento da migração à pactuação dessa obrigação mediante aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD.

110. As contribuições recebidas a respeito do tema, em linhas gerais, dizem respeito ao valor a ser faturado e à operacionalização dessa cobrança no sentido de aumentar as garantias de que o encargo será efetivamente pago pelos consumidores que migrarem para o ACL.

111. A CCEE sugeriu inclusão de dispositivo que garanta o desligamento do consumidor inadimplente. Sobre esse aspecto, a possibilidade de desligamento já tem previsão em caso de inadimplemento do CUSD que implique seu encerramento, situação que deve ser informado à CCEE para as providências cabíveis.

112. Quanto ao valor a ser faturado, a principal contribuição foi apresentada pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica – Abraceel que, em resumo, defende que o consumidor que se tornar livre após o dia 8 de abril de 2020 deverá pagar (i) a CDE-Covid alocada na tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD e (ii) os custos associados à compra de energia apenas até o momento de sua efetiva migração, a partir de quando não poderia ser cobrado em razão de não auferir qualquer benefício a partir de então.

113. As superintendências se posicionaram no sentido de não acatar a contribuição por entenderem que não existe discricionariedade técnica para se estabelecer o encargo da forma pedida além de indicarem que não é possível definir relação de benefícios e custos no contexto das operações de crédito e da Conta-covid.

114. Atendendo minha solicitação, a Procuradoria Federal se manifestou a respeito desse tema, indicando que a adoção da medida pleiteada não possui respaldo jurídico. Explicou a PF que, por força do artigo 175, parágrafo único, inciso III, da Constituição Federal de 1988, política tarifária é matéria sujeita a disciplina de lei formalmente editada pelo Parlamento ou equivalente, como é o caso de Medida Provisória. E, no ponto, o artigo 4º da Medida Provisória nº 950, de 2020, apresentou tratamento unívoco

para o tema. Segundo o dispositivo, o estatuto jurídico do consumidor que exerceu a opção de migrar para o ACL antes da edição da Medida Provisória, ou seja, antes do dia 8 de abril de 2020, permanece intacto, em razão da necessidade do respeito ao ato jurídico perfectibilizado. Em contrapartida, o estatuto jurídico do consumidor que vier a exercer a opção a partir do dia 8 de abril de 2020 foi alterado por força de lei e com efeitos prospectivos.

115. Por fim, concluiu a PF que, em razão do caráter cerrado das disposições, não cabe à Aneel fazer distinção entre os consumidores potencialmente livres que exercerem a opção a partir do dia 8 de abril de 2020 e que não há espaço normativo para se fazer distinção entre eles. Diante da categórica posição jurídica, entendo que não há como acatar o pleito.

116. Caberá, portanto, aos consumidores que formalizarem a opção de migração para o ACL a partir de 8 de abril, o pagamento do encargo de valor igual a componente da CDE-Covid que consta na TE, complementarmente ao valor que consta da TUSD. Na já citada revisão futura do PRORET, deverão ser detalhados a operacionalização do cálculo do encargo, bem como da consideração desta receita nos processos tarifários.

117. Também foram registradas contribuições solicitando o afastamento desse dispositivo para as distribuidoras que deixem a condição de suprida e passam a adquirir energia em leilões e demais tipos de suprimento. Entende-se que o dispositivo não alcança a relação suprida/supridora. A MP e o Decreto definem a aplicação da obrigação de forma restrita aos consumidores que atendem ao disposto no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996 e arts. 15 e 16 da Lei n. 9.074, de 1995.

118. Por fim, foram recebidas várias contribuições para que os consumidores que participem do sistema de compensação de energia elétrica, regulamentado pela REN nº 482/2012, arquem com o pagamento do encargo CDE-Covid sobre a parcela de consumo compensada. Destaco que a regra de compensação é matéria em discussão no âmbito da Consulta Pública nº 25/2019 que se encontra em fase de análise de contribuições. Por tal razão, a proposta não será conduzida no âmbito da presente regulamentação.

#### **II.2.6.2 – Do encargo complementar**

119. À luz do Decreto nº 10.350, de 2020, as quotas ordinárias de CDE específicas para a amortização da operação financeira relativa à Conta-covid serão individualizadas e proporcionais aos valores repassados para cada distribuidora. O referido Decreto estabelece, ainda, que eventual

insuficiência de recursos para pagamento das operações financeiras será suprida por quotas extraordinárias a serem recolhidas pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

120. Na minuta de Resolução Normativa submetida à Consulta Pública nº 35/2020 foi definido que o encargo complementar para fazer frente a eventual quota extraordinária será atribuído aos usuários dos agentes de distribuição na proporção do mercado total.

121. Durante as discussões que sucederam a Consulta Pública, solicitei avaliação da Procuradoria Federal quanto à preocupação que levantei sobre a legalidade do caráter distributivo do encargo complementar, tendo em vista que o rateio de eventual quota extraordinária se dará na proporção do mercado total.

122. Sobre tal aspecto, a Procuradoria Federal se manifestou indicando que, tendo em vista a finalidade de se aumentar a segurança à quitação das obrigações financeiras, aplica-se à cota complementar a lógica da solidariedade, objetivo fundamental da República brasileira, particularmente importante em momentos históricos de grandes desafios. Assim, avaliou que a própria possibilidade de cobrança da cota complementar está alinhada a benefícios coletivos (menor taxa de juros) por meio da repartição também coletiva do ônus de eventual inadimplência. A PF opinou que essa forma de repartição, confere máxima eficácia à solidariedade, com ganhos coletivos.

123. Para corroborar a posição externada, informou que a solidariedade social mínima já foi reconhecida pelo Supremo Tribunal Federal em matéria de energia no contexto da análise da constitucionalidade de encargos tarifários e lembrou que a alternativa não é inédita, posto que já fora aplicada pela ANEEL, quando da contratação de empréstimos para a Conta-ACR, realizada em 2014.

124. Diante da conclusão de patente legitimidade constitucional e legal do texto proposto para o encargo complementar e sanada minha preocupação, não foi promovida qualquer alteração quanto aos aspectos do encargo complementar na proposta de norma que apresento.

#### **II.2.7 – Do termo de aceitação**

125. No âmbito da Consulta Pública nº 35/2020, foi disponibilizada para contribuição minuta de Termo de Aceitação, Anexo I à minuta de Resolução Normativa.

126. O Termo de Aceitação se caracteriza por ser um instrumento jurídico, por meio do qual há a manifestação expressa das concessionárias e permissionárias de distribuição de concordância às disposições instituídas pelo Decreto nº 10.350, de 2020.

127. Em outras palavras, o Termo de Aceitação visa condicionar o acesso aos recursos financeiros previstos pela Conta-covid à aceitação, por parte dos agentes de distribuição, a condições indispensáveis para a preservação das relações comerciais existentes, essenciais para preservar as necessidades de operação, manutenção, expansão do sistema elétrico e segurança do abastecimento.

128. Nesse sentido, o Termo de Aceitação consagra a concordância, por parte dos agentes de distribuição, às disposições instituídas pelo Decreto nº 10.350, de 2020, em especial quanto aos seguintes aspectos: (i) vedação de requerimentos de suspensão ou redução dos volumes de energia elétrica adquiridos por contratos de compra e venda de energia elétrica, em razão da eventual diminuição do consumo verificada até dezembro de 2020; (ii) limitação de distribuição de dividendos e dos pagamentos de juros sobre capital próprio em caso de inadimplemento intrassetorial e (iii) renúncia ao direito de discutir, em âmbito judicial ou arbitral, as condições estabelecidas no Decreto nº 10.350, de 2020, e na resolução da ANEEL.

129. Ao longo da Consulta Pública, foram apresentadas 51 contribuições frente ao tema. Tendo em vista a natureza jurídica que envolve o Termo de Aceitação, solicitei manifestação jurídica da Procuradoria Federal quanto à minuta do termo que encaminho para deliberação.

130. Tendo em vista as contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública, bem como a manifestação emanada pela Procuradoria, a redação do Termo de Aceitação originalmente proposto sofreu algumas alterações, buscando-se, assim, aprimorar o texto à luz do Decreto nº 10.350, de 2020.

131. Especificamente quanto à vedação de requerimentos de suspensão ou redução dos volumes de energia elétrica adquiridos por contratos de compra e venda de energia elétrica, vale destacar, porém, que resta admitida a participação em mecanismos instituídos para a compensação, a cessão, a desconstrução de montantes de energia elétrica, entre outros, conforme estabelecido pelas normas setoriais de regência, vigentes ou supervenientes, ou em decisões da ANEEL no julgamento do caso concreto.

132. Dentre as contribuições recebidas, cabe ressaltar que a cláusula referente à vedação da suspensão ou redução de prazos e montantes adquiridos de energia elétrica teve a redação ajustada para alcançar o fim disposto no Decreto, abrangendo, assim, todas as contratações. No mais, como exceção à vedação, serão admitidos os mecanismos previstos na regulação, presente e futura, bem como as decisões da ANEEL em relação a eventuais casos concretos.

133. No que tange o inadimplemento intrassetorial, resta clara a vedação ao repasse dos recursos financeiros da Conta-covid, de que trata o art. 10 da Lei nº 8.631, de 1993, admitido, no entanto, o repasse direto aos credores, quando previamente aprovado pela ANEEL. Em contrapartida, o interessado no repasse deve renunciar ao direito de discutir matéria relativa a Resolução Normativa nº 538, de 2013.

134. No mais, em relação às contas de movimento a serem utilizadas, o agente de distribuição deverá autorizar os bancos a debitarem valores de quaisquer de suas contas de movimento, desde que configurada a hipótese única de atraso no pagamento dos boletos e sempre respeitado o limite dos valores inadimplidos, até a integral liquidação das operações de crédito.

135. Quanto à renúncia ao direito de ação, conforme prescrito pelo Decreto nº 10.350, de 2020, insta frisar que a mesma não recai sobre o direito de o agente de distribuição discutir matéria relativa à eventual recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão ou permissão do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 6º do citado Decreto.

136. Tendo em vista a natureza das condições previstas pelo Decreto, o acesso aos recursos financeiros que compõe a Conta-covid resta, ainda, condicionado à desistência de eventuais iniciativas já efetivadas, em âmbito judicial ou extrajudicial, com as respectivas providências necessárias ao desfazimento ou encerramento do feito.

137. Dessa forma, o agente de distribuição deverá declarar se possui, ou não, ações em trâmite na justiça comum ou procedimentos em corte arbitral. Caso haja ações e procedimentos de tais naturezas, o agente de distribuição deverá indicá-las e especificá-las, além de juntar as petições de desistência e os requerimentos de extinção sem decisão de mérito devidamente protocolados nos órgãos cabíveis.

138. Ademais, reconheço o cenário de imprevisibilidade que envolve a crise setorial decorrente da pandemia e o conseqüente receio, por parte dos agentes de distribuição, em manifestar,



expressamente, as concordâncias impostas pelo Termo de Aceitação. Razão pela qual a Resolução Normativa que submeto à aprovação da Diretoria colegiada da ANEEL é clara ao determinar que *“eventual necessidade adicional de recursos para cobrir déficits dos agentes de distribuição, não prevista nas operações de crédito por razões excepcionais e justificadas, deve ser informada e requerida à ANEEL para as providências cabíveis”*.

139. Por fim, o agente de distribuição deverá reconhecer a validade dos valores estabelecidos nos Anexos II e III da Resolução Normativa, sendo assegurada a correção de eventuais erros materiais identificados nesses valores, desde que devidamente justificada em solicitação a ser encaminhada para a ANEEL no prazo de cinco dias.

### **II.3 – Da antecipação de Parcela B para redução dos impactos tarifários de RTEs**

140. No âmbito da 18ª Reunião Pública Ordinária - RPO, ocasião em que foi aprovada a abertura da Consulta Pública nº 35/2020, o Diretor Sandoval de Araújo Feitosa Neto apresentou nobre contribuição ao debate, quanto à inclusão na Conta-covid da antecipação dos ativos regulatórios de Parcela B relativos ao crescimento esperado da Quota de Reintegração Regulatória e da Remuneração do Capital Próprio nos processos tarifários de 2020, especificamente nos processos de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

141. Quanto ao debate levantado pelo Diretor Sandoval, o mesmo trouxe o entendimento de que grandes impactos tarifários ao longo do ano de 2020 deveriam ser evitados em razão dos efeitos da pandemia sobre a atividade econômica e a renda das famílias, particularmente nos cinco estados da federação que terão os maiores aumentos ao longo do ano de 2020, notadamente os estados cujas concessões passaram por processo de licitação, nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, e que terão, por força das condições do Edital de alienação dos ativos estabelecidos pelo BNDES, forte elevação da base de remuneração, e por consequência das tarifas de energia elétrica associadas.

142. Nos Contratos de Concessão celebrados após o processo de Concessão de Serviço Público de Distribuição De Energia Elétrica Associada à Alienação de Ações das Distribuidoras de Energia Elétrica<sup>19</sup>, nos termos do Edital do Leilão nº 2/2018-PPI/PND, firmados com as vencedoras (Equatorial

---

<sup>19</sup> Das seguintes distribuidoras: (i) AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A., (ii) BOA VISTA ENERGIA S.A., (iii) COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE, (iv) COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS, (v) COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ E (vi) CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.

Piauí, Equatorial Alagoas, Energisa Acre, Energisa Rondônia, Amazonas Energia, e Roraima Energia), está prevista a possibilidade de uma Revisão Tarifária Extraordinária - RTE para reequilibrar o custo de capital.

143. Tais revisões, a serem processadas ao longo de 2020, estima-se, teriam impacto tarifário significativo para os consumidores destas áreas de concessão, devido ao fato de as empresas não terem passado por revisão tarifária desde 2013, aos vultosos investimentos feitos nos últimos anos para recuperar os índices de qualidade, à reavaliação de sobras não consideradas nos ciclos anteriores, e à reavaliação dos ativos e sua eventual incorporação à Base de Remuneração Regulatória (BRR).

144. Para motivar o debate, o Diretor Sandoval trouxe a exposição de motivos da Medida Provisória nº 950/2020 e do Decreto nº 10.350, de 2020, relativas à postergação de impactos tarifários, com o intuito de buscar a modicidade tarifária e resguardar a capacidade de pagamento dos consumidores durante a pandemia. Ademais, foi explanado que o referido Decreto, em seu artigo 1º, inciso VI, prevê como ativo regulatório da Conta-covid a antecipação do ativo regulatório relativo à Parcela B.

145. Ao longo da Consulta Pública nº 35/2020, a ANEEL recebeu contribuições frente ao tema, dentre as quais vale destacar a Opinião Legal<sup>20</sup> apresentada por Serrão Advogados, bem como a Opinião Legal exarada por Ulhôa Canto Advogados<sup>21</sup>.

146. Encerrado o prazo para a Consulta Pública, me debrucei com afinco com intuito de viabilizar a proposta trazida, e, assim, foram realizadas inúmeras reuniões com as áreas técnicas envolvidas, a Procuradoria Federal junto à ANEEL e o Tribunal de Contas da União – TCU para elencar e analisar os aspectos jurídicos que envolvem a proposta originalmente apresentada pelo Diretor Sandoval.

147. No âmbito de tais reuniões, foi manifestada, de forma reiterada, preocupação por parte da Procuradoria e do TCU sobre a competência da ANEEL em buscar a modicidade tarifária e, assim, antecipar componentes da parcela B especificamente para nos processos de RTE das distribuidoras licitadas.

148. Tal preocupação recai, em especial, sobre o fato da Conta-covid ter sido prevista para tratar tão somente de aspectos conjunturais, decorrentes da pandemia, sem entrar em aspectos estruturais do

---

<sup>20</sup> Documento SICnet nº 48513.015340/2020-00-1.

<sup>21</sup> Documento SICnet nº 48513.015310/2020-00-2.

setor, os quais dependem de um direcionamento específico a ser conduzido por políticas públicas sob a competência do Poder Concedente.

149. Tendo em vista o desdobramento jurídico das citadas contribuições e do encaminhamento levantado pelo Diretor Sandoval, solicitei manifestação da Procuradoria sobre a interpretação dada ao artigo 1º, inciso VI, do Decreto nº 10.350, de 2020. Questionei se há a possibilidade jurídica da Conta-covid ser utilizada para antecipar a remuneração do capital próprio e a quota de reintegração regulatória nos processos tarifários de 2020, especificamente nos processos de RTE das distribuidoras licitadas.

150. Em resposta, a Procuradoria emitiu o Parecer nº 00179/2020/PFANEEL/PGF/AGU, e o Despacho nº 00351/2020/PFANEEL/PGF/AGU. Como conclusão do referido Despacho, a Procuradoria opinou que não há a possibilidade de a Aneel utilizar a Conta-Covid para antecipar a remuneração do capital próprio e a cota de reintegração regulatória nos processos tarifários de 2020 ainda não processados. A procuradoria traz duas razões que conduzem a essa resposta negativa.

151. Em primeiro, a Medida Provisória nº 950, de 2020 e o Decreto nº 10.350, de 2020, em análise sistemática e em cotejo com os documentos prévios à sua edição, colocam em evidência que a opção política é pela contratação de empréstimos de forma centralizada para fazer frente às dificuldades de caixa das distribuidoras. Tais dificuldades financeiras decorrem do aumento da inadimplência, da redução de mercado e do diferimento da demanda contratada para os consumidores do Grupo A. Este, pois, é o limite material para se antecipar a remuneração do capital próprio e a cota de reintegração regulatória, conforme política pública estabelecida pelo próprio Decreto, o qual se torna mais evidente ainda com a análise dos documentos preparatórios à sua edição.

152. Em segundo, a Procuradoria compreende que, de fato, os ativos regulatórios de Parcela B podem ser utilizados para lastrear a operação de créditos. O ponto, no entanto, é que os ativos regulatórios de Parcela B que se sugere oferecer em contrapartida do crédito não teriam sido processados até o momento da contratação. Assim, a conclusão para esse questionamento, a meu ver, deve ser negativa.

153. Assim, três aspectos me preocupam quanto à proposta apresentada na abertura de Consulta Pública: (i) o limite material para se antecipar componentes da Parcela B, conforme política pública estabelecida pelo Decreto; (ii) o fato dos ativos regulatórios de Parcela B que se sugere oferecer

como garantia ao empréstimo não terem sido processados até o momento; e (iii) a ausência de isonomia ao direcionar uma ação para as distribuidoras licitadas.

154. Pois bem. Compreendo que a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública da pandemia do COVID-19. Tal Medida Provisória foi devidamente regulamentada pelo Decreto nº 10.350, de 2020, o qual dispõe sobre a criação da Conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do citado estado de calamidade pública.

155. Ao trazer as medidas para enfrentamento da crise setorial decorrente da pandemia, o Poder Público destacou que as ações devem estar focadas em garantir a sustentabilidade do setor elétrico, a qual, por sua vez, recai sobre dois aspectos que se encontram intimamente relacionados entre si: (i) a liquidez do setor e (ii) a capacidade de pagamento das tarifas de energia elétrica por parte dos consumidores.

156. Quanto ao primeiro aspecto, há preocupação com a liquidez dos agentes de distribuição e a sua capacidade de preservar a prestação do serviço público essencial. Para tanto, é necessário que as distribuidoras sejam capazes de cumprir os contratos firmados com os agentes de geração e transmissão, além de manter o recolhimento dos encargos setoriais.

157. Em relação ao segundo aspecto, foi consagrada a postergação de impactos tarifários, evitando, dessa forma, agravar ainda mais a inadimplência setorial durante a pandemia. Tal preocupação resta devidamente corroborada pela Exposição de Motivos da Medida Provisória nº 950, de 2020.

158. As medidas relacionadas à sustentabilidade do setor elétrico são igualmente urgentes e relevantes por possibilitar que os consumidores sejam protegidos de elevações tarifárias no atual momento, decorrentes dos regulares processos tarifários das distribuidoras, por meio de operações financeiras destinadas a postergar esses efeitos tarifários para momentos de maior normalidade na economia.

159. Seguindo o mesmo entendimento, a exposição de motivos do Decreto nº 10.350 reforça a percepção de que impactos tarifários significativos ao longo do ano de 2020 deveriam ser postergados até 30 de junho de 2020.

160. Nesse sentido, considerando o atual cenário, em que a população sente os efeitos econômicos da pandemia, torna-se essencial minimizar impactos tarifários para os consumidores de energia.

161. A partir das motivações elencadas, compreendo que o Decreto trouxe os elementos para dimensionamento da operação, com a segurança necessária para redução do custo de captação. O ponto chave para reduzir o risco da operação é, pois, a garantia que todos os valores emprestados irão compor as quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, a serem definidas pela ANEEL.

162. Como salvaguardas adicionais, o Decreto limitou os valores dos empréstimos aos ativos regulatórios, bem como determinou que a ANEEL estipulasse o limite máximo da operação limitado às necessidades decorrentes da pandemia. Vale frisar que essas salvaguardas adicionais estão associadas à capacidade de pagamento pelos consumidores.

163. Nesses termos, o art. 1º do Decreto, elencou os ativos regulatórios a serem utilizados para lastrear a operação, dentre os quais destaco os itens de Parcela A (sobrecontratação, CVA e neutralidade dos encargos setoriais), as postergações dos processos tarifários até junho de 2020, os diferimentos de componentes tarifários e a antecipação de valores de Parcela B.

164. Particularmente quanto à capacidade de pagamento das tarifas de energia elétrica por parte dos consumidores, esse aspecto é devidamente tratado no âmbito do art. 1º, inciso IV, do Decreto, o qual prevê a postergação, até 30 de junho de 2020, dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data. Nota-se que o propósito do Decreto em mitigar o impacto tarifário ficou evidenciado até 30 de junho de 2020.

165. Por sua vez, o inciso VI do referido dispositivo normativo dispõe textualmente que também poderá ser antecipado o “ativo regulatório relativo à ‘Parcela B’, conforme o disposto em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel”.

166. A percepção da Procuradoria, com a qual concordo, é que a antecipação da remuneração do capital próprio e a cota de reintegração regulatória, transcende ao limite material definido em política pública para a contratação de empréstimo de forma centralizada pelas distribuidoras.

167. No mais, a proposta apresentada pelo Diretor no momento de abertura da Consulta Pública oferece em garantia do empréstimo um ativo que se realizará apenas do futuro, gerando, dessa forma, um financeiro negativo.

168. Por fim, compreendo que não cabe à ANEEL, enquanto agência reguladora, discriminar tratamento diferenciado aos consumidores das distribuidoras licitadas em razão de aspectos sociais e econômicos que marcam determinadas regiões do país. Essa seria uma opção política a ser conduzida pelo Poder Concedente, não pela ANEEL.

169. Vale recordar que, em relação à antecipação de componentes da Parcela B nas RTE das distribuidoras licitadas a serem realizadas em 2020, quando da publicação do Decreto, este tema foi discutido com o Ministério de Minas e Energia (MME), tendo o Ministério entendido que não era oportuno tratar sobre tal aspecto no âmbito desse Decreto. Inclusive foi encaminhado, o Ofício nº 98/2020-DIR/ANEEL<sup>22</sup> da ANEEL ao MME, trazendo a possibilidade de um tratamento específico para as RTE das licitadas, no entanto não houve resposta até o momento.

170. Compreendo, assim, que a Conta-covid foi prevista, de fato, para tratar tão somente de aspectos conjunturais, decorrentes da pandemia, sem entrar em aspectos estruturais do setor, os quais dependem de um direcionamento específico a ser conduzido por políticas públicas sob a competência do Poder Concedente. Há, pois, a necessidade de clarear a atuação da ANEEL ao regulamentar a Conta-covid sem sombrear a competências do Poder Concedente.

171. Diante do exposto e tendo em vista a manifestação da PF/ANEEL, minha decisão segue no sentido de que não há a possibilidade jurídica da Conta-covid ser utilizada para antecipar a remuneração do capital próprio e a quota de reintegração regulatória nos processos tarifários a serem processados e, 2020, especificamente nos processos de RTE das distribuidoras licitadas.

#### **II.4 – Do reequilíbrio econômico-financeiro**

172. Desde a instauração desse processo, ou mesmo antes, com as discussões para a elaboração do Decreto nº 10.350, de 2020, as distribuidoras têm externado preocupação com indicação de

---

<sup>22</sup> Documento Sicnet nº 48510.000243/2020-00.

desequilíbrio econômico dos contratos de concessão ou permissão de distribuição decorrente da pandemia do Covid-19.

173. Nesse contexto, o art. 6º do referido Decreto foi claro ao estabelecer que a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica será avaliada pela Aneel, em processo administrativo, mediante solicitação fundamentada do interessado, na forma do respectivo contrato de concessão ou permissão e da legislação aplicável.

174. Não obstante o apaziguado entendimento de que a Conta-covid se apresenta como um instrumento para socorrer o aspecto financeiro das concessionárias ou permissionárias, entendo que o Poder Concedente, no exercício de seu poder de regulamentação, identificou que a crise decorrente da pandemia do Covid-19 tem repercussão no equilíbrio do modelo setorial, podendo levar desarranjos conjunturais a tornarem-se estruturais no âmbito das concessões e permissões de distribuição de energia elétrica. É o que se pode depreender do disposto no art. 6º do citado Decreto, que indica que a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos será avaliada pela Aneel.

175. Cumpre ressaltar que a Revisão Tarifária Extraordinária - RTE é o instrumento regulatório utilizado para reparar eventuais distorções no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessões e permissões. Tal instrumento resta pactuado nos próprios contratos, está disciplinado pelo Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET<sup>23</sup> e aplica-se caso sejam comprovadas alterações significativas nos custos da distribuidora, que não decorram da ação ou da omissão desta.

176. Compreendo, de fato, que as peculiaridades do contexto atual ensejam a discussão quanto à regulamentação normativa específica, motivada em razão estrita da crise setorial decorrente da pandemia do Covid-19. Ressalto por exemplo, que a regra vigente para avaliação de pedidos de reequilíbrio considera alterações significativas de custos como um dos principais parâmetros. No contexto atual, as distribuidoras têm enfrentado situação não de aumento de custos, mas de redução de receita, e não, necessariamente, causada por má gestão empresarial, mas sim devido à degradação econômica e às medidas de isolamento social impostas pela pandemia decorrente do COVID-19.

---

<sup>23</sup> O Submódulo 2.9 do PRORET define os procedimentos de admissibilidade para os pedidos de RTE, bem como elenca os critérios para que seja evidenciado o desequilíbrio econômico-financeiro, além de prescrever como se dará a correção de tal desequilíbrio.

177. Nesse sentido, no julgamento da proposta inicial da norma realizada na 18ª Reunião Pública Ordinária, restou determinado à Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado - SRM que, com colaboração da Superintendência de Gestão Tarifária - SGT e Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, avalie os impactos da pandemia de Covid-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica, a fim de subsidiar a segunda fase de consulta pública a ser, oportunamente, instaurada.

178. Nas contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 35/2020, bem como em reuniões realizadas, os representantes das distribuidoras reiteraram que a efetivação da Conta-covid e a discussão de regras futuras para avaliação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão são medidas necessárias, mas não suficientes para tratamento imediato de todas as questões regulatórias que se apresentam. Isso porque, segundo os agentes, o problema econômico está imposto com a redução da arrecadação e do mercado, e que, uma solução a proposta pela Conta-covid só seria completa com endereçamento também do aspecto econômico, inclusive, sendo determinante para adesão à solução proposta.

179. Retomando questão apresentada antes da abertura da Consulta Pública, os representantes das distribuidoras insistem sobre a necessidade de tratamento excepcional para o problema, que informaram terão já no início do segundo semestre, de descumprimento de *covenants* em seus contratos de financiamento e debêntures.

180. *Covenants* são indicadores financeiros e representam obrigações aplicadas às distribuidoras na qualidade de tomadoras de crédito, indicando-lhes fatores que devem ser evitados, como por exemplo altos níveis de alavancagem. Tais obrigações constam em contratos de financiamento junto a bancos e são também referência em títulos de dívida do tipo debêntures. Um exemplo típico de *covenant* é a pactuação de determinado patamar para a relação entre dívida líquida e EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização). O objetivo dos *covenants* financeiros é garantir um mínimo de gestão para que o credor receba os recursos que emprestou, e quando descumpridos, dão o direito à antecipação do pagamento de todas as parcelas do empréstimo.

181. Conforme apontado, ao final do mês de junho, as empresas irão publicar seus resultados do 2º trimestre de 2020, relativo aos meses de abril, maio e junho. Alegam que, por se tratar de período criticamente afetado pela pandemia, são esperadas significativas quedas no resultado do 2º trimestre, o



que pode levar ao descumprimento de *convenants* estabelecidos em contratos de financiamento e debêntures, que por sua vez poderia levar ao vencimento antecipado de dívidas, que resultariam em nova insuficiência financeira. Segundo alegaram, o cenário seria tendente à criação de outra crise financeira já no curto prazo, dada a rápida deterioração dos indicadores contábeis utilizados nos mercados e crédito bancário e de capital, cuja transgressão sistêmica contaminaria a solvência de todo o setor, inclusive dos segmentos de geração e transmissão, além de colocar em risco a continuidade e qualidade da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica.

182. Como solução proposta para o problema posto, as distribuidoras apresentaram contribuições que pedem a inserção de um novo dispositivo normativo na minuta de Resolução Normativa por meio do qual sejam autorizadas a constituir ativos regulatórios em face dos efeitos dos impactos do COVID-19, apurados a partir de 18 de março de 2020, conforme critérios utilizados para o dimensionamento da Conta-covid, considerando redução do mercado e respectivo efeito na cobertura tarifária para itens de Parcela B, despesas com contratação de transmissão, perdas de energia, aumento das perdas irreversíveis de receita por inadimplência. Propõem também como medida necessária, que os ativos constituídos nesses termos sejam ajustados de acordo com os efeitos efetivamente observados, conforme critérios de apuração a serem ratificados pela ANEEL.

183. Reconheço o direito subjetivo das distribuidoras em protocolarem um pedido de revisão tarifária extraordinária, bem como o poder-dever da ANEEL em analisar tal pedido. Não obstante, quanto ao reconhecimento dos ativos regulatórios, a especificidade desses critérios será abordada no âmbito da segunda fase de Consulta Pública, conforme já deliberado pela Diretoria Colegiada.

184. No entanto, considerando impacto da redução de mercado e da inadimplência na redução do EBITDA das empresas até dezembro de 2020, compreendo a urgência do tema em relação à operacionalização da contabilidade regulatória. Também entendo que as consequências de descumprimentos significativos de *covenants* é evento indesejado frente à sustentabilidade e equilíbrio do setor. Assim, considero que não atuar não é uma opção frente à possibilidade de que concessões e seus respectivos consumidores sejam significativamente afetados. Por outro lado, como já indiquei, não é exequível estabelecermos, nesse momento, os critérios definitivos para avaliação dos impactos da pandemia do Covid-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica.

185. A questão então está em encontrar alternativa que fique entre o possível e o necessário. O desafio é, em cenário de incertezas, tomar decisões que permitem tratamento dos problemas emergenciais sem inviabilizar ou mesmo comprometer a qualidades de decisões e medidas mais estruturais que serão necessárias no médio prazo. Entendo que a urgência de tratamento dos efeitos da pandemia no setor e o prazo premido nos desafiam como decisores, contudo uma ação regulatória justifica-se e é necessária para evitarmos a realização do risco de descumprimentos significativos nos compromissos assumidos pelas distribuidoras com seus credores e as consequências que disso decorrem.

186. A contribuição apresentada pelas distribuidoras não é alternativa possível em sua integralidade.

187. Contudo, diante de todo o exposto, entendo necessário que seja explicitado que a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica será avaliada pela ANEEL em processo administrativo, mediante solicitação fundamentada do interessado e conforme regulação a ser instituída pela ANEEL.

188. Também entendo, como medida necessária, em termos paliativos à situação, que sejam explicitadas condições para possibilidade de registro contábil de ativos financeiros setoriais relativos aos efeitos econômicos decorrentes exclusivamente dos impactos da pandemia de COVID-19) pretendida pelas distribuidoras, conforme a seguir.

*Art. 15. A necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica será avaliada pela ANEEL em processo administrativo, mediante solicitação fundamentada do interessado e conforme regulação a ser instituída pela ANEEL.*

*§ 1º Para fins da contabilidade regulatória instituída com base no § 2º do art. 177 da Lei das Sociedades por Ações, o registro contábil de ativos financeiros setoriais relativos aos efeitos econômicos decorrentes exclusivamente dos impactos da pandemia de coronavírus (COVID-19) pelas distribuidoras, nos termos dos contratos de concessão ou permissão, observará as seguintes condições:*

*I - a mensuração pela distribuidora dos referidos ativos deverá ser descrita de forma clara e precisa para quantificar os impactos no equilíbrio econômico-financeiro incorridos ou previstos pela distribuidora, inclusive para itens da Parcela B; e*

*II - as premissas utilizadas para o dimensionamento da CONTA-COVID também poderão ser empregadas na estimativa de que trata o inciso I, devendo a distribuidora modular os parâmetros aplicáveis ao seu caso concreto.*

*§ 2º Os valores contabilizados nos termos do § 1º deverão ser ajustados para se adequarem à avaliação do equilíbrio econômico-financeiro realizada pela ANEEL, prevista no caput.*

*§ 3º O ressarcimento de custos acessórios ao consumidor, de que trata o art. 9º, ocorrerá preferencialmente de forma concomitante ao reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão ou Permissão, restando assegurado o ressarcimento em processo tarifário ordinário.*

*§ 4º A regulação prevista no caput será precedida de Consulta Pública a ser instaurada em até cento e vinte dias, contados da data de publicação desta Resolução e deve versar sobre o ressarcimento ao consumidor de custos acessórios, de que trata o art. 9º.*

189. Pretende-se com as condições definidas, atribuir responsabilidades claras às distribuidoras pelas ações que porventura optem executar em sua contabilidade regulatória e, ao mesmo tempo, preservar a ação futura da ANEEL para análise da necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro, no caso a caso de cada concessão ou permissão, e de acordo com as balizas normativas que serão ainda definidas após proposta de norma e Consulta Pública.

190. Nesse sentido, a delimitação de que ações promovidas no escopo da atividade contábil constitui matéria de exclusiva e inafastável reponsabilidade empresarial das concessionárias é aspecto primordial na operacionalização da possibilidade a que a proposta de norma se refere. As empresas deverão observar, além das regras da Comissão de Valores Mobiliários, às quais naturalmente estão submetidas, o arcabouço regulatório setorial que estabelece, nos contratos de concessão e permissão e nas normas vigentes, o regime de regulação econômica por incentivo e não pelo custo, além dos requisitos restritivos das regras de contabilidade de que trata o Pronunciamento Técnico CPC 00 (R2)<sup>24</sup>, para fins de contabilidade regulatória, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações.

191. Conforme apontamentos feitos na NT nº 91/2020, resalto o regime de regulação econômica vigente no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro de *price cap* (preço-teto). Nesse regime, a variação de mercado é risco alocado a concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. Essa característica foi, recentemente, discutida no âmbito das Consultas Públicas nº 3/2019 (Avaliação de Resultado Regulatório para conjunto de incentivos econômicos regulatórios em contratos de concessão de distribuição), nº 7/2019 e nº 23/2019 (Fator X do setor de distribuição).

---

<sup>24</sup> Trata da Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro, conforme aprovação da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e do Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

192. Como bem alertado na exposição técnica, essas considerações são importantes em caso de a distribuidora exercer, em sua contabilidade regulatória, registro contábil de ativos financeiros setoriais relativos aos efeitos econômicos decorrentes exclusivamente dos impactos da pandemia, haja visto que a ANEEL não está vinculada a neutralizar exatamente esses custos nas tarifas, seja por revisão tarifária extraordinária ou ordinária. O regime de regulação econômica da distribuição não é pelo custo, tampouco por definição de receitas. Ao contrário, o regime é a regulação por incentivos, com base em critérios de eficiência, e por definição de tarifas.

193. Um exemplo que ilustra a responsabilidade que as empresas deverão exercer caso contabilizem valores nesse contexto é o tratamento de estimativa do fator inadimplência. Uma coisa é a estimativa da perda de arrecadação realizada pela ANEEL, a partir de dados enviados pelas distribuidoras, para fins de definição de limite de captação de recursos para a Conta-covid, notadamente como alternativa para a questão conjuntural financeira do setor. Outra coisa é o tratamento regulatório dado pela ANEEL para a inadimplência nos processamentos tarifários, sob a perspectiva da regulação econômica por incentivo.

194. A arrecadação do faturamento dos consumidores é risco alocado a concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, não havendo neutralidade desse risco para as distribuidoras. Na esteira dessa premissa contratual, tem-se a regulamentação econômica da ANEEL quanto à rubrica de Receitas Irrecuperáveis - RI. Simplificadamente, as Receitas Irrecuperáveis, diferentemente da inadimplência verificada em determinado momento, são a parcela do faturamento que as distribuidoras não conseguiram arrecadar dos consumidores após longo período. Sabe-se que a inadimplência da fatura se reduz significativamente ao longo do tempo, até que atinge um patamar considerado não mais passível de recuperação.

195. Os submódulos do Proret 2.2<sup>25</sup> (para contratos com cláusulas antigas) e 2.2 A<sup>26</sup> (para contratos com cláusulas novas) estabelecem patamares regulatórios a partir dos quais admite-se repasse às tarifas dos consumidores. Trata-se de lógica da regulação por incentivos a fim de estimular as distribuidoras a arrecadarem o máximo possível, de modo que, a cada revisão metodológica, menores

---

<sup>25</sup> Para os contratos com cláusulas antigas, o repasse é definido em Parcela B, a cada revisão tarifária. Nos reajustes tarifários, há apenas correção inflacionária e aplicação do Fator X à Parcela B.

<sup>26</sup> Para os contratos com cláusulas econômicas novas, o repasse é definido em Parcela A, a cada reajuste ou revisão tarifária. Mudanças em patamares regulatórios ocorrem nos processos subsequentes a mudanças metodológicas de RI.

patamares de RI sejam reconhecidos. A metodologia é condizente com as expectativas de arrecadação das concessionárias no longo prazo (de 49 a 60 meses após ocorrido o faturamento), e as distribuidoras mais eficientes são bonificadas por seu esforço.

196. Diante do exemplo sobre tratamento de inadimplência pela ANEEL nos processos tarifários, resta claro que as distribuidoras deverão observar o regime de regulação por incentivo nas decisões que optem por fazer, sob sua responsabilidade, para reconhecer na contabilidade regulatória, ativos financeiros setoriais relativos aos efeitos econômicos exclusivamente em decorrência dos impactos da pandemia do COVID-19.

197. Sobre requisitos restritivos das regras de contabilidade, conforme também esclarecido na NT nº 91/2020, a existência de um ativo deve estar associada a um direito que deve produzir benefício positivo. Direitos nulos ou negativos em potencial não devem ser reconhecidos como ativo. Ou de outra forma, para que se reconheça um ativo é necessário cumprir três requisitos: direito; potencial de produzir benefícios econômicos; e, controle. Ademais para que o ativo seja reconhecido ele deve ser mensurável. Em muitos casos, essas mensurações devem ser estimadas, porém o uso de estimativas razoáveis é parte essencial na elaboração das informações financeiras, não prejudicando a sua utilidade, desde que as estimativas sejam descritas e explicadas de forma clara e precisa.

198. Nesse sentido, considerando as possibilidades, orientações e restrições da regulação do setor elétrico e da regulação do atividade empresarial, inclusive contábil, o dispositivo normativo estabelece que a mensuração pela distribuidora dos referidos ativos deverá ser descrita de forma clara e precisa para quantificar os impactos no equilíbrio econômico-financeiro incorridos ou previstos pela distribuidora, e que as premissas utilizadas para o dimensionamento da Conta-covid também poderão ser empregadas na estimativa de que trata o texto, devendo a distribuidora modular os parâmetros aplicáveis ao seu caso concreto.

199. Feitas essas considerações, é não menos importante sublinhar que os valores contabilizados nos termos do § 1º deverão ser ajustados para se adequarem à avaliação do equilíbrio econômico-financeiro realizada pela ANEEL.

200. Em suma, a contabilização realizada pelas distribuidoras é de sua integral responsabilidade, não condicionando a ANEEL a estabelecer metodologias de regulação econômica que neutralizem

aumentos de custos ou redução de receitas. Igualmente, a distribuidora é responsável por compatibilizar sua contabilidade, caso tenha estimado direitos e receitas diferentemente do que vier a ser homologado pela ANEEL no pleno e inalienável exercício de sua competência nos processos de gestão tarifária. Por outro lado, a Agência pode aproveitar a contabilização feita pelos agentes e quaisquer outros fatores que julgar necessários, para estabelecer parâmetros de eficiência em que se garanta o equilíbrio econômico-financeiro de concessões e permissões de distribuição de energia elétrica.

201. Destaco assim que a alternativa trazida não imputa risco de impacto tarifário por si só, pois em nada afeta a necessidade de que qualquer reposicionamento de tarifas seja precedido da devida análise e homologação da ANEEL, nos termos na regulamentação aplicada.

202. Ademais, a Procuradoria Federal se manifestou sobre o questionamento de adequação jurídica quanto à redação preliminar apresentada por meio do Memorando nº 23/2020, de 12 de junho de 2020, indicando que a resposta deve se pautar nas regras que disciplinam a forma de escrituração e divulgação de demonstrações financeiras das sociedades empresariais. Opinou o parecerista, com o que concordo, que não é a ANEEL a entidade competente para estabelecer regras de escrituração societária para as concessionárias de serviço público de distribuição, sendo a matéria disciplinada no Código Civil e, no plano infralegal, por instruções normativas e atos da CVM.

203. No Parecer, a Procuradoria avança expondo, com correto entendimento da proposta, que a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro ainda será avaliada em processo administrativo próprio, e em conformidade com parâmetros que serão objeto de regulação futura.

204. Na avaliação do Parecer, o Procurador-Geral contribuiu com a avaliação ao acrescentar que:

“3. Quanto ao questionamento (iii), a redação do dispositivo proposto para o artigo 15 pode e deve ser aperfeiçoada. Para tanto, alguns princípios devem ser considerando-se que precisam ficar bem delineados para que se compatibilize a preocupação levantada pela Relatora e os diretores tutelados pela Aneel. Em primeiro lugar, a Aneel está tratando apenas do aspecto financeiro. Assim, nesse momento, a Aneel não está mensurando o direito a reequilíbrio econômico-financeiro, matéria que será analisada apenas quando das solicitações formais. Em segundo, e apesar do primeiro ponto, a Aneel tem competência para tratar da contabilidade regulatória, cuja repercussão na contabilidade societária dependerá de atendimento aos requisitos próprios, absolutamente alheios às competências da Aneel. Em terceiro, o lançamento realizado na contabilidade regulatória pelas distribuidoras é feito por sua livre convicção, não vinculando de qualquer modo a futura análise pela Aneel.”

205. Acolhendo a contribuição da Procuradoria, explico que a redação proposta na Resolução Normativa aqui já apresentada, contemplou os aprimoramentos sugeridos, de modo a não restar dúvidas de que a necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro será analisada quando das solicitações formais (caput do Art.15); de que as concessionárias deverão atender a requisitos próprios e alheios às competências da ANEEL ao exercerem suas atividades contábeis (Art.15, § 1º com incisos I e II); e de que as ações realizadas nos registros contábeis, de responsabilidade exclusiva das distribuidoras, não vinculam avaliação futura da ANEEL (Art.15, § 2º). Para corroborar com a clareza do entendimento, destaco a última questão a título de exemplo e repito a redação relacionada:

*§ 2º Os valores contabilizados nos termos do § 1º deverão ser ajustados para se adequarem à avaliação do equilíbrio econômico-financeiro realizada pela ANEEL, prevista no caput.*

206. Por fim, destaco que ficou posicionada no mesmo artigo 15 da proposta de Resolução Normativa, tema já previsto no texto escrutinado na Consulta Pública, que trata do ressarcimento de custos acessórios ao consumidor. A redação estabelece que o ressarcimento será realizado preferencialmente de forma concomitante ao reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão ou Permissão, mas resguarda a realização do ressarcimento, caso não haja reequilíbrio por qualquer razão, indicando que deve ser ele deve ser assegurado em processo tarifário ordinário.

207. A proposta indica ainda que a regulação prevista para avaliar necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica considerando os impactos da pandemia de Covid-19 seja precedida de Consulta Pública a ser instaurada em até 120 (cento e vinte) dias, e deve versar sobre o ressarcimento ao consumidor de custos acessórios das operações de crédito contraídas.

### **III – DIREITO**

208. Essa análise encontra fundamentação no Decreto nº 10.350/2020, de 18 de maio de 2020 e na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020.

### **IV – DISPOSITIVO**

209. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.002846/2020-21, voto por aprovar, na forma da minuta anexa, a emissão de Resolução Normativa que normatiza o Decreto nº

10.350/2020 e estabelece os critérios e os procedimentos para gestão da Conta-covid, destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas de distribuidoras, e regular a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores destinados a cobrir ou diferir custos decorrentes da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus (COVID-19).

Brasília, 15 de junho de 2020.

*(Assinado digitalmente)*

ELISA BASTOS SILVA

Diretora