Contribuição da LIGHT SESA à Consulta Pública nº 152 de 2023 do Ministério de Minas e Energia, que trata da Proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031

Sumário

1. Escopo da contribuição 3

2. Contextualização da área de Concessão e suas restrições operacionais que oferecem Risco à vida de Colaboradores 5

2.1. A situação econômica e social 5

2.1.1 Consumo de energia elétrica 5

2.1.2 Os efeitos sobre o nível de perdas de energia na concessão da Light .. 12

2.2 Caracterização das restrições operativas na concessão 14

2.3 Aumento das perdas não técnicas e inadimplência 17

2.4 Insustentabilidade do atual contrato de concessão de distribuição nos moldes da regulação a que ele está submetido 24

3. Análise da proposta do MME, com foco nos temas de Perdas de Energia, Inadimplência (receitas irrecuperáveis) e Riscos de Mercado 26

4. Proposta de diretrizes 32

1. Escopo da contribuição

A Light Serviços de Eletricidade S.A. – LIGHT SESA, pessoa jurídica de direito privado, concessionária de distribuição de energia elétrica, vem cumprimentar o Ministério de Minas e Energia pela iniciativa desta Consulta Pública. Neste sentido apresentamos respeitosamente nossas contribuições.

Em 12 de abril de 2023, a Light encaminhou a Carta I-010/2023 ao Ministério de Minas e Energia - MME, na qual apresentou o *"Diagnóstico e desafios da área de concessão atendida pela Light SESA, com sugestões de aprimoramentos em prol da sustentabilidade econômica e financeira do serviço público de distribuição de energia elétrica."*

A empresa registra que os apontamentos realizados naquela Carta continuam válidos e são pertinentes à discussão promovida no âmbito da CP 152/2023, de modo que solicita a avaliação do conteúdo respectivo nas definições das diretrizes para a prorrogação das concessões de distribuição.

Ademais, a Light registra seu alinhamento à contribuição da ABRADEE, que possui alcance sobre todas as concessões prorrogáveis em discussão, notadamente em relação (i) à inexistência de excedente econômico; (ii) necessidade de refinamento dos critérios de elegibilidade por parte da ANEEL, tendo em vista as insuficiências da Resolução Normativa nº 948/2021 – REN 948 - e os questionamentos em curso quanto à primeira aplicação dessa Resolução sobre os resultados de 2021.

Apenas alguns comentários serão feitos a respeito da REN 948. Por vezes, o desequilíbrio conjuntural testado na resolução deve-se à incompletude da regulação no trato de questões específicas ou na própria alocação de riscos em níveis insustentáveis para a concessão – exemplo, uma queda muito grande do mercado em ano sem revisão ou uma revisão sem reequilíbrio completo de efeito de queda de mercado podem condenar uma empresa ao não atingimento dos indicadores, sem que isso seja de sua responsabilidade.

Outro ponto é a própria avaliação conjuntural, tomada ano a ano, como justificativa de uma adequação estrutural de níveis de endividamento, quando

adequadamente indicaria se verificar prospectivamente o comportamento da estrutura de capital e do instituto da revisão ordinária ou outros processos de cunho administrativo em análise por parte do Regulador, evitando-se aportes desnecessários.

Adicionalmente, um tema controverso é sugerir que os aportes sejam feitos para reduzir dívida líquida sem uma análise mais aprofundada dos níveis necessários para garantir um nível sustentável para a empresa, ao invés de servirem para completar o caixa faltante. Com essa prática, exige-se uma neutralização de recursos em caixa ou ativo financeiro superior à necessária e que concorre com a capacidade de investimento da companhia.

No mais, diante disso, este documento se ocupará de trazer elementos adicionais, tanto à Carta I-010/2023, quanto à Contribuição da ABRADEE, tendo em vista os pontos de discussão trazidos na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE do MME - NT 14/2023.

Nessa linha, a Contribuição aborda a necessidade de diretrizes explícitas para temas de perdas de energia, inadimplência e riscos de mercado, entre outras questões de ordem prática a respeito do desenlace do processo de verificação da elegibilidade até a assinatura do novo contrato e prorrogação da concessão.

Ressalta-se que a Light solicitou a prorrogação de sua concessão por meio da Carta O-001/2023, de 30 de maio de 2023, cumprindo a exigência de apresentação do pedido com até 36 meses do termo final da outorga, com apresentação dos fundamentos e formalidades necessárias ao requerimento.

A companhia tem interesse no desfecho célere das discussões em curso, tendo em vista os desafios da operação de sua concessão e os temas sob análise na ANEEL[1].

[1] A. Revisão tarifária extraordinária por efeito da pandemia do coronavírus; B. Revisão tarifária extraordinária nos patamares de perdas não técnicas aprovados na Revisão Tarifária Periódica de 2022; e C. Plano de Resultados relacionado ao equacionamento econômico e financeiro da Light SESA.

2. Contextualização da área de Concessão e suas restrições operacionais que oferecem Risco à vida de Colaboradores

A definição de diretrizes para o Contrato de Concessão que será executado pelos próximos 30 anos necessita considerar condições extraordinárias e para além da capacidade gerencial de qualquer concessionária, de modo a permitir condições sustentáveis para a execução do serviço público, garantindo condições para o serviço adequado à imensa maioria da população.

Assim, adiante elencaremos algumas das situações existentes na área de concessão da Light, de modo a subsidiar a melhor reflexão para as contribuições encaminhadas ao longo deste documento.

2.1. A situação econômica e social

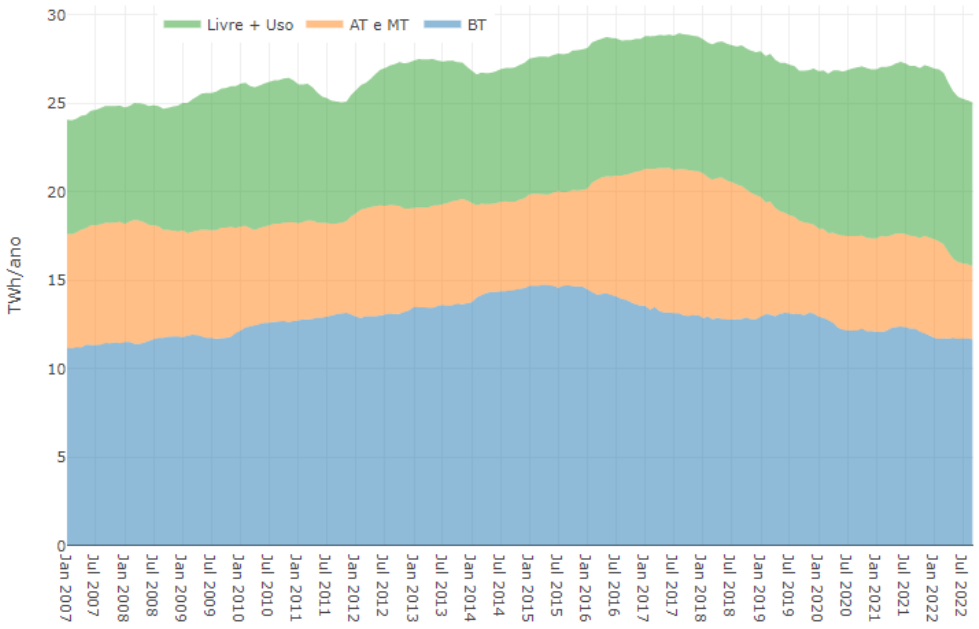
A área de concessão da Light vem enfrentando há alguns anos situações adversas que vêm impactando substancialmente a sustentabilidade econômica e financeira da concessão. Uma das consequências mais evidentes desse impacto é a queda do consumo de energia e, consequentemente, o impacto sobre a receita da concessão.

2.1.1 Consumo de energia elétrica

A situação econômica e os seus reflexos sobre a concessão da Light podem ser observados a partir da evolução dos dados de consumo de energia da empresa. A figura 1 apresenta os dados de consumo[2] da Light desde 2007, segregados em três níveis: 1) consumidores livres[3]; 2) alta e média tensão; e 3) baixa tensão.

[2] Dados de consumo medido, média móvel de 12 meses, dados do SAMP Balanço.
[3] Inclui transporte a outras distribuidoras.

Figura 1: Evolução do Consumo de Energia – Concessão da Light[3]



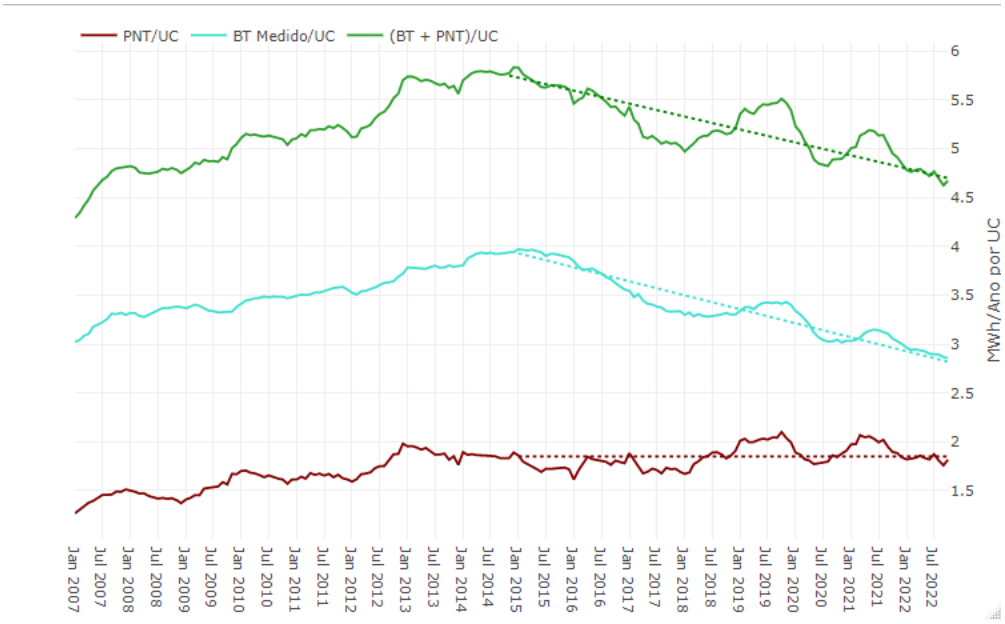
É possível notar que, após um período de crescimento relativamente constante até 2015, o mercado de baixa tensão (BT) iniciou uma trajetória descendente, que perdura até os dias atuais. O mercado total só cresceu nos anos de 2015 e 2016 porque a queda do BT foi compensada pelo crescimento dos mercados de média (MT) e alta tensão (AT), com destaque para o mercado cativo. Já a partir do segundo semestre de 2017, também o mercado total iniciou uma trajetória de queda que se estende até o ano de 2022.

A significativa redução do mercado de baixa tensão merece destaque por ser contrário ao que se verifica na grande maioria do setor elétrico brasileiro. Como será detalhado ao longo deste relatório, as metodologias vigentes não capturam adequadamente os efeitos adversos de redução persistente do mercado em distribuidoras.

Um primeiro ponto a ser destacado é que essa redução não se converteu em aumento do nível de perdas não técnicas (PNT). A figura 2 demonstra que, em que pese o aumento substancial do número de regularizações realizados no período, o nível de perdas não técnicas se manteve estável em proporção ao número de consumidores (UC) em decorrência das ações promovidas pela

concessionária, enquanto a relação mercado medido BT/UC caiu sobremaneira no período.

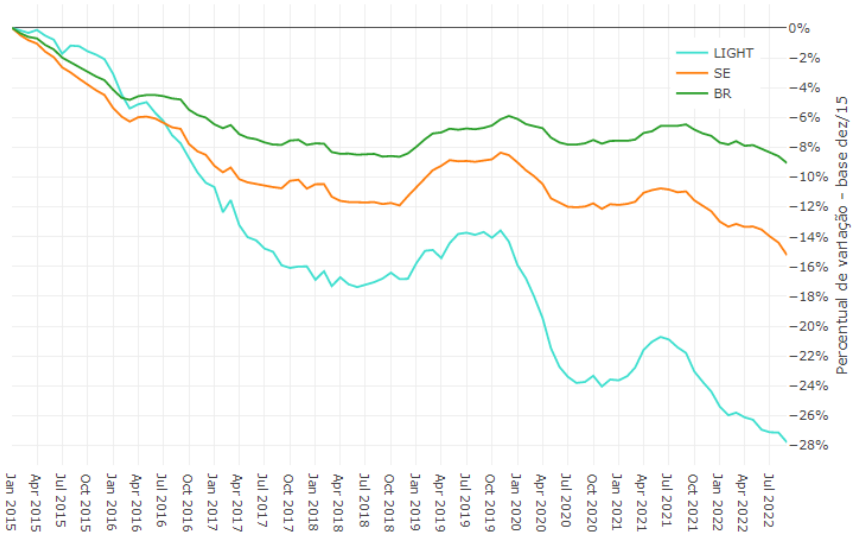
Figura 2: A evolução da relação PNT/UC e BT/UC na Concessão da Light[4]



O início da queda do mercado BT ocorreu de forma concomitante com o início da crise macroeconômica brasileira. Além disso, no período mais recente, houve um crescimento exponencial da microgeração e minigeração distribuída no Brasil. É interessante, portanto, comparar o fenômeno ocorrido com a Light com o observado no Brasil ou, pelo menos, na região Sudeste. A figura 3 compara o crescimento da variação anual da relação mercado BT e unidades consumidoras (BT/UC) no período 2014/2022 na concessão da LIGHT, no Sudeste e no Brasil.

[4] Dados do SAMP Balanço e unidades consumidoras do SAMP Fornecimento. O consumo corresponde à soma de 12 meses, enquanto de número de consumidores correspondem à média móvel de 12 meses.

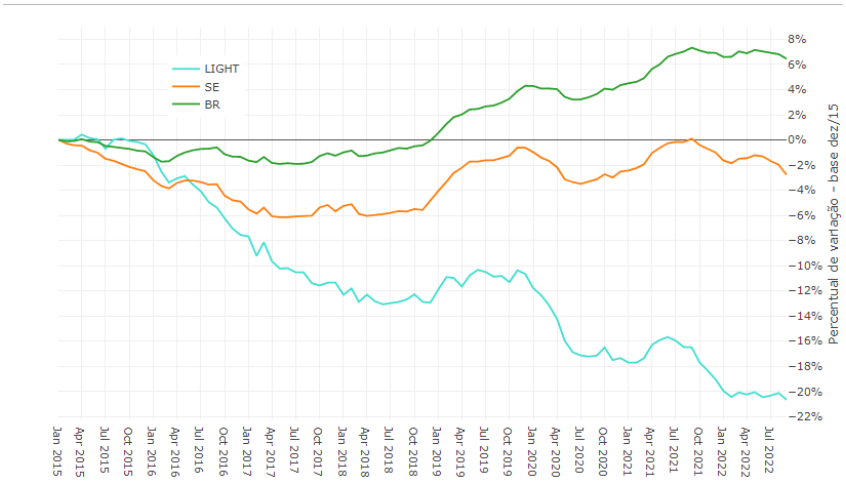
Figura 3: Variação da relação BT/UC da Light em comparação com o Sudeste e Brasil.



É possível notar que a relação BT/UC caiu em todos os casos. No entanto, a queda observada na concessão da Light é significativamente superior ao observado no Sudeste e no Brasil. Enquanto a relação BT/UC no Brasil e no Sudeste reduziram aproximadamente 9% e 15%, respectivamente, na Light a queda foi de 28%.

Se levarmos em consideração o consumo de baixa tensão, a diferença foi ainda mais substancial, como mostra a figura 4, uma vez que o crescimento do número de consumidores na Light foi também inferior. Nesse caso observa-se um crescimento do consumo de baixa tensão no Brasil, uma estabilidade no Sudeste e uma queda substancial na concessão da Light.

Figura 4: Variação do mercado BT da Light em comparação com o Sudeste e Brasil.[5]

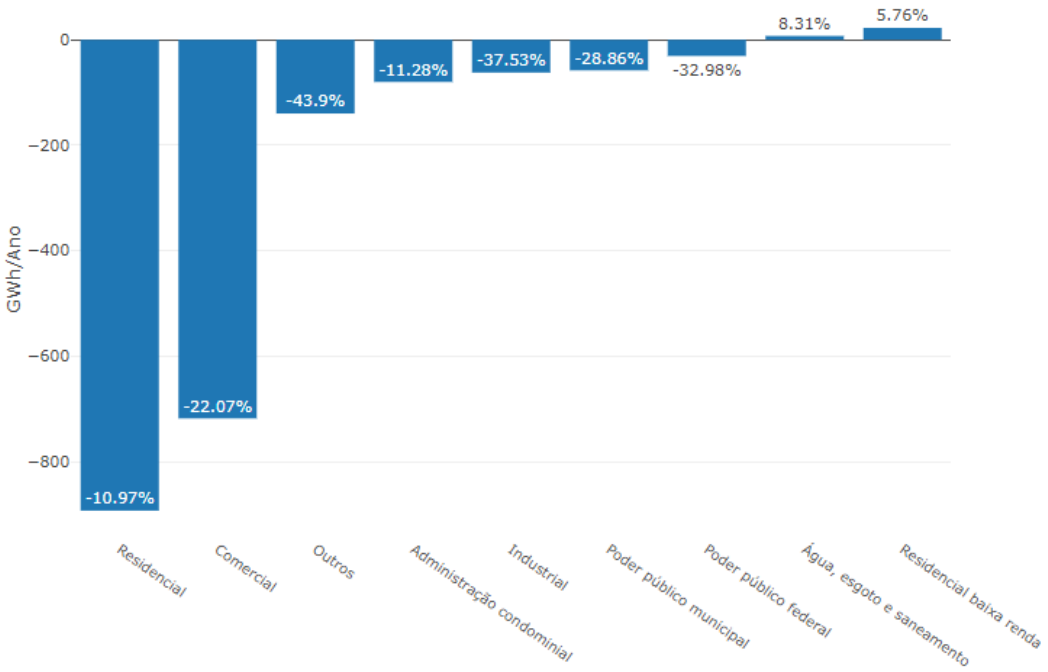


Em termos relativos, a forte redução observada na classe comercial, de cerca de 22%, é a que mais se destaca, acompanhada da subclasse residencial (exceto baixa renda), que caiu aproximadamente 10%. As duas classes somadas são responsáveis pela maior parte da redução do consumo e da receita de distribuição observada no período, refletindo a crise econômica experimentada pela área de concessão.

A partir da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, é possível identificar de forma detalhada os tipos de consumidores que experimentaram as maiores quedas de consumo no período. A figura 5 apresenta a comparação entre o consumo realizado nos anos de 2017 e 2021. É possível notar que quase todas as classes de consumo experimentaram uma redução no período. As únicas exceções são as classes Residencial Baixa Renda e Água, Esgoto e Saneamento.

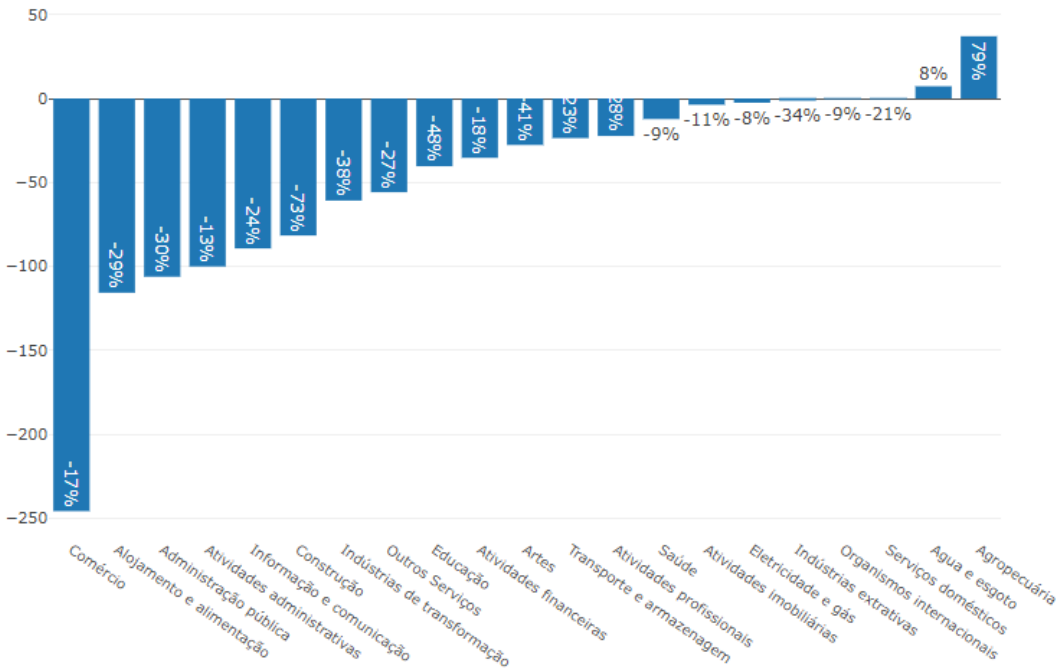
[5] Mercado Medido, dados do SAMP Balanço.

Figura 5: Evolução do Mercado BT por Classe de Consumo - 2017/2021 (GWh/Ano)



Uma análise mais detalhada dos consumidores “pessoa jurídica” revela quais as classes responsáveis pela maior parte da redução de mercado, conforme apresentado na figura 6. A classificação é baseada na CNAE informada pela Light no BDGD.

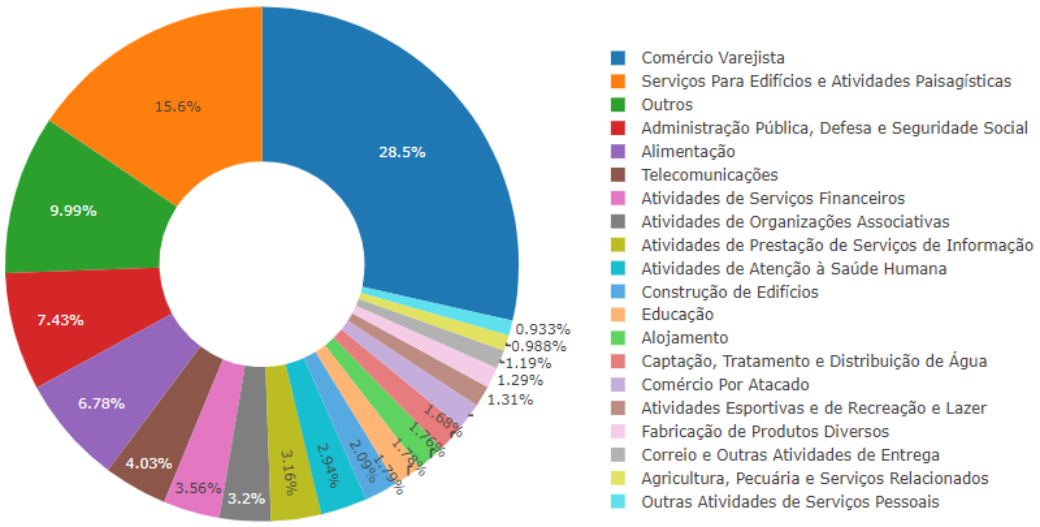
Figura 6: Evolução do Mercado BT por Seção CNAE - 2017/2021 (GWh/Ano)



Os consumidores que mais reduziram o consumo em termos absolutos no período foram os grupos Comercio, Alojamento e Alimentação, Administração Pública e Atividades Administrativas. O crescimento foi verificado apenas nos grupos Água e Esgoto e Agropecuária. Em termos relativos, destaca-se os grupos Alojamento e Alimentação e Administração Pública, com queda de aproximadamente 30%. A representatividade desse grupo no consumo total impactou significativamente a queda no consumo de baixa tensão.

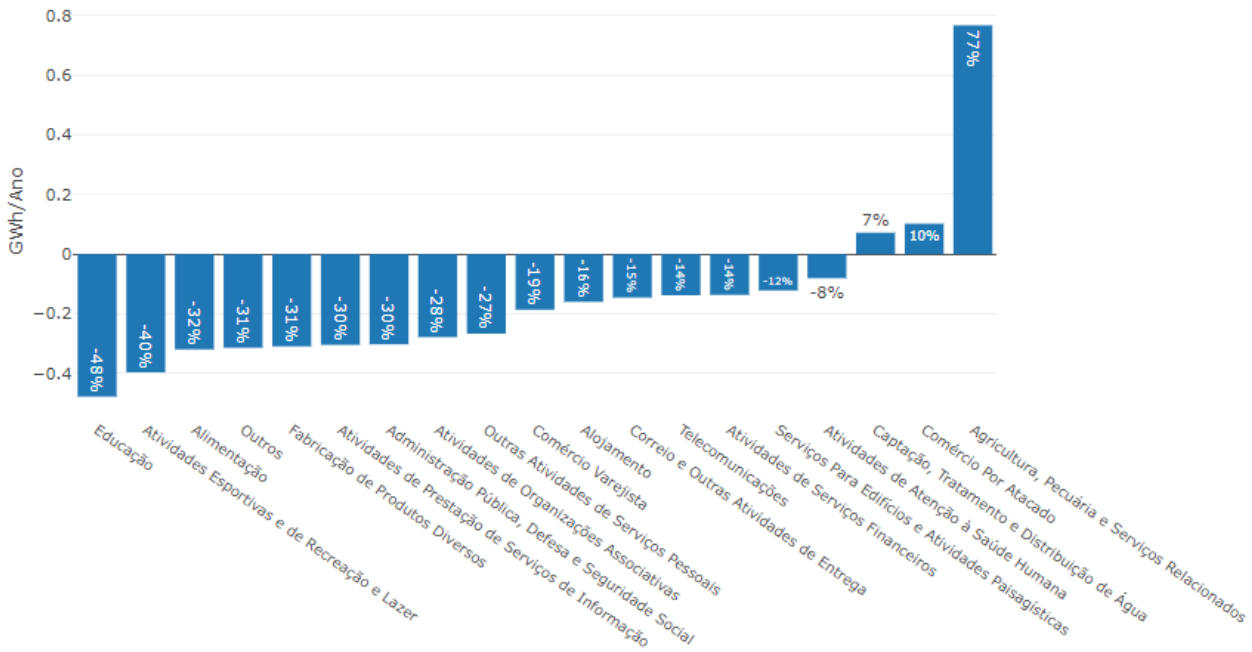
A figura 7 apresenta a participação dos tipos de consumidores pessoa jurídica de Baixa Tensão adotando uma classificação mais detalhada da CNAE, a chamada "Divisão". Os consumidores mais representativos em 2017 foram Comércio Varejistas, Serviços para Edifícios, Administração Pública e Alimentação.

Figura 7: Principais Atividades BT 2017



A figura 8 apresenta o percentual de variação por grupo de consumidores no período. Nota-se que a redução ocorreu de forma generalizada, com destaque para os grupos Educação, Atividades Esportivas e Alimentação. Entre os grupos que tiveram aumento do consumo, além dos já mencionados anteriormente, se encontra o comercio atacadista, que experimentou um aumento de 7% no período. No entanto, o comércio varejista, grupo mais representativo, sofreu uma redução de 19%.

Figura 8: Evolução do Mercado BT por Divisão CNAE



Em suma, os dados revelam uma redução expressiva e generalizada da atividade econômica na área concessão da Light, com reflexos sobre o consumo de energia e receita de distribuição. O fato de a redução ter ocorrido em quase todos os setores e tipos de atividades revela a dimensão generalizada da crise.

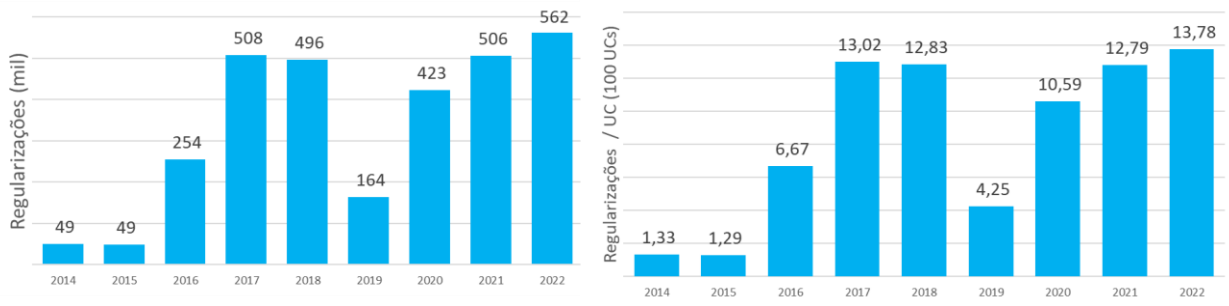
Ante o exposto neste item, o que se deseja destacar é que o mercado de baixa tensão serve como referência para o cálculo do indicador de perdas não técnica regulado pela ANEEL, de forma que a atípica redução de mercado BT repercutiu também na redução da receita de cobertura de perdas da concessionária, penalizando-a duplamente.

2.1.2 Os efeitos sobre o nível de perdas de energia na concessão da Light

A redução do mercado, combinada com o elevado nível de complexidade socioeconômica da concessão, teve reflexos diretos sobre as perdas não técnicas e a inadimplência na concessão da Light. Em relação às perdas, no período 2016/2022, a concessionária implementou um intenso programa de combate ao furto de energia, que resultou em um volume substancial de regularizações de consumidores. A figura 09 apresenta a

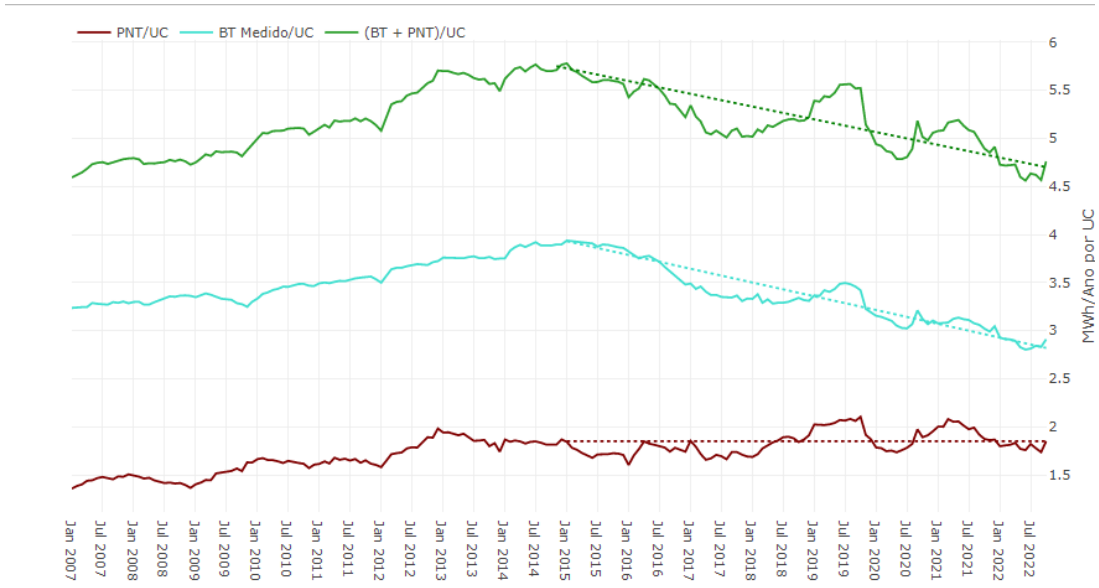
quantidade anual de consumidores regularizados em termos absolutos e por unidade consumidora (UC).

Figura 9: Número de Regularizações da Light por UC por Ano



No período 2016/2022, as regularizações anuais oscilaram em torno de uma média de 414 mil consumidores, alcançando o patamar expressivo de 562 mil regularizações em 2022, o equivalente à 13,78% dos consumidores. Apesar do volume de ações do programa de combate às perdas implementado, este não se traduziu em redução significativa do volume de furto de energia, que, apesar de ter oscilado no período, manteve-se proporcional ao número de unidades consumidoras, como é possível observar na figura 10.

Figura 10: Perdas Não Técnicas e Mercado BT por UC da Light



Como explanado anteriormente, a redução do consumo regular está relacionada com a situação econômica que a área de concessão vem enfrentando nos últimos anos, que se somou aos efeitos da pandemia em 2020. Importante destacar também que essa redução não foi decorrente de aumento

do nível de consumo irregular, como é possível observar na linha mais inferior apresentada na figura 10.

O número elevado de regularizações não se traduziu em redução das perdas em função de três fatores principais:

- elevada complexidade socioeconômica, ocasionado pela situação econômica e restrição de acesso;
- redução da capacidade de enforcement, ocasionada pelo aumento das áreas de restrição operativa, que impacta diretamente o furto de energia e neutraliza os efeitos das regularizações; e
- elevado índice de reincidência de furto nas UCs onde foram realizadas as regularizações.

Não obstante, o esforço dispendido pela concessionária evitou o crescimento médio de perdas não técnicas por consumidor.

2.2 Caracterização das restrições operativas na concessão

A Light possui dois tipos de áreas em que as ações tradicionais de combate às perdas não podem ser realizadas, ou, se realizadas, não são efetivas, em função de restrições operativas, especialmente para fins de combate às perdas e inadimplência. O primeiro consiste na definição interna da Light, relativos as regiões denominadas Áreas de Severas Restrições Operacionais – ASRO. O segundo é denominado Área de Contenção de Alta Complexidade – ACAC. Nas duas regiões ações podem implicar algum nível de risco à integridade dos Colaboradores.

A principal diferença entre as duas áreas é que a intermitência das possibilidades de algum acesso (ACACs) e o fato de que nestas últimas foi possível implementar algumas ações de telemedição e blindagem de redes e medição. Assim, as ASROs, por sua consolidação temporal, já possuem polígonos geo-eletricamente definidos e com medição de entrada implementada, tendo um balanço direto através dos alimentadores. As ACACs, em função de sua evolução constante, apresentam apuração através das medições de Trafos e Clientes dentro de polígonos definidos periodicamente.

Esse tema foi estudado em P&D realizado pela Light. A partir desse projeto, Castro, Miranda e Vardiero (2019[6]) realizaram um estudo com sete áreas[7] piloto da Light[8] para identificar indicadores que agregassem mais informações a respeito das características das ASROs na concessão da Light. Para isso, buscaram diferentes fontes de informação pública e que demonstrassem a dificuldade de acesso para prestação de serviço em algumas regiões.

Um segundo aspecto relevante associado à elevada complexidade, é o nível de reincidência da fraude na concessão da Light. A tabela 1 apresenta o percentual de reincidência de fraude em diversas regiões da concessão no período de 2 anos, ou seja, o percentual de consumidores regularizados que, ao serem novamente inspecionados, repetiram a fraude ao longo dos 2 anos seguintes à primeira regularização. É possível notar que o percentual varia bastante entre regionais, alcançando um patamar médio de 87% de reincidência.

A regional "Baixada", por exemplo, tem um percentual médio de 119% de reincidência. Ou seja, as inspeções de consumidores recém regularizados identificaram, em 2 anos, uma quantidade de fraudes superior ao número de regularizações, o que significa que vários consumidores repetiram a fraude mais de uma vez no período de 2 anos. O percentual máximo superior a 700% significa que alguns consumidores repetiram a fraude mais de 7 vezes no intervalo de análise.

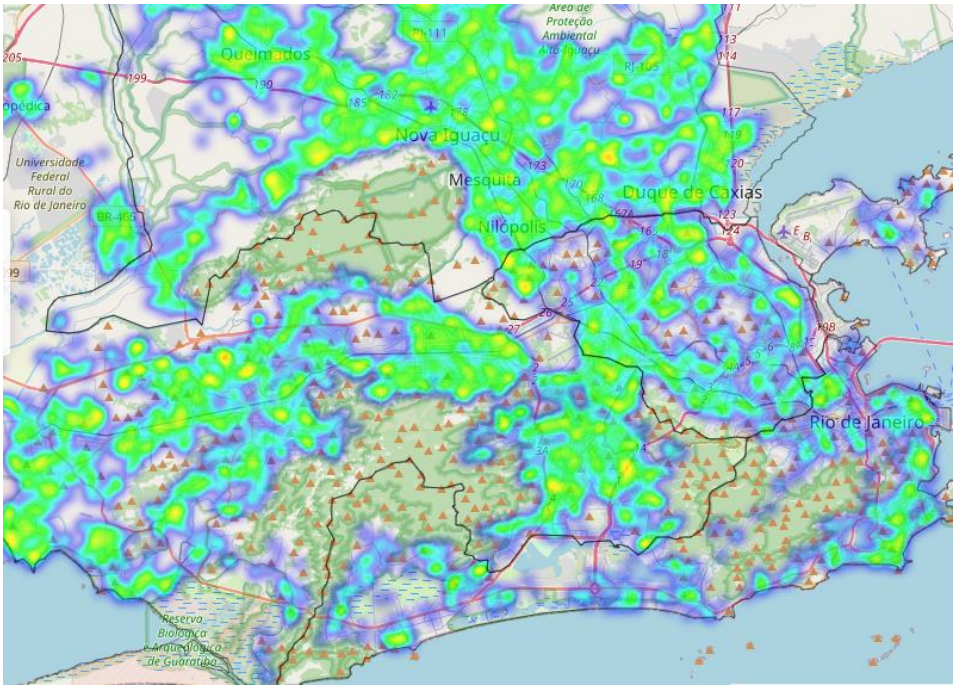
[6] Castro, Nivalde José de; Miranda, Murilo de; Vardiero, Pedro. Perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: o caso da Light. – Rio de Janeiro: Publit, 2019.
[7] O que representava 2% do total das ASROs da concessão.
[8] O trabalho foi realizado no âmbito do Programa de P&D da ANEEL, intitulado de "Aspectos Regulatórios Relacionados a Perdas Não Técnicas em Áreas com Severa Restrições Operativas", com o apoio da Light e coordenado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da UFRJ.

Tabela *1*: Percentual de Reincidência em 2 anos

REGIONAL	Taxa de Reincidência	
	Média	Máxima
Leste	50%	197%
Centro-Sul	33%	236%
Vale do Paraíba	15%	31%
Baixada	119%	722%
Oeste 1	90%	324%
Oeste 2	84%	222%
TOTAL GERAL	**87%**	

O mapa de calor abaixo, Figura 11, apresenta os locais onde houve reincidência[9] de furto de energia elétrica na parte da região metropolitana do Rio de Janeiro atendida pela Light. É possível notar que essa pratica ocorre em quase todo esse recorte espacial, com menor intensidade na Zona Sul e Zona Oeste, o que mostra os enormes desafios para a redução das perdas de energia nessa concessão.

Figura 11: Mapa de Reincidência da Concessão da Light

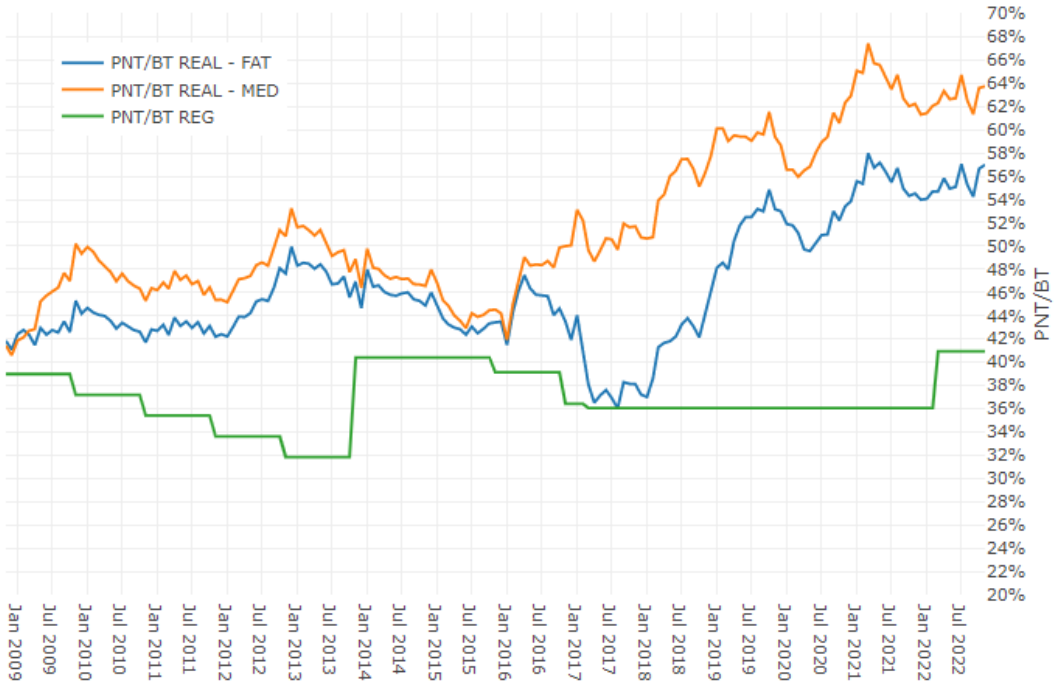


[9] É considerado reincidente o consumidor que repetiu a irregularidade nos últimos 24 meses no período de análise.

2.3 Aumento das perdas não técnicas e inadimplência

O efeito combinado de manutenção do nível de perdas não técnicas na mesma proporção do número de consumidores e da redução do mercado de baixa tensão gerou um aumento do indicador do percentual de perdas não técnicas por consumo BT, conforme figura 12 abaixo, que compara os níveis reais e regulatórios. O percentual de PNT da Light considera duas métricas usualmente adotadas pela ANEEL. A primeira se refere às perdas considerando o mercado medido como referência – PNT/BT REAL – MED, e segunda considera o mercado faturado – PNT/BT REAL – FAT. A linha verde do gráfico apresenta os percentuais regulatórios adotados pela ANEEL.

Figura 12: Evolução das Perdas Não Técnicas Reais e Regulatórias da Light no período – Média móvel de 12 meses



Os dados revelam que o percentual de PNT estava relativamente próximo do patamar regulatório nos anos de 2015 e 2016, momento a partir do qual se observa uma trajetória de distanciamento desses indicadores. A redução da PNT considerando o mercado faturado, observado nos anos de 2016 e 2017, deve-se, em grande medida, ao elevado nível de faturamento de cobranças retroativas derivado de regularizações de fraudes, um mecanismo usado para desincentivar a reincidência da fraude. Como visto anteriormente, essa medida, apesar de ser

a ação mais adotada no combate às perdas nas demais áreas de concessão, não se mostrou eficaz na redução da reincidência no caso da Light. Por essa razão, a empresa mudou essa prática a partir de 2019, o que fez que os percentuais de perdas medidas e faturadas se aproximassem.

Não obstante a métrica utilizada, as evidências apresentadas mostram que o aumento das perdas não técnicas reais, ocorridas entre 2015 e 2021, e o distanciamento em relação aos percentuais regulatórios se devem a fatores não gerenciáveis pela empresa, quais sejam, a redução do mercado de baixa tensão e o aumento da complexidade socioeconômica da concessão.

A elevada complexidade socioeconômica impactou também os níveis de inadimplência da concessão. Os elevados níveis de perdas não técnicas e reincidência em fraude após ações de regularização, revelam uma baixa disposição a pagar por parte de um conjunto dos consumidores. É razoável assumir que esse comportamento do consumidor implique também um nível mais alto de inadimplência. Isso explica a existência de uma relação positiva entre inadimplência e furto de energia, como demonstrado nas figuras 13 e 14 abaixo[10], que mostram a relação entre os percentuais de inadimplência de 24 meses e os níveis de perdas não técnicas das distribuidoras no período 2017/2021, respectivamente, das classes residencial e comercial.

[10] Dados de 2017 à 2021. Por destoarem dos padrões das demais concessões, Amazonas Energia e CEA Equatorial não foram incluídas no gráfico.

Figura 13: Inadimplência de 24 Meses (Classe Residencial) e PNT/BT

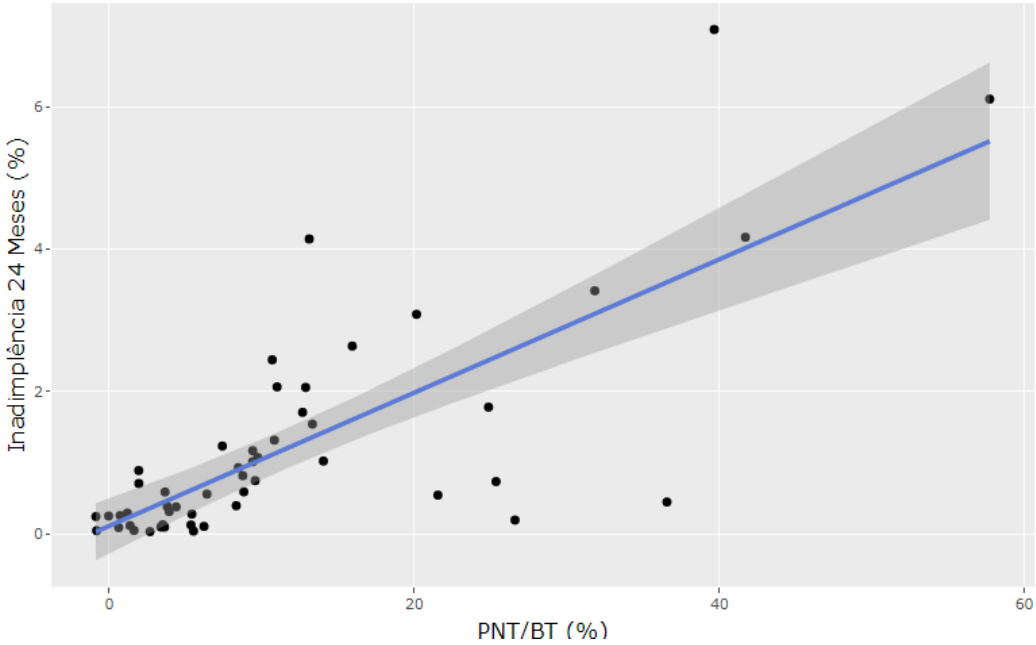
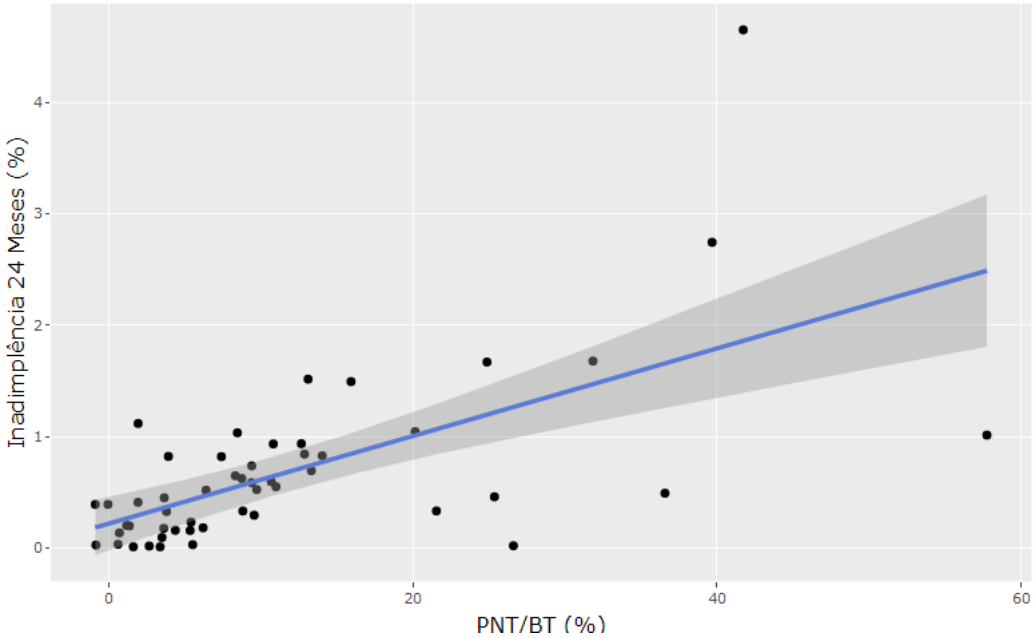


Figura 14: Inadimplência de 24 Meses (Classe Comercial) e PNT/BT



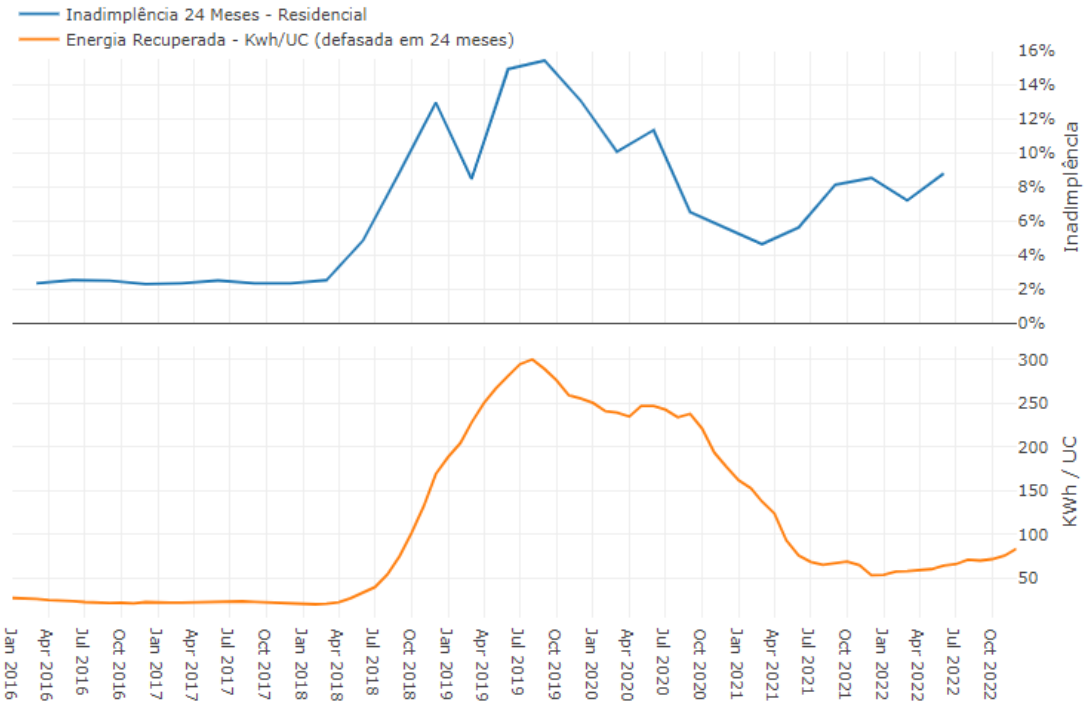
Essa elevada correlação entre perdas e inadimplência é reconhecida pela ANEEL, sendo premissa básica adotada na definição dos percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis, que utiliza o índice de complexidade de combate às perdas como referência, conforme Módulo 2 do PRORET.

Além de ambos os fenômenos serem impactados pelo mesmo tipo de comportamento dos consumidores, há também um efeito das próprias regularizações sobre a inadimplência. Isso, porque, o combate às perdas em áreas com elevados níveis de furto de energia levam, inevitavelmente, a um elevado número de regularizações. O consumidor regularizado recebe duas faturas adicionais, um referente ao consumo regular, que irá incorrer pelo consumo realizado a partir do momento da regularização, e outra com uma cobrança retroativa, que corresponde a uma estimativa do consumo que ele teria realizado no passado, apurado nos termos da Resolução 1000 da ANEEL – aqui denominada energia recuperada.

O faturamento de ambas as parcelas é fundamental para que o consumidor se torne regular. A cobrança retroativa é um mecanismo importante para desincentivar novas fraudes, uma vez que impõe um risco para os consumidores que estão dispostos a realizar (novamente) o furto de energia. No entanto, o súbito aumento do custo de energia gerado pela regularização tende a gerar um aumento da inadimplência. Quanto maior o número de consumidores regularizados e o valor da cobrança retroativa, maior tende a ser a inadimplência.

A figura 15 demonstra a relação entre a energia recuperada (média móvel de 12 meses) e a inadimplência da Light. Para evidenciar a relação entre essas duas variáveis, a energia recuperada foi defasada em 24 meses. Nota-se que a trajetória das duas curvas é muito similar. Ou seja, apesar de ser um importante instrumento para desincentivar os consumidores a cometerem fraudes, a elevação da energia recuperada tem como efeito colateral o aumento da inadimplência.

Figura 15: Inadimplência de 24 Meses da Classe Residencial e Energia Recuperada

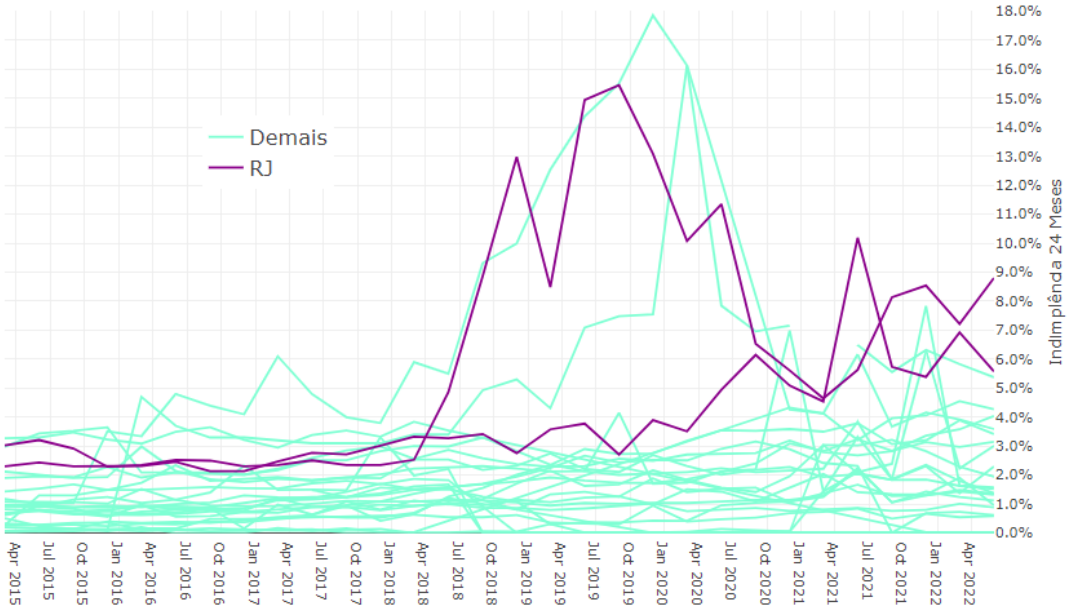


A ferramenta da regularização, diante da situação enfrentada pela Light, acaba transferindo o problema de perdas para a inadimplência, além de, na maioria dos casos, resultar em retorno à condição fraudulenta.

A figura 16 a seguir destaca o histórico de inadimplência de 24 meses da classe residencial das duas concessões que atendem as regiões de elevada complexidade no Rio de Janeiro (ENEL RJ e LIGHT)[11].

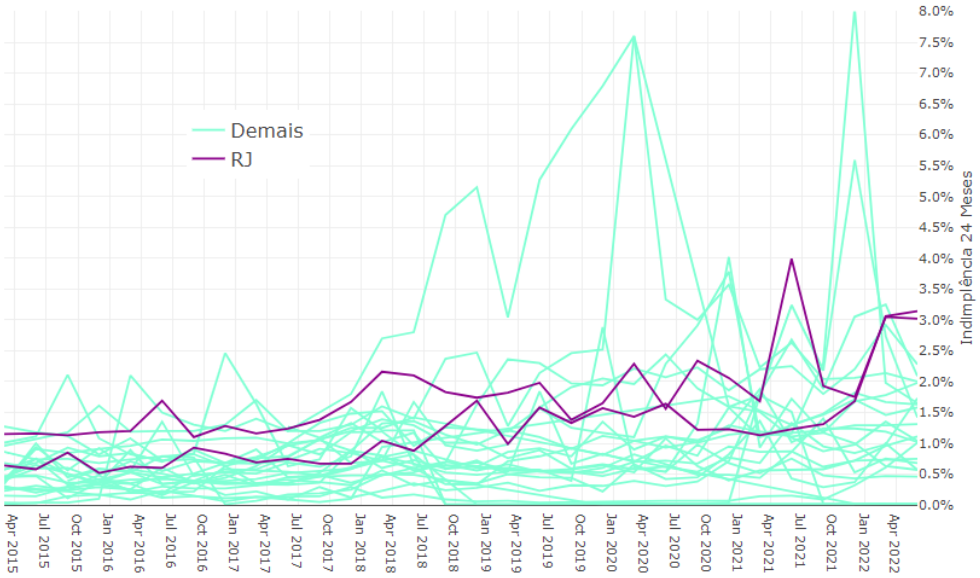
[11] Dados enviados pelas distribuidoras à ANEEL, disponibilizados na site da Agência.

Figura 16: Inadimplência de 24 Meses nas Concessões de Distribuição – Classe Residencial



Observa-se que essas duas concessões, mesmo sendo controladas por grupos econômicos distintos, estão entre as que possuem os maiores níveis de inadimplência do setor. Algo similar pode ser observado na classe comercial, conforme figura 17.

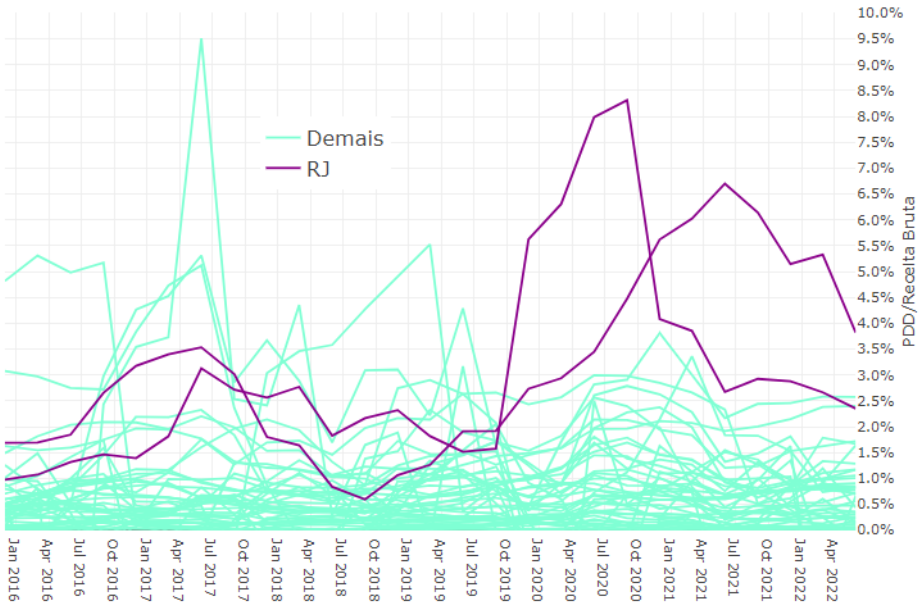
Figura 17: Inadimplência de 24 Meses nas Concessões de Distribuição – Classe Comercial



O impacto econômico desse fenômeno pode ser observado na figura 18, que demonstra os valores atípicos de Provisão para Devedores Duvidosos –

PDD nas duas concessões do Rio de Janeiro. Ela mostra que o percentual da receita bruta em PDD é bastante superior ao das demais concessões.

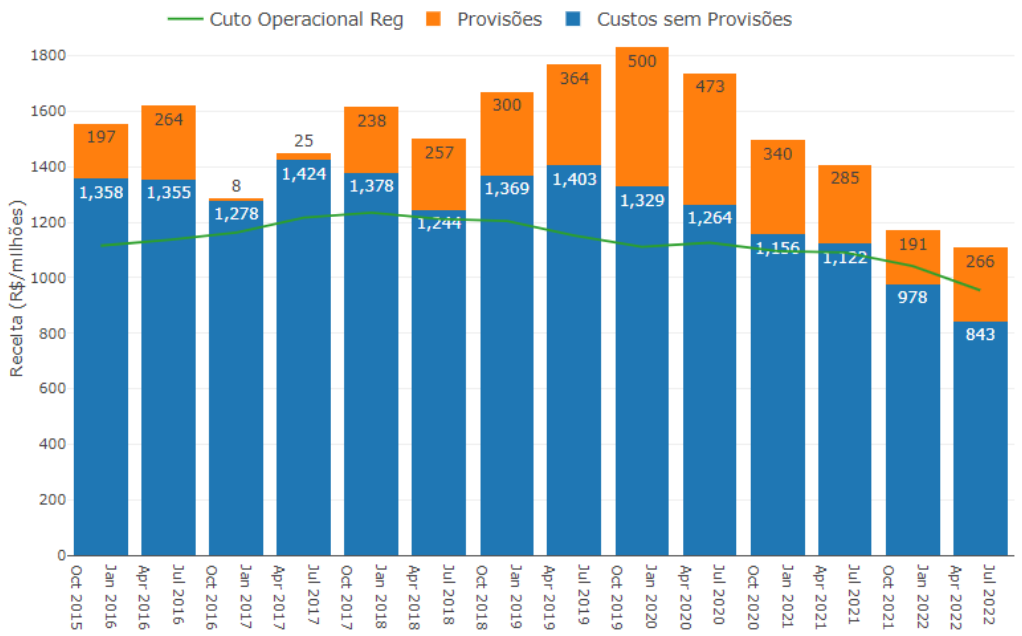
Figura 18: PDD das Concessões do Rio de Janeiro sobre a Receita Bruta



Além dos custos com PDD, o elevado volume de regularizações tem reflexos também nos custos operacionais, em especial, nos custos com contingências cíveis. Isso porque é comum os consumidores regularizados acionarem judicialmente a empresa contestando o processo de regularização. A Figura mostra que, apesar dos ganhos de eficiência em custos operacionais[12] alcançados pela Light nos últimos anos, as provisões tornam os custos reais superiores aos regulatórios, representados na linha verde.

[12] Dados do Balanço Mensal Padronizado – BMP.

Figura 19: Comparação entre Custos Reais e Regulatórios da Light (preços de jun/2022)



Logo, assim como no caso das perdas não técnicas, nota-se que parte relevante do problema de inadimplência da Light decorre das características não gerenciáveis de sua área de concessão.

2.4 Insustentabilidade do atual contrato de concessão de distribuição nos moldes da regulação a que ele está submetido

O contrato de concessão atual estabelece o arcabouço geral para a regulação econômica do setor de distribuição, havendo duas diretrizes desse arcabouço que não são adequadas as particularidades da concessão.

A primeira trata-se da aplicação de modelo de Regulação por Comparação na definição dos parâmetros de perdas não técnicas e receitas irrecuperáveis. O contrato define como regra geral, em sua Cláusula Sexta, as seguintes diretrizes regulatórias para perdas não técnica e receitas irrecuperáveis:

> Subcláusula Sexta - A forma de cálculo dos níveis regulatórios ou os níveis regulatórios das perdas de energia elétrica do sistema de distribuição serão estabelecidos nas revisões tarifárias ordinárias a partir de análise de eficiência, **que deverá levar em consideração, quando cabível, o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis** e as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA.

> Subcláusula Sétima - Os níveis regulatórios de receitas irrecuperáveis serão definidos nas revisões tarifárias ordinárias **a partir de análise de eficiência, que levará em consideração o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis** e as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA. (**grifo nosso**)

Nota-se, no entanto, que, embora a regulação por comparação seja uma regra geral, o contrato estabeleceu alguns condicionantes para a sua implementação. No caso de perdas não técnicas, definiu que o desempenho de outras concessionárias deve ser levado em consideração apenas ***quando cabível***. Em ambos os casos ***a regulação deve levar em consideração as características específicas de cada área de concessão***.

O segundo elemento é a alocação do risco de mercado nos reajustes tarifários. Essa alocação está estabelecida na definição da Parcela B na Subcláusula Quinta da Cláusula Sexta, conforme abaixo:

> VPB: Valor resultante da **aplicação da tarifa** correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao **Mercado de Referência**, atualizado pela diferença entre o índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;
>
> **Mercado de Referência**: composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; (**grifo nosso**)

Esses dispositivos demonstram que o risco de mercado foi alocado contratualmente às distribuidoras entre as revisões tarifárias, uma vez que a receita depende do mercado de referência, que, por sua vez, é composto pelos montantes de consumo e demanda. Na medida em que ambos dependem de decisões individuais dos consumidores, a receita das distribuidoras está sujeita a variações do mercado ao longo dos reajustes tarifários.

Vale destacar, no entanto, que há mecanismos previstos no contrato que podem ser usados para mitigar esse risco. O primeiro é o Fator X, que pode ajustar os ganhos de produtividade ao comportamento do mercado, tal como definido no Submódulo 2.5 A do PRORET. O chamado “Fator X ex-post” altera o percentual de reajuste da Parcela B em direção inversa ao do crescimento do

mercado, ou seja, quanto menor o crescimento menor o Fator X e, portanto, maior o reajuste tarifário.

O segundo mecanismo é a metodologia de estrutura tarifária, que deve ser definida pela regulamentação de acordo com o Contrato de Concessão. Por exemplo, em caso de consumo inferior ao mínimo estabelecido na regulação, as unidades de baixa tensão são faturadas por meio de uma parcela fixa, que não depende do volume de energia consumida. Outro exemplo são as modalidades tarifárias de alta e média tensão, que possuem componente de demanda. Isso mostra que a ANEEL possui discricionaridade para criar componentes fixos associados ao custo de disponibilidade da rede, neutralizando os efeitos negativos da queda de mercado.

O terceiro mecanismo é o processo de Revisão Tarifária, que pode ser ordinária ou extraordinária. O processo de Revisão tem por finalidade realizar o equilíbrio econômico da concessão ao longo do ciclo tarifário, corrigindo a tarifa para novos patamares adequados à prestação do serviço. Nesse processo, distorções decorrentes de diversos fatores, como aumento de custos extraordinários e variações de mercado, são corrigidas e as tarifas são reposicionadas a maior ou a menor.

Sobre esse ponto, convém lembrar que as distorções tarifárias em decorrência da queda do mercado não se limitam à Parcela B. Neste sentido é importante endereçar questões exógenas à gestão da concessionária, de modo que os mecanismos previstos no contrato de concessão sejam capazes de oferecer flexibilidade, e ao mesmo tempo, segurança para a sustentabilidade da concessão de serviço público de distribuição de energia.

3. Análise da proposta do MME, com foco nos temas de Perdas de Energia, Inadimplência (receitas irrecuperáveis) e Riscos de Mercado

A NT 14/2023 traz várias reflexões pertinentes aos temas de perdas de energia, inadimplência e riscos de mercado.

No parágrafo 4.2.1.8, o MME especifica a necessidade de:

> *"(...)* ***fornecer diretrizes para a ANEEL*** *elaborar os novos contratos de concessão, sem um nível demasiadamente detalhado que possa limitar o trabalho da Agência, mas* ***sem ser tão genérico a ponto de as diretrizes não serem diretamente aplicáveis****."*

Na mesma toada, o parágrafo 4.3.0.13 caracteriza o contexto de transformação do setor de distribuição:

> *"(...) Trata-se de um contexto que demandará regulação flexível,* ***passível de ajustes diante das contingências****, mas que não prejudique a previsibilidade e a segurança jurídica dos contratos de concessão de distribuição. Nesse sentido, entende-se oportuna a inclusão, nos contratos de concessão, de seção dedicada a alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários, de modo a servir como cláusulas subsidiárias para a solução de conflitos."*

Nos dois casos, nota-se a preocupação do Poder Concedente quanto ao equilíbrio das diretrizes, capazes de estabilizar o contrato e flexibilizar as possibilidades de atuação regulatória diante de contingências, transformações e desequilíbrios em casos concretos. Como se verá adiante, as propostas da Light se alinham a essa preocupação

No particular dos temas de perdas de energia e inadimplência, alguns caminhos enunciados pelo MME podem ter suas possibilidades expandidas, de modo a permitir o endereçamento de prioridades enunciadas na NT 14/2023 com uso de ferramentas tarifárias e regulatórias que se aliem à realização de investimentos.

O parágrafo 4.5.3.8, ao listar exemplos de aplicações em contrapartidas sociais, traz ao menos três itens que, aliados a soluções tarifárias e regulatórias, podem contribuir no desenvolvimento de soluções estruturantes para a gestão de perdas de energia e inadimplência:

> *"(...) (ii) realização de investimentos em eficientização de áreas de concessão com elevado nível de perdas não técnicas; (iii) promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, por meio de ações exclusivas do setor de energia elétrica; (iv) investimento na modernização de sistemas de*

medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários; (...).”

Na mesma direção dessa lista de contrapartidas, uma diretriz contratual que trouxesse a possibilidade de soluções de suprimento ou de tarifação diferenciadas, com custos parcial/totalmente arcados pelos recursos das contrapartidas sociais ou pela própria adoção de uma estrutura tarifária flexível, seria um complemento alinhado aos resultados esperados pelo MME.

Note-se que o parágrafo 4.5.3.11 reforça a preocupação do Poder Concedente com os temas de perdas de energia e inadimplência:

“(...) as empresas poderão realizar investimentos que, ao mesmo tempo que reflitam caráter social, também lhes traga benefícios por meio da redução do nível de perdas e inadimplência, por exemplo”

O parágrafo 4.5.3.12 também é relevante, na medida em que seu princípio pode ser expandido não apenas para a definição das ações associadas às contrapartidas sociais, mas igualmente para as diretrizes contratuais:

“As diretrizes sobre as ações serão definidas pelo MME tendo também como elemento norteador ***a realidade regional de cada área de concessão*** *para a decisão da ação a ser realizada.”*

Essas ações podem ser pensadas num contexto mais amplo de inovações regulatórias e de estrutura tarifária, em complemento aos investimentos das contrapartidas sociais, que atuem na direção de potencializar a eficácia dessas ações e os benefícios à sociedade

Como se verá adiante, esses avanços podem ser feitos com a formulação de diretrizes gerais, que, refletidas no contrato de concessão e aplicadas a todos os casos, serão capazes de revelar e separar realidades comparáveis de não comparáveis, nas quais se aplicariam ferramentas regulatórias próprias, previstas nas diretrizes, mas que, por sua natureza, precisariam do necessário detalhamento via regulamentação.

Conforme demonstrado no extenso diagnóstico apresentado anteriormente, os problemas de perdas de energia e inadimplência possuem elementos não gerenciáveis pela empresa, que demonstram que os patamares regulatórios atuais aplicados à concessão foram fixados em níveis insuficientes para assegurar a sustentabilidade econômica e financeira do serviço.

Esses fenômenos não gerenciáveis abrangem:

(i) a queda do mercado da Light na baixa tensão desde 2015 e em geral desde 2017, acumulando 16,7% de redução até 2022, que prejudicou a arrecadação da Parcela B e demais componentes formadores da receita, sem que tenha havido redução da rede ou da necessidade de investimentos, não tratados adequadamente na regulação atual, com reflexos sobre os níveis de perdas[13];

(ii) a falta de ajuste dos níveis regulatórios de perdas na revisão tarifária de 2022 que reflitam essa queda de mercado, tema que está em discussão na ANEEL, e que condena a empresa a glosas financeiras relevantes e propaga efeitos de perda de mercado que deveriam ter sido reequilibrados na revisão, conforme estabelecido no Contrato de Concessão;

(iii) fenômenos comportamentais da área de concessão da Light, não previstos nos modelos regulatórios, como a reincidência de fraude e a alta inadimplência associada à essa reincidência, que frustra a eficácia de regularizações em nível não conhecido em outras áreas de concessão;

(iv) a consideração de faturamentos não recorrentes associados ao combate ao furto de energia no cálculo das perdas regulatórias, que provoca uma subestimação do percentual eficiente da concessão, tema que também possui solicitação de correção em análise na Agência;

[13] Destaca-se que a queda do mercado observada na empresa encontra paralelo nos dados recentes do censo demográfico, que apontaram encolhimento da população na região atendida pela Light entre 2010 e 2022, ou seja, mais do que um efeito apenas econômico, comportamental ou associado à oferta de GD, há também um traço demográfico bastante específico à concessão, que enseja uma diretriz para garantia de sua sustentabilidade no longo prazo, além de traçar um cenário preditivo para áreas com mercado mais maduro

(v) a existência de áreas nas quais o combate a perdas e inadimplência pela concessionária é inviável ou altamente limitado, por colocar em risco os colaboradores da concessionária, característica que não possui tratamento regulatório adequado, na medida em que a regulação pressupõe a capacidade de atuação pela concessionária sem observar que há uma limitação para os resultados possíveis.

Em função do elevado impacto econômico-financeiro, aliada à sua natureza não gerenciável, esses temas devem ter diretrizes claras para elaboração do Contrato de Concessão, que, por sua vez, detalhará contornos em prol de um tratamento regulatório adequado e suficiente.

A imposição de elevados custos não gerenciáveis à empresa, como vem ocorrendo nos últimos anos, além de não satisfazer as diretrizes contratuais atuais, coloca em risco a prestação adequada do serviço na concessão atendida pela Light, com consequências graves aos consumidores e economia local. Não se trata, portanto, de um tema apenas regulatório, mas também contratual.

A definição de regras contratuais objetivas para custos não gerenciáveis é uma forma de proteger todos os envolvidos, dentre eles os consumidores, os investidores, além da própria Agência Reguladora.

Não obstante a Light, fundamentada em dados e análises objetivas, tenha demonstrado essas evidências ao MME e nos temas em discussão na ANEEL, a empresa apresentará propostas de diretrizes aplicáveis não apenas ao seu caso, mas a todas as empresas que enfrentam desafios similares.

Nesse sentido, a proposta da Light é o estabelecimento de diretrizes que possam, por meio de avaliações objetivas, suscitar o enquadramento de situações extremas em regulações individualizadas que, associadas aos mecanismos das contrapartidas sociais e a possibilidades de diferenciação tarifária, partam de níveis reais, ou, no mínimo, corrija os efeitos não gerenciáveis apresentados anteriormente, e conduzam à redução dos custos e dos níveis de perda de energia e inadimplência e sustentabilidade econômica e financeira.

A partir de patamar inicial de repasse que garante o equilíbrio da concessão, aplicar-se-ia nas áreas com restrições de atuação e/ou elevada complexidade de combate às perdas em função de características comportamentais dos consumidores, um modelo de regulação por incentivo individualizado, com atuação guiada por plano de ação adaptado às circunstâncias específicas a que a concessionária está submetida, aliado ao compartilhamento dos resultados obtidos, ano a ano, entre empresas e consumidores, o que inclusive se relaciona com os preceitos de planos de investimentos em contrapartidas sociais e regulação por resultados.

Esse modelo tem a capacidade de melhor se adaptar às particularidades das áreas de concessão, em busca de um maior equilíbrio de riscos e benefícios entre o concessionário e o consumidor. Além de proporcionar uma maior flexibilidade regulatória, a fim de promover a redução de perdas de energia e inadimplência de forma mais eficaz.

No que diz respeito às variações de consumo, o risco entre revisões num intervalo de 5 anos, mesmo com o fator X dinâmico, conflita novamente com o caso extremo da Light, que pode inclusive ser preditivo do comportamento de outros mercados, na medida em que mais concessões atinjam grau semelhante de saturação na intensidade energética do consumo, fenômeno que tende a ser acelerado com a expansão dos recursos energéticos distribuídos, atestada pelo MME na NT 14/2023.

Nesse sentido, o contrato poderia estabelecer diretrizes para que o fator X possa ser definido por meio da estratificação das empresas em subgrupos classificados conforme comportamento do mercado.

Por exemplo, empresas com mercados crescentes teriam seu próprio fator X. Empresas com mercados estagnados ou em queda, teriam um cálculo diferente, por sua vez. É fato que mercados sem crescimento em MWh ainda podem crescer em extensão de rede e em número de consumidores, além de terem a necessidade de reposição de ativos e de investimento em redes inteligentes e outras novas tecnologias – inclusive para combate a perdas e inadimplência, na linha dos enunciados da NT 14/2023.

Todavia, investimentos nesses mercados podem ter efeitos contrários ao almejado, com o aumento das tarifas para os demais consumidores, de modo que uma diretriz nessa direção se encaminharia no sentido de conciliar a gestão eficiente dos ativos, a digitalização das redes, o serviço adequado e a sustentabilidade da concessão, além de ser mais um indutor para inovações que possam contribuir com soluções estruturantes de redução de custos de perdas e inadimplência em benefício da sociedade e em linha com as contrapartidas sociais enunciadas.

4. Proposta de diretrizes

Considerando os pontos discutidos neste documento, a Light SESA propõe as seguintes diretrizes, de aplicação geral, que endereçam os apontamentos realizados. Essas diretrizes atualizam as propostas previstas na Carta I-010/2023, sendo mais bem alinhadas à NT 14/2023, como parte do conjunto "Diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão", Item V, Cláusulas Econômicas, além dos itens que já estão dispostos na Nota:

a. No caso de áreas de concessão que possuam regiões, proporcionalmente significativas, nas quais a restrição ao acesso e a execução dos serviços concedidos representa risco aos colaboradores das concessionárias, além de alta reincidência de fraude, os Contratos de Concessão deverão prever a regulação por incentivos individualizados, aplicáveis a toda a concessão ou ao menos nessas regiões, para combate a perdas de energia e inadimplência.

b. A aplicação de incentivos individualizados implica a definição de metas de desempenho com base em um plano adaptado às circunstâncias específicas, garantindo o compartilhamento de ganhos e perdas com os consumidores, inclusive nos reajustes tarifários.

c. No intuito de assegurar sustentabilidade aos casos de aplicação de incentivos individualizados, os níveis regulatórios de partida das perdas de energia para o novo horizonte contratual deverão ser ajustados para os patamares conhecidos na ocasião da prorrogação. O concessionário poderá indicar a data de realização da primeira revisão tarifária após a

prorrogação, sob as condições do novo contrato, a partir da qual se mantem a frequência de cinco anos para as Revisões Tarifarias Periódicas subsequentes.

d. Nos casos da aplicação de incentivos individualizados, a concessionária ficará responsável por preparar plano de ação e de investimentos, que poderão ser enquadrados nas contrapartidas sociais do Contrato de Concessão.

e. Nos casos de aplicação de incentivos individualizados, os Contratos de Concessão poderão prever maior liberdade para a aquisição de energia no atendimento às perdas de energia, de maneira a mitigar o custo de atendimento.

f. A fim de permitir a recuperação de custos de forma equilibrada, incentivar medidas inovadoras e contribuir na redução de perdas e inadimplência, os Contratos de Concessão poderão prever o estabelecimento de estruturas tarifárias diferenciadas, e novos modelos de negócio, destinadas a estimular a regularização e reduzir a reincidência, especialmente nos casos de aplicação de incentivos individualizados.

g. Os Contratos de Concessão poderão prever tratamentos diferenciados para as equações de reajuste e revisão tarifária, por meio do Fator X, que se adequem aos diferentes estágios de maturidade e comportamento dos mercados nos vários subgrupos tarifários de cada DISTRIBUIDORA.

h. A definição de valores e formas de cálculo do Fator X deverá diferenciar mercados com baixo crescimento, mas com alta necessidade de modernização tecnológica, substituição de ativos e/ou investimentos para combate às perdas e inadimplência, especialmente nos casos de aplicação de incentivos individualizados.

Adicionalmente, em relação ao grupo de diretrizes para as contrapartidas sociais, a Light propõe a seguinte inclusão no item X, como complemento ao

subitem b, qual seja, "*Realização de investimentos em eficientização de áreas de concessão com elevado nível de perdas não técnicas*":

b.1. Como ação complementar de eficientização, possibilitar a compensação de tarifas destinadas a estimular a regularização, nos casos de concessões elegíveis à aplicação de incentivo individualizado para combate a perdas e inadimplência.

Com relação às diretrizes já postas, além de se alinhar às contribuições da ABRADE, a Light destaca dois pontos:

i) No grupo das condições mínimas para a prorrogação das concessões, é preciso considerar a hipótese de já haver plano de resultados (ou de recuperação de transgressões) em curso na ANEEL, além da possibilidade de, ainda antes da conclusão das diretrizes ou do Contrato, a empresa ter tomado ações preventivas de adequação da estrutura de capital, casos em que novas exigências seriam dispensáveis.

a. Sugerimos que a metodologia para avaliação do critério de eficiência possa ser conservadora desconsiderando custos de natureza não recorrentes, tais como provisões e outros efeitos meramente contábeis; uma melhor apuração poderia considerar os desvios entre os parâmetros regulatórios e realizados para Receita, Receitas Irrecuperáveis, Perdas e Custos Operacionais.

b. Adicionalmente, dado o caráter estrutural e de longo prazo desta avaliação, podem ser consideradas projeções para ciclos tarifários seguintes, de modo a considerar os eventos de reequilíbrios econômico-financeiros como as Revisões Tarifarias Ordinárias, que adequariam, por exemplo, retorno adequado dos investimentos realizados, reestruturação tarifaria em decorrência de expansão da MMGD e/ou alterações significativas do Mercado; Estas orientações são necessárias ao atual processo, pois permitem uma visão mais abrangente da concessão, o qual o distingue do escopo da REN948/2021 que possui um condão de monitoramento periódico

econtínuo, e portanto, mais restrito na janela de observação por simplificação processual.

c. Caso a concessionária não atenda aos critérios de qualidade ou de capacidade econômico-financeira, poderá ser apresentado plano de resultados para atendimento dos critérios no prazo de cinco anos contados a partir do ano de assinatura do termo aditivo.

ii) Diretriz XI - Considerando que os recursos de ultrapassagem de demanda, excedente de reativos e parcela de outras receitas vertem à concessão ao longo de todo o horizonte da outorga, a Light sugere que os investimentos possam ter caráter permanente nesse horizonte. Inovações em combate a perdas e inadimplência, seja por meio de soluções de suprimento, inovações técnicas comerciais ou soluções mistas que envolvam regulação de tarifas e prestação de outros serviços podem demandar um tempo maior de maturação. Nesse sentido, a limitação em 5 anos pode ser contraproducente para o desenvolvimento de soluções estruturantes.

Destaca-se que as propostas trazidas pela Light possuem aplicação geral. Não obstante, cumpre ressaltar que o enquadramento da empresa no modelo de aplicação de incentivos individualizados, com ponto de partida nas perdas de energia reais, teria o condão de, a um só tempo, (a) assegurar a sustentabilidade da concessão gerida pela companhia, permitindo a busca de inovações e soluções estruturantes; e (b) estancar os efeitos das discussões sob análise do Regulador, que não alcançam o horizonte de vigência do novo contrato.

Nesse sentido, respeitosamente a Light busca subsidiar o processo de discussão pública, contribuindo com a análise dos pontos trazidos e os ajustes propostos.