

VOTO

PROCESSO: 48500.002846/2020-21.

INTERESSADOS: Consumidores e distribuidoras de energia elétrica.

RELATORA: Diretora Elisa Bastos Silva.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM).

ASSUNTO: Proposta de abertura de segunda fase da Consulta Pública nº 35/2020 com vistas a colher subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação do art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, que dispõe sobre os impactos da pandemia de COVID-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica.

I – RELATÓRIO

1. A Organização Mundial de Saúde (OMS/ONU), em 11 de março de 2020, classificou como pandemia a COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus Sars-Cov-2.
2. Em 20 de março de 2020, o Decreto Legislativo nº 6 reconheceu, para os fins do art. 65 da Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000, a ocorrência do estado de calamidade pública, nos termos da solicitação do Presidente da República encaminhada por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.
3. Em 8 de abril de 2020, foi publicada a Medida Provisória nº 950, que dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus.
4. Entre as medidas instituídas pela Medida Provisória nº 950/2020, foi incluído o inciso XV no art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para permitir que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) proveesse recursos, exclusivamente por meio de encargo

tarifário, para permitir a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos no setor elétrico decorrentes da pandemia, para atender às distribuidoras de energia elétrica.

5. Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350, regulamentou a Medida Provisória nº 950/2020, autorizando que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) crie e faça a gestão de uma conta contábil denominada Conta-covid, destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, referentes a uma série de itens¹ relativos às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

6. Vale destacar que o art. 6º do referido Decreto estabeleceu 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.

7. A Diretoria Colegiada da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 26 de maio de 2020, por unanimidade, determinou 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), avaliasse 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 (CP) a ser, oportunamente, instaurada.

8. Em 23 de junho de 2020, foi publicada a Resolução Normativa (REN) nº 885 da ANEEL, como resultado da primeira fase da CP nº 35/2020, com o objetivo de regulamentar os critérios e os procedimentos aplicáveis à Conta-covid, às operações de crédito a serem contratadas pela CCEE e à utilização do encargo setorial da CDE para este fim.

¹ i. efeitos financeiros da sobrecontratação; ii. saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA; iii. neutralidade dos encargos setoriais; iv. postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data; v. saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi. antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”, conforme o disposto em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

9. O parágrafo 1º do art. 15 da referida REN prescreve que a regulação prevista quanto à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica será precedida de Consulta Pública (segunda fase da CP nº 35/2020), a ser instaurada em até 60 (sessenta) dias contados da data de publicação da REN nº 885/2020, ou seja, até 22 de agosto de 2020.

10. Com a intenção de atender ao prazo regulamentar e, ao mesmo tempo, aprofundar a percepção quanto aos efeitos econômicos da COVID-19, passei a realizar uma série de reuniões, tanto internas (com a participação da SRM, SFF, SGT, e Procuradoria Federal – PF), como externas, para, assim, consagrar o diálogo e a transparência sobre o tema antes mesmo da abertura da segunda fase da CP.

11. Dessa forma, em 9 de julho de 2020, realizei reunião com a EDP² e, posteriormente, com a CPFL³, para tratarmos sobre os efeitos da COVID-19 no equilíbrio econômico-financeiro das concessões e permissões de distribuição. Na sequência, em 10 de julho de 2020, realizei reunião com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)⁴. Em 13 de julho, a minha assessoria, a pedido da Interessada, se reuniu com a CPFL⁵ para tratar especificamente sobre os efeitos econômicos decorrentes da inadimplência em razão da pandemia do COVID-19.

12. Dando continuidade às reuniões que antecederam a abertura da segunda fase da CP nº 35/2020, em 15 de julho de 2020, realizei reunião com a Energisa⁶ e Equatorial Energia⁷. Em 16 de julho de 2020, realizei reunião com a ENEL⁸. Em 22 de julho de 2020, foi a vez de discutirmos o tema com a Light⁹. Conversei com COPEL e CEMIG¹⁰ sobre os efeitos da COVID-19 no equilíbrio econômico dos contratos no dia 23 de julho de 2020. Em 24 de julho de 2020, realizei reunião com a Neoenergia¹¹.

² Documento SICnet nº 48510.000415/2020-00.

³ Documento SICnet nº 48510.000416/2020-00.

⁴ Documento SICnet nº 48510.000417/2020-00.

⁵ Documento SICnet nº 48510.000418/2020-00.

⁶ Documento SICnet nº 48510.000430/2020-00.

⁷ Documento SICnet nº 48510.000431/2020-00.

⁸ Documento SICnet nº 48510.000432/2020-00.

⁹ Documento SICnet nº 48510.000443/2020-00.

¹⁰ Documento SICnet nº 48510.000444/2020-00.

¹¹ Documento SICnet nº 48510.000448/2020-00.

13. Destaco que, em 5 de agosto de 2020, realizei reunião com o Tribunal de Contas da União (TCU)¹² para debatermos os aspectos técnicos e jurídicos que recaem sobre os efeitos da COVID-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de distribuição.
14. Em 12 de agosto de 2020, mais uma vez, realizei reunião com a ABRADÉE¹³ para tratarmos sobre o tema. Por fim, em 13 de agosto de 2020, discuti os efeitos da COVID-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos com os Conselhos de Consumidores¹⁴.
15. Vale ressaltar que o tema referente a segunda fase da CP nº 35/2020 também foi amplamente discutido internamente e, já em respeito à colegialidade das decisões proferidas pela ANEEL, foram realizadas três¹⁵ reuniões para debatermos a proposta regulatória com os demais diretores da Agência, contando sempre com a presença e subsídio das áreas técnicas envolvidas e da Procuradoria Federal junto à ANEEL. Essas discussões foram de grande relevância, pois permitiram que a proposta fosse aprimorada a partir da percepção dos demais diretores sobre o tema.
16. Tendo em vista a necessidade de um alinhamento conceitual e jurídico quanto às previsões legais e contratuais sobre a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de distribuição energia elétrica, em razão específica da pandemia do COVID-19, em 3 de agosto de 2020, encaminhei o Memorando nº 33/2020-DIR/ANEEL¹⁶ à Procuradoria Federal junto à ANEEL.
17. Em resposta, a Procuradoria Federal, em 13 de agosto de 2020, emitiu o Parecer nº 262/2020/PFANEEL/PGF/AGU¹⁷.
18. Em 17 de agosto de 2020, a ABRADÉE, por meio da Carta nº B15.CT2020-0109, solicitou que a segunda fase da CP nº 35/2020, ao ser instaurada, tenha duração de 30 (trinta) dias.

¹² Documento SICnet nº 48510.000465/2020-00.

¹³ Documento SICnet nº 48510.000481/2020-00.

¹⁴ Documento SICnet nº 48510.000482/2020-00

¹⁵ A primeira reunião realizada em 29 de julho de 2020, a segunda em 6 de agosto de 2020 e, por fim, a terceira em 12 de agosto de 2020.

¹⁶ Documento SICnet nº 48510.000464/2020-00.

¹⁷ Documento SICnet nº 48516.002035/2020-00

19. Por fim, ainda, em 17 de agosto de 2020 as áreas técnicas envolvidas (SRM, SGT e SFF) encaminharam o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 7/2020-SRM/SGT/SFF¹⁸ e Nota Técnica nº 92/2020-SRM/SGT/SFF/ANEEL¹⁹.
20. É o que cabe relatar. Passo, pois, à análise.

II - FUNDAMENTAÇÃO

21. Trata-se da regulamentação do art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, que dispõe sobre os impactos da pandemia de COVID-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica.
22. Pelas razões expostas a seguir, voto por instaurar segunda fase da Consulta Pública nº 35/2020, na modalidade Intercâmbio Documental, com duração de 45 (quarenta e cinco) dias, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para aprimorar a Resolução Normativa que regulamenta o art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, o qual dispõe sobre os impactos da pandemia de COVID-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de distribuição de energia elétrica.
23. Para motivar tal encaminhamento, o presente voto resta estruturado em quatro itens, a saber: (i) do problema regulatório; (ii) dos aspectos jurídicos que norteiam a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro; (iii) das propostas regulatórias; e, por fim, (iv) das conclusões.
24. Senão vejamos.

II.1. Do problema regulatório: contextualização sobre os impactos da COVID-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de distribuição de energia elétrica

25. Vale, em um primeiro momento, contextualizar que a crise mundial decorrente da pandemia do novo coronavírus (COVID-19) tem gerado impactos em diversos setores da

¹⁸ Documento SICnet nº 48580.000813/2020-00

¹⁹ Documento SICnet nº 48580.000812/2020-00

economia brasileira, incluindo os serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

26. Devido às consequências diretas e indiretas das medidas de distanciamento social e restrição da atividade econômica em geral, verifica-se que o principal impacto no setor elétrico brasileiro²⁰ decorre da redução do consumo de energia, principalmente das classes industrial e comercial, e do aumento da inadimplência, sobretudo no segmento de distribuição de energia elétrica, que concentra grande parte da arrecadação do setor.

27. No regime de regulação adotado no segmento de distribuição, as variações de custos de geração, transmissão e encargos setoriais são, em grande medida, neutras para as distribuidoras, por se tratar de custos que fogem à sua gestão. Assim, esses custos são repassados diretamente para as tarifas dos consumidores.

28. Como as distribuidoras são o principal veículo de arrecadação do setor, a queda no faturamento dessas empresas tem potencial de reduzir a liquidez em toda a cadeia, com impactos em geradores e transmissores de energia e em financiadores, ensejando um efeito cascata de inadimplementos que afetaria a confiança em todo o setor elétrico. Assim, eventual insolvência das distribuidoras poderia comprometer o pagamento dos geradores, dos transmissores, com afetação da própria prestação do serviço público de distribuição.

29. Diante desse quadro, os ministérios de Minas e Energia e da Economia e a ANEEL trabalharam de forma integrada com o BNDES para arquitetar uma solução que contemplasse tanto a necessidade de manter a liquidez do setor quanto a modicidade tarifária, o que resultou na chamada Conta-covid, autorizada pela Medida Provisória nº 950/2020. Em 18 de maio de 2020, o Decreto nº 10.350 dispôs sobre a criação da Conta-covid, que, por sua vez, foi regulamentada pela ANEEL na Resolução Normativa nº 885/2020.

30. Na sua essência, a Conta-covid tem como propósito assegurar liquidez às distribuidoras frente à abrupta redução de arrecadação verificada com o aumento da

²⁰ As estimativas consolidadas pela ANEEL sobre redução de mercado e aumento da inadimplência são apresentadas pela Nota Técnica nº 91/2020-SGT/SFF/SRM/SRD/GMSE/ANEEL, de 15 de junho de 2020, com atualização periódica monitorada pelo Grupo de Monitoramento do Setor Elétrico.

inadimplência e redução do consumo de energia, e proteger os consumidores de elevações tarifárias em um momento de vulnerabilidade da capacidade de pagamento em decorrência do arrefecimento da atividade econômica.

31. Para além da solução de liquidez trazida pela Conta-covid, insta frisar que durante todo o processo de regulamentação da operação de crédito, ou mesmo antes, com as discussões para a elaboração do Decreto nº 10.350/2020, as distribuidoras têm externado preocupação com o risco de desequilíbrio econômico dos contratos de concessão ou permissão de distribuição decorrente da pandemia da COVID-19.

32. 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.

33. Não obstante a Conta-covid tenha sido estabelecida como operação financeira para direcionar recursos às distribuidoras, oferecendo liquidez e garantindo a sustentabilidade de toda a cadeia de pagamentos do setor elétrico, é possível que as empresas pleiteiem reequilíbrio econômico-financeiro, motivadas por impactos extraordinários decorrentes da pandemia.

34. Dessa forma, cabe discorrer sobre o contexto regulatório referente às revisões tarifárias extraordinárias. Para tanto, é preciso abordar, primeiramente, os dois itens que foram elencados, durante a primeira fase da CP nº 35/2020, como potenciais causadores de desequilíbrio econômico-financeiro durante a pandemia da COVID-19, quais sejam: inadimplência e risco de mercado.

II.1.1. Da inadimplência

35. Inicialmente, vale destacar que a arrecadação do faturamento dos consumidores é risco alocado a concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, de modo que não seria adequado neutralizar esse risco para as distribuidoras. Essa premissa contratual

é matéria de regulamentação econômica da ANEEL, por meio dos submódulos 2.2 e 2.2 A dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), quanto à rubrica de Receitas Irrecuperáveis.

36. Simplificadamente, as Receitas Irrecuperáveis (RI) são as parcelas do faturamento que as distribuidoras não conseguiram arrecadar dos seus consumidores, após longo período de tempo. Sabe-se que a inadimplência ocorrida imediatamente após o vencimento da fatura reduz-se significativamente ao longo do tempo, até chegar a um patamar considerado não mais passível de recuperação.

37. Os submódulos do Proret 2.2 (para contratos com cláusulas antigas) e 2.2 A (para contratos com cláusulas novas) estabelecem patamares regulatórios de Receitas Irrecuperáveis para repasse aos consumidores.

38. Trata-se de lógica da regulação por incentivos, a fim de estimular que as distribuidoras consigam arrecadar as maiores parcelas possíveis, de modo que, a cada revisão, menores patamares de RI sejam reconhecidos nas tarifas. 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 pelo seu esforço.

39. Se, por um lado, os submódulos 2.2 e 2.2A do Proret refletem o incentivo econômico para maior arrecadação pelas distribuidoras, por outro lado, durante a pandemia, têm sido implementadas limitações aos mecanismos de arrecadação das distribuidoras, ainda que com algumas contrapartidas. Vale citar, por exemplo, a Lei nº 14.015, de 15 de junho de 2020²¹, e a Resolução Normativa nº 878, de 24 de março de 2020²², que flexibilizaram parâmetros para a atividade de faturamento e arrecadação das distribuidoras.

40. Embora a edição desses instrumentos legais e normativos siga uma lógica de equilíbrio de interesses e tenha resultado em restrições temporárias e parciais, as distribuidoras

²¹ “Art. 2º A Lei nº 13.460, de 26 de junho de 2017, passa a vigorar com as seguintes alterações:

‘Art. 6º [...] Parágrafo único. É vedada a suspensão da prestação de serviço em virtude de inadimplemento por parte do usuário que se inicie na sexta-feira, no sábado ou no domingo, bem como em feriado ou no dia anterior a feriado.’”

²² A Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, no dia 15 de junho de 2020, que os efeitos da REN nº 878, de 2020, vigorariam até 31 de julho de 2020.

têm argumentado que a atividade de arrecadação tem sido menos eficaz, devido a limitação dos instrumentos de gestão da inadimplência.

41. Apesar de acreditar que as distribuidoras têm diversos mecanismos para gerir a inadimplência e reduzir as perdas irrecuperáveis, há de se reconhecer que a inadimplência no primeiro semestre de 2020 aumentou substancialmente devido aos efeitos adversos da pandemia da COVID-19, conforme apresentado na Nota Técnica nº 77/2020–SGT/SFF/SRM/SRD/GMSE/ANEEL, de 25 de maio de 2020.

42. Dessa forma, a inadimplência se apresenta como potencial causadora de desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição durante a pandemia.

43. Passo, assim, a discorrer sobre o risco de mercado.

II.1.2. Do risco de mercado

44. O regime de regulação econômica vigente no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro é de *price cap* (preço-teto). De modo geral, o que se define são as tarifas, as quais, multiplicadas pelo mercado da distribuidora, geram uma receita. Com isso, a receita é obtida indiretamente. Tal regime difere do *revenue cap* (receita-teto) em que se estabelece diretamente a receita a qual o concessionário faz jus, tal como aplicado no setor de transmissão de energia elétrica.

45. No regime *price cap*, a variação de mercado é risco alocado às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. Insta frisar que 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).

46. Quando indagadas sobre a possibilidade de mitigar riscos de mercado, as distribuidoras, de forma geral, preferiram metodologias que embutissem maior risco de mercado. Durante a CP nº 23/2019, encerrada com a edição da REN nº 877, de 17 de março de

2020, nenhuma empresa se posicionou para que o componente de ganhos de produtividade (P_d) do Fator X mitigasse o máximo possível dos riscos de mercado²³.

47. Dessa forma, embora a pandemia de COVID-19 tenha afetado o mercado de distribuição de energia, cabe reiterar que, recentemente, as distribuidoras posicionaram-se para suportar maiores riscos de mercado. Logo, parece não ser coerente que, quando o risco de mercado gera resultados positivos, esses resultados fiquem com as distribuidoras, e quando o risco de mercado gera resultados negativos, os consumidores precisem arcar com esses déficits.

48. Entendo, portanto, que o tratamento do risco deve ser simétrico, quando positivo ou negativo, devendo, pois, ser assumido pela distribuidora conforme a normatização recentemente dada pela REN nº 877/2020.

49. Não obstante, há de se reconhecer que, devido aos efeitos adversos da pandemia da COVID-19, houve retração substancial, para algumas classes de consumo de determinadas distribuidoras, do mercado faturado no primeiro semestre de 2020.

50. Ainda que a Conta-covid tenha promovido alívio financeiro às distribuidoras, diante desse cenário específico e inédito, é possível que as empresas pleiteiem reequilíbrio econômico-financeiro por redução excepcional de mercado faturado.

51. Apesar de não ser razoável neutralizar os efeitos de redução de mercado incorridos pelas distribuidoras, conforme contexto regulatório e contratual relatado, as áreas técnicas da ANEEL (SRM, SGT e SFF) sugeriram mecanismos tarifários capazes de promover a sustentação das concessões, reduzindo os impactos da pandemia, mas respeitando o modelo regulatório do segmento de distribuição.

52. Antes de tratar desses mecanismos, é preciso discorrer sobre as previsões contratuais e regulatórias existentes que orientam a possibilidade de reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

²³ Caso do cenário 5, conforme apresentado na Análise de Resultado Regulatório que instruiu a emissão da Resolução Normativa nº 877, de 2020.

II.1.3. Da revisão tarifária extraordinária

53. Especificamente quanto aos contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição de energia elétrica, o reequilíbrio econômico-financeiro de itens de Parcela A e Parcela B pode ocorrer em dois momentos: nos processos de Revisão Tarifária Ordinária (RTO) ou nos processos de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

54. As revisões ordinárias ocorrem em períodos bem-definidos, a cada três, quatro ou cinco anos, de acordo com o contrato de concessão ou permissão. Tais revisões ocorrem nas datas de aniversário contratuais e seguem os procedimentos descritos nos submódulos 2.1 a 2.8 do Proret.

55. De outro modo, o instituto da RTE visa restabelecer as condições de equilíbrio econômico-financeiro do contrato quando essas são significativamente alteradas, por fatos imprevisíveis, significativos e alheios à gestão da concessionária.

56. Para as concessionárias de distribuição de energia elétrica cujos contratos foram prorrogados nos termos do Decreto nº 8.461, de 2015 ou que celebraram termo aditivo conforme Despacho nº 2.194, de 2016, (contratos novos) a cláusula contratual relativa à RTE dispõe:

Subcláusula [...] – A pedido da DISTRIBUIDORA, a ANEEL poderá, considerando o nível eficiente de custos, proceder à Revisão Tarifária Extraordinária, visando restabelecer o Equilíbrio Econômico-Financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos Reposicionamentos Tarifários Ordinários, caso sejam comprovadas alterações significativas nos Custos da DISTRIBUIDORA, que não decorram da ação ou omissão desta.

57. Nos demais casos (contratos antigos), assim dispõem os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica:

Subcláusula [...] - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta,

devidamente comprovada.

58. No que tange aos contratos de permissão de energia elétrica, cláusulas análogas dispõem sobre a possibilidade de revisão tarifária extraordinária:

Subcláusula [...] - A pedido da PERMISSIONÁRIA, a ANEEL poderá proceder à revisão tarifária extraordinária, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reposicionamentos tarifários ordinários, caso sejam comprovadas alterações significativas nos custos da PERMISSIONÁRIA, que não decorram da ação ou da omissão da mesma.

59. Assim, destaco que os contratos (novos e antigos) de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica estabelecem a possibilidade de revisão tarifária extraordinária para o caso de alterações significativas nos custos das empresas.

60. Cabe fazer aqui uma ressalva em relação às permissionárias. Apesar de os contratos de permissão também preverem a possibilidade de pedidos de RTE, a concepção da regulação econômica das permissionárias tem lógica bastante distinta das concessionárias. Isso porque nos processos tarifários das permissionárias os valores de reajuste da Parcela B são solicitados pelas cooperativas, que, na grande maioria dos casos, são constituídas pelas próprias unidades consumidoras.

61. Além disso, os processos de reposicionamento tarifários das permissionárias são simplificados, abstendo-se de atualização de parâmetros típicos de regulação econômica de concessionárias, úteis para identificação de evidências de desequilíbrios. Desse modo, não parece necessário definir regulamento específico para identificação de desequilíbrio econômico-financeiro de permissionária de distribuição, ainda que seja a elas garantido o direito ao pedido de revisão tarifária extraordinária, nos termos do contrato de permissão.

62. Assim, as propostas metodológicas que apresento a seguir, são aplicáveis apenas aos pedidos de revisão tarifária extraordinária de concessionárias de distribuição. Para as permissionárias, entendo que eventuais pedidos de reequilíbrio devem ser tratados nos processos ordinários ou por meio de avaliação específica do pedido.

II.1.3.1. Submódulo 2.9 do Proret

63. A admissibilidade de pedidos de RTE das concessionárias de distribuição de energia elétrica está ordenada pelo submódulo 2.9 do Proret.

64. O referido submódulo consagra o direito de as distribuidoras pleitearem revisões extraordinárias, condicionadas aos seguintes requisitos:

- a. existência de fato gerador ou conjunto de fatos geradores;
- b. evidência de desequilíbrio econômico-financeiro por meio de critério objetivo de aferição de desequilíbrio financeiro;
- c. nexos de causalidade entre o(s) fato(s) gerador(es) e o desequilíbrio econômico-financeiro;
- d. apresentação de iniciativas tomadas pela concessionária para equacionar o alegado desequilíbrio econômico-financeiro; e
- e. em caso de alegação de desequilíbrio econômico-financeiro atrelados a variações estruturais de mercado, o pleito deverá conter informações econômicas que corroborem a alegação, apresentando-as como situação específica à área de concessão da distribuidora ou relacionada ao setor de distribuição do país.

65. Nessa esteira, em vista do princípio da transparência que rege os atos administrativos, pedidos de RTE encaminhados em caráter confidencial ou sigiloso são devolvidos ao remetente sem avaliação de enquadramento ou análise de mérito. A concessionária deve ainda enviar ao conselho de consumidores de sua área de concessão cópia do pedido de RTE formulado à ANEEL.

66. São igualmente inadmitidos pedidos de RTE que tenham por objetivo: (a) compensar fatos geradores originários de ineficiência empresarial; e (b) atualizar parâmetros regulatórios em decorrência de alterações metodológicas que ainda não foram refletidas no cálculo tarifário ordinário.

67. Ademais, o submódulo 2.9 do Proret institui um limite temporal para análise de casos, visando à efetividade processual. No curso da instrução do processo é assegurado o direito à ampla defesa e ao contraditório, devendo ainda a recomendação pelo deferimento ser submetida à discussão pública com a sociedade.

68. Finalmente, o normativo apresenta, em linhas gerais, as correções possíveis de desequilíbrio econômico-financeiro, definindo que um desequilíbrio de Parcela B enseja sua correção concomitante à atualização da Parcela A ou que ocorrendo o desequilíbrio de ambas as parcelas, corrige-se Parcela A e B, caso necessário ao reestabelecimento dos indicadores de equilíbrio. Quando a correção da Parcela A for suficiente para o cumprimento dos indicadores, faculta-se a correção também da Parcela B a depender da variação de mercado e do prazo restante até a próxima revisão tarifária.

69. Ao trazer a perspectiva de reequilíbrio econômico-financeiro para os contratos de concessão e permissão de distribuição em razão estrita da pandemia da COVID-19, o Decreto nº 10.350, de 2020, reflete diversos princípios e procedimentos consignados no submódulo 2.9 do Proret, tais como: avaliação de reequilíbrio em processo administrativo conduzido pela ANEEL, fundamentação do pleito para análise, necessidade de reequilíbrio mediante solicitação do interessado e processamento em conformidade com a legislação, os contratos de concessão ou permissão e a própria regulação da ANEEL.

70. Especificação de critério inovador surge apenas quanto à forma de ajuste da Parcela A, em caso de reequilíbrio econômico-financeiro. O referido Decreto, para os casos em que houver solicitação de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro pelo interessado, estabelece a concomitância do ressarcimento tarifário de custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários, inclusive os da CCEE, incorridos nas operações de crédito relativas à Conta-covid.

71. Compreendo, assim, que o problema regulatório ora em análise recai sobre a necessidade de uma regulação específica para o art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, que seja capaz de avaliar os impactos da COVID-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão não só de alterações significativas nos custos das empresas, mas tendo em vista o efeito da inadimplência e o recebimento de recursos da Conta-covid, sem desvirtuar o modelo de regulação do segmento de distribuição.

II.2. Dos aspectos jurídicos que norteiam a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro

72. A regulamentação do art. 6º do Decreto nº 10.350/2020 envolve uma série de especificidades jurídicas, particularmente no que diz respeito ao direito ao equilíbrio econômico dos contratos em razão estrita da pandemia da COVID-19.

73. Tais especificidades derivam da própria natureza do Direito enquanto ciência social aplicada e das nuances que dependem de técnicas de interpretação que norteiam a aplicação de normas abstratas a casos concretos, haja vista a necessidade de interpretação de normas diante de uma realidade social cada vez mais dinâmica e mutável.

74. Assim, compreendo que o tratamento técnico e regulatório a ser dado a essa questão, depende, primeiramente, de um alinhamento conceitual e jurídico, o qual deve partir da interpretação de normas (Constituição Federal, legislações ordinárias e contratos de concessão) diante de uma realidade social, inédita e dinâmica, decorrente da pandemia da COVID-19.

75. O ponto de partida do modelo hermenêutico é, pois, constituído pela relação entre norma e caso fático, que pertencem a planos diversos (dever ser e ser). Considerando que a norma não se encontra fora do procedimento de interpretação e, que as circunstâncias de fato podem ser valoradas apenas levando-se em conta os enunciados normativos, a concretização do direito se produz apenas simultaneamente ao caso concreto. Institui-se, assim, um círculo hermenêutico entre compreensão das normas e das circunstâncias de fato.

76. A teoria hermenêutica defende, por fim, um raciocínio circular entre norma e fato e que o sistema jurídico é aberto, e não fechado, a receber, portanto, influência da realidade fática. Para a teoria hermenêutica, o sistema jurídico não se esgota em si mesmo, mas é mutável a partir das alterações ocorridas na vida real.

77. Diante das nuances que recaem sobre o Direito e das peculiaridades decorrentes da pandemia, em 3 de agosto de 2020, encaminhei o Memorando nº 33/2020-DIR/ANEEL à Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio do qual questionei se a pandemia da COVID-19 se caracteriza por ser um fato que motiva a revisão dos contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica.

78. Em sua análise, a Procuradoria Federal reflete que o pleito das distribuidoras está relacionado às alterações supervenientes das circunstâncias ou condições em que foram definidas as concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência dos reflexos econômicos ocasionados pela pandemia mundial da COVID-19 e, como consequência, das medidas governamentais ou de políticas públicas estabelecidas para contenção do problema de saúde pública.

79. Por meio do Parecer nº 262/2020/PFANEEL/PGF/AGU, a Procuradoria destaca que existem inúmeras controvérsias sobre o regime jurídico do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, seu alcance e seu escopo, a começar pela sua positivação.

80. Parcela de prestígio da doutrina brasileira sustenta que haveria uma garantia à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões com fundamento no art. 37, XXI da Constituição Federal²⁴, de 1988.

81. Há de se ressaltar, no entanto, que o dispositivo constitucional em comento se refere às obras, serviços, compras e alienações contratados para realização de atividades rotineiras da Administração, isto é, sua rotina burocrática que não se viabiliza apenas por meio de bens móveis e imóveis públicos ou servidores públicos. Isso porque há a necessidade de toda uma logística para permitir o bom desempenho das atividades finalísticas dos Poderes públicos, tais como contratos de terceirização de mão-de-obra para limpeza e conservação de instalações públicas, de compras de equipamentos e mobiliários de escritório, entre outros.

82. Tudo isso se efetiva pela celebração de contratos comutativos simples derivados de procedimentos licitatórios que garantam a participação de interessados em contratar com a Administração, em igualdade de condições, conforme definido na Constituição Federal e na legislação ordinária. Especialmente quando esses contratos são de execução continuada ou

²⁴ Art.37 A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte: (...) XXI - ressaltados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

diferida, ao particular contratado, a Constituição Federal assegura que sejam conservadas as condições da proposta, isto é, os parâmetros vigentes quando da celebração do contrato.

83. Trata-se de contratos comutativos que geram obrigações simples e, geralmente, demanda-se do gestor público que elabore edital e contrato de forma completa, dissecando seu objeto e abarcando todas os direitos e obrigações do contratado de forma extremamente detalhada. Outrossim, como regra, a equação econômica desses contratos envolve fórmulas lineares, o que é possível por sua duração relativamente curta, que não passa de 60 (sessenta) meses. Tais contratos comutativos são, dessa forma, regidos pela Lei nº 8.666, de 1993, editada especificamente para regulamentar o art. 37, XXI da Constituição Federal.

84. Essa não é, no entanto, a realidade dos contratos de concessão de serviços públicos.

85. A racionalidade das concessões diverge dos contratos comutativos simples. Especialmente no caso das concessões de serviços públicos, sabe-se que envolvem serviços altamente regulados em razão da sua característica de monopólio natural e da necessidade de mitigar o exercício de poder de mercado pelo monopolista. São contratos de longa duração – tipicamente de aproximados 35 (trinta e cinco) anos – com serviços que demandam a disponibilização prévia de infraestrutura intensiva em capital, cujo retorno do investimento é demorado, isto é, maturam em longo prazo, e cuja atividade é realizada com significativos ganhos de escala, pois, quanto maior a produção, menor será o seu custo médio.

86. Ademais, ao contrário do que ocorre nos contratos administrativos comuns, os contratos de concessão formam uma relação jurídica não apenas entre o Poder Concedente e o concessionário, mas, também, entre essas partes e os usuários dos serviços. No caso das concessões de energia, acrescente-se, ainda, o fato de se tratar de uma indústria de redes. Diante dessas características, os contratos de concessão de serviços públicos envolvem atividades de relevante interesse público e são complexos, relacionais, em rede, mutáveis e naturalmente incompletos.

87. Nesses termos, quando se realizam licitações para adjudicação de serviços públicos nos termos do art. 175, *caput*, da Constituição Federal, os editais estabelecem

premissas técnicas mínimas para o funcionamento dos serviços em rede, deixando o *design*, toda a gestão do projeto, operação e manutenção do serviço sob conta e risco do concessionário (art. 2º, II e III, da Lei nº 8.987, de 1995).

88. A Procuradoria Federal destaca, ainda, que devido à própria complexidade inerente a cada setor de infraestrutura, com peculiaridades tecnológicas e econômicas próprias, não se tem possibilidade fática de assegurar uma equação econômico-financeira linear durante toda a execução do contrato, sobretudo, porque resta expressamente estabelecido em lei que deverá ser realizada um tipo de regulação por incentivos: a regulação pelo preço (art. 9º, caput, da Lei nº 8.987, de 1995).

89. Diferentemente da regulação pelo custo, na regulação pelo preço, onde é mandatário o estabelecimento de métricas que estimulem a eficiência econômica do concessionário, não existe uma garantia jurídica de que durante todo o período de concessão será mantida, linearmente, uma equação ou um valor matemático-financeiro idêntico àquele verificado no ato da celebração do contrato. Assim, não é factível que sempre que se revise o contrato por meios ordinários ou extraordinários de reposicionamento tarifário se retome de forma exata à equação matemática definida no momento “T=0”.

90. Dessa forma, no âmbito das concessões, importa assegurar uma previsibilidade mínima de que os investimentos serão amortizados, além de uma taxa mínima de atratividade que assegure a manutenção do serviço adequado e a observância das condições iniciais do contrato. A Procuradoria destaca que reposicionar a equação econômica do contrato não significa garantir as receitas esperadas ou o lucro para o concessionário, mas sim assegurar a continuidade do serviço adequado, ou seja, a exequibilidade do contrato de concessão mediante justa remuneração.

91. Com efeito, a Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987, de 1995) veio suprir um hiato normativo referente à regulamentação do art. 175 da Constituição Federal. Isso porque no parágrafo único, inciso III, do referido artigo constitucional, resta estabelecido que competiria ao legislador ordinário estabelecer a política tarifária. Isso não significa, porém, flexibilizar a segurança jurídica dos contratos de concessão.

92. Não se nega que a equação econômico-financeira seja verdadeiramente o coração das concessões. De fato, a sua estabilidade é essencial para assegurar a continuidade e a manutenção de um serviço adequado nos termos do art. 6º da Lei nº 8.987, de 1995, em benefício dos próprios usuários dos serviços. Apenas se corrobora que o regime jurídico econômico-financeiro das concessões será aquele estabelecido em lei (no setor elétrico, em especial, nas Leis nº 8.987, de 1995, nº 9.074, de 1995 e nº 9.427, de 1996) e nos contratos.

93. Na hipótese, a percepção da Procuradoria Federal é que a lei conferiu relevância ao contrato. Aliás, a ideia de centralidade dos contratos será de suma importância para avaliação e interpretação jurídica dos pleitos que dizem respeito ao equilíbrio das concessões. Assim dispõe o art. 10 da Lei nº 8.987, de 1995:

Art. 10. Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.

94. Considerando esse olhar para o contrato, pode-se dizer que a garantia do equilíbrio econômico-financeiro visa tutelar o seu objeto, isto é, a própria concessão. Desse modo, a concessão não se refere apenas ao concessionário, mas a uma pluralidade de partes ou agentes que formam relações jurídicas complexas. Daí que a tutela do equilíbrio econômico-financeiro do contrato deixa de ser um direito exclusivo do concessionário. Volta-se o olhar para as condições de executoriedade da concessão, o que permitiria avaliações quanto ao desequilíbrio da equação econômica tanto em benefício do concessionário quanto em benefício do consumidor.

95. Quanto ao tema ora em análise, a Procuradoria Federal junto à ANEEL destaca que há, ao menos, duas teorias jurídicas para tratar o problema de eventuais reflexos das alterações supervenientes ao contrato, quais sejam: (a) a teoria das áleas ou teoria da imprevisão, e (b) a teoria da base objetiva do negócio ou teoria do caso base.

96. A Procuradoria leciona, ainda, que teoria jurídica não equivale ao direito positivo propriamente dito. Cuida-se, na verdade, de proposta hermenêutica e metodológica que auxilia o intérprete a aplicar o direito em situações concretas.

97. Assim, para avaliar a aplicação dessas teorias aos contratos de concessão deve-se levar em conta que a proposta moderna de atuação administrativa, sobretudo, de entidades reguladoras, é realizada sobre novas bases, por meio das quais procura-se reduzir o escopo de antigos dogmas metodológicos, como a supremacia e a indisponibilidade do interesse público. Nesse contexto, novas premissas de gestão impõem a preocupação com alcance de resultados, bem como com a atuação integrada e concertada das capacidades estatais.

98. A Procuradoria Federal junto à ANEEL destaca que, na Administração por resultados, a reserva da lei deve se coadunar com as premissas consequencialistas do direito econômico, em que há uma ponderação de interesses entre eficiência e legalidade.

99. Dessa forma, a Administração não abre mão de suas prerrogativas que foram construídas a partir do princípio da supremacia do interesse público (imperatividade e exorbitância), apenas ressignifica o alcance do interesse público para admitir posturas consensuais e, portanto, a prática de atividades originariamente privadas no âmbito da Administração, desde que conformadas sobre o princípio da eficiência, expressamente mencionado no *caput* do art. 37, da Constituição Federal.

100. Com efeito, o princípio da eficiência permite que a Administração realize uma análise de custo/benefício para cada atividade que desempenha, por meio da qual pode optar pelo uso de prerrogativas imperativas ou pela prática de atos administrativos consensuais que permita a concertação de interesses. Com isso, se reconhece que não é apenas pelo uso do poder de império que a Administração alcança o interesse público, o qual, em conformidade com a ideia de governança pública, é atingido quando houver geração de valor público ou de resultados.

101. Sabe-se, porém, que o Estado moderno foi construído sob bases autoritárias, as quais exigiam do direito administrativo uma função mais garantista. Assim, admitia-se que a Administração inserisse cláusulas exorbitantes nos contratos e nele produzisse alterações unilaterais, e, portanto, sem a participação dos interessados (o que, diga-se, desde logo, não se coaduna com o atual ordenamento jurídico; exemplificativamente cita-se a Lei nº 9.427, de 1996 e a Lei das Agências Reguladoras).

102. Sob essas bases autoritárias foi construída a teoria das áleas, fundamentada na cláusula *rebus sic stantibus*, para informar que as alterações supervenientes das obrigações contratuais poderiam ocorrer sob três premissas: álea negocial, álea administrativa e álea extraordinária econômica. Se o evento exógeno ao contrato puder ser inserido na álea negocial, ele seria ônus do concessionário, que nada poderia pleitear face à Administração. Convém destacar, desde logo, que no âmbito do serviço público de distribuição de energia elétrica, o risco ordinário da demanda foi imputado à distribuidora em todos os contratos de concessão (antigos ou mais recentes).

103. Outrossim, para incidência da teoria das áleas, exigir-se-ia a configuração do imprevisível e da extraordinariedade do evento (ou de seus efeitos), bem como do nexo de causalidade direto desse evento com os impactos extraordinários ao contrato, de modo a serem qualificados como álea econômica extraordinária.

104. Se houvéssemos que classificar a COVID-19 no bojo dessa teoria, pode-se dizer que se trata de um evento externo ao contrato inserido na álea extraordinária econômica, qualificado como força maior. De toda forma, eventuais desequilíbrios evidenciados, com nexo de causalidade direto com a COVID-19, deveriam ser reparados apenas até “o alcance de quanto necessário para a preservação da atividade” concedida.

105. É preciso ter em mente a evolução do direito administrativo, fundamentado sob novas bases que superam parcialmente antigos dogmas. Isso porque trata-se de um ramo do Direito que, modernamente, regula relações entre o Estado e o mercado, e entre os atores do próprio mercado. Desse modo, não se pode ter como verdadeira a premissa de que as consequências dos acontecimentos eventualmente inseridos na álea extraordinária correm por conta e risco exclusivo do Poder Concedente.

106. Em verdade, tais consequências podem correr por conta e risco do concessionário, do Poder Concedente ou dos usuários do serviço. Todavia, nesses dois últimos casos, apenas se necessário e no limite do indispensável para a preservação do serviço, em benefício da segurança jurídica, na medida em que se cuida de evento alheio à vontade de ambas as partes e que ocorre no âmbito de uma concessão executada originariamente sob conta e risco do concessionário (art. 2º, II e III da Lei nº 8.987, de 1995).

107. Embora tenha sido explicitada no art. 65, inciso II, alínea “d” da Lei nº 8.666, de 1993, a teoria da imprevisão foi estabelecida no contexto de contratos de concessão regulados pelo custo do serviço (regulação pela taxa de retorno). Essa é uma metodologia regulatório-econômica que não mais se aplica aos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica regidos, entre outros diplomas legais, pela Lei nº 8.987, de 1995. A referida lei, determina, em seu art. 9º, que os processos tarifários dos serviços concedidos sejam definidos pelo preço, ao indicar que a Administração se utilize da metodologia de regulação por incentivos, retirando, assim, da equação econômico-financeira desses contratos eventual caráter linear.

108. Diante das premissas que embasam a teoria da imprevisão, a Procuradoria Federal explica que os eventos externos ao contrato e alheios à vontade de ambas as partes, se encaixam somente no âmbito da álea extraordinária econômica (e não na álea administrativa, uma vez que alheios também a vontade do Poder Concedente).

109. Seguindo essas premissas e consideradas as peculiaridades das concessões, a Procuradoria compreende que a Lei nº 8.666, de 1993, é de aplicação subsidiária (art. 124), o que remonta, mais uma vez, à ideia de centralidade do contrato e ao exercício da governança através do contrato e, portanto, da aplicação subsidiária da teoria da imprevisão (isto é, somente quando o próprio contrato não apresentar solução para o conflito em concreto).

110. Conforme já foi relatado, o direito administrativo tem se afastado cada vez mais daquele viés autoritário que serviu de premissa para a sua criação. Não se admite, por exemplo, o exercício da regulação por contrato e da própria “regulação discricionária” sem a abertura para participação democrática.

111. Outrossim, existe uma abertura legal para que a Administração, sem prejuízo da prática dos atos processuais necessários, assumam posturas de negociação, de autocomposição (Lei nº 13.140, de 2015, art. 1º) e de heterocomposição (Lei nº 9.307, de 1996 alterada pela Lei nº 13.129, de 2015) de conflitos. Tudo isso para que se justifique a afirmação de que a Administração Pública passe a exercer as prerrogativas da imperatividade e da exorbitância de forma bastante moderada e substancialmente motivada, afastando, assim, a funcionalidade da

ideia garantista do direito administrativo. Nessa linha, lhe é caro o princípio da segurança jurídica e, portanto, a observância das bases contratuais.

112. A partir dessa abordagem pode-se dizer que a regulação discricionária dos contratos de concessão de distribuição admite a realização de acordos para prevenir litígios, inclusive acordos que operem a revisão da equação econômico-financeira dos contratos. Esses acordos serão salutares sobretudo no atual cenário pandêmico em que nos encontramos.

113. Porém, é preciso destacar que qualquer acordo que venha a ser firmado pela Administração com os particulares deve ser realizado em conformidade com a base objetiva do contrato. Além disso, o caráter mutável dos contratos de concessão relaciona-se diretamente “com os princípios da atualidade, da eficiência e da continuidade do serviço público, elementos constantes do conceito de serviço adequado previsto no art. 6º, §§ 1º e 2º, da Lei nº 8.987/1995”.

114. A teoria do caso base pressupõe a existência de uma alocação *ex ante* de riscos fundamentada em parâmetros de eficiência alocativa e motivada em bases técnicas. Há, dessa forma, uma “exigência jurídica de otimização na alocação de riscos”. Por essa abordagem, aplicar a teoria da base objetiva do contrato significa reconhecer que a matriz de risco das concessões e a tutela do equilíbrio econômico-financeiro não são institutos que se equivalem, embora se relacionem.

115. Esse entendimento é relevante na medida em que assumir riscos, nas concessões de serviços públicos, envolve planejamento de longo prazo. Nesse contexto, “a evolução dos fatos naturais e sociais compreende uma margem de indeterminação que é impossível de ser eliminada”. E, então, “nenhum planejamento, por mais satisfatório e perfeito que seja, é apto a prever a solução para todos os problemas que se consumam no mundo real”.

116. Decorre desse fato que “a disparidade entre as projeções teóricas anteriores e as ocorrências reais futuras” podem ou não derivar de “falhas de planejamento”, ao tempo em que “a tentativa de prever todas as alternativas futuras” e prevenir eventuais prejuízos pode envolver altos custos de transação. A esse despeito, essa incompletude não deixa de ser uma característica inerente às concessões, a ressaltar a importância da manutenção, não apenas das

condições econômicas inicialmente formatadas, mas, sobretudo, da matriz de risco definida no contrato, uma vez que é também peculiaridade das concessões a transferência de grande parte dos riscos da atividade para os privados (art. 2º, II e III da Lei nº 8.987, de 1995).

117. Nessa linha, para revisar o contrato com fundamento na teoria da base é preciso que o evento exógeno ao contrato não tenha sido inserido na matriz de risco do contrato com imputação de ônus à parte que demanda o reequilíbrio. A tutela do equilíbrio econômico-financeiro do contrato é, dessa forma, garantida quando da superveniência de evento externo ao contrato, cujo ônus não está imputado a parte que pleiteia o saneamento das suas consequências, a partir da comprovação por evidências de que o contrato se encontra desequilibrado. Além disso, é indispensável a comprovação do desequilíbrio através de evidências.

118. Pela teoria da base, a solução para os problemas derivados das alterações supervenientes do contrato parte da distinção entre riscos e incertezas. São conceitos que o direito pega de empréstimo das ciências econômicas.

119. Riscos seriam aqueles fatores sobre os quais há certo grau de probabilidade de ocorrência, podendo eles serem ou não previstos *ex ante* no contrato a depender dos custos de transação. Significa que os fatores de riscos podem ser gerenciados pela parte a partir da construção de cenários *ex ante* e de soluções (métodos preventivos). O gerenciamento dos riscos ocorre a partir da sua alocação no contrato e a sua avaliação se insere no âmbito econômico e não jurídico. A contribuição do direito refere-se à disponibilização de instrumentos de prevenção (a exemplo de normas técnicas) e de administração dos riscos (contratos de seguros). A tendência é a de que quanto maior forem os riscos assumidos, maiores serão as projeções de lucro. Portanto, a assunção de riscos possui “aspectos negativos (possibilidade de gerar custos, encargos, ônus) e positivos (possibilidade de gerar receitas, ganhos, etc)”.

120. A Procuradoria Federal reitera, ainda, que somente surgiria o direito ao reequilíbrio “se o risco do evento gravoso estiver alocado a uma parte contratual diversa daquela que sofreu as consequências da sua ocorrência”.

121. Assim, a alocação de riscos *ex ante* “ascende à condição de ‘base do negócio’, pelo fato de o conteúdo específico do mesmo ser representado ou reconhecido por ambas as partes como um elemento fundamental e decisivo para a formação da vontade de contratar”. Essa distribuição prévia de riscos poderia contemplar, inclusive, eventos extraordinários e imputar esse risco ao concessionário ou ao Poder Concedente conforme a ideia de eficiência. Ao se definir no contrato a base negocial, “o caso base transmuta-se num elemento que ambas as partes aceitam como referência do equilíbrio financeiro do contrato”.

122. Nessa ordem de considerações, a Procuradoria chama a atenção para o fato de haver uma “associação necessária entre concessão e transferência de risco para o setor privado (concessionária ou parceiro privado)”, uma vez que a concessão corresponde, “pelo menos em regra, a um contrato de longa duração, que reclama um investimento (ou a realização de uma despesa) a financiar pelo operador privado e que, além disso, confia a este a exploração de um serviço ou de uma infraestrutura”. Assim, “o operador privado responsabiliza-se pelo financiamento do projeto e o retorno do capital investido provirá dos rendimentos obtidos na fase de exploração”. Além da imposição legal (art. 2º, II e III da Lei nº 8.987, de 1995) é da natureza das concessões a “transferência de risco de exploração para o operador privado”.

123. Por outro lado, as incertezas englobariam os eventos exógenos, cujas análises, estatísticas e matemáticas, não seriam capazes de apontar previamente. Enquanto riscos “podem ser projetados e estimados”, as incertezas “não são mensuráveis”. Não há como averiguar a probabilidade de ocorrência de um evento incerto. Até porque, se incerto, dele nada se conhece. Surge, então, a necessidade de lidar com a superveniência dos eventos incertos e extraordinários diante do natural inacabamento dos contratos. Haverá, assim, naturalmente um silêncio contratual sobre o que fazer para lidar com as consequências dos eventos incertos sobre a concessão.

124. Dada a peculiaridade que caracteriza os eventos incertos e sua correlação com o inacabamento contratual em relações jurídicas de longo prazo, continuadas e diferidas, sobretudo, quando se trata de contratos complexos e relacionais, como o são os contratos de concessão, não se pode admitir que o silêncio enseje obrigações ou direitos para qualquer das partes (concessionário, Poder Concedente, consumidor ou usuário dos serviços). A regra é a de

que o silêncio não seja considerado uma declaração de vontade (art. 111, Código Civil, de 2002), nem mesmo tácita. Ou seja, o silêncio não corresponde ao consentimento.

125. Com efeito, não se deve imputar o ônus da incerteza que tenha produzido efeitos extraordinários à concessão, de forma automática, ao concessionário (mesmo que a lei expressamente imponha a exploração do serviço por sua conta e risco – art. 2º, II) ou ao Poder Concedente. O que está em jogo é a executoriedade do contrato, isto é, a sua estabilidade e garantia de manutenção do serviço adequado.

126. Por essas premissas, eventos incertos exógenos ao contrato dos quais resultam efeitos extraordinários para a concessão podem demandar ajustes que, por sua vez, se operariam por meios diversos, como revisões tarifárias, extensão de prazos de execução, entre outros.

127. Assim, a Procuradoria observa que poderiam afetar a equação econômico-financeira dos contratos quatro tipos de eventos exógenos: (i) aqueles que são conhecidos (ao menos em termos estatísticos) e inseridos na matriz de risco do contrato; (ii) fatores prováveis mas não definidos *ex ante* em razão dos altos custos de transação; (iii) fatores prováveis (previstos ou não *ex ante*), mas extraordinários quanto aos seus efeitos; (iv) eventos extraordinários e incertos, também de consequências extraordinárias.

128. Apenas aqueles eventos inseridos no item (i) afastam qualquer possibilidade de revisão ou de negociação das cláusulas econômico-financeiras dos contratos, uma vez que isso caracterizaria a alteração da matriz de risco originariamente definida, o que não é permitido. Rememore-se o art. 10 da Lei Geral de Concessões: “sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro”. E, como dito, o regime do equilíbrio econômico-financeiro do contrato cumpre esse papel de preservar a matriz de risco, para o bem (lucro) ou para o mal (prejuízo) do concessionário. Portanto, sob o risco de reiterar o óbvio, é preciso ter em mente que não há que se reequilibrar o que não está desequilibrado.

129. Quanto aos demais eventos (ii), (iii) e (iv), é preciso a demonstração ou comprovação objetiva, com base em evidências, dos efeitos do acontecimento extraordinário

nos contratos; isto é, as externalidades substancialmente negativas que o evento trouxe para a concessão. Além disso, é preciso demonstrar a impossibilidade fática de quebra do nexo causal entre o evento extraordinário e os resultados negativos. Por vezes, os efeitos são efêmeros ou temporariamente negativos e poderiam ser compensados em janelas curtas pelos meios já estabelecidos no contrato, a excluir a necessidade e a adequação da utilização de revisões extraordinárias.

130. De toda forma, devido à natural incompletude desses contratos, a Procuradoria Federal compreende que a ANEEL poderá, se entender necessário, exercer seu múnus para realizar a regulação discricionária e estabelecer as bases em que, observada a moldura contratual (sempre com observância da base objetiva do negócio jurídico firmado entre as partes), os contratos devem ser reequilibrados. Reitero que esse é justamente o objetivo da presente proposta de abertura de segunda fase da CP nº 35/2020: que a Agência exerça sua competência quanto à regulação discricionária frente aos impactos econômicos atrelados à pandemia.

131. Diante do exposto, o Parecer nº 262/2020/PFANEEL/PGF/AGU concluiu que a pandemia da COVID-19 é um evento extraordinário que pode justificar revisões contratuais, desde que observada a base objetiva dos contratos.

132. A Procuradoria reitera, no entanto, que é necessário que se estabeleçam parâmetros técnicos objetivos para o exercício do juízo, primeiro de admissibilidade dos pleitos de revisão, seguido pela avaliação (com base em evidências) de mérito dos efeitos extraordinários, substanciais e negativos, que a COVID-19 possa ter ensejado aos contratos sob o prisma de cada mercado.

133. Assim, cabe a ANEEL avaliar, no contexto de cada mercado, se o contrato de concessão sofreu impactos significativos, substanciais e extraordinários que possam comprometer a manutenção e a continuidade da prestação do serviço adequado.

134. Se a ANEEL verificar que se está diante da concretização de incerteza, que atinge tanto as distribuidoras como toda a economia, há que se buscar identificar, em termo de impacto, o que é afeto ordinariamente à matriz de risco imputada à distribuidora (a ser

suportado, portanto, pela própria concessionária) e o que é além do ordinário, podendo ensejar a necessidade de reequilíbrio. Nessa linha, a revisão poderá ou não ocorrer a depender da avaliação de mérito da ANEEL.

135. Feitas essas considerações quanto às percepções jurídicas que devem nortear a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, especificamente quanto à teoria da base objetiva do negócio, passo, pois, às propostas regulatórias apresentadas pelas áreas técnicas frente ao problema regulatório.

II.3. Das propostas regulatórias

136. As áreas técnicas elaboraram o relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 7/2020-SRM/SGT/SFF/ANEEL, por meio do qual apresentaram quatro opções para lidar com o problema regulatório, quais sejam:

- a. Não promover aprimoramentos na regulamentação vigente, aguardar a chegada de pleitos de RTE no âmbito do atual submódulo 2.9 do Proret e atuar nos casos concretos;
- b. Aprimorar o submódulo 2.9 do Proret, para casos extremos de atingimento de gatilho de desequilíbrio;
- c. Criar submódulo 2.10 do Proret, para casos não extremos, sem atingimento de gatilho de desequilíbrio, mas cujos fatos geradores estejam associados a efeitos da pandemia de Covid-19 (“Mecanismo de Flexibilização Tarifária Opcional com contrapartidas”); e
- d. Aprimorar o submódulo 2.9 do Proret (para casos extremos) e criar submódulo 2.10 do Proret (para casos não extremos).

137. Quanto às alternativas propostas, a primeira opção mostra-se a solução mais simples, uma vez que parte da premissa de que o submódulo 2.9 do Proret, já vigente, é suficiente para analisar pleitos de RTE e, dessa forma, indicar a solução para os casos concretos advindos de fatos geradores associados a efeitos da pandemia de COVID-19. Ocorre que os indicadores de evidência de desequilíbrio econômico-financeiro estabelecidos atualmente podem não avaliar adequadamente o desequilíbrio econômico-financeiro de fatos geradores associados a efeitos da pandemia de COVID-19, especialmente no tocante a inadimplência, uma vez que a redução de mercado já impacta os indicadores previstos no submódulo 2.9.

138. Por outro lado, a alternativa regulatória B parte da premissa de que há espaço para aprimoramentos na metodologia atual. Os indicadores de evidência de desequilíbrio econômico-financeiro podem, assim, ser aperfeiçoados, para ampliarem as possibilidades de avaliação de pleitos de RTE por redução de receita, bem como por efeitos econômicos e financeiros associados a inadimplemento de obrigações dos consumidores.

139. Já a alternativa regulatória C visa tratar dos desequilíbrios associados aos efeitos da pandemia de COVID-19, mesmo que não tenham sido graves o suficiente para se realizar uma RTE nos moldes do submódulo 2.9 do Proret. Como, a princípio, os fatos geradores perturbariam a condução das atividades normais das distribuidoras, mas não a ponto de desestabilizar a concessão, seriam necessárias contrapartidas aos consumidores. Esse tipo de reequilíbrio estaria condicionado a alterações econômicas de forma permanente (migração para o contrato novo, caso a distribuidora ainda se encontre no contrato antigo) e transitória (aplicação provisória de componente Pd do Fator X a ser calculado, considerando condições específicas a serem detalhadas adiante), de forma a mitigar os riscos do negócio.

140. Essa opção tem como vantagem permitir que todas as concessionárias tenham mitigados os efeitos da COVID-19, desde que optem por se enquadrem na mesma matriz de risco dos novos contratos, com maior controle sobre a sustentabilidade e a qualidade dos serviços providos e sujeitos a imposições regulatórias previamente estabelecidas. A regulação para esses casos não extremos, a ser descrita no submódulo 2.10 do Proret, é chamada Mecanismo de Flexibilização Tarifária Opcional (MFlex), dado o caráter opcional para a concessionária aderir às contraprestações aos consumidores.

141. Por fim, a opção regulatória D parte da premissa de que as opções B e C não são mutuamente excludentes, permitindo avançar, concomitantemente, com aprimoramento no submódulo 2.9 para casos extremos e com a criação do submódulo 2.10 para casos não extremos.

142. Como a opção A apresenta entraves e a opção D comporta as opções B e C, a proposta que se mostra mais promissora para a resolução do problema regulatório é a opção D. Nessa opção regulatória, reequilíbrios tarifários diferentes são conferidos a depender da magnitude do desequilíbrio demonstrado pela distribuidora (submódulo 2.9, caso o gatilho de

desequilíbrio seja atingido ou futuro submódulo 2.10 do Proret, caso o gatilho de desequilíbrio não seja atingido).

143. Passo então a descrever, de forma sucinta, os aprimoramentos propostos no submódulo 2.9 do Proret, com o tratamento regulatório da queda de arrecadação e da queda de mercado, para então descrever o MFlex.

II.3.1. Aprimoramentos no Submódulo 2.9 do PRORET

144. Os indicadores de desequilíbrio vigentes no submódulo 2.9 do Proret, embora observem o mercado faturado pelas distribuidoras, não aferem adequadamente o efeito da inadimplência nem o recebimento de recursos da Conta-covid, que irá mitigar ou até mesmo anular o desequilíbrio de Parcela A.

145. Portanto, no indicador que mede a relação dívida líquida sobre Lajida (Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização), a proposta é incluir, no numerador, os recursos recebidos da Conta-covid e inadimplência regulatória decorrente da pandemia, e, no denominador, a receita irrecuperável regulatória decorrente da pandemia. A inadimplência regulatória decorrente da pandemia visa capturar seu efeito no endividamento de curto prazo, ao passo que a receita irrecuperável regulatória decorrente da pandemia visa apreender a redução do resultado da empresa ao diminuir o Lajida regulatório.

146. De maneira análoga, no indicador que compara juros da dívida regulatória à remuneração do capital regulatória, recomenda-se a inclusão dos mesmos termos, quais sejam, os recursos recebidos da Conta-covid, inadimplência e receita irrecuperável regulatória decorrente da pandemia.

147. O submódulo 2.9 do Proret atualmente prevê como se dará a correção tarifária em caso de desequilíbrio econômico-financeiro, embora o faça de uma forma generalista, ao postular que a correção deve ser suficiente para interromper a violação dos indicadores. Isso porque eventuais correções estão estritamente associadas aos fatos geradores que ensejaram o direito ao reequilíbrio extraordinário. Assim, não é possível determinar, a priori, todas as possibilidades de correção via RTE.

148. No contexto atual, existe a expectativa de que pleitos de RTE sejam protocolados na Agência em relação à queda de arrecadação por aumento de inadimplência ou por redução de mercado, como efeitos adversos da pandemia de COVID-19. Nessa seara, é razoável construir metodologias para indicar como realizar a correção extraordinária desses componentes, de modo compatível com a regulação por incentivos e com a característica conhecida de não se falar em neutralidade para inadimplência ou queda de mercado.

149. As áreas técnicas postulam que, em caso de desequilíbrio de Parcela A e B, corrige-se somente a Parcela A se for suficiente para que os indicadores sejam cumpridos, caso contrário corrige-se também a Parcela B. Se a correção da Parcela A for suficiente para cumprir um dos indicadores, faculta-se a correção da Parcela B. Esta análise dependerá da variação de mercado e do prazo restante para a próxima revisão tarifária, que, ordinariamente, recompõe a Parcela B.

150. Destaca-se que é possível que o nível de correção não seja suficiente para que o indicador seja cumprido, provavelmente porque a concessionária possui uma capacidade de absorção de choques muito baixa: reduzida base de remuneração associada a um alto percentual de receita irrecuperável, mesmo sendo regulatória. Como a inadimplência tem caráter transitório e a concessionária consegue gradativamente reverter tal situação, a princípio não é obrigatório que a correção observe o cumprimento do indicador, pois o risco é conceder um valor muito além do necessário. Assim, a atualização do regulamento deve prever que a correção da inadimplência não deve estar vinculada necessariamente ao cumprimento do indicador.

II.3.1.1. Tratamento da queda de arrecadação

151. Conforme apresentado anteriormente, reitera-se que não cabe neutralidade às distribuidoras por queda de arrecadação. No entanto, a limitação temporária de mecanismos utilizados pelas empresas para combater a inadimplência, como, por exemplo, a proibição da suspensão de fornecimento de energia por inadimplemento, somada à redução da capacidade de pagamento dos consumidores em decorrência da crise sanitária, permite uma avaliação de pleitos de desequilíbrio econômico-financeiro por fatos geradores atrelados à pandemia.

152. Inicialmente, cabe destacar que não é possível conhecer, a priori, quais são as receitas irrecuperáveis das distribuidoras em 2020, considerando os impactos da pandemia, dado que somente no longo prazo (49 a 60 meses após o faturamento) é possível conhecer a real impossibilidade de recuperação de receitas²⁵.

153. Além disso, é possível supor que, embora haja percentuais de receitas irrecuperáveis reconhecidos para as distribuidoras, conforme metodologias descritas nos submódulos 2.2 e 2.A do Proret, esses percentuais serão insuficientes face ao período crítico atual. Em situações ordinárias, eventuais descasamentos entre metodologias de regulação econômica com a situação financeira dos agentes regulados podem ocorrer. Contudo, quando o descasamento é fruto de uma crise sistêmica sem precedentes, é possível avaliar tratamento metodológico específico, mediante discussão pública prévia.

154. Destaca-se que há diferença no tratamento regulatório de receitas irrecuperáveis decorrente do tipo de contrato de concessão. Para os contratos com cláusulas antigas (Grupo A), regidos pelo submódulo 2.2 do Proret, o repasse tarifário das receitas irrecuperáveis é definido em Parcela B, a cada revisão tarifária. Nos reajustes tarifários subsequentes, há apenas correção inflacionária e aplicação do Fator X à Parcela B.

155. Para os contratos com cláusulas econômicas novas (Grupo B), regidos pelo submódulo 2.2 A do Proret, o repasse tarifário das receitas irrecuperáveis é definido em Parcela A, a cada reajuste ou revisão tarifária. Mudanças nos patamares regulatórios ocorrem nos processos subsequentes a mudanças metodológicas no cálculo das receitas irrecuperáveis. Essa diferenciação de contratos evidencia matrizes de risco distintas, em que o Grupo A assume maiores risco de variação da inadimplência em relação ao Grupo B. Lembra-se que nada impede a migração de empresas do Grupo A para o Grupo B (mas não o contrário), sendo essa decisão da empresa.

156. O tratamento da queda de arrecadação proposto pelas áreas técnicas busca utilizar a metodologia vigente para se estimar o nível de inadimplência de curto prazo e as receitas irrecuperáveis de cada distribuidora no momento da pandemia, sem aguardar o ano

²⁵ O art. 128 da Resolução Normativa nº 414/2010 define que “§ 2º O prazo máximo de cobrança de faturas em atraso é de 60 (sessenta) meses”.

de 2025. A metodologia do submódulo 2.2 e 2.2 A do Proret será utilizada, portanto, tanto para apuração da inadimplência regulatória e receita irrecuperável regulatória para fins de indicadores de desequilíbrio, como para apuração da receita irrecuperável para fins de reequilíbrio, sendo a principal diferença a janela de análise a ser utilizada.

157. O tratamento ora proposto concerne a uma antecipação de metodologia de receitas irrecuperáveis devido aos efeitos da pandemia de COVID-19²⁶, por meio de encurtamento temporal da janela de análise para casos extremos de verificação de desequilíbrio não ocasionado pela concessionária (mesmo porque as receitas irrecuperáveis só serão efetivamente conhecidas em 2025).

158. Quanto à base de cálculo de aplicação dos percentuais de inadimplência e receitas irrecuperáveis para fins de indicador e reequilíbrio, destaca-se que em procedimentos ordinários, o percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias incide sobre a receita requerida. Na avaliação extraordinária relativa aos efeitos da pandemia, contudo, a distribuidora já receberá valores referentes a sobrecontratação, CVA, encargos tarifários²⁷, antecipação de Parcela B e outros montantes a depender do caso. Com isso, o percentual de inadimplência e RI calculados devem incidir sobre a receita requerida deduzida das parcelas já cobertas via empréstimo, senão seriam apurados valores já contemplados via quitação do empréstimo.

159. Entende-se que podem surgir alegações de que as distribuidoras podem não conseguir arrecadar o percentual estabelecido. De fato, como a atividade de arrecadação é de gestão da distribuidora, ela pode ser incapaz de arrecadar os montantes estabelecidos. Reitera-se que em nenhum contrato de concessão ou permissão de distribuição de energia elétrica é garantida a neutralidade quanto à inadimplência. Por isso, o tratamento extraordinário não

²⁶ Entende-se que isso não conflita com o inciso II do parágrafo 5 do submódulo 2.9 do Proret “5. Não serão admitidos pedidos de RTE que tenham por objetivo: [...] (II) atualizar parâmetros regulatórios em decorrência de alterações metodológicas que ainda não foram refletidas no cálculo tarifário”. Trata-se de caso distinto, pois não é a situação de uma metodologia vigente em que a concessionária ainda passará por cálculo em processo tarifário ordinário, para incorporar esses parâmetros da metodologia vigente. O caso em tela é o de uma construção metodológica específica para uma crise sistêmica, cuja metodologia, para tratamento de receitas irrecuperáveis capturando os efeitos da pandemia, só seria consubstanciada em futuro distante.

²⁷ Como já existe expectativa de neutralidade de encargos setoriais, não cabe construir formulação específica para as receitas irrecuperáveis associada a encargos setoriais (equação 12 do submódulo 2.2 do Proret).

gera expectativa de neutralidade, pois a gestão da inadimplência é de competência da distribuidora.

160. No sentido inverso, pode surgir a alegação de que o consumidor pode pagar a mais, em suas tarifas, com esse mecanismo. Apesar disso, o consumidor, provavelmente, terá menor impacto tarifário com essa alternativa regulatória no médio e no longo prazo. A distribuidora pode não conseguir recuperar o percentual estabelecido extraordinariamente, porém é interessante que a distribuidora não só consiga arrecadar o montante estabelecido, como arrecade o máximo possível, pois quão maior for a arrecadação, menores serão os percentuais de RI repassados no futuro às tarifas, advindos de revisões metodológicas de RI.

161. Além disso, não reequilibrar uma concessão em desequilíbrio pode levar à sua insustentabilidade econômica e gerar custos de transação para os consumidores devido, por exemplo, a uma troca de concessionário ou resultar na deterioração da qualidade do serviço prestado pela redução de investimentos.

162. Portanto, entendo que na proposta metodológica que trazemos ao Colegiado para que seja colocada em Consulta Pública, existe mecanismo de incentivo para a distribuidora arrecadar o máximo possível, de modo que, no médio e longo prazo, o consumidor possa ser beneficiado com menores tarifas.

II.3.1.2. Tratamento da queda de mercado

163. Sobre o tratamento regulatório da queda de mercado decorrente da pandemia, a ser conferido às distribuidoras, reitera-se que não cabe neutralidade por variação de mercado. A proposta visa, em grande medida, à manutenção das condições para que seja permitida a continuidade de prestação adequada do serviço de distribuição de energia elétrica.

164. Em termos de Parcela B, não obstante a pandemia da COVID-19 possa gerar efeitos deletérios às distribuidoras, isso não significa que as empresas sejam alheias ao problema e não consigam atuar para minorar suas consequências.

165. Quanto à gestão empresarial, haja vista a redução de mercado, as distribuidoras podem, se assim entenderem, reduzir investimentos com base em novas expectativas de

evolução da carga em suas áreas de concessão. Dessa feita, custos de capital (*Capital Expenditures* – CAPEX), quanto à gestão de ativos, trocas, manutenções, aquisições de bens, contratação de serviços, entre outros, são gerenciáveis por parte das empresas, mesmo em momento de pandemia.

166. Em adição, a REN n° 878, de 2020, flexibilizou, temporariamente, determinados parâmetros regulatórios, de modo que as empresas pudessem reduzir e modular custos para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Houve flexibilização do atendimento presencial e dos indicadores de atendimento telefônico, dilatação de prazos para o cumprimento de serviços e para pagamento das compensações por descumprimento de indicadores de qualidade.

167. Ou seja, apesar dos efeitos da pandemia, a distribuidora continua tendo instrumentos para a gestão contratual de suas áreas de concessão e permissão, de modo que não há que se falar em involuntariedade de gastos da Parcela B.

168. De outra forma, injeções de capital por meio de empréstimos também podem evitar o aprofundamento no desequilíbrio financeiro das distribuidoras e reduzir a possibilidade de acionamento das cláusulas de RTE.

169. Não se deve esquecer que, em revisões tarifárias ordinárias, com a apuração de um mercado menor, as tarifas individuais dos consumidores podem aumentar, mantidas as demais condições de custo. Assim, reequilíbrios econômico-financeiros também podem ocorrer por meio do emprego das cláusulas de revisão tarifária ordinária.

170. Nesse sentido, a proposta apresentada pelas áreas técnicas buscou alternativas no cálculo do componente Pd do Fator X, ao invés de focar em metodologias para se estimar as receitas que seriam auferidas em um cenário sem pandemia. Isso porque, como destaquei anteriormente, não há que se falar em garantia de receita no modelo de regulação por preços.

171. Na regulação vigente, nos reajustes tarifários, o valor da Parcela B é atualizado pela diferença entre o índice da variação da inflação e o Fator X. O Fator X tem por objetivo capturar ganhos de eficiência ao longo do ciclo tarifário, buscando manter o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido na revisão tarifária, nos reposicionamentos

tarifários subsequentes. Isso ocorre por meio do compartilhamento dos ganhos de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica com os usuários do serviço.

172. A necessidade de utilização desse mecanismo decorre da desvinculação entre receita e custos que ocorre no regime de *price cap*, uma vez que, nesse regime, o que se define é a tarifa, e não a receita. O Fator X é mecanismo que permite a mitigação parcial do risco de mercado, a depender de como for estruturado.

173. Os diferentes contratos de concessão apresentam matrizes de alocação de risco distintas. Os contratos com cláusulas antigas (cujo regulamento do Fator X é estabelecido no submódulo 2.5 do Proret) definem metodologia do componente Pd do Fator X, na qual o Pd é fixo por todo o período entre revisões tarifárias (chamado Pd estático). Os contratos com cláusula novas (cujo regulamento do Fator X é definido no submódulo 2.5 A do Proret) estabelecem metodologia mais flexível do componente Pd (chamado Pd dinâmico), permitindo maior mitigação de riscos de mercado para as distribuidoras.

174. O componente Pd é calculado por equação que agrega a mediana da produtividade do segmento de distribuição (PTF²⁸) e o crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras.

175. Em suma, o componente Pd do Fator X é utilizado para repasse de ganhos e perdas de produtividade para os consumidores, sendo equivalente a uma parcela de ganhos ou perdas de produtividade geral do setor (PTF) mais uma parcela de ajuste de risco de mercado.

176. Embora ambas as versões dos submódulos sejam capazes de ajustar a produtividade da Parcela B, por meio do recálculo do componente Pd, a forma como foram estabelecidos não tiveram necessariamente o propósito de recuperar toda a perda de Parcela B decorrente de eventual queda de mercado²⁹.

28 Produtividade Total dos Fatores.

29 No AIR, as áreas técnicas demonstram que as formulações do componente Pd, mesmo para contratos novos, não são capazes de compensar a perda de Parcela B em virtude da diminuição do mercado após o início da pandemia. Em parte, isso ocorre porque a variação do mercado é medida por meio de média móvel de seis anos.

177. Cabe ressaltar que diversos concessionários se manifestaram, em diversos fóruns, resistentes a ideia de um componente Pd dinâmico de alta volatilidade, pois o efeito mitigaria os riscos do negócio não só quanto a déficits, mas também quanto a superávits decorrentes de alterações de mercado.

178. Nesse sentido, está sendo proposto, para fins de RTE em casos extremos, mecanismo baseado no cálculo do Pd dinâmico, que seja capaz de recuperar, de forma mais ativa, a perda de Parcela B. Basicamente, a alteração proposta é que a variação do mercado seja medida entre os 12 meses anteriores e os 24 meses anteriores à data do pleito e não considerando os seis anos que antecedem o processo tarifário, conforme a versão 2 do Submódulo 5.2 do Proret.

179. Destaca-se que este método só deve ser utilizado para aquelas concessionárias que tiverem passado pelo escrutínio do submódulo 2.9 do Proret, com atingimento de um dos indicadores de evidência de desequilíbrio, e que tenha o pedido de RTE aprovado.

II.3.1.3. Regras de Aplicação do Submódulo 2.9

180. Os pleitos de RTE associados à pandemia de COVID-19 devem ser realizados preferencialmente a partir de março de 2021, a fim de que seja possível à ANEEL proceder com os cálculos da inadimplência regulatória e das receitas irrecuperáveis decorrentes da pandemia.

181. Além disso, tendo em vista a metodologia adotada, o cálculo do reequilíbrio das receitas irrecuperáveis deve ocorrer apenas a partir de dezembro de 2021, quando será possível observar os primeiros 12 meses da curva de envelhecimento dos faturamentos dos meses mais críticos da pandemia.

182. Propõe-se ainda que, uma vez aprovado o direito à RTE, a aplicação dos seus resultados ocorra no processo tarifário ordinário subsequente. Caso haja correção da Parcela B, seus efeitos devem perdurar até a próxima revisão, enquanto a correção das receitas irrecuperáveis deve perdurar por apenas 12 meses.

Nesse sentido, a redução de mercado esperada pela pandemia seria diluída entre os demais cinco anos da média móvel, impedindo uma recuperação mais ativa da Parcela B.

II.3.2. Mecanismo de Flexibilização Tarifária Opcional

183. A base desta opção regulatória é a criação de novo submódulo do Proret (2.10), com objetivo de definir mecanismos de flexibilização tarifária opcionais, para contratos de concessão de distribuição antigos ou novos, em momento crítico para o Brasil, sem precedentes históricos.

184. Assim, o submódulo 2.9 do Proret pode ser acionado como mecanismo principal para avaliação de reequilíbrio, em casos extremos, nos quais há violação de indicadores de desequilíbrio. Por sua vez, o novo regulamento terá funcionalidade subsidiária para permitir flexibilização tarifária transitória associada à pandemia de COVID-19, para casos não extremos, nos quais não há violação dos indicadores, mas que, ainda assim, merecem atenção. Por ser permitida para casos não extremos, inelegíveis à RTE pelo submódulo 2.9, a flexibilização tarifária deve ser condicionada a contrapartidas aos consumidores de energia elétrica.

185. Importante esclarecer que as distribuidoras que entenderem ter desequilíbrio econômico-financeiro por fatos geradores atrelados à pandemia podem acionar o submódulo 2.9 do Proret ou o novo regulamento. Ou seja, o MFlex consiste em uma opção regulatória alternativa ao pedido de RTE.

186. Conforme proposto pelas áreas técnicas, o MFlex deve observar cinco critérios: (a) transparência, (b) facultatividade, (c) especificação de fatos geradores, (d) especificação temporal da apresentação de pleitos, e (e) necessidade de estabelecimento de contrapartidas aos consumidores.

187. O primeiro critério é a transparência. Todos os pleitos devem ser encaminhados sem restrição de acesso. Deve-se evitar, assim, que as empresas apresentem a consumidores, acionistas e credores uma situação financeira, mas demonstrem outra situação para a Agência Reguladora. Caso pleitos sigilosos sejam encaminhados à ANEEL, eles serão devolvidos à empresa sem análise de mérito. Da mesma forma, quando a empresa encaminhar pleito à Agência, deve, concomitantemente, encaminhar cópia ao conselho de consumidores de sua área de atuação. Desse modo, amplia-se o debate com a sociedade. Caso a distribuidora não

comprove ter encaminhado cópia do pleito ao conselho de consumidores, a ANEEL devolverá o pedido sem análise de mérito.

188. O segundo critério é a facultatividade. Conforme expresso anteriormente, essa proposta consiste em uma flexibilização tarifária opcional. O tratamento ora proposto concerne a antecipação de metodologias de receita irrecuperáveis e de Fator X devido aos efeitos da pandemia de COVID-19, componentes que normalmente só poderiam ser plenamente definidos em 2025.

189. Entretanto, para fazer jus ao novo mecanismo, do submódulo 2.10 do Proret, a distribuidora precisa demonstrar que almeja estar em ambiente contratual que permita mitigar, mais ativamente, riscos de arrecadação e de variação de mercado. Assim, o MFlex será possível para concessionárias cujos contratos sejam do Grupo B ou que queiram aderir aos contratos do Grupo B, pois as cláusulas do contrato do Grupo A denotam que a distribuidora está mais propensa a absorver riscos, positivos e negativos, por variação de arrecadação e de mercado. Rememora-se que a adoção das cláusulas contratuais do Grupo B está aberta a todas as concessionárias do Grupo A, independentemente da existência do submódulo 2.10 do Proret.

190. O terceiro critério é a especificação de fatos geradores. É importante reconhecer que Poder Concedente, Congresso Nacional, Tribunal de Contas da União, ANEEL e outros entes estatais estão empenhados na manutenção da sustentabilidade do setor elétrico, com o equilíbrio de interesses, de modo que soluções inovadoras sejam desenhadas.

191. Por consequência, o MFlex deve levar em consideração fatos geradores estritamente vinculados a efeitos perniciosos da pandemia de COVID-19. Outros parâmetros regulatórios podem ser afetados de maneira ambígua, sem que seja possível conhecer se a pandemia foi, efetivamente, causadora de deterioração dos parâmetros, ou que, modo geral, revelem incapacidade gerencial do concessionário.

192. Por consequência, apenas dois fatos geradores serão avaliados no âmbito dessa nova regulação: (i) a queda de arrecadação por aumento de inadimplência devido a efeitos da pandemia; e (ii) a queda de mercado devido a efeitos da pandemia. Como as propostas de correção neste novo regulamento destinam-se a antecipar atualizações metodológicas de

receitas irrecuperáveis e Fator X em momento crítico, evita-se, com isso, que ineficiências gerenciais tentem ser corrigidas por meio de RTE. Caso pleitos de RTE sejam protocolados com outros fatos geradores, o pleito pode ser analisado com esteio no submódulo 2.9 do Proret.

193. O quarto critério é a especificação temporal da apresentação de pleitos de MFlex. Como os efeitos mais intensos da pandemia de COVID-19 só serão passíveis de mensuração ao final de 2020, não seria adequado aplicar o mecanismo ainda este ano, pois haveria o risco de novos desequilíbrios decorrentes da pandemia. Além disso, a Conta-covid tem provido alívio financeiro às distribuidoras em 2020, reduzindo os impactos do aumento de inadimplência e da queda de mercado, assim haveria uma sobreposição dos efeitos do mecanismo e dos repasses do empréstimo. Por outro lado, não faz sentido que os fatos geradores atrelados à pandemia de COVID-19 sejam passíveis de reequilíbrio daqui 10 anos, por exemplo, com base no novo regulamento.

194. Se o desequilíbrio é temporalmente definido, os pleitos a ele relativos devem ser avaliados em prazos compatíveis com o momento de ocorrência dos fatos geradores. Nesse sentido, propõe-se que os pedidos de flexibilização tarifária com base no novo regulamento possam ser analisados se protocolados entre 1º de março e 30 de abril de 2021. Os pleitos protocolados fora desse período de vigência não seriam elegíveis ao MFlex, mas podem ser analisados com esteio no submódulo 2.9 do Proret.

195. O quinto critério é a necessidade de estabelecimento de contrapartidas aos consumidores. Como o mecanismo pode ser aplicado mesmo quando os fatos geradores, que afetaram a condução das atividades normais das distribuidoras, não chegaram a desequilibrar a concessão, são necessárias contrapartidas factíveis e justas aos consumidores. Assim, a flexibilização tarifária estaria condicionada a alterações econômicas de forma permanente (migração de contratos) ou transitória (aplicação provisória de componente Pd do Fator X específico), de forma a mitigar os riscos do negócio.

II.3.2.1 MFlex para Grupo A (contratos antigos)

196. Caso aceitem migrar para o Grupo B, as distribuidoras do contrato antigo podem fazer jus a quatro mecanismos de compensação pelo MFlex.

197. O primeiro mecanismo é a correção por queda de arrecadação, conforme já apresentado como aprimoramento para o submódulo 2.9 do Proret. O segundo mecanismo é a aplicação imediata das equações do componente Pd do Fator X de forma dinâmica, tal qual aplicada a concessionárias do Grupo B.

198. O terceiro mecanismo é o diferimento da PTF. A PTF avalia os ganhos de produtividade do setor como um todo. No ano de 2020, espera-se que, no setor de distribuição inteiro, haja baixos ou inexistentes ganhos de produtividade, devido aos efeitos da pandemia, o que equivaleria a uma PTF igual a zero.

199. Assim, a distribuidora poderia solicitar que a PTF seja zerada pelo período de um ano (equivalente ao período dos efeitos mais intensos da pandemia). Após esse período, a PTF seria dobrada pelo prazo de um ano (equivalente a 1,326%), exigindo-se da distribuidora aumento de ganhos de produtividade mais rápidos em período de arrefecimento da pandemia e de recuperação do mercado. Essa lógica estabelece a simetria necessária, para evitar prejuízos ao consumidor.

200. Além disso, essa contrapartida é essencial, uma vez que, além de não existir neutralidade de Parcela B, a regulamentação vigente prevê que a PTF seja ajustada apenas na próxima revisão metodológica (em 2023). Com isso, ajustes resultantes do MFlex devem ter contrapartida ainda no mesmo ciclo de validade da metodologia de Fator X.

201. Finalmente, o quarto mecanismo é a aplicação do componente Pd calculado considerando a variação de mercado de 2019 para 2020, tal como descrito na seção que tratou dos aprimoramentos do submódulo 2.9 do Proret. A diferença em relação a uma RTE do submódulo 2.9 do Proret, é que se exige uma contrapartida, qual seja a aplicação da variação de mercado de 2020 para 2021 no ano subsequente à aplicação do MFlex.

202. A lógica dessa contrapartida é que, se por um lado, a tendência de 2019 para 2020 é de queda de mercado, por outro lado, a tendência de 2020 para 2021 deve ser de recuperação, logo, as correções tendem a equilibrar benefícios para distribuidoras e consumidores. Se a correção da variação de mercado de 2019 para 2020, tende a beneficiar a distribuidora, a correção da variação de 2020 para 2021, com nova aplicação do componente

Pd do Fator X com janela temporal reduzida, oferece a expectativa de benefício tarifário para o consumidor.

203. Destaco que a migração para o contrato novo é uma condição com natureza de contrapartida ao consumidor. Com essa migração, a distribuidora adere a uma nova matriz de risco contratual e a um ambiente de maior controle sobre a sustentabilidade e a qualidade dos serviços providos, sujeito a imposições regulatórias mais adequadas aos padrões de serviços almejados.

204. Importante ressaltar que, caso não queiram migrar para o novo contrato, as distribuidoras do Grupo A continuam tendo direito à recomposição extraordinária, desde que atendidas as condições descritas no submódulo 2.9 do Proret, incluídos os aperfeiçoamentos ora propostos.

II.3.2.2 MFlex para Grupo B (contratos novos)

205. As distribuidoras do Grupo B, por sua vez, podem fazer jus ao mecanismo de diferimento da PTF e à aplicação do componente Pd do Fator X com janela temporal reduzida, conforme descritos na seção anterior.

206. Essas distribuidoras não fazem jus ao mecanismo de correção de inadimplência, por não ser possível estabelecer contrapartida aos consumidores equiparável ao benefício opcional desse mecanismo. Quanto à aplicação do componente Pd dinâmico, essa metodologia já está definida nos contratos das distribuidoras do Grupo B.

II.3.2.3. Regras de Aplicação do Submódulo 2.10 (MFlex)

207. Para que haja a compatibilização entre os processos tarifários, propiciando o modelo de contrapartidas do componente Pd do Fator X, os valores resultantes da aplicação do MFlex serão considerados no primeiro processo tarifário ordinário subsequente à sua aprovação. No segundo processo tarifário ordinário subsequente, aplicam-se as contrapartidas, de modo que os benefícios possam ser percebidos pelos consumidores.

208. No caso específico do componente Pd do Fator X, os efeitos da correção da Parcela B na data da MFlex devem ser adicionados à Parcela B calculada no processo tarifário subsequente, substituindo, portanto, o cálculo do componente Pd nesse processo.

209. De modo semelhante ao que ocorrerá nos processos regidos pelo submódulo 2.9, o cálculo do reequilíbrio das receitas irrecuperáveis ocorrerá apenas a partir de dezembro de 2021, quando será possível observar os primeiros 12 meses da curva de envelhecimento dos faturamentos dos meses mais críticos da pandemia. Ressalta-se ainda que os efeitos da correção da inadimplência devem perdurar por apenas 12 meses.

210. A tabela abaixo sumariza os benefícios e contrapartidas previstos no MFlex, conforme apresentado.

Mflex	ano 1 (Benefícios)	ano 2 (Contrapartidas)	ano 1 até o final do contrato (contrapartidas)
	1. Reequilíbrio da inadimplência		1. Menos riscos do negócio, traduzindo-se em maior compartilhamento dos ganhos e perdas de produtividades com o consumidor ao longo do tempo.
	2. Redução da produtividade exigida pelo componente Pd do Fator X.	1. Aumento da produtividade exigida pelo componente Pd do Fator X, o que traduz-se em modicidade tarifária para o consumidor	2. Evita-se os efeitos indesejáveis do cálculo da Parcela B por diferença, o que em situação de crescimento de mercado é menos interessante para o consumidor.
Contrato Antigo	3. Passível de compensar parcialmente a perda da Parcela B caso ocorra redução de mercado no ano de pandemia.	2. Caso haja crescimento de mercado de forma acelerada, antecipa-se os ganhos de produtividade ao consumidor em relação à regra vigente.	3. O crescimento das receitas acessórias (outras receitas) é observado em todo processo tarifário, traduzindo-se em antecipação da modicidade tarifária.
			4. Maiores exigências quanto à continuidade do serviço e comprometimento da concessionária com a concessão.
	1. Redução da produtividade exigida pelo componente Pd do Fator X.	1. Aumento da produtividade exigida pelo componente Pd do Fator X, o que se traduz em modicidade tarifária para o consumidor.	após 2º ano volta a situação da regra ordinária
Contrato Novo	2. Passível de compensar parcialmente a perda da Parcela B caso ocorra redução de mercado no ano de pandemia.	2. Caso haja crescimento de mercado acima da média histórica de 1,5%, antecipa-se os ganhos de produtividade ao consumidor em relação à regra vigente.	após 2º ano volta a situação da regra ordinária

II.4. Das conclusões

211. O problema regulatório ora em análise recai sobre a necessidade de uma regulação específica para o art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, que seja capaz de avaliar os

impactos da COVID-19 no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica.

212. Reitero que o presente voto trata da abertura da segunda fase da CP nº 35/2020, por meio do qual sugiro que a Diretoria Colegiada da ANEEL venha a submeter Relatório de AIR e minuta de Resolução Normativa à apreciação da sociedade para o envio de contribuições, as quais são imprescindíveis para a devida regulamentação do art. 6º do Decreto nº 10.350/2020.

213. A despeito da Resolução Normativa nº 798, de 2017, indicar, como regra, a necessidade de AIR previamente à expedição de ato normativo pela ANEEL, o art. 5º, em seu parágrafo 3º, inciso IV, prescreve que, quando aprovado pela Diretoria, o Relatório de AIR poderá ser submetido a consulta pública em conjunto com minuta de ato normativo, cabendo, assim, contribuições a ambos.

214. Sobre a Consulta Pública, a Lei nº 13.848, de 2019, estabelece que o início se dará após a publicação do respectivo despacho ou aviso de abertura no Diário Oficial da União e no sítio da agência na internet.

215. Tendo em vista a complexidade da matéria tratada e o prazo legal, proponho que, para o caso em tela, a realização da consulta pública seja realizada no período de quarenta e cinco dias.

216. A regulamentação do citado art. 6º conforme mencionado, requer, primeiramente, um alinhamento conceitual e jurídico quanto às previsões legais e contratuais sobre a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão do serviço público de distribuição energia elétrica, em razão, específica, da pandemia da COVID-19.

217. A Procuradoria Federal, por meio do Parecer nº 262/2020/PFANEEL/PGF/AGU, compreende que a pandemia da COVID-19 é um evento extraordinário que pode justificar revisões contratuais desde que observada a base objetiva dos contratos.

218. Para tanto, é necessário que se estabeleçam parâmetros técnicos objetivos para o exercício do juízo, primeiro de admissibilidade dos pleitos de revisão, seguido pela avaliação

(com base em evidências) de mérito dos efeitos extraordinários, substanciais e negativos que a COVID-19 possa ter ensejado às concessões sob o prisma de cada mercado.

219. Assim, cabe a ANEEL avaliar, no contexto de cada mercado, se a concessão sofreu impactos significativos, substanciais e extraordinários que possam comprometer a manutenção e a continuidade da prestação do serviço adequado.

220. Se a ANEEL verificar que se está diante da concretização de incerteza, que atinge tanto as distribuidoras como toda a economia, há que se buscar identificar, em termo de impacto, o que é afeto ordinariamente à matriz de risco imputada à Distribuidora (a ser suportado, portanto, pela própria concessionária) e o que é além do ordinário, podendo ensejar a necessidade de reequilíbrio. Nessa linha, a revisão poderá ou não ocorrer a depender da avaliação de mérito da ANEEL.

221. À luz dessas considerações jurídicas, o relatório de AIR nº 7/2020-SRM/SGT/SFF/ANEEL verifica os mecanismos tarifários existentes para, então, analisar alternativas regulatórias capazes de recepcionar os pleitos de desequilíbrio econômico-financeiro advindos de fatos geradores decorrentes da pandemia da COVID-19. O relatório traz quatro opções regulatórias que são viáveis de serem implementadas para conferir maior segurança ao segmento de distribuição de energia elétrica neste contexto, quais sejam:

- a. Não promover aprimoramentos na regulamentação vigente, aguardar a chegada de pleitos de RTE no âmbito do atual submódulo 2.9 do Proret e atuar nos casos concretos;
- b. Aprimorar o submódulo 2.9 do Proret, para casos extremos de atingimento de gatilho de desequilíbrio;
- c. Criar submódulo 2.10 do Proret, para casos não extremos, sem atingimento de gatilho de desequilíbrio, mas cujos fatos geradores estejam associados a efeitos da pandemia de covid-19 (“Mecanismo de Flexibilização tarifária opcional com contrapartidas”); e
- d. Aprimorar o submódulo 2.9 do Proret (para casos extremos) e criar submódulo 2.10 do Proret (para casos não extremos).

222. Da análise das alternativas, a opção D, que comporta as opções B e C, se apresenta como a mais adequada para tratar o problema regulatório em debate. Nessa opção regulatória, reequilíbrios tarifários diferentes são conferidos a depender da magnitude do desequilíbrio demonstrado pela distribuidora (submódulo 2.9, caso o gatilho de desequilíbrio

seja atingido ou futuro submódulo 2.10 do Proret, caso o gatilho de desequilíbrio não seja atingido).

223. De maneira resumida, a opção regulatória proposta possibilita que os impactos da pandemia de COVID-19 nas concessões de distribuição sejam tratados de duas formas: (i) por meio de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), condicionada ao atingimento de indicadores de desequilíbrio da concessão; ou (ii) por meio de Mecanismo de Flexibilização Tarifária Opcional (MFlex), condicionado a contrapartidas para os consumidores.

224. Nos dois casos, as metodologias buscam reduzir os efeitos da queda de arrecadação e redução de mercado, com base nos princípios econômicos do segmento de distribuição, fundamentados na regulação por incentivo e no modelo de regulação pelo preço.

225. A proposta, calcada nos contratos de distribuição e na observância da legislação de regência desses contratos, traz medidas necessárias para o enfrentamento dos impactos da pandemia, sem desvirtuar a matriz de risco das concessões e respeitando a base conceitual da regulamentação setorial.

226. Dessa forma, entendo haver no encaminhamento que submeto a este Colegiado o equilíbrio necessário entre a sustentabilidade das concessões de distribuição e o cuidado com os consumidores de energia elétrica, também fortemente impactados pela pandemia.

III - DO DIREITO

227. Essa análise encontra fundamentação nas seguintes legislações e normas:

- a. Constituição Federal, de 5 de outubro de 1988;
- b. Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993;
- c. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- d. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

- e. Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996;
- f. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- g. Lei nº 10.406 (Código Civil), de 10 de janeiro de 2002;
- h. Lei nº 13.140, de 26 de junho de 2015;
- i. Lei 13.848 (Lei das Agências Reguladoras), de 25 de junho de 2019;
- j. Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020;
- k. Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015;
- l. Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- m. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010;
- n. Resolução Normativa nº 789, de 12 de dezembro de 2017;
- o. Resolução Normativa nº 877, de 17 de março de 2020;
- p. Resolução Normativa nº 878, de 24 de março de 2020;
- q. Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020; e
- r. Submódulos 2.2, 2.2 A, 5.2 e 2.9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

VI - DISPOSITIVO

228. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.002846/2020-21, voto por instaurar segunda fase da Consulta Pública nº 35/2020, na modalidade Intercâmbio Documental, com duração de 45 (quarenta e cinco) dias, no período de 19 de agosto a 5 de outubro de 2020, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para aprimorar a proposta de Resolução Normativa que regulamenta o art. 6º do Decreto nº 10.350/2020, o qual dispõe sobre os impactos da pandemia de COVID-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica.

Brasília, 18 de agosto de 2020.

(Assinado digitalmente)

ELISA BASTOS SILVA

Diretora