



Contribuição para a Consulta Pública 35/2020 – 2ª Fase

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA COVID-19 NO EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS

05 DE OUTUBRO DE 2020

1 INTRODUÇÃO

Além de contribuições técnicas específicas nas próximas seções, a abordagem adotada na 2ª Fase da Consulta Pública 35 (CP 35/2020) da Aneel merece comentários mais gerais que conectam:

- os objetivos da CP 35/2020; e
- as implicações que os sinais regulatórios da CP 35 emitem para a construção de um ambiente de credibilidade que garanta a sustentabilidade do setor elétrico.

O segmento da distribuição é porta de entrada dos recursos tarifários e sua saúde econômico-financeira é fundamental para a sustentabilidade de toda a cadeia de valor do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização).

Por ser um elo integralmente regulado, eventos tarifários são cruciais para a saúde econômico-financeira da distribuição, mas a visão da Aneel para os ajustes tarifários expressos na CP 35/2020 não incorpora os efeitos – extraordinários, atípicos, e imprevisíveis – provocados na atividade de distribuição em razão das medidas de enfrentamento à pandemia do Covid-19.

A proposta divulgada na CP 35/2020 coloca em dúvida o próprio direito ao reequilíbrio, propondo parâmetros técnicos para análise do equilíbrio econômico financeiro descolados do direito assegurado em Constituição, Leis e Contratos de Concessão.

É muito provável que as concessionárias recorram à Justiça se a Aneel não atender aos pleitos de reequilíbrio dos contratos, pois o direito ao equilíbrio econômico-financeiro é consagrado na jurisprudência brasileira. Assim, a Aneel perderá a possibilidade de administrar a crise de forma mais tempestiva e eficiente.

A judicialização seria um processo demorado que abalaria a confiança dos investidores no setor, confiança que é condição essencial para a prestação do serviço com qualidade e eficiência e para o retorno dos investimentos bilionários que já foram aportados ao longo dos anos com base em uma perspectiva de longo prazo que estaria sendo comprometida pelos sinais regulatórios da CP 35/2020.

Se a distribuição, porta de entrada das receitas de todo o setor, for abalada, todo o setor é afetado, com elevação dos custos de captação de recursos, postergação de investimentos e de geração de empregos, e aumento de custos finais para o consumidor. Tudo o que devemos evitar no cenário atual que requer todos os incentivos para a retomada econômica.

1.1 OBJETIVOS DA SEGUNDA FASE DA CONSULTA PÚBLICA 35/2020

A **Análise de Impacto Regulatório 7/2020-SEM/SGT/SFF/ANEEL (RAIR 7/2020)** apresenta algumas propostas de alteração da regulamentação relacionadas ao instituto de Revisão Tarifária Extraordinária e a alguns mecanismos tarifários visando a mitigar os efeitos da pandemia de covid-19 sobre as distribuidoras.

Embora a Análise a RAIR 7/2020 proponha reflexões e análises pertinentes, ela não atende aos objetivos estabelecidos para a Segunda Fase da Consulta Pública.

Os objetivos da Segunda Fase da Consulta Pública 35/2020 são definidos no **Voto da Relatora da CP 35/2020**, proferido em 15 de julho de 2020:

- a avaliação dos impactos da pandemia de covid-19 sobre o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras:

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

- a especificação de critérios a serem empregados pela Aneel na análise de equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras a fim de robustecer o reconhecimento de ativos regulatórios nas demonstrações financeiras das distribuidoras:

“... quanto ao reconhecimento dos ativos regulatórios, a especificidade desses critérios será abordada no âmbito da segunda fase de Consulta Pública, conforme já deliberado pela Diretoria Colegiada.” (§183)

“No entanto, considerando impacto da redução de mercado e da inadimplência na redução do EBITDA das empresas até dezembro de 2020, compreendo a urgência do tema em relação à operacionalização da contabilidade regulatória. Também entendo que as consequências de descumprimentos significativos de *covenants* é evento indesejado frente à sustentabilidade e equilíbrio do setor. Assim, considero que não atuar não é uma opção frente à possibilidade de que concessões e seus respectivos consumidores sejam significativamente afetados.” (§ 184)

“... em termos paliativos à situação, que sejam explicitadas condições para possibilidade de registro contábil de ativos financeiros setoriais relativos aos efeitos econômicos decorrentes exclusivamente dos impactos da pandemia de COVID-19 pretendida pelas distribuidoras ...” (§188)

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

A RAIR 7/2020 somente apresenta uma proposta metodológica para o tratamento da Inadimplência e das Receitas Irrecuperáveis, mas não propõe nenhuma metodologia para o dimensionamento da queda de mercado ocasionada pela pandemia.

Quanto ao objetivo de proporcionar “balizas normativas” para a avaliação do reequilíbrio econômico-financeiro, a RAIR 7/2020 presta um desserviço ao desmembrar a análise dos diversos elementos que compõem o equilíbrio econômico-financeiro:

- (i) restringindo a análise aos critérios a serem empregados nas Revisões Tarifárias Extraordinárias e não endereçando como os impactos da pandemia seriam tratados em Revisões Tarifárias Ordinárias;
- (ii) alterando os critérios de admissibilidade de Revisões Tarifárias Extraordinárias para contemplar as condições financeiras passageiras proporcionadas pela operação de crédito da Conta-covid, o que tem o efeito de postergar o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro da maioria das concessionárias para as Revisões Tarifárias Ordinárias;
- (iii) postergando a definição da metodologia a ser empregada para avaliação da questão do repasse dos custos da energia contratada para outra Consulta Pública (§ 44), uma vez que a sobrecontratação resultante da queda de consumo ocasionada pela pandemia, segundo o artigo 9º do Decreto 10.350, deve ser reconhecida como “exposição contratual involuntária”; e
- (iv) não proporcionando qualquer proposta para identificar a “redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19”, impacto que, segundo o Decreto 10.350, deve ser regulamentado pela Aneel e que representa uma das principais preocupações que motivaram a Medida Provisória 950, como bem destacado na RAIR 7/2020 (§ 10).

O desmembramento e a postergação da análise de diversos impactos da pandemia têm o efeito de prolongar as incertezas e produz efeito contrário ao intento original da Segunda Fase da CP 35/2020, que era proporcionar maior segurança quanto aos critérios e às metodologias a serem empregados para restabelecer o reequilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão. Tais indefinições tendem a aumentar o custo de captação das distribuidoras de forma desnecessária, o que pode vir a prejudicar tanto as concessionárias quanto seus consumidores.

A fim de cumprir seus objetivos de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro, e independentemente se isso será realizado por meio de Revisão Tarifária Extraordinária ou Ordinária (Revisão Tarifária Periódica), esta Consulta Pública deveria propor critérios e metodologias para quantificar os efeitos provocados pela pandemia e que resultaram em:

- queda do consumo, incluindo o tratamento da sobrecontratação; e
- elevação da inadimplência e das receitas irrecuperáveis.

1.2 ORGANIZAÇÃO DESTA CONTRIBUIÇÃO

A seguir são apresentados alguns comentários e sugestões referentes às propostas abordadas na RAIR 7/2020.

Na seção 2 discute-se primeiramente o **direito ao equilíbrio econômico-financeiro**, instituto bem sedimentado na jurisprudência brasileira. Em seguida abordam-se os **critérios para Revisão Tarifária Extraordinária**. Por fim, examina-se a adequação da alocação de risco simétrica que fundamenta o **Mecanismo de Flexibilidade Tarifária** proposto como forma alternativa para mitigar os impactos da pandemia.

Na seção 3 discute-se a solução proposta para lidar com a elevação da **inadimplência** e das **Receitas Irrecuperáveis** ocasionadas pelas medidas adotadas para lidar com a crise covid-19.

Na seção 4 trata-se da questão da **queda do consumo**, seus impactos e medidas que deveriam ser adotadas para promover o reequilíbrio econômico-financeiro.

2 EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1 DIREITO AO REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O teor da RAIR 7/2020 gera incerteza regulatória ao abordar apenas duas alternativas para o reequilíbrio econômico-financeiro:

- a Revisão Tarifária Extraordinária, com cláusula de admissibilidade, em função da magnitude do desequilíbrio estabelecidos no **Submódulo 2.9 do Proret**; e
- um suposto alívio parcial do desequilíbrio por meio da adoção do Mecanismo de Regulação Flexível, regulamentado no proposto novo **Submódulo 2.10 do Proret**, o que requer migração ao novo modelo de contrato de concessão e oferta de contrapartidas.

Na arguição da RAIR 7/2020, defende-se a ideia de que o reequilíbrio deve ser condicionado a:

- critérios de admissibilidade definidos com base em indicadores da severidade do desequilíbrio (§§ 31, 49 e 58); e
- oferta de contrapartidas das distribuidoras para os consumidores (§ 173).

Como detalha-se a seguir, a abordagem da RAIR 7/2020 – baseada em alternativas condicionantes e com contrapartidas – ignora a essência do objetivo da CP 35: definir metodologia abrangente para o reequilíbrio econômico-financeiro a que as concessionárias têm direito.

A doutrina de equilíbrio econômico-financeiro é universalmente consolidada no direito administrativo brasileiro. O direito ao equilíbrio econômico-financeiro é garantido pela **Constituição Federal** de 1988 (art. 37, XXI), sendo explicitamente aplicado a todos os contratos administrativos:

“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 – ressalvados 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.”

Este artigo constitucional é disciplinado pela **Lei 8.666** de 1993, que regulamenta os contratos da Administração Pública. Esta lei introduziu o conceito de “equilíbrio econômico-financeiro” no seu artigo 58, que reserva à Administração Pública o direito de modificar o contrato em qualquer momento para atender ao interesse público, desde que mantido o equilíbrio econômico-financeiro originalmente pactuado:

“O regime jurídico dos contratos administrativos instituído por esta Lei confere à Administração, em relação a eles, a prerrogativa de:

I - modificá-los, unilateralmente, para melhor adequação às finalidades de interesse público, respeitados os direitos do contratado;

[...]

§ 1º As cláusulas econômico-financeiras e monetárias dos contratos administrativos não poderão ser alteradas sem prévia concordância do contratado.

§ 2º Na hipótese do inciso I deste artigo, as cláusulas econômico-financeiras do contrato deverão ser revistas para que se mantenha o equilíbrio contratual.”

O **equilíbrio econômico** se refere à rentabilidade global do contrato (a relação entre receitas e despesas), enquanto o **equilíbrio financeiro** se refere ao descasamento temporal entre as entradas (receitas) e saídas (desembolsos).

É importante destacar que a noção de reequilíbrio econômico-financeiro não se restringe às mudanças decorrentes de alteração unilateral do contrato pela Administração Pública, mas também por fatos enquadrados na **Teoria da Imprevisão**¹:

“para restabelecer a relação que as partes pactuaram inicialmente entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração da obra, serviço ou fornecimento, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, na hipótese de sobrevirem fatos imprevisíveis, ou previsíveis porém de consequências incalculáveis, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado, ou, ainda, em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe, configurando álea econômica extraordinária e extracontratual.” (Artigo 65, inciso II, alínea ‘d’ da Lei 8.666).

Logo, a Lei 8.666 define que o equilíbrio econômico-financeiro também pode ser abalado por:

- fatos imprevisíveis, decorrentes de ocorrências materiais exógenas não cogitadas pelas partes;
- força maior, decorrente de eventos humanos;
- caso fortuito, decorrente de eventos da natureza; e
- ato do príncipe, decorrente de determinação do Estado.

Portanto, a lei prevê a possibilidade de obtenção de reequilíbrio econômico-financeiro em situações de interferências imprevisíveis, de força maior, caso fortuito ou ato do príncipe, mesmo quando os riscos são alocados ao contratado, como é o caso nos contratos de concessão de distribuição no que se refere aos seguintes riscos alocados à distribuidora:

- risco de mercado, que abrange o risco de queda do consumo (§ 23); e
- risco de negócios, que abrange a inadimplência e Receitas Irrecuperáveis (§ 14).

A **Lei 8.987**, que regulamenta as concessões, também emprega o conceito de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos e, como na Lei 8.666, prevê o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato em função de alteração unilateral das condições contratuais pactuadas pela Administração Pública. Aliás, neste caso, o artigo 8º da Lei 8.987 prevê o reestabelecimento imediato do equilíbrio econômico-financeiro:

“Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.” (Art. 8º, § 4º da Lei 8.987).

¹ “A teoria da imprevisão consiste no reconhecimento de que eventos novos, imprevistos e imprevisíveis pelas partes e a elas não imputáveis, refletindo sobre a economia ou a execução do contrato, autorizam sua revisão, para ajustá-lo às circunstâncias supervenientes.” (Meirelles, H. (1990). Direito Administrativo Brasileiro. São Paulo: Malheiros Editores).

Logo, pela legislação, o desequilíbrio ocasionado pelo cerceamento do direito das distribuidoras de cortar o fornecimento de energia elétrica por inadimplemento imposto pela Aneel durante a pandemia – o que agravou a taxa de inadimplência e de Receitas Irrecuperáveis – deveria ser sanado imediatamente.

Isto posto, a imposição de “critérios de admissibilidade” e a exigência de “contrapartidas” como condicionantes para a obtenção do reequilíbrio econômico financeiro é ilegal.

Se a Aneel restringir o reestabelecimento do equilíbrio econômico financeiro às duas situações propostas na RAIR 7/2020 (com alteração do submódulo 2.9 do Proret 2.9 e a introdução do submódulo 2.10 do Proret), muitas distribuidoras provavelmente recorrerão ao Judiciário para o restabelecimento do equilíbrio econômico-regulatório, o que cercearia a possibilidade de a Aneel conduzir o processo.

2.2 REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

Em 2017, a Aneel estabeleceu o rito para a realização de reequilíbrio econômico-financeiro fora da data de Revisão Tarifária Ordinária que foi codificada no **Submódulo 2.9 do Proret**. O conceito estabelecido visa a condicionar a realização de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE) a situações extremas em que a capacidade de sustentação da concessão até a data de Revisão Tarifária Ordinária é ameaçada.

O Submódulo 2.9 do Proret foi estabelecido para solicitações idiossincráticas de empresas individuais a fim de evitar que as empresas entrassem com solicitações de RTE muito frequentemente para considerar o impacto de fenômenos de pouca relevância.

No entanto, já é de notório saber a excepcionalidade da crise covid-19 sobre o setor elétrico e, de forma particular, sobre a distribuição de energia elétrica. Não há, portanto, necessidade de se impor critério de admissibilidade para resguardar a natureza excepcional do instituto de RTE no caso da pandemia covid-19.

Embora os recursos da Conta-covid tenham mitigado o desequilíbrio financeiro das distribuidoras, é importante promover o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro prontamente a fim de reduzir a incerteza e a insegurança regulatória.

Os recursos advindos da operação de crédito (Conta-covid) apenas proporcionam alívio financeiro passageiro, não configurando um reequilíbrio econômico. Ao desmembrar e postergar a definição de critérios e metodologias a serem utilizados para o corrigir o desequilíbrio econômico-financeiro ocasionado pela pandemia, apenas prolonga-se esta indefinição.

Esta indefinição é percebida pelos investidores como aumento de risco do segmento da distribuição, o que eleva seu custo de captação de recursos, o que por sua vez prejudica as distribuidoras e seus consumidores. Tal percepção já se reflete nos relatórios de analistas do mercado:

“Diante da crise em curso, alternamos nossa recomendação de exposição ao setor na seguinte ordem: transmissão > geração > distribuição/integrada.” (JP Morgan 06/abril/2020)

“Acreditamos que a abertura e conclusão do processo de consulta pública contribui, em primeiro lugar, para uma menor percepção de risco em relação ao setor de distribuição de energia tendo em vista a elevada expectativa de mercado em torno da Conta-COVID. Entretanto, ainda é incerta a divisão dos custos do financiamento entre consumidores de energia elétrica e distribuidoras, bem como de que forma ocorrerão eventuais futuros pedidos de reequilíbrio econômico em revisões tarifárias extraordinárias. Além disso, não há motivos para mudar nossa posição mais conservadora em relação a distribuidoras de energia com relação à deterioração de indicadores como inadimplência e perdas não técnicas em face da deterioração da economia.” (XP, 27/maio/2020)

“Acreditamos que a proposta inicial veio negativa (...) Todas as possíveis compensações propostas pela Aneel seriam aplicadas apenas até o final do ano 2021 e, portanto, não ajudariam nos índices de alavancagem em 2020.” (Credit Suisse 24/agosto/2020)

A fim de minimizar esta insegurança, seria melhor já definir a metodologia para dimensionar os impactos da pandemia.

2.3 O PAPEL DA CLÁUSULA DE REVISÃO DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Na arguição apresentada na RAIR 7/2020, defende-se a noção de que o contrato de concessão sempre deve prever cláusulas de alocação de risco simétricos para atender aos interesses dos consumidores e da distribuidora de forma equânime (§§ 25, 130 e 181). Utiliza-se este argumento para promover o **Mecanismo de Flexibilidade Tarifária** proposto. Mas esta noção parte de uma premissa equivocada – apesar de aparentemente correta – de que uma relação simétrica é a que maximiza o bem-estar social.

A cláusula de reequilíbrio econômico-financeiro desempenha um papel econômico importante para a promoção do bem-estar social que não deve ser menosprezado, nem corrompido. O papel principal de um contrato é reger a interação entre as partes de forma a possibilitar cooperação e comprometimento entre elas. Os diversos riscos envolvidos devem ser alocados para a parte que possa lidar melhor com tais riscos.

Conforme exemplificado no Anexo I (“Teoria dos Jogos e Contratos”), a alocação de riscos não simétrica, na forma da cláusula de reequilíbrio econômico-financeiro em caso de ocorrência de eventos extraordinários, pode ser benéfica para o consumidor (Poder Concedente).

Apesar de o Mecanismo de Flexibilidade Tarifária ter sido apresentado como uma opção oferecida aos distribuidores, deve-se apontar que a alteração da matriz de riscos proposta não lida adequadamente com o tipo de risco envolvido na crise covid-19, pois estamos nos referindo a um evento extraordinário que não é tratado adequadamente pela modelagem empregada na definição do Componente P_d do Fator X, pois tal componente é computado com base nos ganhos de produtividade históricos obtidos em condições normais, o que não têm correspondência com o tipo de impacto ocasionado pela crise covid-19. Na verdade, tal mecanismo é capaz de introduzir mais distorções do que mitigações.

A imposição de contrapartidas também é totalmente incongruente com o conceito de reequilíbrio econômico-financeiro, já que a contrapartida acaba compensando – de forma negativa – o efeito pretendido com a medida, que era restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro.

Portanto, deve ficar explícito que as distribuidoras têm o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro decorrente dos impactos da covid-19 mesmo que:

- não se enquadrem nos critérios estabelecidos no Submódulo 2.9 do Proret; e que
- não optem pela solução de mitigação dos efeitos na forma proposta do novo Submódulo 2.10 do Proret.

3 AUMENTO DA INADIMPLÊNCIA E DAS RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

O RAIR 7/2020 é enfático em apontar que, por um lado:

“[...] a arrecadação do faturamento dos consumidores é risco alocado às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, de modo que não é possível falar em neutralizar esse risco” (§ 14),

argumentando que na regulação por incentivos estabelecida:

“[...] custos gerenciáveis, a lógica é diferente, pois não há neutralidade de Parcela B ou certos itens da Parcela A (p. e., receitas irrecuperáveis), já que se trata de risco do negócio de distribuição.” (§ 78).

Por outro lado, o mesmo RAIR 7/2020 admite que:

“[...] é possível se argumentar que a atividade de arrecadação pode ter sido temporária e parcialmente menos eficaz, devido à possível limitação dos instrumentos para gestão da inadimplência disponíveis ao concessionário” (§ 19).

A admissão do parágrafo 19 é absolutamente correta. A vedação de suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplemento determinado na Resolução 878/2020 retirou o principal instrumento de disciplinamento da arrecadação à disposição das distribuidoras. E em algumas áreas de concessão a vedação permanece por força de leis estaduais, como no caso do artigo 2º da Lei 8.769/2020 do Rio de Janeiro.

O uso de corte no fornecimento é um instrumento previsto nos contratos de concessão e, portanto, a sua supressão caracteriza uma clara alteração unilateral de contrato administrativo pela Administração Pública, situação na qual tanto a Lei 8.666 (Lei dos Contratos da Administração Pública) e a Lei 8.987 (Lei das Concessões) preveem direito de reequilíbrio imediato.

A proposta da RAIR 7/2020 de barrar as distribuidoras do “Grupo B” (detentoras do novo modelo de contrato de concessão) do ajuste para a perda de arrecadação, sob o argumento de que “não fazem jus ao mecanismo de correção de inadimplência, por não ser possível estabelecer contrapartida aos consumidores equiparável ao benefício opcional desse mecanismo” (§ 187) não faz sentido, já que se trata de um direito respaldado pela Constituição e legislação. O mesmo direito também se estende aos detentores de Contratos de Concessão no Modelo antigo, ainda que não assinem o aditivo ao Contrato de Concessão.

A metodologia proposta para definir os percentuais de inadimplência regulatórios e das Receitas Irrecuperáveis é baseada em projeções da inadimplência levando em conta:

- o padrão histórico da “curva de envelhecimento” média das distribuidoras (§ 110);
- os valores de inadimplência observados em 2020 e 2021 (§ 116); e
- a técnica de *benchmarking* considerando o índice de complexidade socioeconômica (§ 115).

Na realidade, trata-se aqui do problema econômico causado pelo aumento da inadimplência, essa, por sua vez, causada pela pandemia e pelo impedimento do corte. A própria Aneel vem acompanhando esse aumento da inadimplência, que por sua vez já se encontra refletida nos balanços publicados pelas empresas no segundo trimestre de 2020. Por força do próprio Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e das normas IFRS, as empresas foram obrigadas a elevar o

Provisionamento de Perdas Estimadas por Créditos de Liquidação Duvidosa (PPECLD). Não cabe, nesse caso, regras de admissibilidade do impacto econômico causado pela inadimplência.

A solução proposta na RAIR 7/2020 não resolve o problema no tempo em que ele ocorre, pois o reconhecimento tarifário ocorreria quase dois anos mais tarde. Neste sentido, seria desejável um reconhecimento já em 2020 de algum aumento da inadimplência e das Receitas Irrecuperáveis projetadas, a ser complementado ao final de 2021 pelos montantes remanescentes que seriam reconhecidos financeiramente após a aplicação da metodologia de envelhecimento e *benchmarking*.

Além dos comentários mais gerais acima, a metodologia proposta requer alguns ajustes para:

- levar em conta o pagamento dos tributos (ICMS, Pis e Cofins) sobre o valor que foi faturado, mas que não foi arrecadado; e
- retirar o ajuste feito considerando o recebimento de recursos da Conta Covid, que indiretamente já estão refletidos no cálculo na forma de tarifas mais módicas aprovadas em 2020 (os valores da Conta-covid estariam sendo contabilizados em duplicidade).

Também se questiona a adequação da exigência de queda monotônica (decrecente) da inadimplência trimestral como indicador de “máximo esforço” (§ 122), já que:

- o nível de inadimplência é afetado por fatores não gerenciáveis pelas empresas; e
- o mecanismo de *benchmarking* já proporciona incentivos mais que suficientes para incentivar as distribuidoras a despender os seus melhores esforços para reduzir a inadimplência.

4 QUEDA DO CONSUMO

Assim como na questão da arrecadação, o RAIR 7/2020 argumenta que:

“No regime *price cap*, a variação de mercado é risco alocado às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.” (§ 22),

No entanto, concede que:

“Apesar de não ser razoável neutralizar os efeitos de redução de mercado incorridos pelas distribuidoras, conforme contexto regulatório e contratual relatado, é possível avaliar mecanismos tarifários diversos que promovam sustentação das concessionárias.” (§ 27).

Ao discorrer sobre a gestão do risco, o RAIR 7/2020 afirma que as distribuidoras dispõem de mecanismos para administrar os efeitos da queda de receita decorrente da queda do consumo:

“haja vista a redução de mercado, as distribuidoras podem, se assim entenderem, represar determinados investimentos com base em novas expectativas de evolução da carga em suas áreas de concessão. Dessa feita, custos de capital (CAPEX), quanto à gestão de ativos, trocas, manutenções, aquisição de bens, contratação de serviços, entre outros, são gerenciáveis por parte das empresas, mesmo em momento de pandemia.

[...] não há que se falar em involuntariedade de gastos da Parcela B” (§ 132 e 135)

Aqui é necessário apontar que a afirmação desconsidera o fato de que muitos investimentos precisam ser realizados com antecedência para atender ao crescimento da carga projetada e que, após realizados, não podem ser revertidos. Portanto, há uma parcela relevante da base de ativos em serviço da distribuidora que representa gastos involuntários. Além disso, os custos operacionais permanecem praticamente inalterados, uma vez que os contratos e despesas com pessoal se mantêm estáveis porque a prestação dos serviços precisa ser mantida pelas distribuidoras.

O mesmo se aplica ao suprimento de energia que envolve a contratação de transmissão e energia. Os contratos de energia são por valores fixos e prazos longos, contratados anos à frente, o que pode acarretar severo descasamento entre receitas e despesas quando há frustração de demanda.

A queda de demanda ocasionada pela pandemia de covid-19 é absolutamente atípica, o que já a qualifica como um impacto candidato a reequilíbrio econômico-financeiro pela Teoria da Imprevisão, conceito que baliza a Lei 8.666 e a Lei 8.987.

Além disso, neste caso houve intervenção do Estado, ordenando o fechamento ou restrições sobre as atividades econômicas. Portanto, a queda do consumo não pode ser caracterizada como risco de mercado, já que a mesma foi induzida por alterações de consumo impostas sobre os consumidores (em contraste com o risco de mercado que decorre de mudanças comportamentais espontâneas dos consumidores). Esta parcela da queda do consumo decorre de “ato do príncipe”, o que claramente a qualifica para reequilíbrio econômico-financeiro.

Logo, é necessário definir o montante da queda do consumo decorrente da pandemia. Propõe-se que este cálculo seja feito com base em projeções econométricas levando em conta o padrão de crescimento dos últimos anos de cada concessionária.

A quantificação do impacto da queda do consumo sobre o equilíbrio econômico-financeiro deve levar em conta o efeito sobre os componentes tarifários cujos custos permanecem, mas que acabaram sofrendo redução de cobertura tarifária em função da queda do faturamento. Por

exemplo, as Perdas Não Técnicas (PNTs) admitidas pelo regulador com base no modelo de benchmarking são definidas em termos percentuais do faturamento. Isto implica que haverá queda no montante das PNTs regulatórias – mesmo mantido o mesmo empenho de combate ao furto de energia pela distribuidora –, enquanto os furtos de energia tendem a manter-se em níveis inalterados ou até agravar-se em função da pandemia.

A análise da queda de consumo também deve ser utilizada para a quantificação da exposição contratual involuntária, conforme determinado no Decreto 10.350.

5 APÊNDICE I – CONTRATOS E TEORIA DOS JOGOS

A partir da ótica da Teoria de Jogos, pode-se descrever um contrato como o instrumento pelo qual se transforma um jogo não-cooperativo em um jogo cooperativo de forma a melhor atender ao interesse público.

A ideia pode ser ilustrada por um exemplo. Considere-se a contratação de um concessionário para prover serviços de distribuição por um determinado período. A distribuidora incorre em:

- custos fixos (f), que independem de como a rede é utilizada; e
- custos variáveis (c), que se ajustam proporcionalmente ao montante de energia distribuído (q).

A distribuidora é remunerada por uma tarifa por megawatt-hora de energia distribuída que é estipulada no momento de fechamento do contrato em função dos investimentos realizados levando em conta a expectativa sobre o consumo de energia previsto ($E(q)$):

$$\text{Tarifa: } \frac{f}{E(q)} + c$$

A distribuidora tem duas opções: ela pode optar por minimizar o investimento, o que acarreta um determinado custo (referido como Tecnologia 1); ou ela pode optar por um investimento maior que permite reduzir o custo operacional, reduzindo o custo total para o consumidor (Tecnologia 2).

$$\text{Tecnologia 1: } C_1(q) = f_1 + c_1 \cdot q$$

$$\text{Tecnologia 2: } C_2(q) = f_2 + c_2 \cdot q$$

$$\text{Tal que } f_1 < f_2 \text{ e } c_1 > c_2, \text{ resultando em } C_1(q) > C_2(q)$$

O consumo de energia apresenta uma clara tendência de crescimento ($E(q) = q_A$), mas não se pode descartar a possibilidade remota ($p \approx 0$) de que possa ocorrer um evento extraordinário, imprevisível, alheio à gestão das distribuidoras, que possa provocar uma queda no consumo ($E(q) = q_B$, sendo $q_B < q_A$).

Assim, podemos representar a situação como um jogo com a matriz de retornos, apresentada na Figura 1, para as duas tecnologias nos dois cenários: A (que ocorre com probabilidade $1 - p$) e B (que ocorre com probabilidade p).

Figura 1: Matriz de Retornos

	Cenário A mercado esperado $1-p$	Cenário B evento extraordinário p
Tecnologia 1	π_{1A}, T_1	π_{1B}, T_1
Tecnologia 2	π_{2A}, T_2	π_{2B}, T_2

Dados os pressupostos discutidos, tem-se que $T_2 < T_1$ e $\pi_{1A} = \pi_{2A} > 0 > \pi_{1B} > \pi_{2B}$. Logo, o resultado desejável da perspectiva do bem-estar social seria a adoção da Tecnologia 2 – que, apesar de requerer investimento maior, é mais eficiente –, possibilitando a adoção de uma tarifa menor ($T_2 < T_1$).

Neste contexto em que a tarifa é definida em função dos seus custos,² a estratégia dominante para a distribuidora seria a adoção da Tecnologia 1, pois o lucro no Cenário A é igual com ambas as tecnologias, mas no Cenário B, a Tecnologia 2 acarreta um prejuízo muito maior (pelo fato de a Tecnologia envolver uma proporção maior de custos fixos, o que a torna mais vulnerável à queda do consumo).

Este resultado indesejável – resultante do problema de seleção adversa – pode ser evitado por meio de um contrato em que o risco associado ao Cenário B seja retirado da distribuidora. Há vários motivos para justificar esta repactuação dos riscos por meio da inclusão de cláusula de revisão extraordinária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro em caso de interferências imprevistas que ocasionem a configuração do Cenário B:

- Em primeiro lugar, porque a aversão ao risco da distribuidora provavelmente é maior do que a aversão dos consumidores, pois no caso de ocorrência do Cenário B o prejuízo para a distribuidora seria dramático, podendo ameaçar a sustentabilidade da empresa. Já para o Poder Concedente (contribuintes ou consumidores), o impacto tende a ser menor, pois o custo de energia elétrica representa apenas uma pequena parcela do seu orçamento. Sendo a aversão ao risco da distribuidora maior do que do Poder Concedente, seria no interesse de ambas as partes alocar este risco ao Poder Concedente.
- Em segundo lugar, o Cenário B trata de um evento de baixíssima e incerta probabilidade, mas de grande impacto quando ocorre, o que torna muito difícil acertar sua precificação. A aplicação de uma tarifa suficientemente elevada para sustentar a distribuidora em caso de ocorrência do Cenário B implicaria um lucro acima da taxa normal em todos os demais anos (Cenário A), situação que pode ser difícil sustentar, principalmente se o Cenário B não ocorrer no período contemplado. Mais provável é que a tarifa seja definida em nível baixo demais, o que proporcionaria lucros mais alinhados ao esperado nos anos do Cenário A, que prevalecem na maior parte do tempo, mas que levaria a falência da distribuidora no caso de ocorrência do Cenário B.

Se o reequilíbrio econômico financeiro fosse assegurado no caso de ocorrência do Cenário B, a distribuidora tomaria sua decisão considerando apenas os retornos no Cenário A. Assim, a distribuidora ficaria indiferente entre a adoção da Tecnologia 1 ou 2 e bastaria oferecer uma tarifa ligeiramente acima de T_2 para assegurar que a distribuidora optasse pela tecnologia mais eficiente (Tecnologia 2) e de menor tarifa.

Este simples exemplo demonstra como a alocação de riscos não simétrica, na forma da cláusula de reequilíbrio econômico-financeiro em caso de ocorrência de interferência imprevista, pode ser benéfica para o consumidor (Poder Concedente).

² Este problema de seleção adversa pode persistir mesmo se o regime de regulação tarifária pelo custo for substituído por um regime de regulação por comparação (*benchmarking*). Embora a definição de tarifas com base na comparação de custos de todas as distribuidoras tenha o efeito de proporcionar uma tarifa mais atraente para as distribuidoras que optam pela Tecnologia 2, a opção pela Tecnologia 1 pode continuar sendo o equilíbrio dominante, dependendo da magnitude dos riscos associados ao Cenário B.