

OPINIÃO

**O que o processo de revisão para o último ciclo tarifário pode acrescentar, ou não, às concessões de distribuição a partir de 2025.**

AUTORES

Acacio Barreto  
Felipe Gonçalves

Este artigo expressa as opiniões dos autores, não representando necessariamente a opinião institucional da FGV

## **O que o processo de revisão para o último ciclo tarifário pode acrescentar, ou não, às concessões de distribuição a partir de 2025.**

A renovação das concessões de distribuição de energia elétrica das primeiras empresas privatizadas está prevista para ocorrer a partir de 2025. Diante dos aprimoramentos anunciados pelo Setor Elétrico Brasileiro (SEB) deve-se colocar a sustentabilidade do modelo de negócio da distribuição no Brasil como requisito essencial e prioritário.

É urgente o posicionamento do poder concedente sobre o formato da renovação dessas concessões, processo que envolverá até 2031 cerca de 21 empresas controladas por grupos nacionais e estrangeiros. Tal posicionamento também deve estar atento à pauta principal de reestruturação do SEB, que contempla: abertura total do mercado, transição energética, fontes renováveis, inovação tecnológica (operação e medição), subsídios, encargos etc.

A incerteza gerada pela indefinição quanto a esse ponto traz uma sensação de insegurança ao mercado, elevando os riscos associados ao futuro dos negócios das concessionárias e, conseqüentemente, os custos do capital que suportam a manutenção e a expansão dos ativos. São grandes as dificuldades na gestão técnica e financeira das distribuidoras para atingir as metas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para além da urgente definição do modelo de renovação, se faz necessário o redesenho prévio dos contratos daquelas concessões que possuem severas restrições operativas, como é o caso da Light, Amazonas Energia e Enel RJ. Nesse contexto, recentemente a concessão da Light virou notícia de primeira página. Dentre outros motivos, está o prazo de sua manifestação para renovação da concessão por mais 30 anos, que se encerra em maio/2023. A distribuidora contratou uma consultoria especializada para avaliação das estratégias financeiras, tendo em vista reestruturação do capital necessária para fazer frente aos compromissos obrigatórios, até o fim do contrato de concessão. Não por acaso, a ENEL RJ também se depara com desafios para manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão (no caso da ENEL, o prazo da sua manifestação se encerra em dezembro/2023).

A hipótese de tornar as renovações das concessões onerosas, com pagamento de outorgas, pode se transformar em “presente de grego” para os consumidores. Por se tratar de ‘serviço público’, a distribuição de energia elétrica deve priorizar a qualidade (continuidade e conformidade) e a modicidade da tarifa. Se utilizar desse expediente de renovação para captação de recursos aos cofres da União pode levar para o segundo plano a eficácia das empresas, no cumprimento das metas e indicadores ANEEL.

Portanto, o momento é extremamente oportuno para a realização de adequações e melhorias nos novos contratos garantindo avanços importantes sob o ponto de vista dos clientes e dos grupos controladores das empresas. Se fazem necessários o aperfeiçoamento dos modelos de controle da qualidade e das perdas não técnicas, a adoção de mecanismos para prevenção de desequilíbrios econômicos e financeiro; e a redução de incertezas através da aplicação dos modelos de reajuste e revisão tarifária simplificados e outras importantes inserções.

Os avanços do arcabouço regulatório ao longo desses quase 30 anos foram importantes, porém tímidos, o modelo precisa ser aperfeiçoado e dentro desse ambiente agitado de mudanças e transformações em várias direções é primordial que os novos contratos também sejam resilientes à necessária evolução regulatória. As bases atuais da regulação podem ser revisitadas sempre que for possível identificar ganhos maiores para os clientes finais e para as distribuidoras, sem que esses contratos criem empecilhos para os justos avanços. A tendência é de que as mudanças e os aprimoramentos previstos no setor sejam muitos – no curto, médio e longo prazos –, mas é primordial que o ambiente de negócio do setor de distribuição seja plenamente sustentável, tenha segurança jurídica e previsibilidade.

## **Modelos de negócio sustentáveis são requisitos fundamentais para atratividade da renovação ou para entrada de novos investidores na distribuição.**

Como agravante, a renovação das concessões ocorre em meio ao amplo debate nacional e à realização de grandes mudanças no SEB. Algumas questões ainda em fase de plena discussão no congresso – como a abertura do mercado livre – e outras já em fase de revisão do arcabouço regulatório – como a política dos subsídios à GD – podem colocar em xeque o equilíbrio econômico dessas concessões. Esse momento de incertezas vai refletir na atratividade dos negócios da distribuição de energia elétrica no Brasil, seja para os atuais concessionários ou para eventuais novos investidores.

A geração distribuída pode ser vista como responsável pela maior transformação ocorrida nos últimos 15 anos em termos de energia elétrica, dando grande protagonismo aos consumidores e formando um novo mercado alternativo, com geração de emprego e renda, novos players e desenvolvimento de novas tecnologias. Entretanto, o modelo de compensação direta de energia elétrica (“Net metering”), adotado no país, se baseia no subsídio dos novos “prossumidores” pelos consumidores cativos que mantiveram o consumo exclusivamente atendido pela rede de distribuição (fio).

Logo, esse modelo não é gratuito para as distribuidoras, além de reduzir o mercado/faturamento e provocar impactos na operação da rede de distribuição com aumento de intervenções e novos investimentos, que tornam as tarifas mais caras e concentradas em número cada vez menor dos consumidores que devem sustentar a remuneração dos ativos. Isso incentiva a inadimplência e a migração para o furto/fraude.

É certo que os maiores impactos recaem nos clientes cativos das distribuidoras, sobretudo os de menor poder aquisitivo, que pagam tarifas cada vez maiores. Ainda que tardia, a Lei nº 14.300 de janeiro 2022 buscou reduzir progressivamente parte do subsídio cruzado, dando continuidade às oportunidades, sem perder a perspectiva de modicidade para a tarifa de todos os consumidores.

Por outro lado, a abertura do Mercado Livre para os consumidores de baixa tensão também impõe desafios ao regulador na garantia de sustentabilidade do equilíbrio das distribuidoras. Aqui, as questões estão nas amarras para a gestão dos excedentes de energia contratados, em vista da redução da base de clientes; nos entraves regulatórios para os investimentos em medidores inteligentes; e na manutenção dos usuários que decidem permanecer no ambiente regulado (legado de consumidores cativos).

Nesse contexto, esclarecimentos sobre a separação entre as atividades de gestor de ativos (fio) e 'comercializador' de energia, as possibilidades de gestão do portfólios de contratos de energia entre empresas do mesmo grupo e a atuação como comercializador regulado e supridor de última instância são essenciais para que se vislumbre o real e futuro negócio da distribuição de energia elétrica a ser tratado nesse momento de renovação das concessões. É prudente garantir a financiabilidade das distribuidoras.

Ainda no contexto da abertura do mercado, as características socioeconômicas e geográficas das diferentes regiões do Brasil trazem a necessidade de definições claras quanto à assistência aos consumidores de baixa renda por meio da tarifa social e sobretudo quanto à árdua tarefa de redução das perdas não técnicas (furtos e fraudes de energia). E nesse caso, o Estado do Rio de Janeiro tem peculiaridades bem distintas se comparadas a outros estados da federação.

## **Exigir das distribuidoras metas de redução para perdas não técnicas em regiões onde o Estado não está presente é tapar o sol com a peneira.**

O último ciclo de revisão tarifária das distribuidoras do Estado do RJ (ENEL RJ e Light) não conseguiu evoluir em questões relacionadas às Perdas Não Técnicas (PNT) dentro das

expectativas das empresas e grupos controladores e da sociedade de uma maneira geral. Nessa fase de renovação contratual das concessões das distribuidoras de energia elétrica que se avizinha, espera-se esforços maiores para que distorções sejam mitigadas.

Cabe destacar que as definições feitas pela ANEEL de áreas de risco – AR e áreas com severas restrições operativas – ASRO foram evoluções regulatórias importantes. Tornou-se possível o estabelecimento de metas diferenciadas para os indicadores de redução das perdas e de qualidade. No entanto, fato é que a complexidade socioeconômica do Estado do RJ não permite que a aplicação das metodologias ANEEL tenha aderência à respectiva área de concessão, sobretudo quando comparado com outros estados no Brasil.

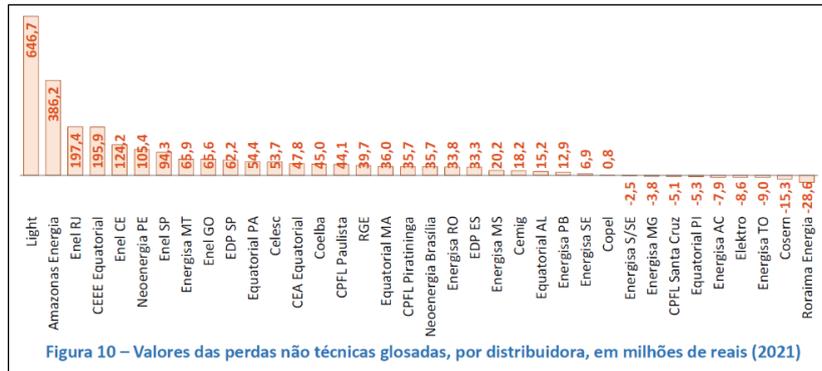
No caso específico da ENEL RJ, a sua colocação no ranqueamento do relatório de perdas ANEEL 2022, Anexo II para o índice de complexidade social não retrata a realidade da sua área concessão, demonstrando que as premissas e os dados usados para aplicação da metodologia do regulador necessitam de adequações ou revisões. Os mercados das concessões unificadas das empresas dos estados de Pernambuco, Bahia, Espírito Santo não se comparam ao ambiente de complexidade do estado do Rio de Janeiro. O normal seria que a ENEL RJ estivesse, no mínimo em 4º lugar ou ainda mais bem colocada, visto que a infraestrutura dos padrões de redes no RJ é diferente, para os conjuntos de consumidores das duas concessionárias que atuam no estado (subterrâneas e aéreas).

#### Anexo II – Ranking de Complexidade das Distribuidoras

##### Grupo 1 – Grande porte

Distribuidora	Rk	Complexidade
CEA	1º	0,522
Equatorial PA	2º	0,488
Ame	3º	0,430
Light	4º	0,324
Celpe	5º	0,289
Energisa AC	6º	0,280
Coelba	7º	0,277
EDP ES	8º	0,267
Enel RJ	9º	0,260
Equatorial MA	10º	0,246

A ANEEL, por sua vez, glosa a empresa por descumprimento das metas de perdas não técnicas estabelecidas na revisão tarifária. A Figura 10 do relatório de perdas ANEEL 2022 mostra o volume de recursos subtraído e que recai sobre os acionistas causando desestímulo para os investidores. Duas das 3 empresas com as maiores glosas, não por coincidência estão no estado do Rio de Janeiro.



Importante também registrar que as áreas de risco AR classificadas na concessão das distribuidoras do Estado do RJ não permanecem estáticas durante todo período do ciclo tarifário (5 anos). As poucas ações de segurança pública provocam migrações de grupos milicianos e traficantes/marginais, entre os municípios e seus distritos. São deslocamentos dinâmicos que, como se observa diariamente na mídia, estão aumentando a criminalidade no interior do estado modificando as AR. Logo, as AR existentes naquela unidade da federação precisam de um tratamento regulatório, no mínimo diferenciado.

A situação vem se agravando ao longo dos anos, e fica evidente a restrição de atuação das concessionárias, tornando esse processo não gerenciável, pois impede a realização de sua operação de forma segura, plena e exitosa. O processo de revisão tarifária da ENEL RJ está em curso na ANEEL e em mais um ciclo tem-se a oportunidade de tratar parcialmente os problemas relacionados a perdas e inadimplência, com vistas a garantir equilíbrio econômico e financeiro de fato. E como comentado, outra boa oportunidade para se avançar no tratamento dessas várias questões está o iminente processo de renovação das concessões de distribuição.

Concluindo, o segmento de distribuição tem papel fundamental na sustentação do setor elétrico, não apenas por exercer papel de interface do setor com a sociedade, mas também por garantir a expansão da geração e a resiliência do serviço no longo prazo. Deixar incertezas sobre a mesa interferem na continuidade dos serviços, sobretudo por dificultar o acesso das empresas ao financiamento das atividades. Essas questões somam aos riscos de sustentabilidade de longo prazo em vista das mudanças previstas para o setor. Nesse momento, sustentar velhos padrões no processo de revisão tarifária, desconsiderando as particularidades de áreas de risco especiais, como as observadas pelas concessões do Rio de Janeiro, pode não ser somente a gota d'água.



**Acacio Barreto** é Mestre em Engenharia de Produção na área de Sistemas de Gestão, pela UFF - Universidade Federal Fluminense e T.U. Braunschweig-Hannover (2008). Com graduação em Engenharia Elétrica pela UCP - Universidade Católica de Petrópolis (1980) e 5 (cinco) Especializações: em gestão de negócios IBMEC, análise de projetos FGV, qualidade UCP, distribuição de energia elétrica UFSC - Federal Santa Catarina, manutenção e operação Universidade MACKENZIE; e planejamento UFMG - Federal Minas Gerais. Atualmente, consultor e pesquisador na FGV ENERGIA. Engenheiro eletricitista com 38 anos de experiência no Setor Elétrico com ênfase em Distribuição da Energia Elétrica e Transmissão da Energia Elétrica, nas áreas de operação, manutenção, performance da qualidade do produto e de serviços, e regulação técnica e comercial.



**Felipe Gonçalves** é Superintendente de Pesquisa da FGV Energia. Desde 2014 coordena projetos de pesquisa e consultoria voltados para o aprimoramento regulatório, desenhos de mercado e projeção de cenários para expansão de fontes renováveis, recursos energéticos distribuídos e o gás natural. Formado em Engenharia pela UFF, é Mestre em Engenharia de Produção e Doutorando em Sistemas Computacionais pela COPPE/UFRJ.