

**CONTRIBUIÇÃO DA LIGHT SERVIÇOS DE  
ELETRICIDADE S.A. À 3ª FASE DA  
CONSULTA PÚBLICA Nº 35/2020**

Nota Técnica nº NOTA TÉCNICA Nº 145/2020–  
SRM/ANEEL

**REEQUILÍBRIO ECONÔMICO E  
FINANCEIRO DAS CONCESSIONÁRIAS DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Janeiro de 2021

---

## SUMÁRIO

<b>I. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>3</b>
<b>II. QUEDA DE MERCADO .....</b>	<b>6</b>
II.A PARCELA B .....	6
II.B PERDAS NÃO TÉCNICAS.....	10
II.C COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O TESTE DE ADMISSIBILIDADE .....	11
II.D PROPOSTA DA LIGHT PARA QUEDA DE MERCADO .....	14
<b>III. RECEITAS IRRECUPERÁVEIS.....</b>	<b>19</b>
<b>IV. SOBRECONTRATAÇÃO.....</b>	<b>20</b>
<b>V. ALOCAÇÃO DE CUSTOS ACESSÓRIOS (SPREAD).....</b>	<b>23</b>
<b>VI. CONCLUSÃO.....</b>	<b>23</b>
<b>VII. APÊNDICE – DISTORÇÕES DO EFEITO CALENDÁRIO .....</b>	<b>25</b>

## I. INTRODUÇÃO

O advento da emergência sanitária decorrente da transmissão global do novo coronavírus (COVID-19) resultou em estado de calamidade pública nacional, conforme Decreto Legislativo nº 6, de 20.03.2020.

De forma subsequente, houve uma série de legislações produzidas nos âmbitos federal, estaduais e municipais com vistas a conter a disseminação do vírus, focando especificamente em atos que restringiram a mobilidade social e atividades econômicas. O resultado imediato foi a redução do consumo de energia elétrica associada àquelas atividades econômicas e sociais restritas ou suspensas pelo Poder Público. No caso da LIGHT, considerando as características de sua área de concessão, foi expressiva a redução de consumo associada ao setor de serviços.

Somada às questões associadas à redução das atividades econômicas que impactaram o consumo e a capacidade de adimplência, foi ainda adotada medida de intervenção direta e imediata nas concessões de serviço de distribuição, com a publicação da Resolução Normativa nº 878/20, a partir da qual foram estabelecidas vedações para suspensão de usuários inadimplentes, repercutindo em perda de arrecadação extraordinária.

Na atual 3ª Fase da Consulta Pública 035/2020 (CP 035/20), em continuidade às discussões já travadas no âmbito da 2ª Fase, discutem-se os mecanismos para o processamento do reequilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras relacionados à pandemia do COVID-19, com relação à redução de mercado e aumento da inadimplência, bem como do reconhecimento dos efeitos da sobrecontratação involuntária.

Note-se que a 1ª Fase da CP 035/20 foi destinada à estruturação da operação da Conta-COVID, que resultou em empréstimos para o alívio do fluxo financeiro das distribuidoras, destinados a assegurar as receitas dos agentes de geração do ACR e de transmissão – esta garantia consta inclusive do Termo de Aceitação ao qual foi condição para a fruição dos recursos da Conta-COVID.

No âmbito da 2ª Fase da CP 035/20, as distribuidoras manifestaram-se através da ABRADÉE no sentido de questionar as proposições apresentadas naquela ocasião, o que incluiu a apresentação de pareceres de renomados juristas sobre o *status* constitucional, legal e contratual da garantia de equilíbrio econômico-financeiro, não cabendo a exigência de contrapartidas, testes de significância ou admissibilidade e limitações temporais do período a ser considerado. Também foram apresentadas justificativas técnico-regulatórias para que não

fosse utilizada a metodologia análoga ao Fator X para recompor a redução de mercado e questões relacionadas à apuração das receitas irrecuperáveis.

A Light viu como muito adequada a iniciativa da ANEEL de submeter à nova rodada de contribuições os temas do reequilíbrio econômico-financeiro por (i) queda de mercado decorrente da pandemia do coronavírus e (ii) aumento da inadimplência corrente com impacto potencial nas receitas irrecuperáveis, aumento que ocorre por efeito cumulado da pandemia e da restrição a cortes.

A apresentação de novas propostas já com a análise das contribuições recebidas na 2ª Fase possibilita o desenvolvimento de alternativas que aproximem a solução do equilíbrio almejado pelas partes envolvidas. Também é oportuna a disponibilização das propostas da Agência para os temas de sobrecontratação involuntária e custos acessórios da CONTA-COVID.

Ainda, a Light considera importante que a conclusão das discussões relacionadas aos efeitos da pandemia do coronavírus se dê a tempo do fechamento e divulgação ao mercado dos resultados do ano civil de 2020.

Para a 3ª Fase da CP 035/20, a Light corrobora as contribuições apresentadas pela ABRADEE, apresentando, adicionalmente, os pontos ressaltados no presente documento, que está estruturado em cinco partes.

A primeira discute a queda de mercado e propõe aprimoramentos baseados nos seguintes princípios: (i) conexão entre intensidade do impacto observado e recomposição recebida; (ii) estipulação de critério objetivo de identificação de impactados pela pandemia; (iii) valor de recomposição apurado sem uso de projeções; (iv) tratamento isonômico entre os afetados; (v) coerência com as previsões legais, contratuais e regulatórias; e (vi) afastamento de distorções provocadas por efeito calendário.

Um dos pontos principais da primeira parte desta contribuição é a explanação dos efeitos colaterais do tratamento da pandemia por meio de recomposição na tarifa econômica/estrutural, com efeito propagado ao longo do ciclo tarifário, em oposição à apuração de um item financeiro único referente à perda de 2020, sem ajuste da tarifa econômica – alternativa que a Light considera mais adequada.

Na segunda parte, a Light apresenta propostas de aprimoramentos no tratamento das receitas irrecuperáveis, dentre as quais: (i) aprimoramentos de ordem geral no modelo de estimação das receitas irrecuperáveis; (ii) apresentação de uma fase de admissibilidade a ser verificada ao final de 2021, quando encerrado o período de yardstick competition para redução do estoque de inadimplência originado na pandemia; (iii) tratamento do desequilíbrio verificado

nos casos admissíveis como item financeiro único, sem alteração do parâmetro econômico estrutural de receitas irrecuperáveis.

Na terceira parte, a Light sugere esclarecimentos à proposta da ANEEL para a sobrecontratação, onde concordamos com a proposta da Agência de se utilizar como referência a carga declarada no leilão de energia existente A-1 para apurar-se o montante de sobras involuntárias, dada a proximidade dessa declaração aos meses de 2020 realizados antes do início da pandemia.

Na quarta parte, a Light apenas manifesta sua concordância com a proposta relacionada aos custos acessórios.

Na quinta parte, a Light traz arrazoado concernente à garantia do equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

Finalmente, quanto aos aspectos jurídicos, a Light concorda com o diagnóstico indicado nas contribuições da ABRADDE de que a metodologia proposta pela ANEEL no âmbito desta 3ª Fase da CP nº 35/2020 continua apresentando ilegalidades, principalmente porque:

- (i) O teste de admissibilidade proposto pela ANEEL mensura a urgência na recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, ao invés de medir se a distribuidora foi ou não adversamente afetada pela pandemia e medidas correlatas. Ao fazer isso, o teste de admissibilidade proposto pré-exclui muitas se não todas as distribuidoras adversamente afetadas do direito ao reequilíbrio integral, ao mesmo tempo em que acaba beneficiando desproporcionalmente distribuidoras com revisão tarifária em 2021;
- (ii) A metodologia de recomposição da queda de mercado (por meio da criação de um Xpd pandêmico) desassocia o reequilíbrio a que as distribuidoras fazem jus das perdas causadas pela pandemia, recompondo de forma insuficiente o desequilíbrio econômico causado a algumas concessões, ao mesmo tempo em que recompõe em excesso o desequilíbrio causado a outras concessões, dependendo da data de sua revisão tarifária; e
- (iii) A metodologia de recomposição do aumento da inadimplência desconsidera a propagação no tempo do expressivo aumento da inadimplência causado pela pandemia e medidas correlatas, o que, na prática, resulta em uma recomposição do equilíbrio econômico-financeiro em valor significativamente inferior ao prejuízo efetivamente sofrido.

Dessa forma, as contribuições aqui incluídas buscam evitar os cenários (i), (ii) e (iii) acima elencados, tornando a proposta aderente ao que determina a legislação setorial vigente.

## II. QUEDA DE MERCADO

No tema de queda de mercado há dois itens que a contribuição da Light aborda: (i) redução de faturamento da Parcela B e (ii) redução de faturamento das perdas não técnicas.

### II.A PARCELA B

Há duas formas, conceitualmente abrangentes, de se efetuar a recomposição da queda de mercado de Parcela B ocasionada pela pandemia: (i) via tarifa/receita, ajustadas pela perda de produtividade extraordinária; e (ii) via mercado, apurada a partir de um cenário contrafactual, de modo a evitar a repercussão dos efeitos conjunturais da pandemia na base tarifária econômica.

No primeiro caso, a pergunta que se deseja responder é qual seria a queda de custo em função da redução extraordinária de mercado.

Ressaltamos, inicialmente, questões de ordem qualitativa, pois a natureza dos custos (tanto OPEX quanto CAPX) associados à atividade de distribuição nos levaria à conclusão de que a pandemia não trouxe reduções extraordinárias, dado que tais custos são, primordialmente, de natureza fixa, desassociados no montante de energia consumida. Tal fato foi, inclusive, atestado ANEEL no âmbito da Audiência Pública 059/2018, que trata da estrutura tarifária aos consumidores de baixa tensão.

Outro ponto reside no fato de que a maior parte dos custos operacionais da atividade de distribuição está associada aos serviços e equipes de campo, não havendo, portanto, nada que indique, qualitativamente, que a pandemia poderia ter trazido reduções extraordinariamente relevantes nos mesmos. Pelo contrário, a necessidade de reforçar os EPIs, realizar testes e evitar aglomeração das equipes, por exemplo, teria o potencial de aumentar os custos das atividades de campo, *ceteris paribus*.

Sob o aspecto quantitativo, a comprovação quanto à existência de redução extraordinária de custos em função da pandemia também traz obstáculos relevantes, pois essa informação não é passível de segregação do restante das variações de custo ocorridas, notadamente das que decorram de ganhos de eficiência empresarial alheias aos efeitos da pandemia, como a redução extraordinária do mercado.

O Fator Xpd utilizado pela ANEEL, por construção, não faz distinção entre a natureza dos ganhos/perdas de eficiência observados, o que significa que a reparametrização para tratar a pandemia necessariamente envolve a incorporação de efeitos ordinários (não extraordinários), indo de encontro ao objetivo de que o reequilíbrio seja restrito aos efeitos do evento da pandemia.

Com o conjunto de dados disponível, não é possível concluir que os casos de queda de custos se deram em função da queda de mercado ou se a queda de custos seria diferente se, por exemplo, o mercado tivesse se mantido nos patamares de 2019.

Por exemplo, da análise dos dados já disponíveis para os custos das concessionárias de distribuição no ano de 2020, que ainda são preliminares, verificamos que houve mais de 20 empresas para as quais a queda de mercado de 2020 foi a maior do histórico, enquanto a maioria das quedas de custo observadas não se diferencia de outros anos, que tiveram comportamento ordinário de mercado. Houve também empresas que tiveram queda de custos com crescimento de mercado.

Outros exercícios quantitativos realizados pela ABRADDEE (apresentados nas contribuições da associação) indicam que existe uma diversidade de situações com relação às variações nos custos das distribuidoras em 2020, restando claro que a afirmação de que a pandemia teria trazido reduções extraordinárias dos mesmos não representam a realidade do segmento de distribuição. De fato, dentre as 25 concessionárias analisadas, 10 apresentaram aumentos de custo operacional durante a pandemia, e dentre as 16 com tendência de redução de custos operacionais, 8 já apresentavam esta tendência em 2019, antes da pandemia.

Assim, certamente há ganhos de eficiência empresarial no ano de 2020, que ocorreram em resposta ao incentivo ordinário do Fator Xpd vigente à redução contínua de custos, sendo inevitável que a produtividade reparametrizada leve em conta também ganhos de eficiência empresarial, o que tende a subestimar o efeito negativo da pandemia sobre o EBITDA das distribuidoras, além de significar a captura antecipada desses ganhos de eficiência, independentes do mercado, com base em uma referência de um único ano.

De fato, antecipar a captura de ganhos de eficiência em intervalo inferior à duração do *lag* regulatório – período entre revisões em que os parâmetros ou fórmulas de cálculo são conhecidas, de modo a estabilizar o sinal de incentivo aos agentes – apenas para o conjunto de empresas que sofreu efeitos da pandemia prejudica a isonomia dessas com as demais empresas que não sofreram efeito da pandemia, especialmente se a metodologia se baseia em observações escassas e que não apontam para um diagnóstico conclusivo.

Ou seja, a metodologia por si só já esperava ganho de produtividade, não sendo possível predeterminar se os casos de redução de custo ocorreram em função da queda de mercado extraordinária ou se ocorreram por ganho de eficiência face ao sinal de incentivo. A incerteza é muito grande e não há informação suficiente para concluir que houve ganho extraordinário de eficiência, razão pela qual merece ser buscada alternativa regulatória condizente com o objetivo buscado.

Resgata-se trecho da Nota Técnica 71/2017-SRM/SGT/ANEEL, que não recomenda a atualização de parâmetros regulatórios nas revisões tarifárias extraordinárias de Parcela B, medida que está sendo proposta com o Xpd pandêmico:

“23. A RTE não deve ter como objeto a antecipação da aplicação de atualizações metodológicas, bem como de outros parâmetros regulatórios que beneficiem a concessionária e que ocorreriam somente na próxima revisão ordinária da concessionária. A Agência já apresenta instrumentos para os agentes questionarem, informarem e proporem aperfeiçoamentos nas metodologias, quais sejam as Audiências Públicas específicas, com transparência processual. Logo, não é admissível a aplicação de alterações metodológicas à parte desses processos, bem como a antecipação da aplicação para suprir as necessidades de uma empresa, pois isso provocaria uma falta de isonomia perante as demais distribuidoras.”

Outro ponto que desfavorece a proposta da ANEEL refere-se ao efeito calendário associado às revisões, que causa distorções aleatórias nas recomposições de efeitos percebidas por cada empresa.

O conjunto de empresas com revisão tarifária em 2021 (há dezesseis revisões até agosto), por exemplo, se encontra na melhor situação relativa, dado que sua Parcela B será construída com *building blocks* de Custos Operacionais, Remuneração dos Investimentos e Quota de Reintegração cujas metodologias não tem relação direta com o mercado.

O mercado dos últimos doze meses será utilizado para o rateio tarifário (mercado baixo, logo, tarifa alta) e seu efeito na tarifa de partida mais alta perdurará cinco anos (propagando os efeitos da pandemia no tempo em desfavor do consumidor). Esse “benefício extraordinário” de propagação dos efeitos conjunturais da pandemia no tempo independe, inclusive, da superação do gatilho proposto pela ANEEL como critério de admissibilidade.

O segundo melhor cenário é ter Xpd pandêmico em 2021 estando longe da próxima revisão, pois, conforme argumentado pela própria Agência, essa aplicação se assemelha a uma minirrevisão, afetando a tarifa econômica do agente pelo período até a próxima revisão



ordinária (ou seja, por até 4 anos). Assim, por exemplo, se o mercado da distribuidora voltar ao patamar pré-pandemia no ano subsequente, o ganho desse maior faturamento de Parcela B irá se acumular ao ajuste estrutural decorrente da aplicação do Xpd pandêmico.

Da forma com a proposta da ANEEL está desenhada, o cenário menos favorável se dá com a aplicação do Xpd pandêmico em 2021, seguido de revisão no ano seguinte, já com um mercado recuperado. Nesse caso a aplicação do Xpd pandêmico com efeito de apenas em um ano não irá recompor integralmente os impactos da pandemia e o mercado a ser utilizado na revisão tarifária de 2022, já sem o impacto da crise, não irá majorar a tarifa de Parcela B do próximo ciclo.

Ou seja, a metodologia proposta faz com que empresas com reduções de mercado diversas, originadas pelo problema comum da pandemia, percebam recomposições econômicas distintas meramente em função do calendário de processos tarifários. É possível inclusive a ocorrência de casos com recomposição além das perdas extraordinárias de Parcela B, dado o efeito geométrico de arrecadação das tarifas de partida sobre com comportamento normal nos anos subsequentes, que tende a ser crescente, o que trará ônus indesejável aos consumidores.

O pior caso, naturalmente, é o não reconhecimento do desequilíbrio sem que se tenha revisão no primeiro semestre de 2021, o que ocorreria para a maioria das empresas, dado o gatilho inalcançável e inapropriado proposto pela área técnica para conceder a recomposição econômica.

Por fim, ressalta-se que a Nota Técnica 145/2020-SRM/ANEEL pontua corretamente que o Fator X não é uma recuperação do passado, mas um sinal de incentivo para ganho de eficiência de caráter prospectivo. Assim, por coerência, o Xpd pandêmico na forma proposta pela ANEEL deveria se dar sobre as tarifas que tiveram maior abrangência de aplicação no período da pandemia, pois a exigência prospectiva de ganho de produtividade ordinário se mostrou desajustada naquele período e não no ano subsequente.

Isso envolveria a alteração da tarifa econômica no processo tarifário que tenha apresentado essa abrangência mais ampla - em 2019 ou 2020 - o que acabaria por aumentar as distorções do efeito calendário e ainda ensejaria a apuração de um item financeiro semelhante ao apurado quando há atraso no processamento de revisões tarifárias ordinárias.

**Nesse contexto, por todas as razões apontadas nesta seção, entendemos que a forma mais adequada para se efetuar a recomposição da queda de mercado de Parcela B**

**ocasionada pela pandemia é por meio da apuração desta queda a partir de um cenário contrafactual de mercado, de modo a evitar a repercussão dos efeitos conjunturais da pandemia na base tarifária econômica. Definido o cenário contrafactual, seu cálculo é simples e direto, bastando multiplicar a queda apurada de mercado pelo componente tarifário da Parcela B.**

No Apêndice desta contribuição, buscamos dar um maior detalhamento às distorções trazidas pelo efeito calendário, no intuito de trazer maior abrangência ao entendimento da questão.

## **II.B PERDAS NÃO TÉCNICAS**

A queda de mercado extraordinária ocasionada pela pandemia do coronavírus apresenta efeito sobre outras componentes que compõem a receita da atividade de distribuição. A Nota Técnica 145/2020-SRM/ANEEL apresenta entendimento similar ao considerar essas variáveis no revisitado gatilho proposto para o Submódulo 2.9 do PRORET<sup>1</sup>.

Não obstante, ao propor tratamento para a queda de mercado via Fator Xpd, o impacto reconhecido para fins de elegibilidade da alteração extraordinária das tarifas não é considerado como passível de recomposição.

Em particular, no caso das perdas não técnicas, deve-se observar que a redução extraordinária de mercado não foi acompanhada de redução proporcional do furto de energia. Ou seja, um menor faturamento da componente tarifária específica não foi compensado pela redução das perdas reais, causando perdas econômicas às concessionárias<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Por sua vez, ressaltamos nosso entendimento de que, no caso das perdas não técnicas, houve uma incorreção da ANEEL nesse processo, pois a inclusão da neutralidade das perdas no cálculo do teste de admissibilidade não captura o real efeito da redução de mercado sobre o faturamento da componente PNT, algo que tratamos em maiores detalhes na seção II.B.

<sup>2</sup> Isso ocorreu particularmente nas concessões que, como a da Light, têm participação relevante do mercado de baixa tensão, tanto B1 quanto B3. Nesse caso, uma análise da dinâmica do mercado de Baixa Tensão nos meses afetados pela pandemia indica que, enquanto o mercado B1 teve leve aumento, o mercado B3 teve enorme queda (no caso da Light, a maior da história da concessão nos meses mais críticos). Por sua vez, considerando que o furto de energia se dá, principalmente, no mercado residencial, o aumento no mercado B1 tende a ser neutro para a concessionária em termos de perdas não técnicas, pois, o aumento no repasse tarifário de seu componente seria acompanhada de aumento no custo real das perdas não técnicas. Já no caso do mercado B3, sua redução expressiva

Para tal, a proposta da Light é que esse item possua recomposição semelhante àquela pleiteada nesta contribuição para a parcela B: define-se um cenário contrafactual para a apuração da redução de mercado durante o período da pandemia e à essa redução aplica-se o componente tarifário associado às perdas não técnicas.

Ainda, considerando que as distribuidoras com contrato novo (como a Light) têm uma parcela de neutralidade referente a este item, o resultado desta parcela deve ser subtraído da recomposição apurada, por menor que seja. Ressalta-se que esse ativo regulatório avalia apenas as variações de mercado na própria estrutura tarifária (entre a alta e a baixa tensão) e não captura o efeito de redução de mercado da pandemia, uma vez que compara o faturamento com a energia requerida regulatória, ambos calculados já sobre o mercado realizado. Portanto, o valor do referido ativo regulatório ficará muito aquém das perdas econômicas vivenciadas pela redução extraordinária de mercado causada pela pandemia, devendo ser complementado pelo reequilíbrio descrito nessa seção.

Finalmente, destaca-se que, no entendimento da Light, a perda técnica é dependente do volume de energia injetada, de modo que, diferente da perda não técnica, seu custo acompanha a redução do consumo, razão pela qual entendemos que não deve haver tratamento para recomposição deste componente.

## **II.C COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O TESTE DE ADMISSIBILIDADE**

O teste de admissibilidade proposto pela ANEEL no Submódulo 2.9 do PRORET tem natureza financeira, manifestada na insuficiência de caixa para que a empresa, em condições eficientes, honre seus compromissos de Parcela A e de Parcela B.

Se a empresa tiver capacidade de absorver o desequilíbrio aumentando endividamento, não haveria urgência ou justificativa para se antecipar a movimentação das tarifas, que já possui calendário regular para correção de desvios de parcela A, anualmente, e para reequilíbrio prospectivo da relação mercado e custo, se perturbada entre revisões tarifárias em níveis expressivos, ainda que por razões ordinárias.

---

não foi acompanhada de redução nas perdas não técnicas reais, o que levou, de fato, a uma perda de EBITDA, devido à perda de repasse tarifário dessa componente.

---

O teste de admissibilidade, sob essa ótica, afere a necessidade de se agir com urgência, de forma imediata e descolada dos processos ordinários, de maneira antecipar o complemento ao caixa da empresa.

Naturalmente que, com essa visão, é improvável que o teste aponte empresas financeiramente desequilibradas, em especial com o empréstimo da CONTA-COVID. Seria até contraintuitivo que após tamanho esforço as tarifas precisassem ser elevadas fora do calendário regular para cobrir insuficiência de caixa.

A questão, portanto, não está em se realizar um teste de urgência, mas de afetação pela pandemia, a fim de constituir-se - ou não - o direito a recomposição da perda econômica, ainda que esta se dê como item financeiro, parcelado em processos ordinários, dado que não há, via de regra, problema de caixa que justifique a movimentação imediata das tarifas.

É inegável, por sua vez, que todas as concessionárias ficaram expostas ao aumento extraordinário da inadimplência corrente, com potencial de se converter em receita não recuperável, ou à potencial redução extraordinária de mercado, ambos derivados da emergência sanitária do coronavírus e das respectivas medidas de enfrentamento.

O que precisa ser respondido para fins de admissibilidade à recomposição é saber se essa exposição aos efeitos extraordinários da pandemia causou perda econômica, reparando-se a perda para os casos em que ela tenha se verificado - da mesma forma que uma ação de desapropriação enseja pagamento ao afetado, independente de essa desapropriação ser relevante no patrimônio do particular desapropriado.

Em outras palavras, havendo dano de natureza extraordinária, instaura-se a obrigação de repará-lo, mesmo que não exista urgência para efetuar-se a liquidação dessa reparação do ponto de vista financeiro.

O que torna a discussão atual um tanto mais complexa do que uma ação de desapropriação é estabelecer o que se configura como perda econômica. Uma vez que esse critério esteja posto, só cabe recomposição a quem tiver perda a pleitear, independentemente do tamanho absoluto ou relativo do dano identificado.

Ressalta-se que a ANEEL apresentou avanços conceituais ao considerar mais itens de perda econômica decorrentes da pandemia, conquanto tenha limitado a utilização desses itens ao

gatilho de admissibilidade<sup>3</sup>, que, como já foi explorado, é voltado à urgência de reposicionar as tarifas em face de uma insuficiência de caixa. A solução de recomposição proposta, como já explorado nas críticas ao Fator X, não guarda coerência com a consideração dessas perdas.

Alinhada às manifestações de ordem jurídica já enviadas pela ABRADDEE à ANEEL, entendemos que a etapa de juízo de admissibilidade deve ser um filtro que separe empresas afetadas das não afetadas por meio de critério objetivo de identificação e apuração da perda econômica, que preserve a conexão com a intensidade do impacto decorrente da pandemia, configurando-se, por sua vez, no próprio montante a ser recomposto.

Naturalmente, há espaço discricionário para que se interprete qual é o volume de perda econômica. A ABRADDEE apresentou inicialmente uma proposta de mercado contrafactual construído a partir da aplicação da taxa média de crescimento dos últimos 10 anos sobre o mercado de 2019, que serviria tanto para estabelecer quem foi afetado pela pandemia, quanto de referência para o valor a ser recomposto.

Nessa proposta, empresas seriam compensadas pelo comportamento esperado de mercado, englobando tanto casos de redução de mercado quanto de crescimento frustrado. Tal proposta assemelha-se à solução trazida pelo poder concedente na época do Racionamento ocorrido entre 2001 e 2002, que teve comandos legais específicos para determinar os critérios de cálculo da recomposição econômica das concessionárias de distribuição.

A Light entendeu que, numa avaliação realizada pela ANEEL, essa proposta teria apresentado um conceito excessivamente abrangente de perda econômica, justamente porque incorporou compensação a uma expectativa de ganho, que possui natureza distinta de uma efetiva redução no mercado.

Nesse sentido, a Light compreende que a referência de perda com base na comparação com o mercado de 2019 representa uma evolução no juízo de admissibilidade para identificar as empresas que sofreram danos com os efeitos extraordinários da pandemia, bem como para dimensionar o valor a ser recomposto.

---

<sup>3</sup>Novamente, ressaltamos nosso entendimento de que, no caso das perdas não técnicas, houve uma incorreção da ANEEL nesse processo, pois a inclusão da neutralidade das perdas no cálculo do teste de admissibilidade não captura o real efeito da redução de mercado sobre o faturamento da componente PNT, algo que tratamos em maiores detalhes na seção II.B.

Finalmente, é importante ressaltar que a implementação de um teste de admissibilidade rígido e não atinente aos efeitos da pandemia sobre o resultado econômico das distribuidoras, como o proposto pela ANEEL, no qual apenas muito poucas empresas seriam contempladas pelo direito ao reequilíbrio econômico, traz riscos de onerar excessivamente os consumidores de concessões com revisões tarifárias no ano de 2021, por causa do efeito calendário explorado na seção II.A desta contribuição.

Ou seja, a proposta da ANEEL, ao deixar de fora qualquer tratamento a empresas que tiveram seu mercado reduzido extraordinariamente pela pandemia, acabará por levar seus consumidores a pagarem o efeito de tal redução sobre a Parcela B por quatro ou cinco anos (dependendo do prazo do ciclo tarifário), caso tais empresas tenham revisão tarifária no ano de 2021.

Nesse contexto, a Light reforça sua proposta aqui colocada, de que o teste de admissibilidade referente aos efeitos econômicos da pandemia seja a própria recomposição de tais efeitos sobre o mercado da concessionária, quando este é comparado, mês a mês, com o mercado de 2019. Ainda, para evitar as distorções do efeito calendário, a ANEEL adotaria medidas para impedir repercussão dos efeitos da pandemia na base tarifária econômica (conforme detalhado na próxima seção).II.a

## **II.D PROPOSTA DA LIGHT PARA QUEDA DE MERCADO**

### **Conceitos**

A proposta da Light para tratar a queda de mercado se baseia nos seguintes princípios: (i) conexão entre intensidade do impacto observado e recomposição recebida; (ii) estipulação de critério objetivo de identificação de impactados pela pandemia; (iii) valor de recomposição apurado sem uso de projeções; (iv) tratamento isonômico entre os afetados; e (v) coerência com as previsões legais, contratuais e regulatórias.

Em síntese, a Light propõe:

- 1) Que sejam consideradas afetadas pela pandemia, em etapa de juízo de admissibilidade, as empresas cujo mercado faturado realizado entre abril e dezembro de 2020 seja menor do que o mercado faturado realizado no mesmo período de 2019, tanto para a parcela B, quanto para o faturamento das perdas não técnicas;

- 2) Que todas as empresas que cumpram a condição de admissibilidade tenham seus desequilíbrios recompostos, de modo a evitar que algumas delas possam arbitrar entre a recomposição e a revisão tarifária ordinária, o que pode propagar os efeitos extraordinários e conjunturais da pandemia na base econômica de formação das tarifas;
- 3) Visando evitar qualquer distorção nas tarifas estruturais referentes ao efeito calendário, que as empresas tenham o mercado de referência dos processos tarifários de 2021 ajustados para fins de: (i) revisão tarifária, tanto para definição da tarifa Fio B de partida, quanto na redefinição do Xpd (dinâmico ou estático); e (ii) de reajuste tarifário na apuração do Xpd dinâmico, evitando o efeito distorcido do calendário sobre o resultado da recomposição;
- 4) Que o valor da recomposição se dê pela diferença entre o mercado de 2019 e de 2020, entre abril e dezembro, sem qualquer projeção, de forma compatível com o juízo de admissibilidade;
- 5) Que a apuração se dê com base na redução de mercado verificada em 2020 (comparativamente a 2019), na forma de itens financeiros – que podem ser parcelados – sem ajuste da base econômica e, portanto, sem risco de efeito geométrico de recomposição por retomada do comportamento normal de crescimento do mercado;
- 6) Que os financeiros de parcela B e perdas não técnicas também considerem o mercado de referência contrafactual na hora de serem convertidos em tarifa, também para evitar benefícios extraordinários que emergiriam da divisão do item financeiro pelo mercado deprimido por efeito da pandemia, o que seria uma espécie de dupla contagem;
- 7) Que efeitos de redução de mercado ocorridos após dezembro de 2020 – inclusive de inadimplência – possam ser considerados sob a mesma lógica dos itens anteriores, dado que a pandemia está ensejando medidas de isolamento social e fechamento forçado de estabelecimentos também no ano de 2021.

Ressalta-se que a proposta de recuperação de receita não ofende o serviço pelo preço – regime que pressupõe a desvinculação entre preço cobrado e custo praticado, a fim de prover incentivos aos agentes regulados. Tampouco é uma medida contrária ao risco de mercado previsto nos contratos de concessão. Buscamos trazer alguns exemplos a esse respeito a seguir:

- O contrato de concessão não define como se mede o risco de mercado, nem as modalidades tarifárias que imputam esse risco, tampouco o que pode ou não ser feito em caso de eventos extraordinários.
- As tarifas de distribuição são calculadas a partir da construção de uma receita de equilíbrio, tanto nos reajustes quanto nas revisões. A realização dessa receita teórica em cenários ordinários é dependente do comportamento do mercado. Inexiste qualquer obstáculo conceitual para que se estime um mercado contrafactual (e uma arrecadação tarifária teórica) e se considere o déficit dessa arrecadação no processo tarifário seguinte.
- No cenário hipotético em que a tarifas de distribuição dos consumidores de baixa-tensão fossem cobradas em dimensão distinta do volume de energia consumida, como já ocorre no Grupo A, com a tarifa binômia, tema que é de natureza regulatória compatível com o price-cap, os efeitos da pandemia seriam menores<sup>4</sup>.

Ainda, visando garantir o exato faturamento do reequilíbrio econômico que entrará nas tarifas como um financeiro, a ANEEL pode adotar a apuração de saldo a compensar no processo tarifário seguinte, que pode ser positivo ou negativo.

Por fim, é importante ressaltar que a(s) tarifa(s) de 2020 com abrangência no período da pandemia foram calculadas com aplicação de sinal de incentivo a ganhos de eficiência via Fator X, trajetória de custos operacionais e de perdas, de modo que a reconstrução do faturamento se dá com preservação dos incentivos regulatórios. Ou seja, o almejado

---

<sup>4</sup>Sobre este aspecto, cabe ainda ressaltar que a ANEEL abriu, em 2018, a Audiência Pública 059/2018 para tratar da estrutura tarifária aos consumidores de baixa tensão, de forma a buscar aprimoramentos ao modelo tarifário, tornando-o mais adequado à realidade do setor elétrico. Dentre as opções analisadas, a ANEEL recomendou, através da NT nº 125/2019, que, curto prazo, se adote modelo onde os custos de distribuição (Parcela B) são cobrados dos consumidores finais de BT de forma fixa, ou seja, desacoplada do consumo. A Light entende que a finalização desta Audiência Pública, que segue inconclusa, é bastante relevante para o setor, trazendo aprimoramentos imprescindíveis para fazer frente à inovação trazida pela transição energética. Além disso, a estrutura tarifária proposta pela ANEEL no âmbito desta AP evita que os problemas ocorridos com a pandemia da Covid-19, que ocasionou redução extraordinária no mercado das distribuidoras e, conseqüentemente, perda relevante de EBITDA, se repitam no futuro.



compartilhamento dos ganhos de produtividade que a ANEEL traz em sua proposta já se fez presente pelo próprio desenho das tarifas vigentes, que incluem a aplicação do Fator X.

Nesse contexto, reiteramos que a recomposição da receita contrafactual se dá com a consideração da redução de custos esperada no ritmo do incentivo regulatório ordinário, além de ajustar o sinal para o ano de 2021, evitando que a improdutividade conjuntural e extraordinária se propague no tempo ou que as empresas com revisão em 2021 tenham sua tarifa estrutural distorcida pelo efeito da pandemia, conforme ocorre na proposta da ANEEL (distorções associadas ao efeito calendário, tratadas na seção II.A).

### **Formulação Algébrica**

Em termos algébricos, a proposta da Light é:

$$ReEcon = \sum_{n=1}^2 \sum_{m=1}^p Q_{2019}^{n,m} \times Tf_{2020}^{n,m} - RT_{2020}^{n,m} - Neutr_{2020}^{PNT,m}$$

onde:

*ReEcon*: recomposição econômica devida pela perda de faturamento extraordinária decorrente dos atos da Administração Pública no combate à pandemia do coronavírus;

*Q*: Quantitativo da componente tarifária “n” na aplicação da modalidade tarifária “m” integralizado no período da pandemia, entre abril e dezembro;

*Tf*: Tarifa, denominada em R\$ por MWh ou por kW, para a componente tarifária “n” na aplicação da modalidade “m”, conforme aplicado no ano de 2020 entre abril e dezembro;

*RT*: Receita verificada em R\$ para a componente tarifária “n” na aplicação da modalidade “m”, apurada entre abril e dezembro de 2020.

*Neutr<sup>PNT</sup>*: Ativo regulatório de neutralidade das perdas não técnicas, aplicável a concessionárias com contrato novo.

*p*: quantidade de meses do período da pandemia, no caso 9 (abril a dezembro).

*n*: Componentes tarifárias afetadas pela perda extraordinária de faturamento, quais sejam, Fio B e Perdas Não Técnicas;

*m*: Modalidades tarifárias disponíveis a fim de capturar os efeitos da estrutura tarifária na apuração da perda de faturamento da Parcela B.

### **Ajustes para Evitar Distorções na Tarifa Econômica**

Ainda, com relação à forma de evitar repercussão dos efeitos conjunturais da pandemia na base tarifária econômica, apresentamos a seguir uma proposta a ser implementada pela ANEEL.

No caso das distribuidoras com processo de Revisão Tarifária no período imediatamente posterior a pandemia, deve-se evitar que o efeito da queda extraordinária de mercado influencie o cálculo da componente tarifária TUSD Fio B e, conseqüentemente, se propague ao longo do ciclo em desfavor do consumidor.

A solução para este problema é utilizar o mercado contrafactual, sem efeitos da pandemia, para calcular a tarifa estrutural/econômica da Revisão Tarifária. Caso o mercado contrafactual seja o verificado no mesmo mês do ano de 2019, conforme sugerido pela Light, a solução é simples e direta, bastando utilizar os dados do SAMP do referido mês e ano.

Dessa forma será possível evitar a distorção citadas no Apêndice. Também não haverá prejuízo no cálculo dos componentes tarifários estruturais da Parcela A, que completam a Receita Requerida, uma vez que os desvios em relação ao mercado a ser realizado nos 12 meses subsequentes serão devidamente capturados pelos ativos regulatórios do processo tarifário subsequente, em particular o da neutralidade.

Por sua vez, deve-se considerar o mercado de fato realizado, com efeitos da pandemia, para a apuração dos itens financeiros da Revisão Tarifária em processamento – como neutralidade da Parcela A, amortização da cobertura do financeiro do risco hidrológico e amortização da CVA. Assim, garante-se a adequada neutralidade dos itens da Parcela A prevista no contrato de concessão.

Feito esse procedimento, é possível tratar a necessária recomposição dos efeitos da pandemia de forma pontual, como uma bolha de duração de apenas 1 ano na tarifa, através do repasse via componente financeiro estanque. Dessa forma não se compromete a tarifa estrutural e, conseqüentemente, os anos subsequentes.

### III. RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

Ressaltamos, inicialmente, o entendimento de que o modelo proposto pela ANEEL deveria ser ajustado para representar adequadamente os efeitos extremos trazidos pela pandemia. A resposta que se deseja obter em relação ao aumento extraordinário da inadimplência é quanto desse aumento se converte em perda econômica.

Conforme contribuição da ABRADÉE, as alterações propostas pela ANEEL se distanciaram da melhor técnica para representar o carregamento no tempo do elevado nível de inadimplência observado no período da pandemia. Isso ocorre devido aos sucessivos tratamentos estatísticos propostos pela Agência, fazendo com que o evento extremo da pandemia fique descaracterizado, deixando de ser representado na estimativa da receita irrecuperável correspondente.

Enquanto na representação do nível de receitas irrecuperáveis estrutural e paramétrico, a ser aplicado ordinariamente, é desejável a exclusão de *outliers* e a suavização de efeitos extremos, no caso em tela, deseja-se estimar exatamente o comportamento de uma *outlier*.

Naturalmente que o melhor modelo para trazer essa estimativa em relação à *outlier* não é o melhor modelo para se estimar o resultado paramétrico estrutural, daí o desvio identificado pela ANEEL quando o modelo foi testado no cenário de severidade zero. Da mesma forma, é igualmente inadequado aplicar-se uma metodologia que suaviza o comportamento do elevado nível da inadimplência corrente na estimação da respectiva perda econômica.

Em outras palavras, entendemos que a proposta da ANEEL trouxe uma confusão quanto ao fenômeno que se quer capturar com o cálculo. Enquanto em condições ordinárias o objetivo do cálculo é capturar efeitos estruturais de mais longo prazo, o que pode tornar o uso da mediana adequado, nesse caso específico o objetivo do cálculo é estimar o efeito isolado e extraordinário da pandemia sobre o acúmulo de recebíveis das concessionárias do período da pandemia (principalmente, devido às imposições trazidas pela REN nº 878), tornando o uso da mediana indevido.

Adicionalmente, para a questão do juízo de admissibilidade das receitas irrecuperáveis, a Light propõe que se aplique raciocínio coerente e similar com o proposto para a queda de mercado. A empresa que, após período de aplicação do *benchmarking*, apresentar receita irrecuperável estimada superior ao já previsto na tarifa seria elegível à recomposição na forma

de um item financeiro apurado uma única vez, ainda que recebido de forma parcelada e concomitante a processos ordinários.

#### IV. SOBRECONTRATAÇÃO

No Relatório de Análise de Impacto Regulatório 8/2020-SRM/ANEEL são apresentadas alternativas de cálculo da sobrecontratação derivada dos efeitos da pandemia, de forma a regulamentar o que estabelece o Decreto 10.350 de 2020.

A apuração envolve a definição de uma carga de referência contrafactual a partir do qual apura-se a diferença em relação à carga realizada. Essa diferença seria o montante elegível à sobrecontratação involuntária.

As alternativas colocadas para contribuição foram:

- A. a previsão de carga para o Simples/EPE encaminhada em 2019 para o ano de 2020;
- B. a previsão de carga encaminhada pelas distribuidoras no âmbito da declaração de necessidades para o Leilão de Energia Existente A-1 de 2019;**
- C. previsão de carga considerando um crescimento médio histórico à carga do ano de 2019; e
- D. exclusivamente a carga realizada de 2019 como referência para a queda da carga decorrente da covid-19.

A recomendação foi de um modelo híbrido entre as alternativas A e B, com a alternativa B sendo a preferencial:

“Considerando os impactos avaliados nas alternativas regulatórias, entende-se coerente escolher arranjo híbrido das alternativas. Para os agentes de distribuição que informaram a previsão da carga para os anos 2020 na declaração de necessidade para os Leilões A-1 de 2019, utiliza-se a Alternativa B, e para os demais utiliza-se a Alternativa A.”

Os argumentos que validam essa recomendação preferencial quanto ao uso da alternativa B são:

“64. A obrigação de envio da previsão de carga para os próximos cinco anos subsequentes se caracteriza como alternativa relevante para a utilização como carga de referência para o ano de 2020 sem covid-19, por se tratar de uma informação oficial.

65. Como as declarações de necessidades para o Leilão A-1 de 2019 foram encaminhadas em novembro de 2019, entende-se que essas projeções de carga refletem as melhores percepções dos agentes de distribuição.

66. Além de ser o dado mais recente em relação ao início da pandemia de covid-19, vários agentes do setor se alinham com essa opção regulatória. (...)”

A única ressalva apontada para essa alternativa residiria no fato de algumas distribuidoras não disporem da informação por não terem apresentado declaração para o Leilão de Energia Existente A-1 de 2019, de modo que a segunda melhor opção seria a utilização da carga do Simples/EPE, não obstante mais distante do ano de 2020 e carente de ajustes para representação adequada da carga das distribuidoras no centro de gravidade.

A Light concorda com a proposta da ANEEL, optando pela alternativa B, em especial porque quanto mais recente a informação de carga declarada, ou seja, quanto mais próxima do início do ano de 2020, maior era o conjunto de informações de que as distribuidoras dispunham para garantir a máxima acurácia possível para o cenário declarado<sup>5</sup>.

Reforça a opção pela Alternativa B o fato da declaração no LEE A-1/2019 ser um importante instrumento de gestão do nível de contratação das distribuidoras, que, se não observado, pode implicar em penalidades ou perdas econômicas e financeiras.

Nesse contexto, de fato, a Light entende que Alternativa A não atende de forma satisfatória às condições de precisão e atualidade, por ser mais antiga quando comparada à declaração de necessidade no LEE A-1 de 2019 e por não ser utilizada como referência para os instrumentos de gestão do nível de contratação de energia. Por sua vez, (única e exclusivamente) no caso das distribuidoras que não declararam necessidade para o LEE A-1

---

<sup>5</sup> Reconhecido pela SRM no parágrafo 65 e 77 do Relatório AIR nº 8/2020-SRM: “65. Como as declarações de necessidades para o Leilão A-1 de 2019 foram encaminhadas em novembro de 2019, entende-se que essas projeções de carga refletem as melhores percepções dos agentes de distribuição.”; “77. Considerando os impactos avaliados nas alternativas regulatórias, entende-se coerente escolher arranjo híbrido das alternativas. Para os agentes de distribuição que informaram a previsão da carga para os anos 2020 na declaração de necessidade para os Leilões A-1 de 2019, utiliza-se a Alternativa B, e para os demais utiliza-se a Alternativa A.”

2019, inviabilizando a aplicação da Alternativa B, a Light concorda com a proposta da área técnica do ANEEL de utilizar a Alternativa A.

Com relação à aplicação da Alternativa B, há ainda que se considerar que a proposta da ANEEL indica que a aferição da redução da carga deverá ser apurada entre 20.03 e 31.12.2020, nos termos do item “7.2.1” do Relatório AIR nº 8/2020-SRM. No entanto, é sabido que os montantes de carga declarados pelas distribuidoras para o LEE A-1 de 2019 não apresentam uma distribuição mensal, sendo apenas o valor total da carga do ano. Assim, a Light propõe ajustes nos montantes de carga declarados para o LEE A-1 de fácil implementação, conforme demonstrado a seguir.

A solução para a utilização da Alternativa B com o requisito de ajuste temporal do período da pandemia é a sazonalização da carga declarada do Leilão com a sazo implícita na curva declarada no Simples/EPE, concatenando seus valores a partir de 20 de março com aqueles realizados de 01.01 a 20.03.20.

No que tange às migrações de consumidores para o mercado livre, que já possuem tratamento próprio no cálculo da sobrecontratação, a Light concorda com a recomendação de que serão necessários ajustes nas cargas declarada no A-1 de 2019 e realizada no ano de 2020.

Em relação à carga declarada no A-1 de 2019, os ajustes se dariam em função de migrações que já eram conhecidas na época da declaração, mas que só foram efetivadas no ano seguinte. Já para as migrações com denúncia após essa declaração, estas seriam ajustadas apenas na carga de 2020.

Em síntese, em linha com a proposta da área técnica da ANEEL, a Light entende que o melhor arranjo regulatório para capturar e medir os efeitos da pandemia na carga das distribuidoras no ano de 2020 é o seguinte:

1. Utilizar como carga de referência para o ano de 2020 a previsão encaminhada pelas distribuidoras na declaração de necessidades para o LEE A-1/2019 (Alternativa B), uma vez que é a mais recente informação declarada pela distribuidora anteriormente ao conhecimento de haveria uma pandemia no ano de 2020;
2. Para determinar os montantes de sobrecontratação no período da pandemia, dentro do horizonte desejado (20.03 e 31.12.20), o montante anual declarado no LEE A-1/2019 poderá ser sazonalizado através da sazo informada pela distribuidora no Simples/EPE;

3. A Alternativa A, que utiliza a carga informado no Simples/EPE, por ser dotada de grau de acurácia inferior, deverá ser adotada de forma subsidiária única e exclusivamente para as distribuidoras que não declararam necessidades no LEE A-1/2019.

Finalmente, reforça-se que a sobrecontratação involuntária da pandemia, como qualquer outra hipótese de sobra involuntária, deve ser carregada no tempo até que a atuação das empresas demonstre a exaustão de seus efeitos na composição do portfólio. A atuação dos agentes nos mecanismos de máximo esforço será suficiente para que se verifique se a carga foi recuperada (caso em que o agente deixará de buscar alívio para o volume sobrecontratado) ou se o efeito da redução de consumo de 2020 persiste (caso em que o agente seguirá buscando o alívio do volume correspondente).

## **V. ALOCAÇÃO DE CUSTOS ACESSÓRIOS (SPREAD)**

Em cumprimento ao disposto ao artigo 7º do Decreto 10.350 de 2020, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório 9/2020-SRM/ANEEL propõe que os custos acessórios das operações de crédito da CONTA-COVID sejam alocados a consumidores e distribuidoras. O consumidor ficaria com a parcela de custos acessórios dos empréstimos relacionada a itens de Parcela A e postergações/diferimentos tarifários. As distribuidoras, por sua vez, arcariam com os custos acessórios da antecipação de parcela B e do diferimento de faturamento do Grupo A.

A Light concorda com esta proposta da área técnica da ANEEL.

## **VI. CONCLUSÃO**

A contribuição da Light apresenta propostas para recomposição das perdas econômicas derivadas dos efeitos extraordinários da pandemia e respectivas medidas de enfrentamento, tanto em relação à redução de mercado quanto no que diz respeito à inadimplência corrente.

As propostas foram baseadas nos seguintes princípios: (i) conexão entre intensidade do impacto observado e recomposição recebida; (ii) estipulação de critério objetivo de identificação de impactados pela pandemia; (iii) valor de recomposição apurado sem uso de projeções; (iv) tratamento isonômico entre os afetados; (v) coerência com as previsões legais, contratuais e regulatórias; e (vi) afastamento de distorções provocadas por efeito calendário.

Em defesa das alterações propostas, a empresa demonstrou (i) as imperfeições na proposta de utilização do Fator Xpd como método de recomposição de Parcela B; (ii) a necessidade de

consideração da queda de faturamento das perdas não técnicas; (iii) a função do juízo de admissibilidade, em oposição ao teste proposto pela área técnica; (iv) as incoerências nos métodos de apuração das receitas irre recuperáveis; (v) os pontos de aprimoramento necessários à proposta de aferição da sobrecontratação involuntária derivada da pandemia.

Na avaliação da Light, até o momento, a ANEEL não ofereceu para discussão alternativas metodológicas que resultem em providência eficaz para restaurar aos agentes efetivamente afetados os danos extraordinários observados ao longo da pandemia do coronavírus.

Por sua vez, a Light tem a convicção de que a ANEEL analisará os aspectos regulatórios e jurídicos desta fase de contribuições de forma equilibrada e imparcial, coerentemente com as razões que ensejaram a instauração desta Consulta Pública e com o histórico de atuação da Agência Reguladora, sempre pautada pelo respeito aos contratos, à segurança jurídica, à estabilidade regulatória e à excelência técnica.

Assim, a Light espera que essa nova etapa de discussão produza resultado atento ao desequilíbrio econômico vivenciado por parte das distribuidoras de energia elétrica, termos em que pede a aceitação de suas contribuições.



## VII. APÊNDICE – DISTORÇÕES DO EFEITO CALENDÁRIO

### Considerações Acerca do Efeito da Pandemia sobre o Mercado de Referência da Revisão Tarifária

- Pelo modelo regulatório e tarifário ordinário, o mercado de referência utilizado na Revisão Tarifária torna-se relevante para determinar a Margem de Contribuição (Parcela B) da concessionária nos 5 anos subsequentes.
- Considerando que o mercado de referência utilizado é aquele verificado nos 12 meses que antecedem a Revisão, caso este fique extraordinariamente baixo, haverá ganhos extraordinários nos 5 anos. Por outro lado, se ficar extraordinariamente alto, haverá perdas extraordinárias.
- O Fator X, aplicado ao longo do Ciclo não é capaz de corrigir este efeito:
  1. A função do Fator X tem relativamente baixa inclinação.
  2. O mercado que entra na função refere-se à média dos 5 anos anteriores, o que desloca bastante a correção no tempo.
- Em condições normais de mercado, em que suas variações ocorrem majoritariamente sem grandes sobressaltos com relação ao histórico, essa mecânica não traz distorções relevantes e eventuais desvios para cima ou para baixo tendem a se compensar ao longo do tempo.
- Por sua vez, quando há efeitos extraordinários e imprevisíveis sobre o mercado, como ocorreu na época do racionamento<sup>6</sup> e agora se verifica na pandemia do COVID-19, as distorções ocorrerão caso o mercado de referência da Revisão contemple os meses afetados, podendo levar a um mercado extraordinariamente baixo.
- Nesse cenário, considerando que a proposta da ANEEL: (i) apresenta teste de admissibilidade bastante rígido, no qual passam pouquíssimas empresas; e (ii) independentemente do teste, não contempla empresas com Revisão subsequente à pandemia (~ entre ago/20 e jul/21); tal proposta tem o potencial de trazer distorções relevantes, que podem prejudicar desproporcionalmente os consumidores ou a concessionária, conforme a seguir:

---

<sup>6</sup> A título de curiosidade, essa preocupação se fez presente nas primeiras revisões ordinárias ocorridas no país (ainda em 2003), pois o mercado dos meses anteriores ainda trazia os efeitos do racionamento. Assim, como as empresas haviam recebido ressarcimento pela redução extraordinária de mercado decorrente do racionamento (através de RTE), a solução encontrada para não distorcer a tarifa estrutural pós revisões foi a de trabalhar com um mercado projetado para os 12 meses subsequentes, reduzindo (ou eliminando) os efeitos do racionamento no mercado dos meses pretéritos.

1. Concessionária com redução extraordinária de mercado e com Revisão subsequente à pandemia (~ entre ago/20 e jul/21): tarifas de Parcela B ficam majoradas durante 5 anos (ao invés de apenas um ano, como seria adequado), onerando desproporcionalmente os consumidores.
2. Concessionária com redução extraordinária de mercado, sem Revisão subsequente à pandemia e que não passa no teste de admissibilidade: tarifas de Parcela B não sofrem qualquer efeito, onerando a concessionária, pois esta não é ressarcida da queda extraordinária e imprevisível do mercado observada no ano da pandemia.
3. Concessionária com redução extraordinária de mercado, sem Revisão subsequente à pandemia e que passa no teste de admissibilidade: Nesse caso, haverá distorções relacionadas à aplicação do Fator X Pandêmico, proposto pela ANEEL, que também variam dependendo da data da Revisão, conforme buscamos demonstrar a adiante.

### **Considerações Acerca da Aplicação do Fator X Pandêmico**

- Pelo modelo regulatório e tarifário ordinário, os efeitos do Fator X contemplado no 1º ano do ciclo se mantém ao longo do mesmo, ou seja, por 5 anos (efeito multiplicador do Fator X).
- Na proposta da ANEEL no âmbito da CP 35, as empresas que passam no teste de admissibilidade terão o Fator X do evento tarifário posterior ao pedido de RTE (se este não for Revisão) calculado de forma extraordinária, buscando trazer os efeitos da pandemia (Fator X Pandêmico).
- Sob o argumento de que a pandemia trouxe reduções relevantes de custo para as concessionárias (o qual carece de comprovação, a nosso ver), a ideia principal da ANEEL com o Fator X Pandêmico é refletir estas supostas reduções de custos no reequilíbrio, de forma que a concessionária contemplada pelo tratamento receba apenas parte da redução extraordinária de Parcela B vivenciada na pandemia.
- Por sua vez, além de trazer a recomposição apenas parcial da Parcela B, a proposta do Fator X Pandêmico traz distorções relevantes, devido a duas razões principais:
  1. Seu cálculo, por construção intrínseca à metodologia estatística utilizada, ressarcе proporcionalmente bem mais as concessionárias cujo mercado foi pouco impactado pela pandemia do que aquelas cujo mercado foi muito impactado, indo em sentido contrário ao objetivo do reequilíbrio.

2. Sua aplicação, caso não haja determinação contrária, trará o efeito multiplicador do Fator X, significando que o reequilíbrio que as empresas receberão estará muito mais atrelado à data da Revisão Ordinária, do que ao afeito da pandemia, indo, mais uma vez e de forma bastante intensa, em sentido contrário ao objetivo do reequilíbrio.
  - Empresas com Revisão em 2022 receberão apenas um ano de aplicação, em 2023 receberão 2 anos, em 2024 receberão 3 anos, e assim sucessivamente.

### **Resumo das Distorções Identificadas**

- Pelo exposto, verificamos que a proposta da ANEEL na 3ª fase da CP 35 referente à recomposição da redução extraordinária do mercado decorrente da pandemia tem o potencial de apresentar distorções relevantes.
- Dentre tais distorções, as principais estão associadas ao “efeito calendário”, ou seja, dependendo do ano em que ocorre a Revisão ordinária da concessionária, sua recomposição será maior ou menor, independentemente da intensidade da queda de mercado vivenciada na pandemia.
  - A data da Revisão ordinária da concessionária é fato absolutamente desconectado da pandemia e será o fator determinante a onerar determinados consumidores que estejam em áreas de concessão cuja data se utilize do mercado de referência “pandêmico”, bem como não promoverá o reequilíbrio dos agentes que de fato façam jus.
- Este “efeito calendário” pode ocorrer em cenários diversos, mesmo quando a proposta da ANEEL não prevê qualquer tratamento à concessionária devido à redução e mercado na pandemia.
- Entendemos, assim, que a proposta da ANEEL acaba por distanciar-se de forma relevante do objetivo principal da Agência com a instauração desta 3ª fase da CP 35, que busca soluções regulatórias para mitigar os efeitos da pandemia sobre as concessionárias de distribuição de energia elétrica.