Grupo Energisa

Contribuição

Consulta Pública MME nº152/2023

Concessões vincendas de distribuição

Brasília, 24 de julho de 2023

ENERGISA S.A. MATRIZ
CNPJ: 00.864.214/0001-06 | Insc. Mun.: 12560-1
Escritório Energisa Brasília – Centro Empresarial Brasília
SRTVS – Bloco B – Salas 533/534
Asa Sul I DF CEP: 70340-907
Tel.: (61) 4501-5000 | www.grupoenergisa.com.br

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 3
2. O GRUPO ENERGISA 3
3. O NOVO CONTRATO DE CONCESSÃO 5
   3.1. CONDIÇÕES MÍNIMAS PARA A PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES 5
   3.2. INVESTIGAÇÃO ACERCA DE EVENTUAL EXCEDENTE ECONÔMICO 12
   3.3. CAPTURA DE BENEFÍCIOS FISCAIS 24
   3.4. CONTRAPARTIDAS SOCIAIS EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA 26
   3.5. MATRIZ DE RISCO 27
   3.6. CRIAÇÃO DE NOVOS INDICADORES PARA AFERIR O SERVIÇO ADEQUADO 29
   3.7. PROTEÇÃO E COMPARTILHAMENTO DE DADOS DOS USUÁRIOS 30
   3.8. MODERNIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DAS REDES 33
   3.9. SEPARAÇÃO ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO 33
4. RITO PROCESSUAL 34
5. CONCLUSÃO 35
6. ANEXO – PROPOSTA DE DIRETRIZES 36

1. INTRODUÇÃO

Os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica das empresas privatizadas após 1995, sob a égide da Lei nº 9.074/1995, que dispõe sobre as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões, terão o seu vencimento a partir do ano de 2025. Neste bojo, encontram-se vinte concessões de distribuição, outorgadas a partir da publicação da Lei 9.074/1995, e que ainda não tiveram os contratos prorrogados.

Dessa forma, considerando a abertura da Consulta Pública nº 152 do Ministério de Minas e Energia – MME que, por meio da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, apresenta proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2032, o Grupo Energisa vem apresentar suas contribuições visando o melhor encaminhamento do tema.

Inicialmente, **registra-se a concordância da Energisa com as contribuições apresentadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE**.

Nesse sentido, tendo em vista todo o contexto setorial constitucional, legal e regulatório já apresentado pela Associação, bem como as evidências trazidas da melhoria de eficiência, da qualidade entregue aos consumidores e principalmente da contribuição à modicidade tarifária que o segmento de distribuição promove, busca-se, nessa contribuição, após um breve relato do Grupo Energisa, abordar apenas alguns temas principais, reforçando a necessidade de aprimoramentos à minuta de diretrizes apresentada pelo MME a fim de garantir a sustentabilidade do segmento de distribuição, a higidez do setor elétrico e a contina melhoria do ambiente de negócios no Brasil.

2. O GRUPO ENERGISA

O Grupo Energisa tem como missão transformar energia em conforto, desenvolvimento e oportunidades de maneira ética, responsável e sustentável. Em 2022, venceu oito das 15 categorias do Prêmio Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), se consagrando como o melhor grupo de distribuição de energia do Brasil.

A Companhia, que realizou em 2022 mais de R$ 6,5 Bilhões de investimentos, controla nove distribuidoras localizadas nos Estados de Minas Gerais, Sergipe, Paraíba, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, São Paulo, Paraná, Acre e Rondônia, com uma área de concessão que atinge 2.034 mil km, equivalentes a 24% do território nacional e atendendo a, aproximadamente, 8,4 milhões de consumidores

em onze Estados, cerca de 10% da população do Brasil. Ainda possui em seu portifólio 3.116 km de linhas de transmissão, 188 MWp de capacidade de geração distribuída de fontes renováveis e 75,6 MWp de capacidade de geração centralizada (Figura 1).

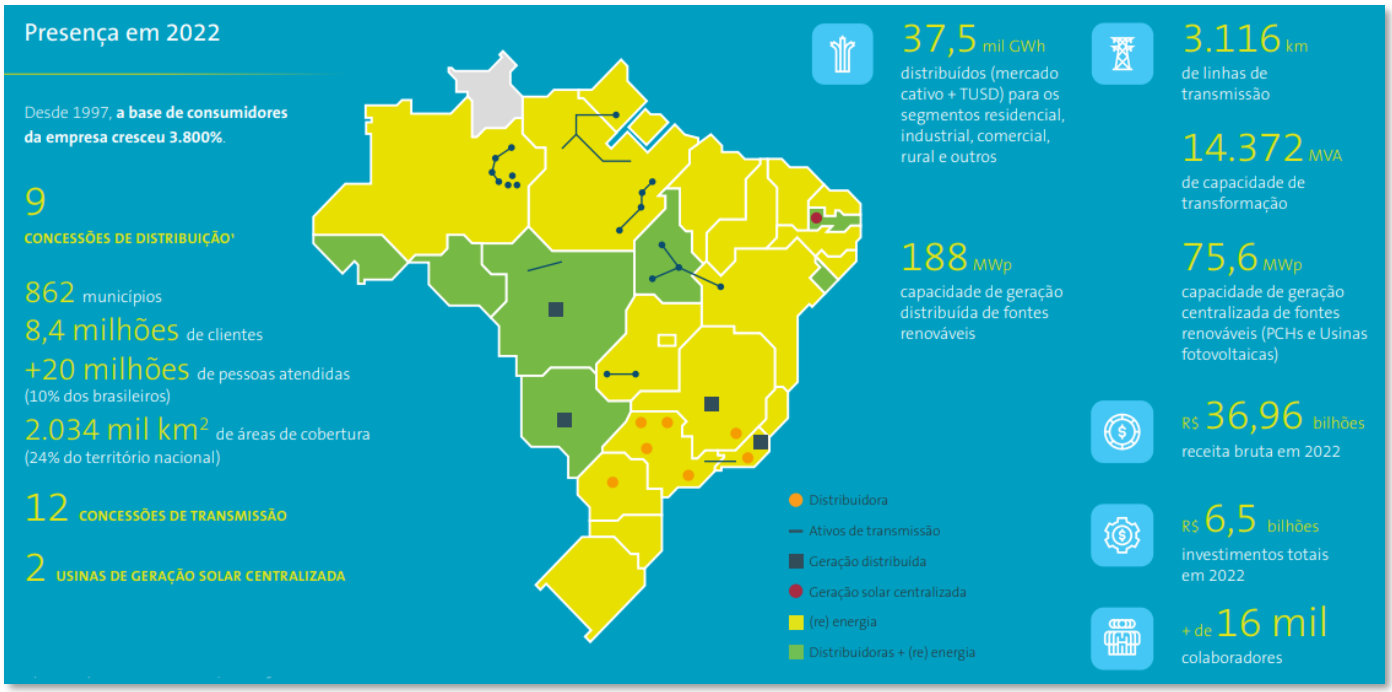


Figura 1 Presença do Grupo ENERGISA em 2022.
Fonte: Relatório de Sustentabilidade Energisa 2022.

Todo este ecossistema se integra por meio de negócios diversos e, ao mesmo tempo, complementares, promovendo protagonismo na transição energética. Com uma estratégia ancorada nos 4D – Digitalização, Descarbonização, Diversificação e Descentralização – a Energisa direciona o crescimento do grupo em aderência às transformações setoriais, com serviços inovadores, de excelência e sustentabilidade e tudo isso alinhado com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU).

Com um programa de descarbonização robusto, temos promovido o descomissionamento de 171,7 MW por meio da desativação de UTEs e interligação de regiões isoladas garantindo segurança energética. Nos últimos três anos, a Energisa Rondônia, Energisa Acre e Energisa Mato Grosso desativaram 17 usinas a diesel. A iniciativa vai evitar a emissão anual de 507 mil toneladas de CO_2 na atmosfera e reduzirá mais de R$ 865 milhões anuais de despesas com CCC, promovendo modicidade tarifária a todos os consumidores de energia elétrica do País (Figura 2).

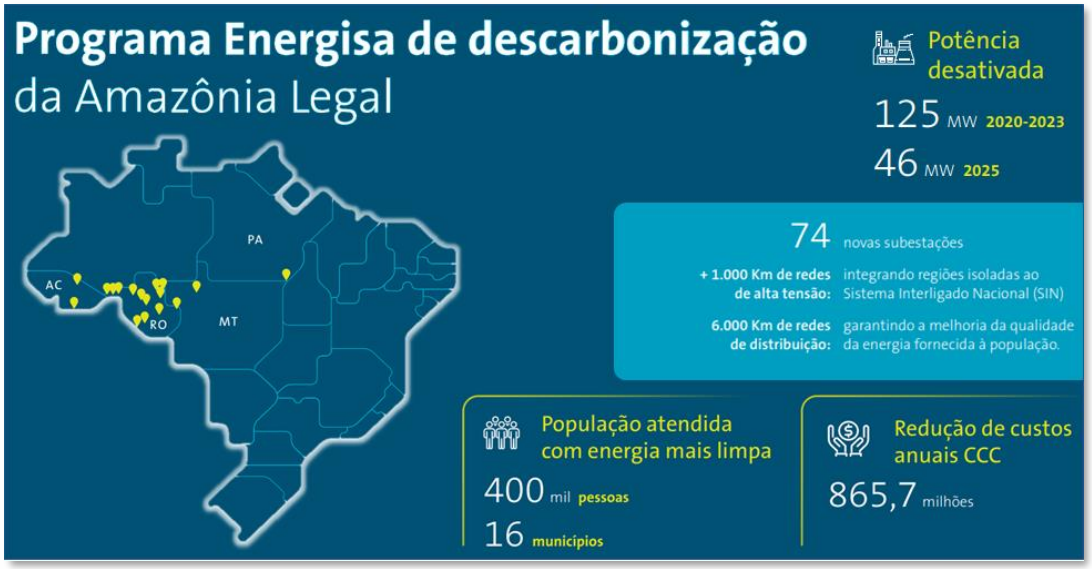


Figura 2 Programa ENERGISA de descarbonização.
Fonte: Relatório de Sustentabilidade Energisa 2022.

3. O NOVO CONTRATO DE CONCESSÃO

Os contratos de concessão regidos pela Lei nº 12.783/2013, prorrogados pela segunda vez no ano de 2015, contemplaram determinadas condicionantes que se mostraram exitosas.

Foram estabelecidos critérios objetivos para a decretação da caducidade da concessão (*enforcement*), relacionados à continuidade e eficiência da prestação do serviço, transferência do controle societário anteriormente à instauração de processo de caducidade, troca do índice de atualização da Parcela B, neutralidade da Parcela A, mudanças no compartilhamento de outras receitas, entre outros.

Além disso, promoveu aprimoramentos aos incentivos a ganho de eficiência, estimulou o investimento no setor, à medida que não travou recursos em obrigações especiais, promoveu a melhoria da qualidade e a modicidade tarifária, trazendo benefícios reais para os consumidores. Razão pela qual esse desenho contratual é o que traria maior segurança jurídica e previsibilidade setorial.

Apesar disso, a proposta apresentada nesta Consulta Pública foi mais além. Na sequência, abordam-se as novas diretrizes propostas aos novos contratos de concessão, buscando discutir o que foi exposto na NT e apresentar o posicionamento do Grupo Energisa frente ao tratamento das concessões vincendas.

3.1. CONDIÇÕES MÍNIMAS PARA A PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES

Na seção 4.5.1 da Nota Técnica 14/2023 são apresentadas as duas principais condições propostas para a prorrogação do contrato de concessão de distribuição:

i. O atendimento a padrões mínimos de qualidade do fornecimento de energia, aferidos por meio de indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

ii. O atendimento de níveis mínimos de "eficiência da gestão econômico-financeira da concessão."

Sugere ainda adotar os critérios usados para caracterizar inadimplência contratual nos termos da Resolução nº 948, de 16 de novembro de 2021, os quais podem resultar em abertura de processo administrativo punitivo com vistas à aplicação da penalidade de caducidade da concessão. O não cumprimento desses critérios não impediria a prorrogação, mas exigiria da concessionária (i) um plano de recuperação ou, (ii) a troca do controle societário para um novo operador com comprovada "capacidade técnica em gestão de concessões de distribuição".

A mensuração da qualidade pode ser feita objetivamente por meio de indicadores, como DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). No entanto, a análise da capacidade econômica e financeira é considerada mais complexa. A regra atual, expressa pela Resolução Normativa ANEEL nº 948/21, definitivamente não é a mais adequada.

i. O fato de uma empresa ter experimentado no passado recente uma situação econômica e financeira ruim não necessariamente implica que ela não terá recursos suficientes no futuro.

ii. A empresa pode ter apresentado desempenho econômico desfavorável no passado devido a eventos não controláveis e não recorrentes, como quedas no mercado provocadas por recessão econômica, pandemia ou intervenção regulatória; aumento temporário nos níveis de inadimplência ou perdas; sobrecontratação não estrutural ou diversos efeitos regulatórios.

iii. Concessões em processo de recuperação estrutural podem vivenciar períodos de elevados investimentos, que se traduzem imediatamente na sua dívida líquida sem estrem ainda devidamente refletidos na sua receita, como o caso das distribuidoras ex-designadas à Eletrobras.

iv. A delonga no julgamento dos recursos administrativos por parte da entidade reguladora ou o aperfeiçoamento de inconsistências na própria regulação podem expor a concessionária a vulnerabilidades temporárias.

v. Uma empresa pode enfrentar um aumento no nível de endividamento antes da revisão tarifária devido a investimentos crescentes que se converterão em aumento da Base de Remuneração e,

consequentemente, aumento de EBITDA após a revisão tarifária. Esse descasamento temporário de dívida e EBITDA causado pelo modelo regulatório não é refletido adequadamente pelos indicadores econômicos e financeiros.

Inicialmente, um cenário com elevado volume de investimentos implica um significativo aumento no aporte de capital e no endividamento das empresas no curto prazo. Esse contexto pode ser motivado por diversas razões associadas às demandas da concessão, como a necessidade de expansão do sistema, o desenvolvimento de novas tecnologias ou a melhoria da qualidade. No caso de concessionárias em transformação, como empresas recém-privatizadas, por exemplo, esse volume inicial elevado faz parte do processo subsequente ao *takeover*, buscando recuperação na defasagem de investimentos do período anterior e promovendo adequação de possíveis requisitos regulatórios.

Nesse sentido, o maior endividamento circunstancial consiste em uma forma de atender às demandas da concessão no curto prazo, com a perspectiva de que os retornos econômicos e financeiros sejam capturados no futuro. Isso porque após a conclusão de todo o volume de investimento numa fase de transformação da concessão e o seu reconhecimento na Base de Remuneração Regulatória, os novos investimentos entram em um cenário de relativa estabilidade. Essa defasagem apesar de representar um desafio temporário para as empresas, é plenamente administrável uma vez que haverá aumento de EBITDA no momento subsequente à revisão.

Após a devida Revisão Tarifária, observar-se-á o cumprimento dos indicadores de sustentabilidade com relativa folga, indicando que os esforços empreendidos estarão gerando resultados positivos para a concessão. Assim, mais importante do que a situação econômico-financeira corrente da concessionária em um determinado instante (fotografia) são as suas perspectivas futuras, diante de um contexto que melhorará a sua geração de caixa (filme).

O exemplo hipotético apresentado a seguir ilustra como concessionárias que necessitam de elevado investimento para atendimento aos padrões regulatórios de continuidade exigidos pelo regulador se encontram expostas à regra atual de avaliação da sustentabilidade econômico-financeira.

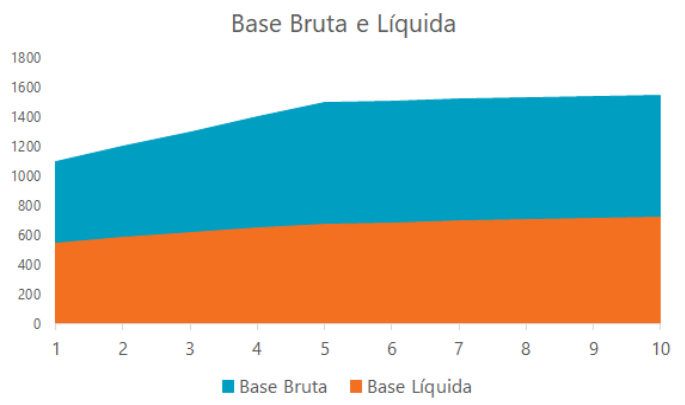
A título de exemplificação, vamos considerar uma concessionária com Base Bruta de R$ 1.000,00 e Base Líquida de R$500,00. Durante os primeiros 5 anos desde a última revisão tarifária periódica serão investidos R$100,00 por ano e nos anos seguintes R$ 10,00.

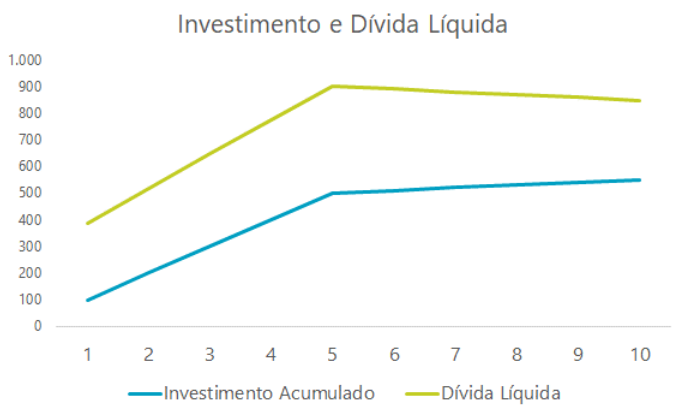
Por simplicidade será assumido que a estrutura de capital dessa empresa é 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros (dívida). A taxa anual de depreciação é assumida em 5% e as taxas de remuneração são de 8% para o capital próprio e 6% para o capital de terceiros (dívida). Não são considerados nem PMSO e nem impostos, bem como não há crescimento de mercado.

A Tabela 1 apresenta o resumo da evolução dos parâmetros, apresentados sob a forma de gráficos na sequência. Foram apresentados apenas os 10 anos de horizonte, sendo que ao término do 5º ano ocorre uma Revisão Tarifária Periódica (RTP).

Tabela 1 Evolução da Base de Ativos, Investimentos e Indicadores.

Tempo	Base Bruta	Base Líquida	Investimento Acumulado	Dívida Líquida	EBITDA	(EBITDA-QRR)/ Dívida Líquida
1	1100	545	100	285	85	12%
2	1200	585	200	318	85	11%
3	1300	620	300	348	85	10%
4	1400	650	400	375	85	9%
5	1500	675	500	400	85	9%
6	1510	685	510	380	122	12%
7	1520	695	520	359	122	13%
8	1530	705	530	339	122	14%
9	1540	715	540	318	122	15%
10	1550	725	550	296	122	16%





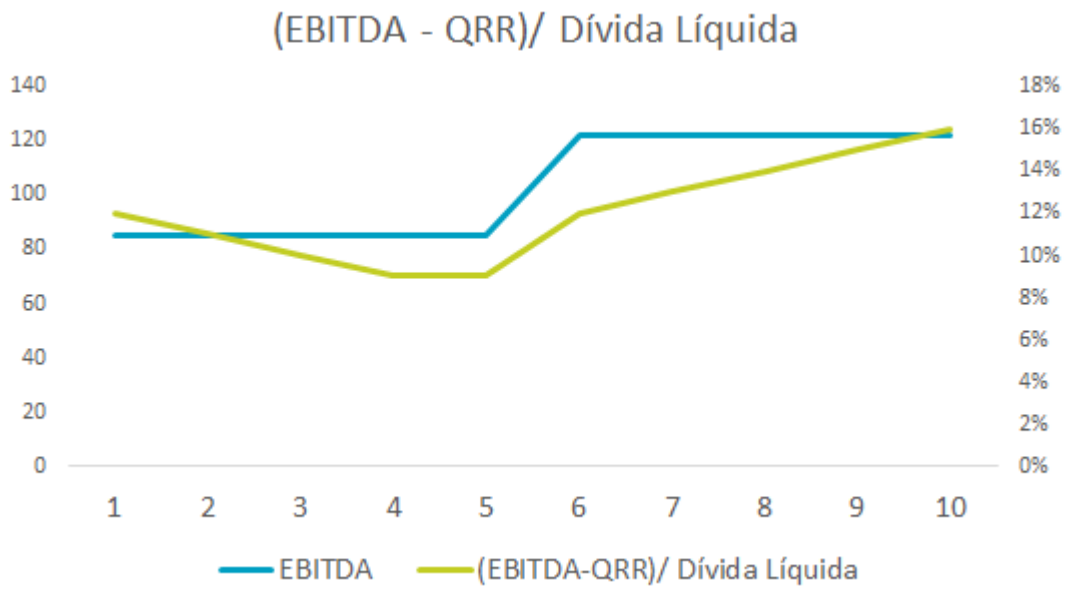


Figura 3 Indicador EBITDA e (EBITDA - QRR)/Dívida Líquida.
Fonte: Elaboração própria.

Como pode ser observado, o EBITDA é estável ao longo de todo o período de cada RTP. Com isso, observa-se que a relação EBITDA-QRR/Dívida Líquida cai ao longo do período de uma RTP, porque a dívida líquida que se eleva ao longo do período, implicando no caimento do índice de sustentabilidade. No entanto, a contrapartida para esse aumento do endividamento é a geração de caixa futura da concessionária.

No período seguinte, a evolução da dívida se dá em ritmo menor, quando cai o ritmo de investimento, e parte da dívida vai sendo amortizada e os indicadores vão entrando em uma normalidade. Assim, para casos de concessionárias que apresentam elevado volume de investimentos no curto prazo é preciso que seja feita uma análise mais detalhada por meio de um fluxo de caixa *forward looking*, pois a mera análise circunstancial de indicadores pode trazer uma certa miopia para essas situações específicas. Caso contrário, o sinal dado pode levar a redução do volume de investimentos e impactar na qualidade da prestação do serviço concedido. Corre-se o risco de iniciar um processo de caducidade de uma concessionária que está investindo fortemente para a recuperação e melhoria da qualidade do serviço, objetivo principal da concessão.

O mesmo exemplo se aplica em áreas de concessão com forte expansão em redes, principalmente aquelas que operam em regiões de menor densidade de carga. Nessas concessões a expansão da rede e do investimento, apesar de pujante, não se reflete em mercado devido à baixa densidade, mas sim no cumprimento de indicadores regulatórios de conexão de clientes. A convergência desses fatores de

obrigação de investimento sem a respectiva receita associada gera um estresse nos indicadores adotados pela REN que deve ser equalizado.

O exemplo apresentado no gráfico é o oposto, pois o aumento circunstancial do endividamento, ancorado em uma melhora subsequente do EBITDA visa majoritariamente a melhoria da qualidade do serviço e o atendimento. Portanto, um primeiro aprimoramento para apuração do indicador é utilizar uma janela mais alongada de avaliação e principalmente considerar o efeito que se tem na revisão tarifária no EBITDA Regulatório.

Um outro aprimoramento consiste em não considerar efeitos não recorrentes e não caixa - efeitos meramente contábeis - dos resultados das distribuidoras. Apesar de a Resolução prever que apenas itens recorrentes devam ser incluídos no cálculo, na prática, essa abordagem tem sido aplicada somente às receitas, enquanto os custos não recorrentes continuam sendo considerados.

A essas imperfeições se somam o fato de a regulação presumir que a não conformidade com o indicador resulte automaticamente em consequências econômicas para os acionistas, como a obrigação de aportar capital em até 180 dias após o fim do ano civil de apuração. Cabe aqui mais uma proposta de aprimoramento visando aproximar o cálculo do indicador a práticas de mercado, que consiste em criar um "período de cura". Ou seja, caso o indicador não seja atingido no ano t, a distribuidora terá um período mínimo de três trimestres no ano t+1 para apresentar uma trajetória de melhora que recupere o indicador. Portanto, apenas no 4º trimestre que o aporte deveria ser realizado caso não recuperado nesse período.

Uma outra necessidade de ajuste reside na forma de realização do aporte. Atualmente, entende-se que essa obrigação é calculada de forma desproporcional em relação ao valor necessário para equilibrar o caixa da empresa.

Vale aqui voltarmos ao objetivo original da construção da inequação que rege a REN 948, presente no voto do Diretor Sandoval Feitosa na 43ª Reunião Pública Ordinária da ANEEL, em 17 de novembro de 2020.

> *"Na dimensão econômica e financeira, o indicador deve demonstrar que a concessionária tem geração de caixa suficiente para honrar todas as suas obrigações intrassetoriais (compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais) além de arcar com os custos, despesas e investimentos da atividade de distribuição, preservando um nível sustentável de endividamento. (...)"*

Parágrafo 19 - grifo nosso

Fica claro, através do parágrafo acima, que o objetivo *sine qua non* da inequação é a suficiência do caixa da distribuidora para arcar com suas obrigações preservando o endividamento da companhia. Caracteriza-se,

assim, que o aporte do acionista cuja concessionária descumprir o indicador seja feito em adição a geração operacional de caixa da empresa, ou seja, conforme equação abaixo.

$$(EBITDA + \boldsymbol{Aporte}) - QRR > 0{,}11 \times Selic \times Dívida\ Líquida\ Regulatória$$

Diante do exposto, resta evidente que não se pode apurar os indicadores como atualmente previstos em contrato e regulamentação da Aneel, sendo necessários alguns aprimoramentos que devem estar refletidos em diretrizes do Poder Concedente, sejam na fase inicial em que se verifica as condições mínimas para prorrogação, sejam nas condições econômico-financeiras destinadas ao monitoramento permanente da sustentabilidade da concessão, conforme a seguir.

i. No caso da qualidade do serviço:

   a. seja considerado os indicadores globais de qualidade DECi e FECi como critério de prorrogação da concessão;

   b. seja considerado como critério o descumprimento por três anos consecutivos de um dos indicadores;

ii. No caso da eficiência na gestão econômica e financeira:

   a. a análise deve ser conservadora, expurgando custos de natureza não recorrente, tais como provisões e outros efeitos meramente contábeis, de forma a considerar apenas os desvios entre os parâmetros regulatórios e os valores realizados;

   b. a utilização de indicadores para avaliação preliminar da capacidade econômica e financeira deve considerar período de análise de três anos anteriores à assinatura do termo aditivo;

   c. em função da influência que a revisão tarifária possui ao reequilibrar riscos, é importante que o horizonte de análise da capacidade econômica e financeira contemple os seus efeitos;

   d. na apuração preliminar pelos indicadores devem ser considerados, para fins de cumprimento, aportes de capital equivalentes ao eventual déficit de caixa constatado em cada ano, conforme a seguir: (EBITDA + **Aporte** – QRR) > 0,11 x Selic x Dívida Líquida;

e. deve ser levado em consideração o efeito da necessidade que a própria concessão possui de se expandir e tais implicações no indicador de sustentabilidade;

f. para as concessionárias que descumprirem o critério por três anos consecutivos no período de análise, deve ser realizada análise das projeções de fluxo de caixa e endividamento, a fim de se avaliar a capacidade econômica e financeira futura de prestação do serviço.

iii. 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.

iv. Caso não seja apresentado plano de resultados, ou este não seja aprovado pela ANEEL, a concessionária pode apresentar plano de transferência de controle acionário como alternativa ao processo de caducidade.

v. Caso já exista plano pactuado, a prorrogação deve seguir seu curso.

Ademais, propõe que as condições econômico-financeiras destinadas ao monitoramento permanente da sustentabilidade da concessão devem utilizar esses mesmos contornos propostos às condições mínimas de elegibilidade, incluindo, neste caso, um "período de cura". O objetivo é que a transgressão do indicador não traga consequência automática, mas busque se pautar por uma curva de tendência, conforme abaixo.

vi. O aporte de capital deve ser realizado somente se após um período de plano de recuperação de no mínimo de 3 trimestres o resultado do indicador do ano anterior não tenha sido recuperado.

3.2. INVESTIGAÇÃO ACERCA DE EVENTUAL EXCEDENTE ECONÔMICO

Na seção 4.5.2 da Nota Técnica 14/2023 é apresentado um capítulo que aborda a questão do excedente econômico nas concessões de distribuição de energia elétrica. Ao longo do capítulo é proposto um indicador que relaciona o valor presente do fluxo de caixa histórico do acionista, descontado a remuneração regulatória do custo de capital próprio.

A nota técnica prevê que, na hipótese de configuração de um excedente econômico, este seria exigido como contrapartida financeira à prorrogação. Porém, ressaltou que "neste momento não está configurado ou não a existência de excedente econômico".

Diante desta proposta investigativa, apresentamos nesta contribuição a demonstração de que **o serviço de distribuição de energia elétrica não possui excedente econômico** como fonte de recursos para a iniciativa proposta.

Antes de entrar no detalhamento da proposta vale aqui apresentar um breve resumo desse tópico.

Na atividade de distribuição, o preço é dado pela tarifa que, por construção, é idêntica ao custo regulatório, compartilhando resultados de ganhos de eficiência com os consumidores ao longo do tempo via revisões tarifárias e nos reajustes via Fator X e demais regras de benchmarking.

Além disso, a regulação por incentivo permite que as empresas mais eficientes, além de compartilhar ganhos com os consumidores, capturem parte dessa eficiência como decorrência natural do modelo regulatório não se confundindo como eventual excedente econômico. Sendo, portanto, contraintuitivo uma metodologia buscar capturar *a posteriori* esse ganho de eficiência.

A investigação de existência ou não de um eventual excedente econômico não deveria ser feita com a observação do passado, uma vez que não existe garantia de que as condições do passado se repetirão no futuro. Mesmo que se admita essa análise do passado, para que tenha algum valor conclusivo, deveria examinar o período completo de uma concessão (30 anos) e o conjunto completo de concessões (53 concessionárias no final de 2022). Qualquer análise em período menor ou com subconjunto das concessionárias corre o risco de se tornar uma análise enviesada.

Ponto que fica ainda mais prejudicado caso se trabalhe apenas com um conjunto de empresas que passarão pelo processo ora em debate. Sabe-se que na média os ganhos e perdas do conjunto de concessionárias tendem a zero. Considerar apenas um subconjunto traz um viés no resultado que não condiz com a realidade do setor. Principalmente quando este subconjunto engloba as empresas privatizadas no final dos anos 90 e que, portanto, teoricamente, são aquelas que tiveram que fazer um grande *turn-around* em busca de maior eficiência.

Observando os dados públicos da própria ANEEL, fica evidenciado que a regulação é bastante rigorosa, uma vez que os acionistas do setor de Distribuição tiveram remuneração média inferior ao custo de capital próprio, no período de dados disponíveis (2011 a 2022).

Ademais, considerar o fluxo de caixa do acionista no período final da concessão não é o correto. As concessionárias privatizadas tiveram que investir fortemente no início do período de contrato e, portanto, é natural que no período final a relação entre o fluxo do acionista e a BRL seja mais favorável. Para se

manter uma mínima coerência deveria considerar uma janela inteira do período contratual. Uma janela curta de observação, por exemplo, pode demonstrar desempenho superior impulsionado pelo descasamento de índices inflacionários, como o caso das empresas com contratos reajustados pelo IGPM.

Outras inconsistências são verificadas no cálculo proposto, uma vez que não observa todo o capital investido pelos acionistas na concessão, deixando de fora os dispêndios já realizados (a) nos ativos imobilizados em curso, (b) nos ativos destinados à prestação do serviço que compõem a base de anuidades regulatórias (também chamados de ativos não elétricos) e (c) nos ativos em serviço que ainda não passaram por revisão tarifária e, portanto, ainda não compõem a base de remuneração líquida.

Outra possível inconsistência reside no fato de não consideração de eventos futuros que já se sabe que irão acontecer. Uma análise robusta precisa considerar que um olhar retrospectivo, conquanto aponte não haver sobra de recursos, ainda assim não captura diversos efeitos futuros, tais como (i) a troca de IGPM por IPCA na correção da tarifa de distribuição, (ii) a mudança no patamar da Inadimplência setorial depois da pandemia de 2020/2021, (iii) o cenário de baixo crescimento do Mercado total e a retração do mercado cativo, (iv) o crescimento exponencial da MMGD nos últimos anos, com diversos efeitos econômicos adversos para as distribuidoras, (v) as exigências crescentes em qualidade do serviço, como apontado na própria Nota Técnica, (vi) a iminente necessidade de investimentos em modernização das redes de distribuição para fazer frente à abertura do mercado e à gestão dos recursos energéticos distribuídos e (vii) o avanço de discussões metodológicas na ANEEL que devem apertar ainda mais as exigências de eficiência, como, por exemplo, a discussão em curso na consulta pública de custos operacionais (CP 62) e precificação dos ativos.

Nesse sentido, além de corroborar com todos os pontos trazidos pela ABRADEE, reforçamos a argumentação em três eixos principais:

i) os atuais contratos de concessão e a regulação da ANEEL buscam o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, não contemplando mecanismos que geram às distribuidoras um excedente econômico entre a tarifa e o custo regulatório;

ii) eventuais ganhos ou perdas individuais de cada distribuidora em relação aos parâmetros regulatórios são, em grande medida, inerentes ao regime de regulação por incentivos e não se manifestam de forma sistemática;

iii) dados históricos confirmam a rigorosidade da regulação adotada pela ANEEL, resultando na ausência de qualquer excedente econômico para as distribuidoras.

O marco legal garante o equilíbrio entre custos regulatórios e receitas

A atividade de distribuição de energia elétrica busca recuperar os custos regulatórios eficientes, incluindo a depreciação e a remuneração dos investimentos por meio de tarifas homologadas e revisadas periodicamente pela ANEEL. O regulador, por sua vez, estabelece normas e procedimentos para regulamentar o cálculo tarifário, observando os preceitos da Lei 9.427 de 1996, das Leis 8.987 e 9.074 de 1995 e dos próprios Contratos de Concessão.

Nesse sentido, a Lei nº 9.427/1996, especificamente no art. 14, inciso IV[1], estabeleceu a apropriação de ganhos de eficiência empresarial dentro da estrutura do regime do serviço pelo preço, princípio que não pode ser afastado pelo Poder Concedente.

Com isso, se a Lei, de um lado, acarreta a imposição à concessionária de deveres e obrigações de conteúdo econômico, em contrapartida, assegura a oportunidade para obtenção de proveitos econômicos que lhe permitam amortizar os investimentos realizados, custear as despesas necessárias e obter margem adequada de lucro.

A remuneração não é fixa, mas dependerá da eficiência da concessionária, remetendo a uma economia de custos como consequência lógica do próprio modelo. E, diante dessa consequência, a fim de garantir que a diminuição de custos será repassada aos consumidores via diminuição dos preços, a Lei previu mecanismos de revisão das tarifas, tendo como parâmetro a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro (art. 9, §2º da Lei 8.987/1995).

Esse conjunto de ditames legais e contratuais impõe a seguinte restrição para a regulação da Agência: **as tarifas devem ser capazes de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, promover incentivos a ganhos de eficiência, com vistas à modicidade das tarifas.**

A compreensão da responsabilidade contínua da Agência na formulação e atualização do cálculo tarifário é a primeira objeção à existência de um suposto excedente econômico. De fato, não há previsão contratual de tarifas acima dos custos regulatórios. A remuneração da atividade de distribuição visa preservar a

[1] "Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende
(…)
IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;"

relação constante entre tarifa e custo regulatório eficiente, garantida ao longo do tempo por revisões tarifárias e pelo Fator X nos reajustes.

Apesar de o Poder Concedente ter a possibilidade de alterar a distribuição dos riscos entre as concessionárias ao discutir as diretrizes para a prorrogação das concessões de distribuição, não haverá uma mudança no regime regulatório que rompa a identidade entre tarifa e custo regulatório eficiente. Essa preservação ao longo do horizonte do Contrato é uma obrigação da ANEEL, assegurada de forma dinâmica pelos mecanismos de revisão e reajuste tarifário.

Em outras palavras, a nova outorga de distribuição não cria excedente econômico tampouco garante às distribuidoras uma receita adicional ao custo regulatório, da mesma forma que não o faz a outorga atual das concessionárias de distribuição.

Ganhos e perdas não sistemáticos do modelo de regulação por incentivo

A referência de custos adotada no cálculo tarifário é regulatória, refletindo, geralmente, a "eficiência média" observada no setor. Logo, as empresas tomadas individualmente podem, em um determinado período, ter custos reais superiores ou inferiores aos custos regulatórios e, portanto, terem retorno real inferior ou superior ao regulatório.

Vale destacar, no entanto, que, por uma série de ajustes realizados pelo Regulador, essa referência regulatória acaba por se provar mais rigorosa do que uma "média simples". Isso faz com que, para conseguir garantir que a receita seja suficiente para recuperação do capital investido com remuneração idêntica ao capital regulatório, as distribuidoras precisam apresentar um desempenho que compense os ajustes de repasse impostos pela regulação – ou seja, para se ganhar exatamente a média regulatória, é preciso praticar custos mais baixos do que a média real.

No ano de 2019, a ANEEL abriu uma Consulta Pública 03/2019 que buscou avaliar, através de uma visão holística, as abordagens regulatórias e identificar as oportunidades de melhoria metodológica em busca da excelência na regulação. Ou seja, o regulador observou empiricamente o resultado dos incentivos regulatórios que ele mesmo havia desenvolvido e colocou para discussão com a sociedade, promovendo para cada lacuna identificada um aprimoramento.

Este estudo, além de ser muito elucidativo sobre os impactos dos incentivos regulatórios na remuneração das distribuidoras, deixa claro em diversas oportunidades que o excedente ou déficit de remuneração pode

ter sido um objetivo pretendido pela própria regulação em busca de uma captura futura, assim como preveem os contratos de concessão.

Além disso, mostra que a constante evolução do modelo regulatório é parte inerente à regulação e que, por mais que gere ganhos ou penalizações, elas são transitórias, momentâneas e não sistemáticos.

No capítulo II do Apêndice à Nota Técnica nº 27/2019 (material anexo a CP03/2019) a ANEEL apresenta o desenho de cada um dos incentivos regulatórios em vigor, e um mapeamento de suas relações a cada objetivo regulatório.

	a. Confiabilidade da Rede	b. Eficiência de Custos	c. Combate a Perdas	d. Universalização	e. Eficiência Energética	f. Atendimento Comercial	g. Sustentabilidade Econômica e Financeira
1.WACC	+	-/+	+	+			+
2.Base de Remuneração	+	-/+	+	+			+
3.Benchmark de OPEX	-	+/-	-	-	-	-	+/-
4.Componente Pd (Fator X)	-	+	+/-	-	-	-	+/-
5.Componente Q (Fator X)	+	-/+				+	+/-
6.Tarifa Volumétrica na BT			+	+/-	+/-		-
7.Limite de Perdas	+	+/-	+		+		+/-
8.Limite de Inadimplência		+/-	+		+		+/-
9.Compensações DIC/FIC e Tensão	+	-	+	-			-
10.Compensações Comerciais		+/-				+	-
11.Meta de Universalização		-		+			-
12.Valor de Referência Econômico-Financeiro	-	+	+			-	+
13.Recursos P&D e PEE	+	-/+	-/+	+	+	+	+
14.Recursos CDE (PLPT e Tarifa Social)		-		+			+
15.Multas	+			+	+	+	-
16.Perda de Concessão	+	+					+/-
17.Rankings Públicos	+	+	+			+	+
18. Neutralidade da Parcela A							-/+
19. Risco de Mercado	-/+	-/+	-/+	+/-	-		-/+

Figura 4 Desenho dos incentivos regulatórios em vigor.
Fonte: Apêndice à Nota Técnica nº 27/2019.

Interessante observar que na última coluna, referente aos indicadores de sustentabilidade econômico-financeiro, todos os incentivos regulatórios possuem impacto e em sinais positivos ou negativos, deixando claro que o arcabouço regulatório como um todo pode promover ganhos ou perdas financeiras como finalidade, mas que isso não ocorre de forma generalista, como mostra a figura abaixo.

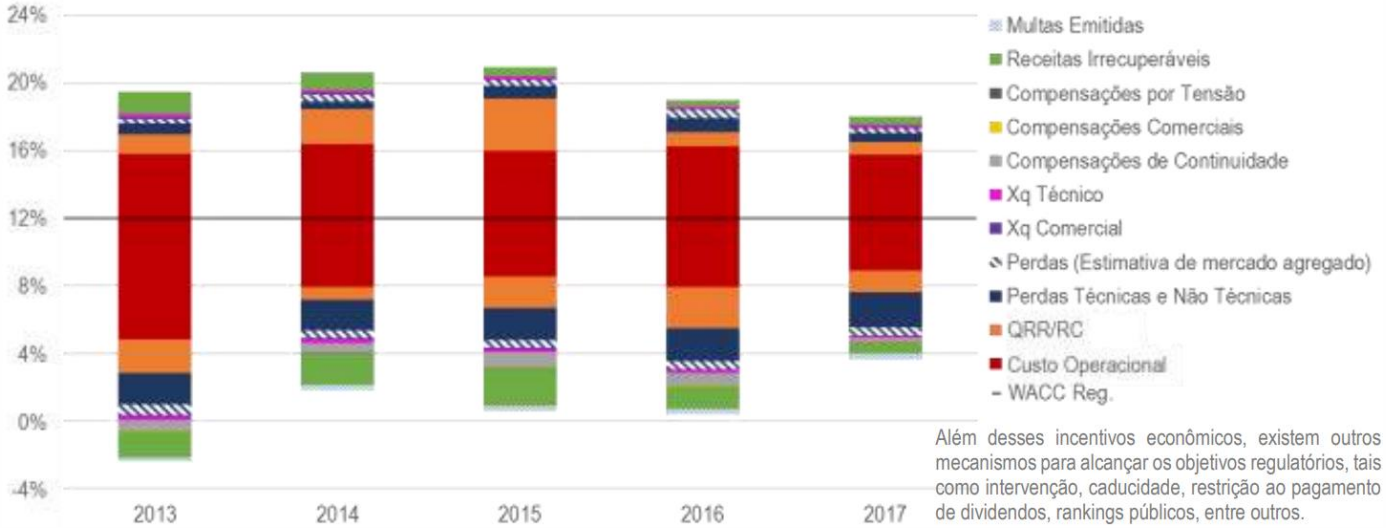


Figura 5 Ganhos e penalizações financeiras.
Fonte: Apêndice à Nota Técnica nº 27/2019.

Na figura acima, em relação ao WACC Regulatório para cada incentivo, é apresentado o retorno de cada distribuidora do Brasil (exceto ex-Eletrobras) somando as positivas e as negativas de forma separada.

No exemplo de custos operacionais, vemos que seus intervalos são maiores que dos demais incentivos, ou seja, seus incentivos (positivos ou negativos) são mais percebidos pelas distribuidoras. Mas nota-se que na média do período eles não são mais negativos ou mais positivos. Em algum momento mais distribuidoras perdem e em outro mais distribuidoras ganham. Esse movimento simula um ambiente concorrencial pela busca do menor custo e resulta na Figura 6 abaixo onde apresentamos o PMSO/Cliente que saiu de R$ 630 em 2003 para R$ 288 em 2023 na média setorial. Sem essa possibilidade de ganho adicional temporário não se alcançaria a modicidade tarifária.

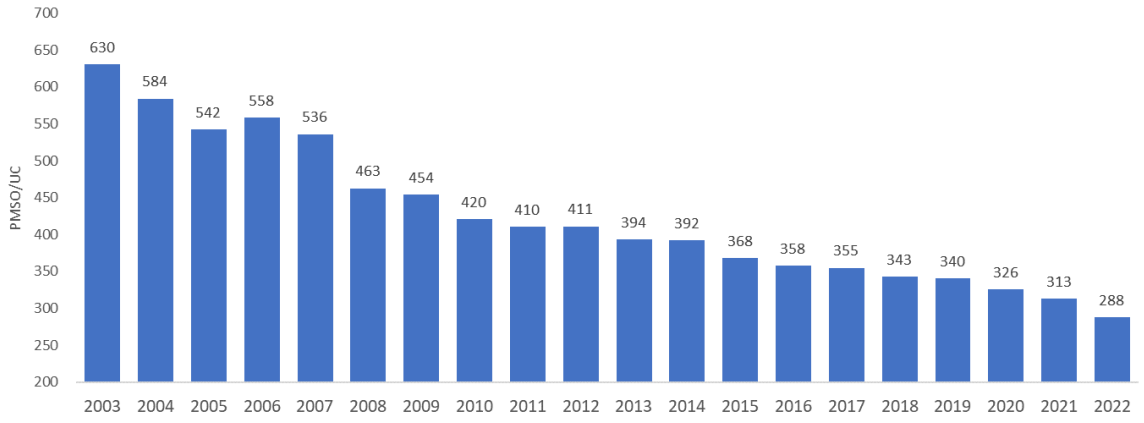


Figura 6 PMSO/UC do Setor de Distribuição – Preços de fev/2023.
Fonte: Contribuição ABRADEE.

Naturalmente, as respostas ao incentivo são diferentes entre as empresas e no tempo, o que cria uma alternância nos níveis de ganhos e perdas econômicas de cada empresa tomada individualmente. Nesse sentido, é possível e até esperado que a variação dos desempenhos individuais crie condições para que algumas empresas observem remuneração superior ou inferior ao custo regulatório, mas isso não é sistemático e nem permanente, dado que todas possuem incentivo constante para melhorar, movimentando o referencial regulatório em favor dos consumidores na medida em que os ganhos de eficiência vão sendo compartilhados ao longo do tempo, pela própria aplicação da metodologia regulatória.

Nesse ponto, resgata-se manifestação do Ministério Público junto ao TCU no processo que avaliou a desestatização das distribuidoras antes integrantes do Grupo Eletrobras:

> *"31. Do exposto até o momento, pode-se concluir que, conceitualmente, não há valor de outorga dos serviços de distribuição e, nos casos em exame, a flexibilização de tarifas teve por objetivo tão somente reequilibrar as concessões e não lhes atribuir valor positivo.* ***O valuation apurado nos estudos refere-se ao fluxo de caixa futuro decorrente do comportamento eficiente das distribuidoras quando comparados aos parâmetros regulatórios.***
>
> *32. Conforme já explicitado neste parecer, a base de ativos adquirida e mantida pela concessionária ao longo da concessão lhe gerará uma remuneração sobre o capital correspondente à taxa denominada WACC regulatório.*
>
> *33. Ademais, cumpre ressaltar que o serviço de distribuição é prestado em um regime de regulação por incentivos, em que a ANEEL simula a competição entre as empresas distribuidoras que atuam no país, comparando seus desempenhos e repassando à tarifa as despesas equivalentes a um parâmetro médio de eficiência na prestação do serviço.*
>
> *34.Nesse contexto,* ***a prestação do serviço em condições melhores do que os parâmetros regulatórios de eficiência e de perdas geram valores a serem apropriados pela empresa nesse regime. Essa renda oriunda da eficiência, portanto, não é inerente ao valor da concessão de distribuição, que se satisfaz no atingimento do parâmetro regulatório, mas do empreendedor que é capaz de responder ao incentivo do regime. Destaca-se que a empresa se beneficia dessa eficiência até os processos de revisão tarifária seguintes, quando tais ganhos são capturados em favor do usuário e um novo patamar de eficiência regulatória é estabelecido.****"*

A passagem citada descreve bem o que pode ser considerado valor da concessão de distribuição e o que é resultado legítimo da empresa num modelo de regulação por incentivos, sendo incabível qualquer confusão entre os dois conceitos.

Ausência de excedentes econômicos verificados

A metodologia proposta pelo MME na Nota Técnica 14/2023 envolve a comparação entre o "custo de capital próprio regulatório" e o fluxo do acionista. Seus resultados não podem por si só demonstrar a existência de excedente econômico no passado, pois poderiam estar dentro das previsões da regulação e dos riscos assumidos pelas distribuidoras, como citamos no tópico acima. Mesmo se houvesse indícios de excedente, seria necessário confirmar que esse desvio persistiria ao longo do prazo prorrogado, o que é improvável devido à mutabilidade das regras e circunstâncias enfrentadas pelas distribuidoras.

Simplificadamente, a Nota Técnica propõe a equação abaixo para comparação entre o "custo de capital próprio regulatório" e o fluxo do acionista.

$$\text{Indicador 1} = \frac{\sum_i^n \frac{FCA_i}{Kei \times BRL\ KP_i}}{n}$$

Onde,

FCA_i : *Fluxo de Caixa do Acionista*

Kei: *Custo de Capital Próprio Regulatório no ano i*

$BRL\ KP_i$: *Base de Remuneração Líquida do Capital Próprio no ano i*

i: *ano*

n: *número de anos da janela temporal considerada*

A equação apresenta um erro conceitual ao calcular o investimento feito pelo acionista como um percentual da base de remuneração líquida. É importante lembrar que para ser possível operar uma empresa distribuidora de energia e auferir qualquer retorno com esta atividade econômica há uma necessidade de capital muito superior ao capital equivalente aos chamados ativos elétricos, que compõem a base de remuneração regulatória.

Os custos reconhecidos na tarifa como CAIMI - Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - são um exemplo de investimentos em veículos, sistemas de informática e instalações administrativas que fazem parte do aporte do acionista. Esses ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória – BAR formando parte do fluxo do acionista no lado da receita e devendo compor, por simetria, o capital investido, a fim de que se faça uma análise coerente de rentabilidade.

Outro exemplo refere-se aos investimentos em curso (obras não concluídas), denominados no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico como integrantes do Ativo Imobilizado em Curso – AIC, que também são despesas já incorridas e que, portanto, devem compor o capital investido na análise fluxo de caixa.

Há ainda a defasagem de dados entre as revisões tarifárias. O dado apresentado se utiliza da BRL do último ciclo atualizada pelo IPCA. Isso faz com que os investimentos incrementais imobilizados (obras concluídas) ao longo do ciclo, que irão compor a BRL no próximo ciclo de revisão tarifária, não sejam considerados no cálculo do capital investido, a despeito de o dispêndio já ter ocorrido.

A ABRADEE em sua contribuição buscou realizar uma análise de sensibilidade das potenciais diferenças na apuração do capital investido utilizando dados do Balanço Mensal Padronizado da ANEEL. Os dados aproximados, apesar de conservadores, sinalizam para desvios que atingem até 135% dos valores de BRL apresentados no relatório de sustentabilidade, com desvio médio estimado para todo o setor de distribuição de aproximadamente 30%.

Ou seja, o cálculo do indicador proposto, sem a consideração correta da base de ativos, incorreria em erro metodológico, superestimando a razão entre o fluxo do acionista e o custo de capital próprio.

O capital de giro é outro tema importante que visa suportar o descasamento entre recebimentos e pagamentos. No segmento de distribuição essa necessidade é ainda superior, uma vez que as distribuidoras suportam todo caixa do setor elétrico, a fim de garantir a higidez de toda a cadeia produtiva do setor. Como observado na Figura 7, o carregamento financeiro em desfavor das distribuidoras pode chegar a comprometer a arrecadação equivalente a doze meses de EBITDA. Considerando o último trimestre de 2021, mesmo com a maior parte dos processos tarifários ordinários já homologados, os BMPs indicavam um carregamento financeiro do setor de distribuição na ordem de R$ 30 bilhões, tendo como principal ofensor o descompasso entre os custos de compra de energia e o montante reconhecido na tarifa.

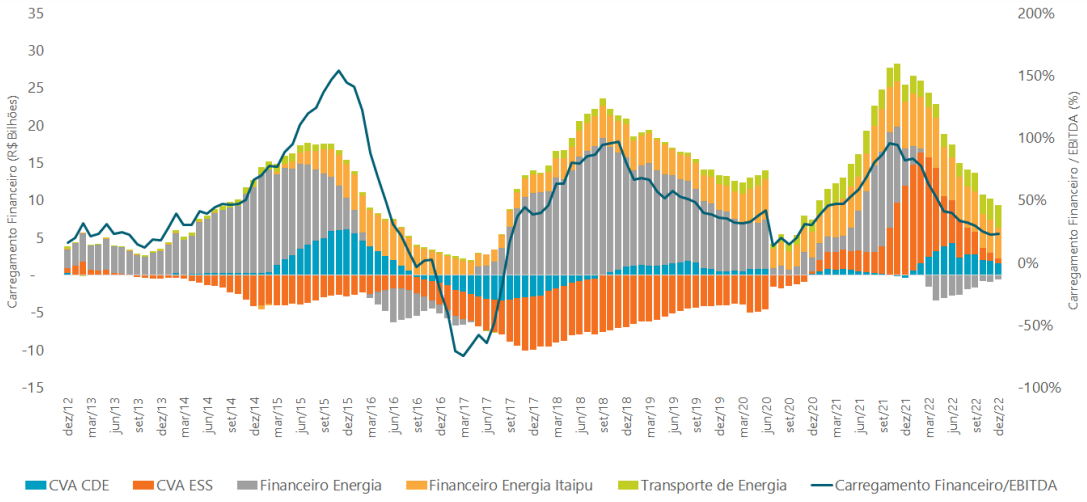


Figura 7 Carregamento financeiro das distribuidoras – 2012-2022.
Fonte: Dados ANEEL.

Além disso, outras considerações são relevantes

a. Deve-se considerar na amostra de empresas todas as distribuidoras do País de modo a evitar um resultado viesado. Como inerente à regulação por incentivos algumas distribuidoras serão mais eficientes que outras. A seleção apenas das distribuidoras com concessões vincendas implicaria em erro metodológico em si, tendo em vista tratar das mais eficientes.

b. Quanto ao período de análise, deve-se considerar dados desde o início da concessão. Aqui vale lembrar que o próprio modelo regulatório de contratos é feito com o intuito de que o investidor atenda o quanto antes os consumidores em suas áreas de concessão. Logo, é esperado um investimento maior nos primeiros anos de concessão do que nos últimos. Segundo publicação do Ministério da Fazenda, de 2018, "Metodologia de Cálculo do WACC", recomenda-se que não sejam utilizadas janelas curtas para análise de retorno do capital próprio, a fim de se evitar conclusões sobre a rentabilidade do acionista calcadas em volatilidades de curto prazo.

c. O percentual da estrutura de capital próprio aplicado na BRL deve guardar coerência com a própria sistemática de cálculo do WACC Regulatório. Deve-se observar que desde 2021 a ANEEL divulga uma estrutura de capital distinta com base em uma janela móvel.

Não obstante a todos esses elementos e mesmo sem os necessários aperfeiçoamentos do indicador, a ABRADEE demonstra, em sua contribuição, através de diversos cenários, que o setor não apresentou ganhos superiores ao custo de capital próprio regulatório. Os resultados, que lá se apresentam mais

detalhados, parecem em linha com outros estudos, anteriores à própria discussão da prorrogação das concessões, feitos por grandes consultorias mundiais a respeito das performances do setor elétrico brasileiro, abaixo apresentamos estudos da KPMG e ATKearney.

O estudo da KPMG, em parceria com o Instituto Acende Brasil, faz uma análise do setor elétrico como um todo, não segmentando o resultado de seus estudos no segmento de distribuição de Energia Elétrica. A amostra de empresas contempla 29 distribuidoras, 4 transmissoras, 10 empresas de geração e 4 empresas que operam tanto no segmento de transmissão quanto no de geração.

No estudo, a consultoria compara o ROIC do setor, calculado como uma razão entre o NOPAT e o Capital Investido, com o WACC Regulatório.

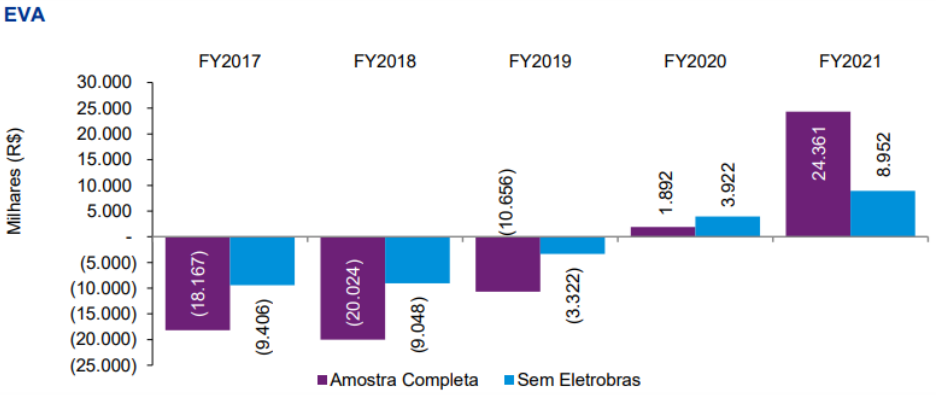


Figura 6 Estudo KPMG/Acende Brasil: comparação ROIC e WACC Regulatório.
Fonte: KPMG/Instituto Acende Brasil.

É possível observar que no horizonte estudado pela consultoria o setor apresenta déficit acumulado de -R$ 22,6 bilhões com as subsidiárias da Eletrobras e de -R$ 8,9 bilhões, sem Eletrobras. Já a consultoria ATKearney não faz a análise do acionista, mas compara o Lucro Líquido Real de 32 distribuidoras de energia elétrica com o Lucro Líquido Regulatório, calculado como a remuneração de capital acrescida de 33% do CAIMI.

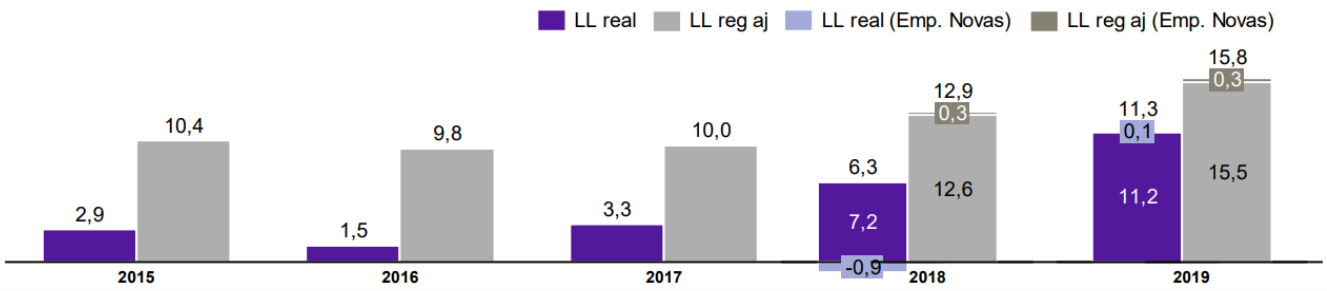


Figura 7 Evolução do Lucro Líquido Real e Lucro Líquido Regulatório ajustado (R$ Bi).

Fonte: ATKearney.

Pode-se observar que na janela de análise da consultoria em nenhum momento o Lucro Líquido real é próximo àquele regulatório. Em 2019, ano mais recente essa relação entre o lucro líquido real e o regulatório é a maior da série, atingindo 78%.

Os fatos demonstram, portanto, que não há evidência de que a regulação adotada pela ANEEL gerou para o conjunto das distribuidoras ganhos superiores ao custo de capital. Pelo contrário, observa-se que a regulação foi excessivamente rigorosa no período, gerando um déficit substancial, sugerindo que aprimoramentos devem ser realizados no âmbito regulatório, principalmente diante das grandes transformações que o setor irá experimentar no futuro.

3.3. CAPTURA DE BENEFÍCIOS FISCAIS

Quanto à captura de incentivos fiscais, esta já foi tentada pela ANEEL. O assunto já foi judicializado, tendo sido julgado o mérito favorável às distribuidoras em duas instâncias. Apesar da NT não explicitar o alcance da diretriz, é importante retomar alguns conceitos.

O incentivo fiscal SUDAM/SUDENE busca o desenvolvimento das regiões mais vulneráveis do país e já estabelece em lei as contrapartidas pela empresa beneficiária (a ampliação destas contrapartidas é ilegal): o valor do incentivo é obrigatoriamente destinado a novos investimentos e descontado do Lucro Líquido anual da distribuidora que pode ser distribuído aos acionistas, só podendo ser utilizado para aumento de capital ou absorção de prejuízos nos termos do art. 11 da Resolução do Conselho Deliberativo da SUDAM nº 93/2021. Não gera, portanto, um excedente econômico adicional para o acionista e não pode ser distribuído na forma de dividendos.

O aproveitamento do excedente do custo regulatório de capital em razão de benefícios fiscais para execução de contrapartidas sociais constitui desvio de finalidade, podendo até mesmo adicionar risco de contingência fiscal às empresas, que descumpririam, portanto, requisito básico da Lei fiscal em relação a essas possíveis destinações (absorção de prejuízos ou incorporação de capital).

Essa desoneração tributária é condicionada a uma contraprestação onerosa e concedida por prazo certo, só podendo ser revogada por lei, sob pena de violação do artigo 1782 do Código Tributário Nacional, como alerta a jurisprudência pacífica e sedimentada na Súmula 544 3 do Supremo Tribunal Federal.

Registre-se que o tema específico já foi objeto de judicialização[4], quando a Aneel editou ato normativo para deduzir no cálculo das tarifas de energia elétrica o incentivo fiscal. O Poder Judiciário reconheceu a impossibilidade de o regulador repassar à tarifa o benefício que o legislador destinou à pessoa jurídica que realizasse investimentos em determinadas regiões. Do julgamento, à unanimidade, extrai-se os seguintes trechos do Acórdão, de lavra do Desembargador Federal Relator Marcos Augusto de Sousa:

> *"A ressalva feita pelo mencionado artigo do CTN encontra suporte no princípio da segurança jurídica, a impedir que o contribuinte que cumpra as condições estipuladas pelo Estado para a obtenção do benefício venha a ser surpreendido com a sua revogação antes de concluído o prazo de fruição previsto em lei.*
> *Assim sendo, nos precisos termos do artigo 178 do CTN, se nem mesmo a lei, em circunstâncias como as que se apresentam no caso em tela, poderia revogar a isenção concedida, muito menos, tem essa aptidão, por qualquer pretexto, o ato normativo infralegal emanado da ANEEL.*
> *(...)*
> *A discussão abrange o direito adquirido das distribuidoras – que cumpriram ou que intentam cumprir as condições impostas pela Medida provisória nº 2.199-14/01 – à fruição do benefício fiscal que lhes foi assegurado por ato normativo com força de lei, fruição essa que está sendo indevidamente obstaculizada pelo ato normativo editado pela ANEEL, cuja desconstituição, nesse particular, é medida que se impõe.*
> *De ressaltar, também, que a ANEEL patrocina, na espécie, verdadeiro desvio de finalidade, ao pretender promover, de forma ilegal, a conversão, em subsídio, de incentivo fiscal concedido com o objetivo de incrementar a geração de energia elétrica em determinadas áreas, sob o pretexto de beneficiar, com a redução tarifária, os consumidores daquelas localidades. Ora, ainda que a atuação da Agência Reguladora possa ser considerada, se analisada isoladamente, plenamente justificável sob o ponto de vista regulatório, não é dado àquela entidade simplesmente desconsiderar os motivos que levavam à concessão do benefício fiscal e utilizá-lo para finalidade distinta daquela para a qual foi instituído."*

Ademais, a apropriação do incentivo fiscal indicado por meio da taxa de retorno, ou outra forma, como termo aditivo obrigatório, na prorrogação dos contratos de concessão, além de ilegal, conferiria tratamento não isonômico, seja entre as distribuidoras que já tiveram o contrato prorrogado (8 empresas atuam nas áreas alvo), seja entre as próprias distribuidoras que estão passando pelo processo atual e que não atuam em áreas da SUDAM/SUDENE (apenas 8 das 19 empresas com contratos vincendos atuam nas áreas alvo).

---

[2] Art. 178 - A isenção, salvo se concedida por prazo certo e em função de determinadas condições, pode ser revogada ou modificada por lei, a qualquer tempo, observado o disposto no inciso III do art. 104.
[3] Súmula 544 do STF - Isenções tributárias concedidas, sob condição onerosa, não podem ser livremente suprimidas.
[4] Mandado de Segurança nº 0001640-38.2012.4.01.3400.

Importante destacar que por força do art. 9º, §3º[5], da Lei nº 8.987/1995, alterações na alíquota dos tributos sobre a renda não podem afetar a tarifa: esta orientação legal é repetida em cláusula comum a todos os contratos de concessão, ao estabelecer que modificações nas alíquotas do Imposto de Renda não justificam revisões, para mais ou para menos, do valor da tarifa. Assim, a consequência lógica é a de que eventuais benefícios e isenções (e, na mesma medida, eventuais onerações) incidentes em impostos sobre a renda, tampouco podem afetar a fixação da tarifa.

Cumpre ainda registrar que a captura pretendida, além de ilegal, anula a motivação para a adesão pelas distribuidoras ao programa de incentivo fiscal, que tem promovido efetivo aumento de investimento nessas regiões com benefícios aos respectivos consumidores. Essa captura pode fazer com que as empresas não mais se habilitem ao incentivo fiscal.

3.4. CONTRAPARTIDAS SOCIAIS EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Sobre as fontes de recursos citadas pelo Ministério, já manifestamos o nosso posicionamento que não há excedente econômico no segmento de distribuição. Da mesma forma, já tratamos sem sessão específica a não possibilidade de captura do incentivo fiscal Sudam/Sudene.

Portanto, no que tange às demais fontes de recursos, entende-se que as contrapartidas sociais no processo de prorrogação podem ter a vinculação expandida com a finalidade de beneficiar grupos de consumidores vulneráveis com descontos tarifários. Com isso, o programa passa a potencializar sua capacidade de atendimento a esses consumidores e, ao mesmo tempo, pode produzir impactos positivos em termos de redução de perdas e inadimplência sem que, necessariamente, ocorram despesas de investimento – o que inclusive se alinha à gestão eficiente de ativos em prol de uma regulação por resultados, trazendo modicidade tarifária.

Para não gerar desequilíbrio financeiro, é necessário que o Plano de Investimentos e Aplicações dessas contrapartidas sociais seja aderente no tempo com as fontes de recursos disponíveis, sem postergação ou antecipação de recursos ainda não realizados. Também é preciso deixar claro que os recursos de Eficiência

[5] Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.
§ 3º **Ressalvados os impostos sobre a renda,** a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso.

Energética a serem utilizados serão aqueles ainda não comprometidos com projetos em curso, ou seja, serão apenas aqueles arrecadados a partir do início do programa.

3.5. MATRIZ DE RISCO

Um aperfeiçoamento contratual que pode trazer mais segurança jurídica ao setor proposto pelo MME refere-se à inclusão de uma cláusula no contrato de concessão dedicada à alocação de riscos entre o Poder Concedente e os concessionários. A definição com clareza de quais riscos devem ser suportados pela concessionária atende a uma série de objetivos importantes.

Atualmente, as discussões sobre reequilíbrio econômico e financeiro no setor de distribuição se guiam por princípios genéricos e, por vezes, subjetivos, como a definição de um "fato gerador" que não tenha sido causado por "ineficiência gerencial".

Além disso, mesmo reconhecendo que o fato gerador não foi causado pela empresa, criam-se condições mínimas de elegibilidade, apoiadas por uma métrica específica, para verificar o grau de severidade do efeito. Ocorre que os parâmetros atuais são excessivamente rigorosos em desfavor das distribuidoras, permitindo impactos substanciais de eventos não gerenciáveis e aumentando sobremaneira o risco da atividade, de forma incompatível com a metodologia de fixação da remuneração regulatória.

A definição de uma seção específica de matriz risco no contrato de concessão pode promover avanços importantes na regulação do setor de distribuição, que certamente irá experimentar aumento de risco nos próximos anos. Diante disso, entende-se que as diretrizes do Ministério podem discorrer sobre duas frentes gerais a serem desenvolvidas nas discussões do contrato de concessão.

A primeira seria uma diretriz que provoque a Agência a implementar, diante de riscos já conhecidos e identificados, aprimoramentos ao contrato de concessão que delimitem as responsabilidades das concessionárias.

Na medida em que já há diagnósticos a respeito de alguns riscos que merecem tratamento, sugere-se o encaminhamento desses temas nas diretrizes para as cláusulas econômicas, o que trará celeridade às discussões a serem realizadas na Agência. Nesse contexto, devem estar entre as diretrizes os seguintes riscos associados: 1) efeitos de subsídios sobre o mercado, tal como os subsídios à geração distribuída, migração para o mercado livre, abertura do mercado de baixa tensão, 2) impossibilidade de atuação em áreas com restrição operacional e de acesso para a prestação do serviço de distribuição, como, por exemplo, o combate às perdas e inadimplência, 3) alterações na legislação tributária, 4) fatos alheios à gestão da distribuidora que limitam a operação do serviço, ou alterem obrigações, investimentos, receitas,

custo, 5) alteração unilateral do contrato que impacte as receitas ou custos, tais como suspensão de corte por ordem pública, entre outros.

Sobre a alocação de risco, alguns tipos de deveriam ser alocados ao Poder Concedente no contrato, tais como riscos jurídicos e políticos, por exemplo: 1) fatos da administração, 2) fato do príncipe, 3) decisões judiciais que afetem custos e/ou receitas, entre outros.

Assim, propomos que a seguinte diretriz seja incorporada ao Decreto:

> *Na elaboração dos Contratos de Concessão, a ANEEL deverá incluir, mas não se limitando, a alocação ao Poder Concedente de riscos previamente conhecidos, mitigando a exposição das distribuidoras a riscos relacionados a:*
>
> *i. efeitos de subsídios sobre o mercado, tal como os subsídios à geração distribuída e demais recursos energéticos distribuídos, migração para o mercado livre, sobrecontratação decorrente de abertura do mercado de baixa tensão;*
>
> *ii. impossibilidade ou limitação de atuação em áreas com restrição operacional para a prestação do serviço de distribuição, como, por exemplo, o combate às perdas e inadimplência;*
>
> *iii. alterações na legislação tributária;*
>
> *iv. fatos alheios à gestão da distribuidora que limitem a operação do serviço, ou alterem obrigações, investimentos, receitas, custos, tais como suspenção de corte por ordem pública;*
>
> *v. alteração unilateral do contrato ou fato do príncipe que impacte as receitas ou custos;*
>
> *vi. eventos de natureza jurídica ou política, que impacte as receitas ou custos.*

A outra seria uma diretriz destinada a propor a limitação de impactos de riscos que, conquanto alocados em regra às distribuidoras, não sejam absolutos, a fim de se preservar a sustentabilidade econômica e financeira em face de eventos não gerenciáveis. Nesse sentido, propõe-se a referência da remuneração do capital próprio.

> *A fim de preservar a sustentabilidade econômica e financeira das concessões, a ANEEL deverá propor limite, inferior à remuneração regulatória do capital próprio, a perdas econômicas associada a eventos não gerenciáveis cujo risco foi alocado às concessionárias.*

Por fim, vale destacar que muitos dos riscos acima podem ser tratados na própria regulação. Assim, por exemplo, a mitigação dos riscos de mercado pode ser realizada por meio de aprimoramentos no Fator X ou

por aperfeiçoamentos na estrutura tarifária. Isso evitaria processos de reequilíbrio na ocasião de eventos extraordinários com impactos significativos sobre a distribuidora.

3.6. CRIAÇÃO DE NOVOS INDICADORES PARA AFERIR O SERVIÇO ADEQUADO

Na Nota Técnica do Ministério, sugere-se que o novo modelo contratual aprimore a apuração da qualidade aferida das distribuidoras, por meio de novos indicadores técnicos. O objetivo da proposta seria estabelecer mecanismos que tragam maior homogeneidade nas áreas de concessões, incluindo aspectos de dispersão de conjuntos.

Sobre o tema, reiteramos que os mecanismos já previstos pela ANEEL vêm apresentando bons resultados e benefícios aos consumidores, conforme demonstrado nos capítulos anteriores. A criação de novos indicadores, no âmbito contratual, para exigir maior homogeneidade na qualidade por conjuntos pode trazer impactos na modicidade tarifária, na medida que os custos de prestação de serviço são bastante distintos entre concessões, e até menos, dentro de uma mesma concessão.

Sobre isso, ressalta-se o tema das complexidades operacionais das distintas áreas de concessões das distribuidoras. Empresas com altos níveis de restrições operativas em suas áreas de atuação podem ser mais impactadas na busca por homogeneização da qualidade do que empresas menos complexas.

É importante reforçar que o Brasil é um País de tamanho continental cuja dificuldade operativa pode ser muito distinta entre concessões de distribuição. Lembremos que o serviço de energia elétrica possui 99,8% de universalização de seus serviços assim, esses 0,2% não universalizados encontram-se majoritariamente em regiões mais isoladas ou de difícil acesso.

Na Figura 8 é apresentado um estudo de como a densidade dos clientes na rede das distribuidoras é muito distinta por concessão. Podemos observar, por exemplo, que 50% de toda rede de distribuição da ENERGISA Mato Grosso não possui sequer um cliente por km², enquanto outras empresas possuem até 97% de sua rede com mais de 60 clientes por km².

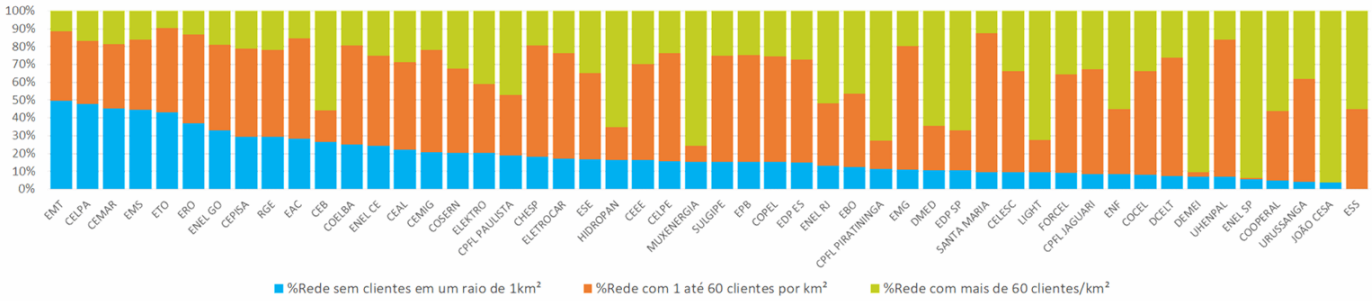


Figura 8 Densidade de clientes na rede das distribuidoras.
Fonte: Elaboração própria.

Esse estudo sinaliza, qualitativamente, o quanto de recurso em investimentos e operação uma concessionária em área com menor densidade de carga necessita investir por cliente. Exigir um mesmo patamar de qualidade operativa a todos os conjuntos de todas as concessões necessariamente requererá uma política pública setorial que socialize os custos, sob pena de elevar demasiadamente as tarifas nas regiões com menor densidade de carga que estão localizadas, em sua maioria, em estados do Norte, Nordeste e Centro-Oeste e que hoje já possuem as maiores tarifas do Brasil.

Portanto, **o posicionamento do Grupo é que exigências de maior homogeneidade da qualidade dentro das áreas de atuação das distribuidoras devem ser precedidas de uma política pública que socialize o custo, a fim de garantir aos consumidores não só uma energia de qualidade, mas principalmente uma energia que eles possam pagar.** A forma de implementação dessas exigências deve continuar sendo tratada no âmbito regulatório, na medida em que as análises adotadas nos processos regulatórios buscam abordar especificidades operativas e mitigar os impactos aos concessionários e consumidores.

3.7. PROTEÇÃO E COMPARTILHAMENTO DE DADOS DOS USUÁRIOS

É apresentado na NT a inclusão de cláusula voltada ao compartilhamento de dados com terceiros e proteção dos usuários/titulares, alinhando-se ao disposto na Lei 13.709/18 – Lei Geral de Proteção de Dados.

A LGPD tem como principal objetivo proteger os direitos fundamentais de liberdade e privacidade da pessoa natural. Também busca a criação de um cenário de segurança jurídica, com a padronização de regulamentos e práticas para promover a proteção aos dados pessoais de todo cidadão que esteja no Brasil. A Agência Nacional de Proteção de Dados tem a competência para a disciplina e regulação infralegal da matéria.

Existem inúmeras ações, de cunho obrigatório, caso qualquer controlador deseje compartilhar dados pessoais com terceiros. Decorrência do complexo arcabouço legal, o leque de bases de tratamento disponíveis, as necessidades, propósitos e finalidades de cada operação, bem como sua proporcionalidade. Tudo isso estando sob os ditames dos princípios atribuídos pela lei para um tratamento seguro dos dados e de observância obrigatória, inclusive para a Administração Pública e as Autoridades Reguladoras de qualquer setor.

A disciplina legal já existe e o regramento regulatório atual já impõe aos controladores e operadores a obrigação de adequação para tratamento e compartilhamento de dados, sempre com foco na segurança das operações e proteção dos direitos dos titulares.

Como se vê, a inclusão de dispositivos dispondo sobre a proteção de dados é desnecessária, uma vez que já existe regramento legal, inclusive regulatório sobre o tema. ANPD, ANEEL, ONS já determinam o tratamento de dados em seus normativos, alinhados com a citada legislação, o que justifica manter o tema com os órgãos e autoridades dotados dessa competência/função. Em 1º de julho de 2022, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 964 da ANEEL, que dispõe sobre a política de segurança cibernética a ser adotada pelos agentes do setor. Na resolução, a Agência estabelece as diretrizes de cibersegurança a serem seguidas, como a transparência, a adoção de boas práticas de segurança da informação e a gestão de incidentes de segurança. É obrigatório que os agentes adotem e periodicamente revisem sua Política de Segurança Cibernética, que deve ser disponibilizada à ANEEL. Igualmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) publicou o Manual de Procedimentos de Operação n° RO-CB.BR.01, estabelecendo a rotina operacional envolvendo segurança cibernética no setor elétrico.

De outro lado, a própria natureza da disciplina se encontra em plena evolução e consolidação: inovações tecnológicas e novas aplicações práticas dos dados podem surgir ao longo do tempo, demandando novas regras e análises desses órgãos, sendo de todo inconveniente a sua fixação em um contrato de longuíssimo prazo.

Um dos pontos relevantes dessa pauta no setor de energia se deve a maturidade do setor para se adaptar às exigências da LGPD. Especialmente no que diz respeito à digitalização e padronização dos processos, as distribuidoras se encontram em estágios diferentes de transformação, o que pode dificultar o compartilhamento seguro e eficiente de dados entre as empresas. Essa falta de sincronia entre as diferentes distribuidoras pode resultar em obstáculos operacionais e atrasos na implementação das medidas necessárias para o cumprimento da lei.

A fiscalização da LGPD também é alvo de preocupação. A existência de fiscalização da LGPD frente ao órgão de regulação de energia elétrica pode criar uma sobreposição de competências e responsabilidades, gerando incertezas e burocracia. A complexidade resultante dessa sobreposição regulatória pode dificultar a aplicação efetiva da lei e a tomada de decisões claras e objetivas.

Ademais, o custo de adequação à LGPD é um fator relevante para as empresas. A implementação de um projeto de adequação requer investimentos significativos, desde a aquisição de softwares especializados até os recursos em Tecnologia da Informação para adaptar websites e sistemas internos. Além disso, é necessário considerar os custos com a contratação de um Encarregado de Dados. Essas despesas podem sobrecarregar financeiramente as distribuidoras, sobretudo as que já se encontram em desequilíbrio financeiro, tornando a conformidade com a LGPD uma tarefa complexa e onerosa.

Na Europa, onde as regulamentações semelhantes, como a GDPR, já estão em vigor, foram apresentadas preocupações adicionais. Um dos efeitos colaterais tem sido o risco de sequestro de dados de usuários, com *hackers* ameaçando empresas detentoras dessas informações por meio do chamado "*Ransomhack*", onde o *hacker* invade o banco de dados e em seguida, entra em contato com a empresa e exige dinheiro em troca de não denunciar o incidente de vazamento para a autoridade competente. Esse cenário aumenta a vulnerabilidade das distribuidoras e pode prejudicar ainda mais a segurança dos dados, contrariando o objetivo original da legislação.

Além disso, inovações tecnológicas no setor de energia, como a medição inteligente e o uso de *blockchain* para negociações ponto a ponto (P2P), podem ser afetadas pelo compartilhamento de dados públicos frente a LGPD. A compatibilidade dessas tecnologias com a regulamentação em vigor ainda é um desafio, podendo limitar o potencial de avanços no campo da energia e dificultar a transição para um sistema mais eficiente e sustentável.

Apesar de hoje ainda serem pouco explorados os impactos da proteção de dados no setor da energia, é certo que a LGPD já o impacta enormemente, uma vez ser tratado um imenso volume de dados pessoais pelos diferentes agentes atuantes dentro de toda a cadeia. **Em suma, a LGPD foi concebida com a intenção de proteger a privacidade e os direitos dos cidadãos, e se torna importante considerar os argumentos e riscos da divulgação de dados públicos frente a essa legislação, analisando os impactos dessa ação diretamente ligados a LGPD e as peculiaridades do setor**. **Não cabe, portanto, ao contrato de concessão direcionar ações nesse sentido.**

3.8. MODERNIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DAS REDES

O Grupo Energisa entende que deve haver maior flexibilidade para que a regulação possa ser adaptada às mudanças tecnológicas ao longo do tempo, mas também pode ser importante estabelecer diretrizes claras para que a regulação retire barreiras regulatórias à inovação.

Para viabilizar novos serviços e mitigar riscos é necessário retirar barreiras regulatórias a esse tipo de iniciativa, garantindo ganhos futuros aos consumidores. Para isso, dois pontos principais são importantes i) haver maior prazo de carência antes de iniciar o compartilhamento de receitas, sob pena de inviabilizar projetos baseados em inovação e tecnologia alinhado com a modernização do setor, e ii) retirar incertezas relacionadas ao reconhecimento do CAPEX.

Nesse mesmo sentido, os eventuais serviços não regulados, que geram receita a ser compartilhada, podem ter riscos diferentes dos usuais, por possuírem caráter disruptivo, inovador. Sendo este caso, os retornos exigidos (em virtude dos riscos) são maiores que os retornos relacionados aos serviços não regulados típicos. Por essa razão, os percentuais de compartilhamento para estes serviços precisariam ser recalibrados para refletir sua natureza. Ou seja, há um aspecto de risco adicional, que afeta o retorno esperado e, portanto, funciona como barreira regulatória.

Por fim, vale ressaltar que todo caráter inovativo deve se adaptado à realidade de cada mercado, dada a heterogeneidade de cada área de concessão.

3.9. SEPARAÇÃO ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

Inicialmente, deve-se compreender que a separação das atividades de rede e de comercialização de energia tornará evidente distorções presentes no atual modelo, onde a função de comercialização regulada está inserida no escopo das atividades das distribuidoras, que é obrigada a atender os consumidores da sua área de concessão sob o princípio da universalização do acesso.

Ocorre que além da existência de subsídios cruzados atualmente existentes, em que o serviço de rede subsidia o serviço de energia, há outros relacionados a questões alocativas, como custos de expansão, segurança energética e confiabilidade, que atualmente é arcada apenas pelos consumidores regulados e que ficará no comercializador regulado. Ademais, há ainda outras distorções presente na remuneração da CVA e da Neutralidade de Encargos Setoriais que ocasiona perda econômica às distribuidoras.

Este é um subsídio que os acionistas prestam aos consumidores em desfavor do equilíbrio da concessão, que precisa ser adequadamente tratado independente da separação das atividades. Outros desvios de caixa dizem respeito à atividade de comercialização regulada – acomodados na receita de capital das distribuidoras -, como a inadimplência corrente via tarifa de energia e resultados de venda de sobras de energia no MCP. Por tudo isso, fato é que a comercializadora regulada requererá certa margem de comercialização para suportar tais desvios que pode resultar em aumento de tarifas aos consumidores regulados.

Ainda no que se refere aos problemas enfrentados, considerando o mercado brasileiro, destacam-se as perdas de energia por fraude, além dos altos níveis de inadimplência no curto prazo e crescimento contínuo das Ucs, que devem também ser adequadamente tratados.

Estes são alguns dos problemas a serem superados a fim de se garantir a sustentabilidade das atividades de distribuição - que hoje é responsável por gerir desvios de Parcela A ainda relevantes - e de comercialização regulada. Nesse cenário, portanto, a figura do comercializador regulado se fará necessária e para isso é fundamental que se garanta o equilíbrio econômico-financeiro de cada atividade individualmente.

Portanto, considerando todos os cenários expostos, é de entendimento do Grupo Energisa que o tema da separação entre fio e energia não necessita, e, idealmente, não deveria ser tratado no processo de prorrogação de concessão das distribuidoras, notadamente pelo fato que deve ser aplicado a todas as distribuidoras ao mesmo tempo e não apenas àquelas com contratos de concessão vincendos.

4. RITO PROCESSUAL

Sobre este aspecto, a NT menciona a possibilidade de uma análise individualizada das condições de prorrogação. Isso implica que cada empresa teria sua avaliação em momentos diferentes, com potencial de resultar em contratos de concessão distintos, de acordo com os prazos relacionados à prorrogação e ao término contratual.

Entretanto, é necessário elucidar que almejando a estabilidade, previsibilidade e confiança nas normas e decisões legais, deve haver uniformidades nas deliberações, pois, se mostra importante que todas as empresas que aderirem à renovação, independente da data estabelecida em contrato, estejam alocadas dentro das mesmas pautas definidas nesta consulta pública. O Grupo Energisa considera que é juridicamente adequado e administrativamente conveniente estabelecer critérios isonômicos para todas

as empresas prestadoras do mesmo serviço público, especialmente quando estão sob fiscalização e regulação de uma única agência reguladora.

Por fim, faz-se necessário também estabelecer a possibilidade, caso ocorra a antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, de mudança da data base da Revisão Tarifária das distribuidoras que a partir de então estarão sob a égide de um novo contrato.

5. CONCLUSÃO

O setor de distribuição se diversificou e consolidou com grupos nacionais e internacionais, sendo que a manutenção dos bons operadores vem afastando o risco de descontinuidade do serviço. Nos anos recentes, as distribuidoras de energia, além de contribuírem para modicidade tarifária, apresentaram resultados contínuos de melhora da qualidade, confiabilidade e continuidade na prestação de serviço. Essa melhoria do serviço é fruto de volumosos investimentos realizados nos últimos ciclos tarifários pelas distribuidoras, com foco em ampliação, expansão e reforço das redes elétrica, além da implementação de soluções tecnológicas no sistema.

E com esse espírito que o Grupo Energisa, em conjunto com a ABRADEE, espera contribuir com o Ministério de Minas e Energia na busca de uma decisão bem fundamentada e aderente à relevância do tema em prol da sustentabilidade da atividade de distribuição em benefício da sociedade.

6. ANEXO – PROPOSTA DE DIRETRIZES

Tema	Posicionamento Energisa
Condições mínimas para a prorrogação das concessões	Propõe-se as seguintes diretrizes para análise das condições mínimas das concessões: I. Qualidade do serviço: a) considerar indicadores de qualidade DECi e FECi Globais para critério de prorrogação; e b) considerar como critério de descumprimento por três anos consecutivos; II. Eficiência na gestão econômica e financeira: a) expurgar custos de natureza não recorrente; b) utilizar como período de análise dos indicadores os três anos anteriores à assinatura do termo aditivo; c) adotar um horizonte de análise da capacidade econômica e financeira contemple os seus efeitos da Revisão Tarifária; d) considerar na apuração dos indicadores aportes de capital ou equacionamento de dívidas: (EBITDA + Aporte) – QRR > 0,11 x Selic x Dívida Líquida; e) deve ser levado em consideração o efeito da necessidade que a própria concessão possui de se expandir e tais implicações no indicador de sustentabilidade; f) realizar análise das projeções de fluxo de caixa e endividamento, para concessionárias em descumprimento. III. Concessionária que não atenda aos critérios de qualidade ou de capacidade econômico-financeira poderá apresentar plano de resultados para atendimento dos critérios no prazo de cinco anos contados a partir do ano de assinatura do termo aditivo. IV. Caso não seja apresentado plano de resultados, ou este não seja aprovado pela ANEEL, a concessionária pode apresentar plano de transferência de controle acionário. Adicionalmente, para propõe que as condições econômico-financeiras destinadas ao monitoramento permanente da sustentabilidade da concessão além de utilizar esses mesmos contornos propostos às condições mínimas de elegibilidade, deve-se incluir um "período de cura". V. Aporte de capital deve ser realizado somente se após um período de plano de recuperação de no mínimo de 3 trimestres o resultado do indicador do ano anterior não tenha sido recuperado.
Investigação acerca de eventual excedente econômico	Os contratos de concessão e a regulação da ANEEL não contemplam mecanismos que gerem às distribuidoras um excedente econômico, razão pela qual não deve constar qualquer diretriz nesse sentido.
Captura de benefícios fiscais (SUDAM/SUDENE)	Não deve conter qualquer diretriz sobre o tema.
Contrapartidas sociais em eficiência energética	Em termos da proposta apresentada pelo Ministério, o Grupo Energisa possui três sugestões, sendo elas: i) Expandir a possibilidade de utilização dos recursos para benefícios aos consumidores de baixa renda com descontos tarifários; ii) Definir plano de investimentos aderente no tempo com as fontes de recursos, sem postergação ou antecipação de recursos ainda não realizados; os recursos a serem utilizados são aqueles não comprometidos com projetos em curso.
Matriz de Risco	Devem estar entre as diretrizes os seguintes riscos associados: 1) efeitos de subsídios sobre o mercado, tal como os subsídios à geração distribuída, migração para o mercado livre, abertura do mercado de baixa tensão; 2) impossibilidade de atuação em áreas com restrição operacional e de acesso para a prestação do serviço de distribuição, como, por exemplo, o combate às perdas e inadimplência; 3) alterações na legislação tributária; 4) fatos alheios à gestão da distribuidora que limitam a operação

	do serviço, ou alterem obrigações, investimentos, receitas, custo; 5) alteração unilateral do contrato que impacte as receitas ou custos, tais como suspensão de corte por ordem pública, entre outros. Sobre a alocação de risco, alguns tipos de deveriam ser alocados ao Poder Concedente no contrato, tais como riscos jurídicos e políticos, por exemplo: 1) fatos da administração, 2) fato do príncipe, 3) decisões judiciais que afetem custos e/ou receitas, entre outros.
Criação de novos indicadores para aferir o serviço adequado	Exigências de maior homogeneidade da qualidade dentro das áreas de atuação das distribuidoras devem ser precedidas de uma política pública que socialize o custo, a fim de garantir aos consumidores não só uma energia de qualidade, mas principalmente uma energia que eles possam pagar.
Proteção e compartilhamento de dados dos usuários	A LGPD foi concebida com a intenção de proteger a privacidade e os direitos dos cidadãos, e se torna importante considerar os argumentos e riscos da divulgação de dados públicos frente a essa legislação, analisando os impactos dessa ação diretamente ligados a LGPD e as peculiaridades do setor. Não cabe, portanto, ao contrato de concessão direcionar ações nesse sentido.
Modernização e digitalização das redes	No contexto da modernização: i) haver maior prazo de carência antes de iniciar o compartilhamento de receitas, sob pena de inviabilizar projetos baseados em inovação e tecnologia alinhado com a modernização do setor, ii) retirar incertezas relacionadas ao reconhecimento do CAPEX e iii) todo caráter inovativo deve ser adaptado à realidade de cada mercado, dada a heterogeneidade de cada área de concessão.
Separação atividades de distribuição e comercialização	A separação D&C não deveria ser tratado no processo de prorrogação de concessão das distribuidoras em face dos cenários intrínsecos que conduzem a discussão.
Rito processual	Estabelecer a possibilidade, caso ocorra a antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, de mudança da data base da revisão tarifária das distribuidoras que a partir de então estarão sob a égide de um novo contrato.