



ESCOLA NACIONAL DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA – ENAP
MBA EM GOVERNANÇA E CONTROLE DA REGULAÇÃO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**REGULAÇÃO POR INCENTIVOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
ANÁLISE DA EVOLUÇÃO METODOLÓGICA DO FATOR X**

GUSTAVO LOURENÇO ROCHA

Brasília – DF
Maio/2024



**REGULAÇÃO POR INCENTIVOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
ANÁLISE DA EVOLUÇÃO METODOLÓGICA DO FATOR X**

Trabalho de conclusão de curso
apresentado ao curso de MBA em Governança
e Controle de Regulação, como requisito
parcial para a obtenção do título de
Especialista em Governança e Controle da
Regulação

Professor Orientador: Gustavo de
Queiroz Chaves

Brasília – DF
Maio/2024

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Composição do Custo de Energia Elétrica ao Consumidor 16

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ciclos tarifários ANEEL..... 14

Sumário

Introdução	5
1 Fundamentação Teórica	7
1.1 Monopólios Naturais	7
1.2 A regulação por incentivos.....	7
1.3 Regulação por Incentivos: Experiência do Reino Unido	9
1.4 Fator X	10
2 Metodologia	12
3 O Fator X no Brasil	14
3.1 A composição tarifária	14
3.2 A parcela “B”	17
3.3 Evolução no cálculo do Fator X	18
3.3.1 Implementação e primeiras metodologias (2002 – 2008).....	18
3.3.2 Aprimoramentos e Novas Abordagens (2009-2018)	20
3.3.3 Modelo Regulatório por Fatores de Produtividade (2022-Presente).....	22
4 Análise e Discussão dos Resultados	25
Bibliografia	30

Introdução

O setor elétrico brasileiro passou por transformações significativas desde a década de 1990, marcadas por mudanças estruturais e institucionais. Esse período foi caracterizado pela transição de um modelo estatal e centralizador para um ambiente mais competitivo e regulado que incorporasse as dinâmicas de mercado e estimulasse a eficiência operacional. Este movimento culminou na implementação de um modelo híbrido de regulação, que amalgama práticas tradicionais de regulação de monopólios naturais com elementos de competição e incentivos à eficiência.

A promulgação da Lei do Setor Elétrico (Lei nº 9.074/1995) e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei nº 9.427/1996) foram marcos importantes nesse processo, estabelecendo as bases para a privatização, desverticalização e regulação do setor.

Em meio a esse contexto, o segmento de distribuição de energia elétrica, caracterizado pelo seu perfil monopolista natural – devido às altas barreiras de entrada e à natureza da infraestrutura envolvida –, tornou-se foco de um modelo regulatório particularmente inovador: a regulação por incentivos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica, enquanto entidade reguladora, desempenhou um papel central nessa mudança, adotando, por exemplo, o Fator X como um instrumento de ajuste nas revisões tarifárias periódicas, visando alinhar os interesses das concessionárias com as demandas por eficiência e modicidade tarifária.

Este trabalho dedica-se a investigar a evolução da metodologia de cálculo do Fator X e sua eficiência enquanto mecanismo de promoção da modicidade tarifária no setor de distribuição de energia elétrica. Buscamos responder à questão central: como evoluiu a metodologia de cálculo do Fator X ao longo dos anos e de que maneira isso é refletido na promoção da modicidade tarifária e no estímulo à eficiência das concessionárias?

Para tanto, o estudo se propõe a examinar o histórico, a evolução e a aplicação prática do Fator X, bem como a analisar as evidências acadêmicas que possam sustentar ou questionar sua efetividade.

Além disso, os objetivos específicos incluem:

1. detalhar a implementação da regulação por incentivos no Brasil;
2. analisar a literatura especializada a respeito da utilização do Fator X no cálculo das tarifas das distribuidoras de energia elétrica no Brasil;
3. descrever a evolução da metodologia de cálculo do Fator X; e
4. apresentar as conclusões e respeito do papel do Fator X na dinâmica de formação de preços e na estrutura de incentivos do setor.

Dessa forma, espera-se que este estudo contribua para o debate sobre regulação por incentivos e sua prática no contexto brasileiro.

1 Fundamentação Teórica

1.1 Monopólios Naturais

Monopólios naturais são comuns em setores nos quais a infraestrutura necessária para a entrega de um serviço ou produto é tão custosa que a entrada de múltiplos concorrentes seria ineficiente. No setor elétrico brasileiro, por exemplo, a construção de redes de transmissão e distribuição exige altos investimentos, tornando-se um exemplo clássico de monopólio natural. Assim, em tais mercados, a regulação torna-se essencial para controlar preços e garantir o serviço adequado à população.

A regulação de monopólios naturais no Brasil é conduzida por agências reguladoras, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem o papel de garantir que as concessionárias de energia elétrica pratiquem tarifas justas e proporcionem serviços de qualidade. Segundo Sharkey (1982), a regulação tarifária é fundamental para prevenir que as empresas monopolistas pratiquem preços abusivos, o que poderia prejudicar consumidores e a economia como um todo.

No contexto dos monopólios naturais, especialmente no setor elétrico, a regulação por incentivos pode ser uma alternativa eficaz ao tradicional método do custo de serviço. Esta abordagem incentiva as empresas a reduzir custos e melhorar o serviço, sem comprometer a sustentabilidade financeira.

Em resumo, os monopólios naturais representam um desafio significativo para a regulação econômica, especialmente em setores essenciais como o de energia elétrica e a adoção da Regulação por Incentivos, por meio da adoção do Fator X, pode representar uma ferramenta valiosa na promoção da eficiência e equidade tarifária.

1.2 A regulação por incentivos

A Regulação por Custos, ou *rate-of-return regulation*, foi o modelo predominante antes do advento da Regulação por Incentivos. Nesse modelo, os reguladores focam em permitir que a empresa cubra seus custos e obtenha uma taxa de retorno razoável sobre o capital investido. Kahn (1988) destaca que, embora essa metodologia vise à justiça tarifária, ela pode desincentivar a eficiência das empresas,

uma vez que garante a cobertura dos custos independentemente da performance operacional.

A Regulação por Incentivos é uma abordagem moderna na regulação de empresas de serviços públicos, especialmente em setores onde predominam os monopólios naturais. Se contrapondo à abordagem da Regulação por Custos, é projetada para alinhar os interesses das empresas com os objetivos de eficiência, inovação e satisfação do consumidor por meio da redução de custos e aumento da produtividade (Joskow, 2006).

Surgindo como uma resposta às limitações dos modelos regulatórios tradicionais baseados em custos, a Regulação por Incentivos representa uma evolução no pensamento econômico sobre como governar setores de monopólios naturais, como o setor elétrico. Em vez de estabelecer tarifas estritamente ligadas aos custos operacionais das empresas, incentiva melhorias de eficiência ao permitir que as concessionárias retenham parte dos ganhos obtidos com a redução de custos. Ao estimular a inovação e a gestão eficaz, a Regulação por Incentivos busca combater a complacência e a ineficiência, desafios típicos encontrados em ambientes sem concorrência de mercado.

Na prática, a Regulação por Incentivos pode adotar algumas formas, incluindo o estabelecimento de *benchmarks* de eficiência e mecanismos como o Fator X, associados ao estabelecimento e monitoramento de métricas de qualidade dos serviços. Esses instrumentos criam um ambiente onde as concessionárias são impulsionadas a reduzir custos e melhorar a qualidade dos serviços, sob o risco de verem sua margem de lucro diminuída caso não consigam evoluir conforme as expectativas regulatórias (Schmalensee, 1989).

Essencialmente, com a adoção da Regulação por Incentivos, busca-se um equilíbrio que evite tanto o lucro excessivo, que poderia resultar de tarifas baseadas em custos reais sem incentivos à eficiência, quanto a deterioração do serviço devido a cortes excessivos em áreas críticas.

Diferentes modelos foram desenvolvidos para abordar as nuances do comportamento empresarial nos monopólios naturais. Os principais são o *price cap*, *revenue cap*, e incentivos baseados em desempenho.

A respeito do *price cap*, esse modelo limita os preços que uma empresa pode cobrar de seus clientes, ajustados periodicamente por um índice que reflete a inflação menos um fator de eficiência esperada, conhecido como fator X (Littlechild, 1983).

O modelo *revenue cap* ou teto de receitas, limita o total de receitas que uma empresa pode gerar. Este modelo é particularmente útil em setores onde a demanda é incerta ou altamente variável, pois permite que a empresa ajuste seus preços em resposta a mudanças na demanda, mantendo a receita dentro de um limite pré-estabelecido (Baldwin et al., 2012).

Assim, os incentivos baseados em desempenho vinculam remuneração e recompensas às empresas com base em seu desempenho aferido por meio de indicadores específicos como qualidade do serviço, eficiência e satisfação do cliente.

A Regulação por Incentivos representa uma evolução significativa em relação aos métodos tradicionais de regulação, proporcionando uma estrutura que visa a promoção de melhorias contínuas em eficiência, qualidade do serviço e inovação.

1.3 Regulação por Incentivos: Experiência do Reino Unido

No final do século XX, o Reino Unido iniciou um processo de transformação do seu setor elétrico. Com o Electricity Act de 1989, começou a liberalização do setor, que incluiu a privatização da geração e a introdução de competição no fornecimento de energia elétrica. Contudo, a distribuição e transmissão de energia permaneceram como monopólios naturais, o que exigiu uma forma de regulação que incentivasse a eficiência e controle de custos, mantendo o foco na qualidade do serviço prestado aos consumidores (Pollitt, 2008).

O modelo RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), introduzido pela Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) em 2010, foi uma resposta às limitações percebidas nos modelos de regulação anteriores, como o RPI-X, que se concentrava primariamente em limitar custos sem incentivar melhorias significativas em desempenho e inovação (Jamash e Pollitt, 2011).

Nesse contexto, os incentivos financeiros foram estruturados de maneira a recompensar as empresas que superam metas de desempenho, incluindo indicadores como a duração e frequência das interrupções de serviço e o nível de satisfação do

cliente. Esses incentivos visavam alinhar os objetivos das distribuidoras com os interesses dos consumidores e do regulador.

O foco em resultados tangíveis é uma característica distintiva do RIIO. Metas específicas são estabelecidas para áreas como segurança, confiabilidade, impacto ambiental e atendimento ao cliente, garantindo que os investimentos das empresas estejam alinhados com as expectativas regulatórias e sociais.

Estudos indicam que desde a implementação do RIIO, houve melhorias significativas no desempenho das distribuidoras. Investimentos em tecnologia avançada aumentaram a eficiência operacional e melhoraram a resiliência da rede, enquanto a ênfase em satisfação do cliente levou a um aumento nos índices de aprovação por parte dos consumidores (Jamasb e Pollitt, 2007).

Apesar dos sucessos, o modelo RIIO enfrenta desafios, como a necessidade de adaptação contínua às inovações tecnológicas e às novas demandas de um sistema energético cada vez mais descentralizado e digitalizado (Newbery, 2018). A flexibilidade do modelo regulatório será crucial para incentivar inovações que atendam às necessidades de sustentabilidade e eficiência energética.

A experiência do Reino Unido com a regulação por incentivos no setor de distribuição de energia oferece insights valiosos sobre como modelos regulatórios inovadores podem impulsionar melhorias em eficiência e satisfação do cliente. Esta experiência é crucial para outros países que buscam otimizar seus sistemas energéticos em um contexto de rápidas mudanças tecnológicas e ambientais.

1.4 Fator X

O Fator X é um componente crucial nos modelos de regulação por incentivos, especialmente notável no modelo de *price cap*, sendo amplamente utilizado em setores de infraestrutura como: energia elétrica, telecomunicações e água. Introduzido por Stephen Littlechild em 1983 durante a reforma do setor de telecomunicações no Reino Unido, o Fator X foi projetado para encorajar as empresas a melhorar sua eficiência operacional ao forçar uma redução nos preços abaixo da taxa de inflação medida pelo índice de preços ao consumidor (Littlechild, 1983).

Com efeito, a principal função do Fator X é estimular as empresas reguladas a buscar eficiências operacionais e custos mais baixos, tendo em vista que o Fator X representa a diferença entre a taxa geral de inflação e o ajuste permitido nos preços que a empresa pode cobrar dos consumidores. Assim, se a inflação é de 4% e o Fator X é definido como 1%, a empresa só pode aumentar seus preços em até 3%. Essa prática pressiona a empresa a cortar custos para manter sua rentabilidade e investir em melhorias operacionais, uma vez que economias acima do Fator X são revertidas em benefício da empresa, incentivando uma gestão mais eficiente e inovações tecnológicas (Littlechild, 1983).

2 Metodologia

Este trabalho tem como objetivo principal avaliar a evolução da metodologia de cálculo do Fator X aplicado às distribuidoras de energia elétrica no mercado regulado brasileiro. Procura-se entender como as mudanças metodológicas influenciaram a promoção de tarifas justas e estimulam a eficiência das concessionárias.

A pesquisa busca responder às seguintes perguntas:

- Como evoluiu a metodologia de cálculo do Fator X ao longo dos anos?
- De que maneira as alterações metodológicas refletiram na promoção de tarifas justas e no estímulo à eficiência das concessionárias?

A pesquisa adotou uma abordagem mista, integrando métodos qualitativos para uma análise compreensiva dos dados e documentos selecionados e será conduzido por meio de uma análise documental, explorando documentos regulatórios, arquivos públicos e publicações acadêmicas relacionadas à regulação do setor elétrico e à utilização do Fator X.

Os dados foram coletados de fontes públicas e documentais, incluindo:

- Documentos regulatórios emitidos pela ANEEL e outros órgãos reguladores;
- Publicações acadêmicas acessadas através da plataforma Google Scholar; e
- Arquivos públicos disponibilizados por instituições governamentais e agências reguladoras.

A seleção de documentos foi guiada por parâmetros específicos de pesquisa, tais como:

- "Regulação por Custos"
- "Regulação por Incentivos"
- "Regulação por Incentivos no Brasil"
- "Regulação do setor elétrico no Reino Unido"
- "Fator X"

Deve-se destacar as limitações a respeito da análise empírica a respeito do histórico de efetividade na utilização do Fator X como mecanismo de promoção da eficiência e modicidade tarifária em razão das diversas alterações na sua metodologia de cálculo ao longo dos anos, o que dificulta comparações diretas entre estudos e análises anteriores, comprometendo uma visão longitudinal uniforme.

3 O Fator X no Brasil

No Brasil, o Fator X representa uma componente essencial da regulação por incentivos. Adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica no contexto das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de energia elétrica, foi instituído com a intenção de estimular as empresas a buscar eficiência operacional e a compartilhar os ganhos de produtividade com os consumidores.

O Fator X desafia a tendência de monopólios naturais em setores de infraestrutura a se acomodarem na ineficiência garantida por retornos baseados em custos. Sua aplicação desconecta a receita das empresas de seus custos, incentivando-as a reduzir despesas e melhorar a gestão para aumentar a rentabilidade (ANEEL, 2020).

A premissa é que, ao projetar a expectativa de redução dos custos acima da inflação no cálculo tarifário, a empresa será compelida a otimizar processos e inovar, sob pena de ter sua rentabilidade comprometida se os ganhos de eficiência previstos não forem alcançados.

3.1 A composição tarifária

A compreensão da metodologia adotada pela ANEEL na composição tarifária é essencial para que se comprehenda os potenciais impactos do Fator X.

O modelo tarifário adotado pela ANEEL na composição da tarifa paga pelos consumidores do mercado regulado às distribuidoras de energia é o *price cap* ajustado, em que é definida uma tarifa fixa para determinado ciclo tarifário.

As tarifas são definidas no processo denominado Revisão Tarifária Periódica (RTP), que usualmente ocorre a cada quatro anos, em média, observando-se os marcos temporais estabelecidos nos contratos de concessão das distribuidoras.

Os ciclos tarifários da ANEEL, até o momento, estão abaixo elencados:

Tabela 1 - Ciclos tarifários ANEEL

Ciclo	Início	Fim
1º	2003	2006

2º	2007	2010
3º	2011	2014
4º	2015	2018
5º	2019	2022
6º	2023	2026

Fonte: autoria própria.

Nesse sentido, a ANEEL apresenta os custos divididos em dois grupos, expressos na equação a seguir (ANEEL, 2022):

$$RR = VPA + VPB$$

A variável “RR” se refere à Receita Requerida (ANEEL, 2016):

“A Receita Requerida reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.”

Por sua vez, “VPA” e “VPB” se referem, respectivamente, aos valores das parcelas “A” e “B”. A parcela “A” abarca os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, incluindo a geração própria e encargos setoriais (custos não gerenciáveis). A parcela “B” representa os custos específicos da distribuição de energia elétrica e gestão comercial dos clientes (ANEEL, 2022 – ANEEL).

A composição da parcela “A” é representada pela fórmula:

$$VPA = CE + CT + ES$$

A variável “CE” se refere ao custo de aquisição de energia elétrica e geração própria, a variável “CT” representa os custos com conexões e utilização dos sistemas de transmissão e/ou distribuição e “ES” é composta pelos encargos do setor, delimitados em legislação própria.

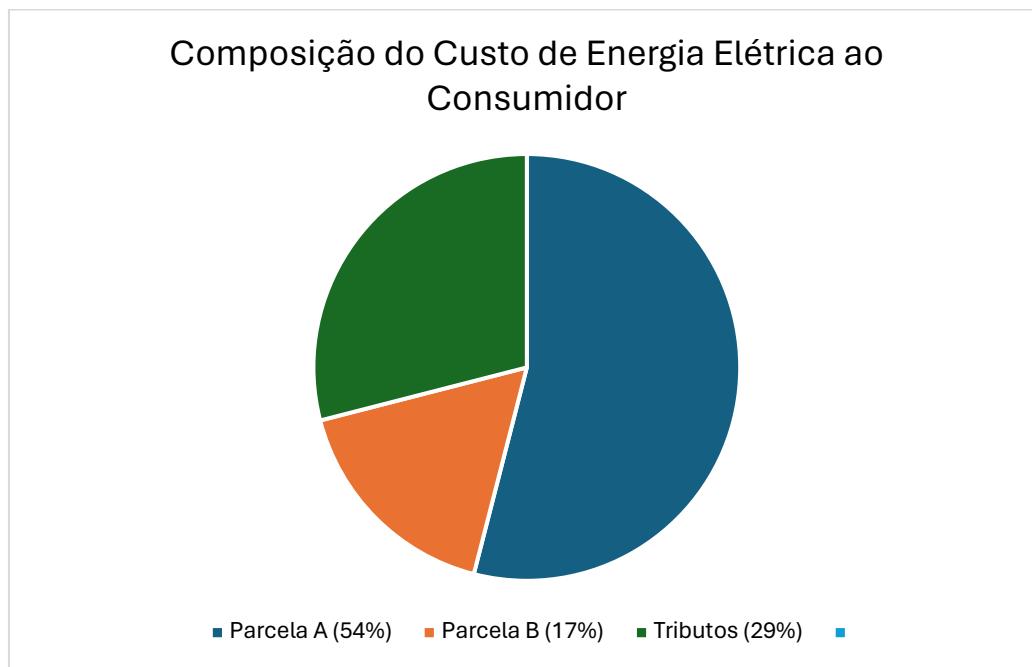
A parcela “B” é calculada da seguinte forma:

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR$$

No caso, “CAOM” é o custo de administração, operação e manutenção; “CAA” é o custo anual dos ativos; “ P_m ” é o fator de ajuste de mercado; “MIQ” é o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade; e “OR” são outras receitas.

O seguinte gráfico ilustra a representatividade de cada parcela nos custos totais médios repassados pelas distribuidoras de energia elétrica aos consumidores no ano de 2020 (SILVA, 2022):

Gráfico 1 - Composição do Custo de Energia Elétrica ao Consumidor



Fonte: SILVA (2022).

Deve-se destacar que o Fator X integra a parcela “B”, que será, por isso, objeto de análise específica.

3.2 A parcela “B”

A parcela “B” se refere aos custos gerenciáveis pelas distribuidoras de energia elétrica e, conforme já exposto, é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR$$

A soma dos custos inerentes ao negócio é representada por “(CAOM + CAA)” e os mecanismos de regulação por incentivos são representados por “(1 – Pm – MIQ)”.

A respeito da variável “P_m”, é correspondente ao componente “Pd” do Fator X. Por sua vez, “MIQ” corresponde ao componente “Q” do Fator X.

De acordo com SILVA (2022):

“A segunda parte da equação representa dois mecanismos de regulação por incentivos implementados pela ANEEL, “Pm” mede a produtividade em relação a variação de mercado e custos totais da distribuidora, enquanto MIQ mede e incentiva melhorias da qualidade do serviço, esses dois parâmetros são calculados em uma metodologia denominada de Fator X, que será explorada detalhadamente ao longo desse capítulo.

É interessante citar que os resultados numéricos desses dois mecanismos são subtraídos de 1 e o resultado dessa subtração multiplica os custos totais da Parcela B, ou seja, caso a distribuidora tenha obtido ganhos de mercado ou de qualidade do serviço, eles serão compartilhados com o consumidor por meio de um desconto na Parcela B.

Por fim, a última parte da equação que calcula a Parcela B de energia, trata-se da subtração das Outras Receitas (OR) das distribuidoras, tratam de receitas por atividades realizadas pelas distribuidoras, mas que não são inerentes ao serviço de fornecimento de energia elétrica, como por exemplo, aluguéis por locação de terrenos ou postes, prestação de consultoria para assuntos técnicos, entre outros (ANEEL, 2020).

Nesse caso trata-se de uma subtração, pois a ANEEL permite que a distribuidora realize essas atividades desde que compartilhe com o consumidor, via desconto na Parcela B, parte da receita obtida nesses processos (ANEEL, 2020).”

A respeito do componente “OR”, relacionado a outras receitas, ele não será abordado no presente estudo, tendo em vista que, de acordo com registro da própria ANEEL por ocasião da Consulta Pública nº 69/2020 (ANEEL, 2020), seu impacto é quase inexistente no valor final da tarifa.

3.3 Evolução no cálculo do Fator X

A evolução metodológica do Fator X no Brasil reflete o processo de aprendizado e adaptação da ANEEL às condições específicas do mercado nacional. As primeiras aplicações do Fator X revelaram a necessidade de ajustes nas expectativas de inflação e produtividade, bem como na transparência do processo de cálculo e nos mecanismos de controle. Em resposta, a agência promoveu revisões no método de cálculo e introduziu novas métricas de desempenho, visando aprimorar a correspondência entre as tarifas e a realidade econômica do setor. Este processo contínuo de ajuste é necessário ao compromisso regulatório com a manutenção de um ambiente que não apenas proteja o consumidor, mas também preserve o estímulo ao investimento e à modernização do setor elétrico.

3.3.1 Implementação e primeiras metodologias (2002 – 2008)

A implementação do Fator X em 2002, por meio da Nota Técnica nº 326/2002/SER/ANEEL, representou um marco na regulação do setor elétrico brasileiro. A metodologia inicial se baseava na Produtividade Total dos Fatores (PTF), utilizando a seguinte fórmula:

$$\text{Fator X} = (\text{Variação da PTF} - \text{Meta de PTF}) * \text{Índice de Qualidade}$$

Onde:

- Variação da PTF: se refere ao percentual de variação da PTF da distribuidora em relação à sua PTF média no período regulatório anterior;
- Meta de PTF: era definida pela ANEEL para o período regulatório; e
- Índice de Qualidade: Indicador que avalia a qualidade do serviço prestado pela distribuidora.

Essa fórmula visava capturar os ganhos de produtividade das distribuidoras e repassá-los aos consumidores na forma de tarifas mais baixas. O Índice de Qualidade,

inicialmente composto por indicadores como SAIDI¹ e SAIFI², buscava incentivar a prestação de um serviço de qualidade.

Ao longo dos anos, a metodologia PTF foi aprimorada com o objetivo de aprimorar a captura de ganhos de eficiência e promover maior equidade entre as distribuidoras. As principais alterações foram:

- 2005: Inclusão de um fator de ajuste para considerar eventos extraordinários que afetassem a PTF da distribuidora; e
- 2007: Adoção de uma metodologia de cálculo da PTF mais robusta, utilizando análises de regressão.

Essas mudanças resultaram em um cálculo do Fator X mais preciso e transparente, contribuindo para a moderação dos reajustes tarifários e para a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras.

Por sua vez, o índice de reajuste tarifário (IRT) aplicado às concessionárias de distribuição de energia elétrica era calculado da seguinte forma (ANEEL, 2008):

$$\text{IRT} = [\text{VPA} + \text{VPB} * (\text{IVI} \pm \text{X})] / \text{RA}$$

Onde:

- VPA: é o valor da Parcela A;

¹ SAIDI, sigla para System Average Interruption Duration Index, é um indicador que mede a duração média das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Este índice é essencial para avaliar quanto tempo, em média, os consumidores ficam sem energia elétrica durante interrupções. Ele reflete diretamente a efetividade das estratégias de manutenção e a robustez da infraestrutura de rede das empresas de distribuição de energia. Analisando o SAIDI, as concessionárias podem identificar áreas críticas que necessitam de melhorias para minimizar o tempo de interrupção, visando não apenas aumentar a satisfação dos consumidores, mas também atender aos padrões regulatórios exigidos pela ANEEL.

² SAIFI, ou System Average Interruption Frequency Index, mede a frequência média das interrupções na rede elétrica, calculado pela divisão do total de interrupções pelo número de consumidores atendidos. Este indicador é crucial para as distribuidoras de energia elétrica pois permite quantificar a regularidade do serviço prestado, evidenciando a frequência com que os consumidores enfrentam cortes de energia. Através da análise do SAIFI, as empresas podem avaliar a eficiência de suas operações e implementar estratégias para minimizar a frequência das interrupções, contribuindo assim para a estabilidade do fornecimento de energia e aumento da confiança dos consumidores.

- VPB: é o valor da Parcela B;
- RA: é a Receita Anual;
- IVI: é obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”; e
- X: se refere ao valor atribuído ao Fator X.

3.3.2 Aprimoramentos e Novas Abordagens (2009-2020)

No período de 2009 a 2020, a metodologia do Fator X continuou a ser aprimorada, com foco em:

- Aprimoramento dos Indicadores de Qualidade: Inclusão de novos indicadores, como IFE (Índice de Frequência de Eventos) e ICE (Índice de Continuidade por Evento), para uma avaliação mais abrangente da qualidade do serviço.
- Modulação do Fator de Ajuste da Qualidade: Ajustes no Fator de Ajuste da Qualidade para aumentar seu impacto no Fator X e incentivar ainda mais as distribuidoras a investirem na melhoria da qualidade da energia.

Entre 2011 e 2020, resumidamente, a evolução na metodologia de cálculo se deu da seguinte forma:

– 2011 (REN nº 457/2011/ANEEL):

- Componente de Ganhos de Produtividade (Pd): Calculado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e os custos operacionais e de capital. A produtividade é ajustada pela média do setor e pelo crescimento específico de cada concessionária entre os ciclos tarifários.
- Componente de Qualidade do Serviço (Q): Baseada em indicadores de DEC e FEC, com valores ajustados conforme o desempenho relativo das concessionárias.
- Trajetória de Eficiência para Custos Operacionais (T): Define uma trajetória de custos operacionais eficientes, agindo como um limitador à variação permitida nos custos reconhecidos entre revisões tarifárias.

– 2015 (REN nº 660/2015):

- Componente de Ganhos de Produtividade (Pd): Utilização do índice de Tornqvist³ para calcular a Produtividade Total dos Fatores (PTF), considerando a relação entre variação do mercado faturado e dos custos totais.
- Componente de Qualidade do Serviço (Q): Ampliação dos indicadores de qualidade, incorporando mais variáveis para uma avaliação mais abrangente da qualidade do serviço prestado, incluindo aspectos técnicos e de atendimento ao consumidor.
- Trajetória de Eficiência para Custos Operacionais (T): Refinamento na metodologia de cálculo dos custos operacionais, incluindo novas métricas para avaliação de eficiência e benchmarks de mercado.

– 2017 (REN nº 761/2017):

- Componente de Ganhos de Produtividade (Pd): Introdução de uma abordagem mais granular, utilizando dados específicos de crescimento de mercado de cada concessionária para ajustar os ganhos de produtividade de forma mais personalizada e mantendo a metodologia do índice de Tornqvist.
- Componente de Qualidade do Serviço (Q): Inclusão de métricas comerciais aos critérios de qualidade.
- Trajetória de Eficiência para Custos Operacionais (T): Continuação do aprimoramento nas metodologias de custos operacionais.

– 2020 (REN nº 877/2020):

- Componente de Ganhos de Produtividade (Pd): Produtividade setorial ajustada individualmente para cada distribuidora, ainda utilizando o índice de Tornqvist.

³ O índice Tornqvist é uma técnica de cálculo utilizada para medir mudanças em agregados econômicos, como a produtividade total dos fatores. É um método de índice de quantidade logarítmica ponderada que leva em conta as mudanças nos preços e quantidades de múltiplos bens ou insumos. O índice Tornqvist é particularmente útil em análises econômicas e regulatórias para ajustar valores em função das mudanças no uso dos recursos ao longo do tempo, oferecendo uma abordagem mais precisa do que métodos mais simples de médias aritméticas ou geométricas. Este índice é amplamente aplicado em estudos de eficiência e na avaliação de impactos de políticas econômicas em diversos setores, incluindo o setor elétrico (Caves, Christensen e Diewert, 1982).

- Componente de Qualidade do Serviço (Q): Este componente agora integra completamente as métricas de qualidade técnica e comercial com ponderações específicas, refletindo um equilíbrio entre as diversas facetas do serviço ao consumidor.
- Trajetória de Eficiência para Custos Operacionais (T): Detalhamento adicional na trajetória dos custos operacionais, alinhando-os mais estreitamente com benchmarks de eficiência e práticas de mercado para garantir sustentabilidade e competitividade.

Cada etapa de revisão trouxe consigo uma camada adicional de complexidade e precisão, refletindo tanto as mudanças no ambiente de mercado quanto as inovações tecnológicas no setor de distribuição de energia.

3.3.3 Modelo Regulatório por Fatores de Produtividade (2022-Presente)

A Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL foi elaborada para fundamentar a discussão em consulta pública da Atividade nº 31 da Agenda Regulatória 2018-2019 da ANEEL. Seu objetivo foi avaliar e aprimorar a eficácia da regulação por incentivos no seguimento de distribuição de energia elétrica, com foco na incorporação de tecnologias para a melhoria do serviço e eficiência energética.

Os propósitos da nota técnica incluíram:

- Discussão Regulatória: Fornecer um documento técnico que serve como referência para discussões sobre a adequação das regulações atuais e a necessidade de adaptações frente às novas demandas tecnológicas e de mercado.
- Consulta Pública: Estruturar uma consulta pública para coletar subsídios de diversos stakeholders, visando compreender melhor as implicações das políticas atuais e sugestões para mudanças.
- Avaliação de Resultado Regulatório (ARR): Avaliar o desempenho da regulação atual, identificando pontos fortes e áreas que requerem melhorias, com o intuito de aprimorar o ambiente regulatório para incorporar inovações tecnológicas eficazmente.

Na mencionada nota técnica são feitas várias considerações sobre o Fator X, especialmente sobre sua metodologia de cálculo:

- Metodologia do Fator X: A metodologia de cálculo do Fator X é discutida no contexto de como ele incentiva as distribuidoras a melhorar a eficiência operacional. O Fator X é calculado com base em uma fórmula que considera a inflação esperada, a projeção de ganhos de produtividade da indústria e outros fatores econômicos.
- Impacto Regulatório: É analisado o impacto do Fator X no comportamento das distribuidoras, incentivando-as a reduzir custos e melhorar a eficiência para beneficiar os consumidores com tarifas mais baixas.
- Revisão e Ajuste do Fator X: A nota técnica sugere que o Fator X pode necessitar de ajustes para refletir com mais precisão as condições do mercado e as capacidades tecnológicas das distribuidoras, garantindo que os incentivos sejam alinhados com os objetivos de longo prazo de eficiência energética e satisfação do consumidor.

Com efeito, a composição do Fator X se dá da seguinte forma:

$$\text{Fator X} = P_d + Q + T$$

O componente “ P_d ” se refere a ganhos de produtividade das distribuidoras dentro do período de referência, sendo ajustado, em cada caso, pela variação de seu mercado em comparação à variação média do setor.

O componente “ Q ” representa a qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor e “está inserido no contexto do Mecanismo de Incentivo - MI, que envolve outras ações da Agência. Seu cálculo leva em conta a variação de seis indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

Deve-se destacar que o componente “ Q ” só passou a compor o Fator X no quarto ciclo tarifário.

Por fim, “T” representa a trajetória de custos operacionais de cada distribuidora em um contexto eficiente.

Em 2022, a REN nº 1.003/2022/ANEEL revisou a metodologia de cálculo do Fator X, podendo-se mencionar:

- Componente de Ganhos de Produtividade (Pd): A metodologia para calcular o componente Pd permaneceu semelhante à adotada em 2020. No entanto, detalha-se ainda mais a participação de cada faixa de tensão (Alta, Média e Baixa) na formação da Parcela B, o que sugere um refinamento na forma como as variações de mercado são calculadas para cada distribuidora.
- Componente de Qualidade do Serviço (Q): Este componente agora integra completamente as métricas de qualidade técnica e comercial. No entanto, a parcela técnica do componente “Q” é composta apenas pelo indicador global de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), excluído o indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), sugerindo uma simplificação da metodologia ou uma mudança de foco para aspectos que possam ser mais significativos ou gerenciáveis pelas distribuidoras sob os regulamentos atuais.
- Trajetória de Eficiência para Custos Operacionais (T): Detalhamento adicional na trajetória dos custos operacionais, alinhando-os mais estreitamente com benchmarks de eficiência e práticas de mercado para garantir sustentabilidade e competitividade.

4 Análise e Discussão dos Resultados

O setor elétrico brasileiro se caracteriza por um modelo regulatório complexo, no qual a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atua como agente regulador, buscando garantir o equilíbrio entre os interesses dos consumidores, das concessionárias e do setor como um todo. Um dos instrumentos utilizados pela ANEEL para alcançar esse equilíbrio é o Fator X, introduzido na Nota Técnica no 326/2002/SER/ANEEL e aprimorado ao longo dos anos. O Fator X visa incentivar as concessionárias a buscarem maior eficiência em suas operações, com o objetivo de moderar os reajustes tarifários e promover tarifas justas para os consumidores.

A prática de compartilhamento dos ganhos de produtividade é comum em vários setores regulados ao redor do mundo, como destacado na AIR nº 3/2020-SEM/ANEEL. Países como Reino Unido, Alemanha e Canadá utilizam mecanismos semelhantes ao Fator X para assegurar que os ganhos de eficiência das empresas beneficiem diretamente os consumidores. A experiência internacional reforça a efetividade do Fator X como uma prática de regulação econômica que equilibra interesse público e corporativo.

A revisão metodológica do Fator X é um componente essencial para assegurar que os consumidores se beneficiem de tarifas justas enquanto permite que as concessionárias de distribuição de energia elétrica operem de forma sustentável e eficiente. A escolha da alternativa mais adequada deve ser guiada por uma análise detalhada das condições atuais do mercado e um entendimento profundo das dinâmicas operacionais das distribuidoras.

Ao longo dos anos, a metodologia de cálculo do Fator X vem sendo periodicamente ajustada, de maneira a refletir as mudanças nas condições do mercado ou nos objetivos de política pública. Esses ajustes são feitos com base em revisões regulatórias que podem considerar fatores como o avanço tecnológico, a necessidade de grandes investimentos em infraestrutura ou mudanças nas demandas dos consumidores. Este processo de revisão e ajuste permite que o Fator X se mantenha relevante na promoção de eficiência (Armstrong e Sappington, 2006).

A aplicação do Fator X, no entanto, não é isenta de críticas. Um dos principais desafios é a definição adequada do valor do Fator X. Se for muito alto, pode impedir

que a empresa realize os investimentos necessários; se muito baixo, pode não proporcionar incentivo suficiente para melhorar a eficiência. Além disso, a assimetria de informação entre o regulador e a empresa regulada pode levar a dificuldades na determinação de um Fator X que reflita corretamente as possibilidades de eficiência da empresa (Vogelsang, 2002).

A implementação do Fator X pela ANEEL representou um passo importante na busca por um setor elétrico mais eficiente e justo no Brasil. No entanto, a conclusão do presente trabalho é que ainda existem diversos desafios a serem superados para que o instrumento alcance sua plena efetividade. Entre os principais desafios identificados, podemos citar:

- Complexidade da Metodologia de Cálculo: A metodologia de cálculo do Fator X é complexa e de difícil compreensão para os consumidores e agentes do setor. Essa falta de transparência pode gerar questionamentos sobre a justiça e a efetividade do instrumento.
- Falta de Transparência: A ANEEL precisa aprimorar os mecanismos de comunicação e divulgação de informações sobre o Fator X, tornando o processo mais comprehensível para todos os envolvidos.
- Aprimoramentos Regulatórios: A metodologia de cálculo do Fator X necessita de ajustes contínuos para garantir sua adequação às mudanças do setor elétrico e para refletir com maior precisão o desempenho das concessionárias.
- Acompanhamento e Fiscalização: A ANEEL precisa fortalecer os mecanismos de acompanhamento e fiscalização do cumprimento das metas pelas concessionárias, garantindo a aplicação correta dos incentivos previstos pelo Fator X.

Dessa forma, a utilização do Fator X requer uma cuidadosa consideração das condições de mercado e uma compreensão clara dos objetivos regulatórios para garantir que ele funcione como um mecanismo eficaz para alinhar os interesses das empresas com as necessidades dos consumidores e os objetivos de longo prazo da política pública (Crew e Kleindorfer, 1996).

Diversos autores realizaram estudos sobre o Fator X e seus impactos no setor elétrico brasileiro.

Brito (2017, p. 215), ressaltando a questão da segurança jurídica e vinculação ao contrato, argumenta:

“Porém, o mecanismo jamais deveria desestimular a busca continuada da melhoria da eficiência pela concessionária de serviço público. Com a padronização de custos adotada pela ANEEL para a Parcela B da receita, independente do instrumento regulatório utilizado, os custos operacionais reconhecidos tendem a se aproximar àqueles considerados numa regulação onde prevalecem os custos reais, característica intrínseca do regime de custo do serviço.

Como consequência, as concessionárias, principalmente as mais eficientes, podem ser afetadas negativamente com os ganhos na gestão de suas atividades. Isso porque, como a atual regulação captura grande parte dos ganhos de eficiência a cada ciclo de revisão tarifária e projeta ganhos de produtividade e custos eficientes para o próximo ciclo, diminui os incentivos para uma gestão eficiente das atividades de natureza gerencial da empresa, com processo de operação, manutenção e de administração.

Em resumo, considera-se que qualquer mecanismo regulatório para promover a redução ou elevação das tarifas de distribuição deveria observar os critérios objetivos estabelecidos no contrato. Não obstante o que reza o Decreto n. 2.335, de 1997, e a despeito da legitimidade econômica dos mecanismos tarifários utilizados nos processos de reajuste e revisão, a discricionariedade do exercício de regulação da ANEEL está limitada pelo que estabelece a lei e o contrato.”

Albuquerque (2010, p. 302), por outro lado, defende que:

“Como já ressaltado alhures, o aumento da remuneração do concessionário pelo simples crescimento vegetativo do mercado cativo é consequência indesejada da exploração exclusiva do serviço público concedido. É, portanto, efeito rechaçado por um regime jurídico pautado na constância de uma relação de encargos/proveito advinda do contrato e na modicidade das tarifas.

(...)

A aplicação do “fator X” resolve (ou minora) o desequilíbrio econômico-financeiro da concessão no que tange ao crescimento vegetativo do mercado exclusivo. Nada faz, todavia, para incentivar uma gestão eficiente do serviço concedido ao particular.

De fato, já foi dito acima que o procedimento de revisão tarifária periódica não prescinde de uma análise dos custos envolvidos na prestação do serviço outorgado. Trata-se de parâmetro objetivo para a formação da tarifa, sob pena de, inevitavelmente, pôr-se em perigo a prestação “adequada” do serviço pelo concessionário.

Há, contudo, uma questão de princípio a ser seguida: o processo de revisão tarifária não pode simplesmente reproduzir os custos apresentados ou requeridos pela concessionária cuja tarifa encontra-se em análise, sob pena de retrocesso ao regime do serviço pelo custo.

Nesse diapasão, a ANEEL tem utilizado sua competência regulatória e conhecimentos técnicos para, aferindo dados objetivos coletados junto ao mercado (nacional e internacional), traçar parâmetros para a definição dos custos “eficientes” a serem suportados pela tarifa cobrada dos usuários do serviço concedido.

(...)

No caso dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, houve previsão expressa quanto à existência de revisões tarifárias periódicas, sendo estas pautadas expressamente pelo estímulo à eficiência e à modicidade da tarifa.

Por outro lado, é necessário ter em mente que o equilíbrio econômico-financeiro garantido é o da concessão, e não do concessionário.

A distinção faz-se oportuna porque a concessão pressupõe uma gestão eficiente e custos operacionais racionais, como corolário de um serviço adequado (art. 6º da Lei nº 8.987/95). Assim, as tarifas devem remunerar uma gestão prudente da concessão, e não condutas ineficientes do concessionário do serviço delegado.

Tanto assim, que a Lei nº 8.987/95 foi expressa em prever como motivo para a rescisão do próprio contrato de concessão a perda pelo concessionário das condições econômicas para a prestação do serviço adequadamente (art. 38, §1º, IV), assim como sua falência (art. 35, VI), hipóteses que não se coadunam com a gestão eficiente do contrato.

Em segundo momento, há que se mencionar o estabelecimento de regime econômico peculiar para os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica pelo artigo 14 da Lei nº 9.427/96. Tal regime, como explanado alhures no presente trabalho, inclui a apropriação pelo usuário do serviço dos ganhos de escala e de eficiência empresarial por meio de metodologia própria definida por ato regulatório da ANEEL (“fator X”).

Assim, tem-se que, malgrado a diversidade genética entre os sistemas que deram origem aos dois principais mecanismos utilizados pela ANEEL na RTP das distribuidoras de energia elétrica, concluísse que sua adoção não se mostra de modo algum incompatível com o marco jurídico brasileiro.”

Dados da ANEEL relativos aos processos tarifários homologados desde o ano de 2013 demonstram que o Fator X contribuiu para moderar os reajustes tarifários das concessionárias de energia elétrica no Brasil. No entanto, é importante ressaltar que essa redução também foi influenciada por outros fatores, como a queda nos preços dos insumos e a implementação de medidas de desoneração da folha de pagamento das concessionárias, tendo em vista que essas questões integram o componente de ganhos de produtividade da distribuição (Pd).

Deve-se mencionar, ainda, que a questão alusiva à avaliação do efetivo reflexo da evolução da metodologia de cálculo do Fator X na promoção da modicidade tarifária e eficiência das concessionárias não pode ser respondida de maneira completa, tendo em vista a baixa disponibilidade de análises quantitativas.

No Brasil, a experiência com a regulação de monopólios naturais no setor elétrico ainda enfrenta desafios, especialmente em relação à adequação das tarifas e à percepção de justiça por parte dos consumidores. Conforme observado por

Sappington e Weisman (2010), a complexidade da regulação tarifária e a dinâmica de ajustes como o Fator X demandam constante avaliação e adaptações para assegurar que os benefícios da regulação sejam efetivamente percebidos.

Estudos como o de Estache e Martimort (1999) mostram que a implementação efetiva da regulação por incentivos requer uma estrutura regulatória robusta e uma capacidade de monitoramento constante por parte das agências reguladoras. Além disso, é necessário que exista um ambiente de transparência e de engajamento entre reguladores, empresas e consumidores para que os objetivos regulatórios sejam alcançados.

Bibliografia

ALBUQUERQUE, Victor Valença Carneiro de. Panorama da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. In Revista da AGU, v. 9, n. 24, p. 285–314, 2010.

ANEEL. Nota Técnica nº 180/2008-SRE/ANEEL. ANEEL, 2008. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh2008659.pdf>> Acesso em: 10 de junho de 2024.

_____. Nota Técnica nº 169/2016-SGT/ANEEL. ANEEL, 2016. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/quest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=27383&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_js_pPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL. ANEEL, 2019. Disponível em: <https://app.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=38116&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_js_pPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Nota Técnica nº 22/2020-SEM/ANEEL – Proposta de abertura de Consulta Pública para discussão sobre o compartilhamento de Outras Receitas no segmento de distribuição de Energia Elétrica. ANEEL, 2020. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/quest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=41237&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_js_pPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Procedimentos de Distribuição – Proret: Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2.1_V_2_3C.pdf>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Procedimentos de Regulação Tarifária Proret: Submódulo 2.5 – Fator X: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_5A_v_3_0C.pdf>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2020-SEM. ANEEL, 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2020003srn.pdf>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Relatório de Gestão do Exercício de 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL, 2019. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/documents/653889/14859944/Exerc%C3%ADcio+-+2019/b755a474-25e9-994d-7f00-c8a6ec8d8b86>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

ARMSTRONG, Mark; SAPPINGTON, David. Regulation, Competition, and Liberalization. In: Journal of Economic Literature, 2006.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. Understanding regulation: Theory, strategy, and practice. 2nd ed. Oxford: Oxford University Press, 2012.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasil: Presidência da República. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 02 de abril de 2024.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasil: Presidência da República. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

BRITO, Henrique Garcia de. Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil: aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória. USP, 2017. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-18042017-135622/pt-br.php>>. Acesso em: 03 de abril de 2024.

CAVES, Douglas W.; CHRISTENSEN, Laurits R.; DIEWERT, W. Erwin. The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity. Econometrica, vol. 50, n. 6, p. 1393-1414, Nov. 1982. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/1913388>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

CREW, Michael A.; KLEINDORFER, Paul R. The Economics of Public Utility Regulation. MIT Press, 1996.

ESTACHE, Antonio; MARTIMORT, David. Politics, transaction costs, and the design of regulatory institutions. World Bank Policy Research Working Paper No. 2073, 1999. Disponível em: <https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=620512>. Acesso em: 03 de abril de 2024.

GREAT BRITAIN. Electricity Act 1989. Disponível em: <<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

JAMASB, T.; POLLITT, Michael. Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. In: Energy Policy, 2007.

JAMASB, T.; POLLITT, M. The future of electricity demand: Customers, citizens and loads. Cambridge: Cambridge University Press, 2011.

JOSKOW, P. L. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. MIT, 2006. Disponível em: <<https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-09/Incentive%20Regulation%20in%20Theory%20and%20Practice%20Electric%20Transmission%20and%20Distribution%20Networks%20%28revised%29.pdf>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

KAHN, Alfred E. The economics of regulation: Principles and institutions. Vol. I, New York: John Wiley & Sons, 1988. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=Y4NIEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR11&dq=The+economics+of+regulation:+Principles+and+institutions&ots=xyo5XNTHV1&sig=Z1c3LIY45yqJMuh8xzX-TEgkC0&redir_esc=y#v=onepage&q=The%20economics%20of%20regulation%3A%20Principles%20and%20institutions&f=false>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

LITTLECHILD, S. C. Regulation of British telecommunications' profitability. In: Department of Industry, HMSO, 1983. Disponível em: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2019/10/S.-Littlechild_1983-report.pdf>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

NEWBERY, D. Reforming UK energy policy to live within its means. In: Energia Policy, 2018. Disponível em: <<https://www.jstor.org/stable/pdf/resrep30347.pdf>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

OLIVEIRA, André S. H. de. Uma Avaliação do Impacto do Fator X na Margem das Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil. UFC, 2006. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/45609/1/2006_tcc_asholiveira.pdf>. Acesso em: 03 de abril de 2024.

POLLITT, M. The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. In: Energy Policy, 2008. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421507004478>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

SAPPINGTON, David; WEISMAN, Dennis. Designing incentive regulation for the telecommunications industry. The MIT Press, 2010. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=UNmUpvDGW4QC&oi=fnd&pg=PR11&dq=Designing+incentive+regulation+for+the+telecommunications+industry&ots=G_3O0O8mf2&sig=oQDMwi9kKoK4qEg1Gt_wI7_IK2c&redir_esc=y#v=onepage&q=Designing%20incentive%20regulation%20for%20the%20telecommunications%20industry&f=false>. Acesso em: 03 de abril de 2024.

SCHMALENSEE, Richard. Good Regulatory Regimes. The RAND Journal of Economics, v. 20, n. 3, p. 417-436, 1989.

SILVA, Bruno Ferreira da. Regulação por Incentivos no Setor Elétrico Brasileiro: Uma avaliação no segmento de distribuição. UNIFESP, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.unifesp.br/handle/11600/65273>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

SHARKEY, William W. The theory of natural monopoly. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1982.

SOUZA, Matheus Franco de. Análise da Metodologia do Componente Q do Fator X no Incentivo à Melhoria da Qualidade da Energia. UFMS, 2019. Disponível em: <<https://engeletrica-faeng.ufms.br/files/2021/02/QUEVEDO-Matheus-Franco-de-Souza-2019.pdf>>. Acesso em: 03 de abril de 2014.

VOGELSANG, Ingo. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective. In: Journal of Regulatory Economics, 2002. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1023/A:1019992018453>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.