



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**IMPACTO SOCIOECONÔMICO DA LIBERALIZAÇÃO DO
MERCADO DE ELETRICIDADE NO BRASIL: PREVISÃO E ANÁ-
LISE OTIMIZADA DE TARIFAS**

Patrícia Ferreira Silva

julho de 2026

Itajubá-MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Patrícia Ferreira Silva

**IMPACTO SOCIOECONÔMICO DA LIBERALIZAÇÃO DO
MERCADO DE ELETRICIDADE NO BRASIL: PREVISÃO E ANÁ-
LISE OTIMIZADA DE TARIFAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica com um dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Área de concentração: Sistemas Elétricos Potência

Supervisor na UNIFEI: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonato

Co-supervisor na UNIFEI: Prof. Dr. Victor Eduardo de Mello Valério

Supervisor na UFJF: Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

julho de 2026

Itajubá-MG

RESUMO

O setor de energia elétrica brasileiro está em transformação, acompanhando o avanço do ambiente desregulamentado. Assim como em diversos países ao redor do mundo, o Brasil está reestruturando seu mercado de energia elétrica e adotando medidas para ampliar a entrada dos consumidores de baixa tensão no Ambiente de Contratação Livre. A Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL propõe escalonar a migração dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre até 2026. Neste contexto, esta tese avalia os efeitos dessa proposta no mercado regulado, analisando o impacto da migração em 13 áreas de concessão brasileiras com base na combinação de um modelo tarifário otimizado com modelos de previsão. Mais especificamente, o trabalho examina como a abertura do mercado de energia elétrica influencia o comportamento dos agentes envolvidos, considerando o bem-estar socioeconômico dos consumidores que permanecem no mercado regulado e o desempenho econômico-financeiro das concessionárias. De acordo com os resultados obtidos, a proposta de abertura resultaria em uma redução no equilíbrio financeiro das concessionárias e no bem-estar social. Além disso, observou-se uma elevação nas tarifas que pode impactar diretamente no orçamento das famílias, exigindo um gasto maior com energia elétrica. Como consequência, há uma possível redução do poder aquisitivo dos consumidores, uma vez que uma parte maior da renda passa a ser destinada ao pagamento de contas mais altas, limitando o consumo de outros bens e serviços. Esse aumento na tarifa decorre dos contratos legados, estabelecidos no passado para atender a uma quantidade maior de consumidores, e também da necessidade de garantir o equilíbrio financeiro das concessionárias. Com a migração liberada, os clientes que ficam no mercado regulado são prejudicados por esses contratos, pois, à medida que mais pessoas saem do Ambiente de Contratação Regulado, o custo fixo restante é dividido entre menos pessoas. Conclui-se, assim, que a proposta da NT nº 10/2022-SRM/ANEEL afeta de maneira diferente cada área de concessão. Desse modo, ajustes regulatórios são fundamentais para evitar aumentos de tarifa a longo prazo, sendo de suma importância conciliar o cronograma de abertura do mercado livre com a redução dos contratos legados. Por fim, vale ressaltar que, embora a metodologia proposta seja aplicada ao cenário brasileiro, ela pode ser adaptada e utilizada por qualquer país que esteja passando pela abertura de seu mercado de energia elétrica, desde que respeitadas as regras e regulações locais.

Palavras-chave: mercado de energia livre, ambiente de contratação regulado, ambiente de contratação livre, previsão, tarifa otimizada, sustentabilidade energética.

Abstract

The Brazilian electricity sector is undergoing a major transformation, following the growth of the deregulated market. Similar to several countries around the world, Brazil is restructuring its power market and adopting measures to expand the participation of low-voltage consumers in the Free Contracting Environment (ACL). Technical Note No. 10/2022-SRM/ANEEL proposes a gradual migration of consumers from the regulated to the free market until 2026. Within this context, this thesis evaluates the effects of this proposal on the regulated market, analyzing the impact of migration across 13 Brazilian concession areas based on a combination of an optimized tariff model and forecasting models. Specifically, the study examines how market opening influences the behavior of the regulated agents, considering both the socioeconomic welfare of the consumers who remain in the regulated market and the financial performance of the distribution companies. According to the results, the market opening proposal led to a reduction in both the financial-economic balance of the utilities and social welfare. Furthermore, there was an increase in tariffs that could directly impact household budgets, requiring higher spending on electricity. As a consequence, a potential reduction in consumers' purchasing power is observed, since a larger portion of their income is spent on higher electricity bills, limiting the consumption of other goods and services. This tariff increase stems from legacy contracts, which were established in the past to serve a larger number of consumers, as well as the need to ensure the financial-economic equilibrium of the distributors. With free migration, the clients who stay in the regulated market are penalized by these contracts because, as more people leave the Regulated Contracting Environment, the remaining fixed cost is divided among fewer people. In conclusion, the proposal from NT No. 10/2022-SRM/ANEEL affects each concession area differently. Therefore, regulatory adjustments are essential to prevent long-term tariff increases, making it crucial to align the schedule for opening the free market with the reduction of legacy contracts. Finally, it is worth noting that although the proposed methodology is applied to the Brazilian scenario, it can be adapted and used by any country undergoing electricity market liberalization, provided it respects local rules and regulations.

Keywords: Free energy market, deregulated energy market, regulated contracting environment, forecasting, optimized tariff, energy sustainability.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todos que contribuíram para a realização desta tese.

Primeiramente, agradeço à minha família pelo amor incondicional, apoio constante e paciência durante todo o processo. Seu encorajamento e compreensão foram fundamentais para que eu enfrentasse os desafios e seguisse minha jornada acadêmica.

Aos meus amigos de curso, expresso minha sincera gratidão pela companhia, pelas discussões enriquecedoras e pelo suporte nos momentos difíceis. A camaradagem e a colaboração que compartilhamos foram essenciais para o sucesso desta etapa.

Agradeço também ao meu orientador, Benedito Donizeti Bonato, por sua orientação valiosa, paciência e por sempre acreditar em mim. Sua experiência e conselhos foram cruciais para o desenvolvimento deste trabalho. Da mesma forma, manifesto minha gratidão ao meu coorientador, Victor Eduardo de Mello Valério, por sua contribuição significativa e pelo apoio adicional, que enriqueceram minha pesquisa.

Não posso deixar de mencionar meu supervisor, Bruno Henriques Dias, cujo suporte e supervisão foram fundamentais para a conclusão deste trabalho. Sou grata por toda a orientação e pelo comprometimento em me ajudar a alcançar os objetivos propostos. Cada um de vocês desempenhou um papel essencial na realização desta tese, e sou eternamente grata por todo o apoio.

Por fim, agradeço aos apoios das agências de fomento CAPES, CNPq, FAPEMIG, FAPESP, bem como da UNIFEI, UNICAMP, INERGE que incentivam e viabilizam estudos em nível de pós-graduação.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	3
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÕES	1
1.2 OBJETIVO	5
1.3 PUBLICAÇÃO DECORRENTE DESTE TRABALHO.....	5
1.4 PUBLICAÇÃO CORRELATA À TESE	5
1.5 RELEVÂNCIA DO ESTUDO	6
1.6 ESTRUTURA DA TESE.....	7
2 REVISÃO DA LITERATURA	10
2.1 METODOLOGIA DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA	10
2.2 RESULTADOS DA ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA	13
2.2.1 Evolução da Produção Científica	13
2.2.2 Produção Científica por País	14
2.2.3 Mapa Temático	15
2.2.4 Colaboração Internacional	16
2.2.5 Temas em alta	17
2.3 ESTADO DA ARTE SOBRE A ABERTURA DOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	21
3 MODELO TARIFA OTIMIZADA	22
3.1 MODELAGEM ECONÔMICA DO EXCEDENTE DO CONSUMIDOR	23
3.2 MODELAGEM ECONÔMICA DO EXCEDENTE DAS CONCESSIONÁRIAS	27
3.3 MODELAGEM ECONÔMICA DO EXCEDENTE DO BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO.....	29
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	29
4 MÉTODOS DE PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS	31
4.1 CONCEITOS GERAIS DE PREVISÃO.....	31
4.2 MÉTODO SARIMA	31
4.3 SUAVIZAÇÃO EXPONENCIAL DUPLA (<i>DOUBLE EXPONENTIAL SMOOTHING</i>)	32

4.4	MÉTODO <i>WINTERS</i>	33
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
5	METODOLOGIA	35
5.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	37
5.1.1	NT nº10/2022-SRM/ANEEL.....	37
5.1.2	Ferramentas para Modelagem	38
5.1.3	Processamento dos Dados	39
5.2	MODELO DE PREVISÃO.....	43
5.2.1	Ajuste dos parâmetros	43
5.2.2	Validação do Modelo	46
5.2.3	Aplicação dos dados previstos e a migração dos consumidores	55
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
6	COMBINAÇÃO DO MODELO TAROT COM PREVISÃO	59
6.1	ANÁLISE DETERMINÍSTICA DO MODELO TAROT	60
6.1.1	EVA	60
6.1.2	ECA.....	64
6.1.3	Trade- off	70
6.2	OTIMIZAÇÃO DO MODELO TAROT	73
6.2.1	Tarifa Otimizada	73
6.2.2	EVA Otimizado.....	79
6.2.3	ECA Otimizado.....	80
6.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	85
7	ANÁLISE ESTOCÁSTICA DO MODELO TAROT.....	87
7.1	METODOLOGIA DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA.....	87
7.1.1	Definição das Variáveis Estocásticas.....	87
7.1.2	Procedimento de simulação	90
7.1.3	Fundamentação Metodológica das Métricas de Risco e Tendência	90
7.1.4	A Mediana como Valor Esperado e Tendência de Mercado.....	90
7.1.5	O Desvio Padrão como Medida de Incerteza e Volatilidade	90
7.1.6	Os Percentis (P10 e P90) e a Análise de Cenários Extremos	91
7.2	RESULTADOS.....	91

7.2.1	Estudo de caso.....	92
7.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	97
8	O CENÁRIO REAL DA ABERTURA DO ACL E A EVOLUÇÃO DAS MIGRAÇÕES	99
9	CONCLUSÃO	102
9.1	LIMITAÇÕES DA PESQUISA	103
9.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	104
	REFERÊNCIAS	106
	APÊNDICE A - TRATAMENTO DA BASE BIBLIOMÉTRICA NO R.....	110
	APÊNDICE B - DADOS, EQUACIONAMENTOS E VARIÁVEIS UTILIZADAS NA APLICAÇÃO DO MODELO TAROT	111
	APÊNDICE C - ANÁLISE PROBABILÍSTICA DAS DEMAIS CONCESSIONÁRIAS	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Proposta de Cronograma de redução dos limites de reserva de mercado e acesso ao ACL Consulta Pública Nº 77/2019 (adaptado de [13]).	4
Figura 1-2 Fluxograma do trabalho (Fonte: autoria própria com apoio do ChatGPT(openAI) [20]).	9
Figura 2-1 Fluxograma do procedimento metodológico adotado na revisão bibliográfica e análise bibliométrica.	11
Figura 2-2 Evolução anual da produção científica sobre liberalização e desregulamentação dos mercados de energia elétrica (1997–2026).	14
Figura 2-3 Distribuição geográfica da produção científica sobre liberalização dos mercados de energia elétrica.	14
Figura 2-4 Mapa temático das pesquisas sobre liberalização dos mercados de energia elétrica, elaborado a partir da coocorrência de palavras-chave.	15
Figura 2-5 Rede de colaboração científica internacional entre os países com publicações sobre liberalização dos mercados de energia elétrica.	16
Figura 2-6 Evolução temporal dos principais temas emergentes nas pesquisas sobre liberalização dos mercados de energia elétrica.	18
Figura 3-1 Modelo TAROT [44].	22
Figura 3-2 Representação conceitual da aproximação quadrática da função utilidade utilizada pelo modelo TAROT.	24
Figura 5-1 Fluxograma metodológico da integração entre o modelo de previsão e o modelo TAROT.	36
Figura 5-2 Nova proposta para abertura total do mercado de energia elétrica (adaptado de [65]).	37
Figura 5-3 Série histórica de consumo de energia elétrica mensal.	44
Figura 5-4 Série histórica do Coeficiente das Perdas de Energia mensal.	44
Figura 5-5 Série histórica de tarifa de energia elétrica anual.	45
Figura 5-6 Série histórica do Coeficiente dos Custos de Venda da Energia anual.	45
Figura 5-7 Série histórica da Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS) anual.	46
Figura 5-8 Método <i>FIT</i> do consumo de energia elétrica mensal.	47
Figura 5-9 Método <i>FIT</i> do Coeficiente das Perdas de Energia mensal.	47
Figura 5-10 Série histórica de consumo de energia elétrica mensal e previsão mensal.	53
Figura 5-11 Série histórica do Coeficiente das Perdas de Energia mensal e previsão mensal.	53
Figura 5-12 Série histórica de tarifa de energia elétrica mensal e previsão anual.	54
Figura 5-13 Série histórica do Coeficiente dos Custos de Venda da Energia mensal e previsão anual.	54

Figura 5-14 Série histórica da Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS) mensal e previsão anual.	55
Figura 5-15 Aplicação proporcional dos fatores de porcentagem de migração no consumo de energia...56	56
Figura 5-16 Aplicação direta dos fatores de porcentagem de migração no consumo de energia.	56
Figura 5-17 Mapa dos estados analisados por concessão.	59
Figura 6-1 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente das concessionárias no período de 2023 e 2024.	61
Figura 6-2 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente das concessionárias no período de 2024 e 2025.	62
Figura 6-3 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente das concessionárias no período de 2025 e 2026.	63
Figura 6-4 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2023 e 2024.	66
Figura 6-5 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2024 e 2025.	67
Figura 6-6 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2025 e 2026.	68
Figura 6-7 Relação entre EVA e ECA por concessionária.	72
Figura 6-8 (a) Comparação da tarifa média de energia elétrica, com e sem migração; (b) Variação percentual da tarifa de energia elétrica entre os anos de 2023 e 2024.	74
Figura 6-9 (a) Comparação da tarifa média de energia elétrica, com e sem migração; (b) Variação percentual da tarifa de energia elétrica entre os anos de 2024 e 2025.	75
Figura 6-10 (a) Comparação da tarifa média de energia elétrica, com e sem migração; (b) Variação percentual da tarifa de energia elétrica entre os anos de 2025 e 2026.	77
Figura 6-11 Ranking das concessionárias com base na variação percentual acumulada da tarifa média de energia elétrica com migração (2023–2026).	79
Figura 6-12 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2023 e 2024.	81
Figura 6-13 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2024 e 2025.	82
Figura 6-14 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2025 e 2026.	83
Figura 7-1 Projeção do ECA entre 2023 e 2026.	92

Figura 7-2 Projeção da Tarifa Ótima entre 2023 e 2026.....	93
Figura 7-3 Projeção do Diferencial Tarifário entre 2023 e 2026.....	94
Figura 8-1 Evolução das migrações para o ACL por segmento econômico (Adaptado de [72]).	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 5-1 Variáveis do TAROT.....	40
Tabela 5-2 Resultados dos cálculos dos parâmetros de entrada, consumo e perdas.....	41
Tabela 5-3 Gráficos dos <i>FITs</i> de cada concessionária.....	48
Tabela 5-4 MAPE de cada concessionária.....	52
Tabela 6-1 Informações gerais sobre: Concessionárias, número de consumidores e a localidade [66]. ...	59
Tabela 6-2 Excedentes das concessionárias, sem e com migração (MR\$).	64
Tabela 6-3 Variação percentual do excedente das concessionárias entre os cenários sem e com migração (%).....	64
Tabela 6-4 Excedentes dos consumidores, sem e com migração (MR\$).	69
Tabela 6-5 Variação percentual do excedente dos consumidores entre os cenários sem e com migração (%).....	69
Tabela 6-6 Tarifas médias por concessionária, sem e com migração (MR\$/TWh).	78
Tabela 6-7 Variação percentual da tarifa média entre os cenários sem e com migração (%).....	78
Tabela 6-8 Excedente dos consumidores, sem e com otimização (MR\$).	84
Tabela 6-9 Variação percentual ECA entre os cenários sem e com migração (%).....	84
Tabela 7-1 Distribuição Triangular dos Fatores de Migração.	88
Tabela 7-2 Distribuição triangular do Coeficiente dos Custos de Venda da Energia.	88
Tabela 7-3 Medidas de dispersão e volatilidade da ECA, Tarifa Ótima e Diferenciação Tarifária por concessionária (2023–2026)	96

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ECA	<i>Economic consumer added</i>
EVA	<i>Economic Value Added® - trademark of Stern & Stewart</i>
EWA	<i>Economic Wealth Added</i>
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
SARIMA	<i>Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SED	Suavização Exponencial Dupla
SES	Suavização Exponencial Simples
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPARTA	Processos Automatizados de Reajuste Tarifário
TAROT	Tarifa Otimizada
μ	Alíquota ICMS/PIS/COFINS
t	Alíquota IRPJ/CSLL
R_R	Receita Requerida
IRT_{emc}	Efeito médio para o consumidor
T	Tarifa Média de Venda da Energia
E	Quantidade de Energia Vendida (Mercado)
a	Avidez
b	Saciedade
e	Coeficiente dos Custos de Venda da Energia
p	Coeficiente das Perdas de Energia
k	Taxa de retorno mínima (<i>hurdle rate</i>)
T_o	Tarifa Média de Venda da Energia Otimizada
E_o	Quantidade de Energia Vendida Otimizada
B_o	Base de Remuneração dos Ativos

U	Utilidade
RB	Receita Bruta
$Trib_V$	Tributos sobre a Venda (ICMS/PIS/COFINS)
RL	Receita Líquida
G	Gastos
$EBITDA$	<i>Earnings Before Interests and Taxes Depreciation and Amortization</i>
D	Depreciação
$EBIT$	<i>Earnings Before Interests and Taxes</i>
$TRIB_L$	Tributos sobre o Lucro (IRPJ/CSLL)
EBI	<i>Earnings Before Interests</i>
Y	Remuneração do Capital Investido
rw	Custo Ponderado de Capital (<i>WACC</i>)
C	Custo total da concessionária
ε	Elasticidade-Preço do Consumo de Energia Média entre as Classes de Consumo (Residencial, Industrial e Comercial)

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivações

O desejo dos consumidores por melhores condições de fornecimento, de qualidade e de custos de energia mais baixos vem ganhando uma certa atenção dos governantes desde a fase de reestruturação do setor elétrico brasileiro, que se iniciou em 2004 [1], [2]. No atual panorama setorial, diversos segmentos econômicos tais como comércio, serviços, alimentação, telecomunicações e têxteis, têm intensificado a transição do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Esse movimento é impulsionado pela procura por modelos mais sustentáveis e que ofereça ao consumidor preços mais competitivos e maior flexibilidade nos elementos contratuais [3].

Consequentemente, a gestão estratégica do insumo energético torna-se uma variável determinante para a maximização da eficiência econômico-financeira dos agentes, ou em outras palavras, os consumidores podem ter mais controle sobre seus gastos com energia, o que é um fator de suma importância para alcançar melhores resultados econômicos. O ACL possibilita aos consumidores uma redução nominal estimada de 10% a 20% na fatura, além de fomentar um ecossistema mais sustentável e competitivo. Tal dinâmica induz o aprimoramento na prestação de serviços e reforça a resiliência operativa do sistema, entre outros fatores que contribuem para o fortalecimento estrutural do mercado de energia elétrica do país [4], [5].

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) estrutura-se por meio das atividades de geração, transmissão e distribuição, cujos ativos integram o Sistema Interligado Nacional (SIN). O atual mercado de energia elétrica fundamenta-se na coexistência de dois ambientes de contratação: o ACR e o ACL, ressalvados os agentes de transmissão, que atuam exclusivamente na prestação de serviços de rede, sem participação direta na comercialização de energia [5]. O ACR é destinado aos consumidores cativos, os quais são atendidos compulsoriamente pelas concessionárias de distribuição às quais estão conectados. Nesse ambiente, a aquisição de energia pelas concessionárias é centralizada em leilões públicos, resultando em contratos firmados entre concessionárias e os geradores vencedores [6]. A regulação no ACR é abrangente, disciplinando variáveis como formação de preços, submercados (Sudeste, Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), registro contratual e prazos de suprimento. Adicionalmente, as unidades consumidoras liquidam uma fatura única de energia, cujas tarifas são estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com base nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) [7].

O ACL frequentemente denominado mercado desregulamentado ou mercado livre, é onde os contratos são firmados por meio de comercialização bilateral ou de leilões particulares, livremente negociados entre as partes. Os consumidores possuem a prerrogativa de selecionar seus fornecedores, que podem ser

comercializadores, geradores, importadores e autoprodutores (são autorizados a vender apenas os seus excedentes de energia). Além disso, no ACL é possível negociar diretamente as condições de contratação de energia elétrica, como o preço, o período, a quantidade de energia contratada e a forma de pagamento [8], [9]. No ACL, os consumidores contratam sua energia livremente, pagando ao agente fornecedor o valor correspondente, e recebem uma fatura referente ao uso do transporte de energia elétrica.

A abertura do ACL no Brasil é um processo que se iniciou nos anos 1990, como parte de uma série de reformas estruturais no setor elétrico. Essas reformas visavam promover maior eficiência e competitividade, além de atrair investimentos privados para o setor. A seguir, estão os principais marcos na evolução do ACL no Brasil.

- **Lei nº 8.631/1993** Estabelece a desregulamentação das tarifas de energia elétrica e pôs fim ao regime de equalização tarifária, onde as tarifas eram uniformes em todo o território nacional.
- **Lei nº 9.074/1995** Introduziu a possibilidade de contratação livre de energia elétrica por consumidores com demanda contratada igual ou superior a 10 MW, conectados a uma tensão igual ou superior a 69 kV. Isso marcou o início da criação do ACL.
- **Criação da ANEEL (1996)** Criação da ANEEL, uma agência reguladora independente responsável pela regulação e fiscalização do setor elétrico. A ANEEL desempenha um papel crucial na supervisão e regulamentação do ACL.
- **Lei nº 9.648/1998** Consolidou a estrutura do ACL de energia ao permitir que consumidores com demanda contratada de 3 MW a 10 MW, conectados em uma tensão igual ou superior a 69 kV, também pudessem escolher seus fornecedores de energia.
- **Resolução Normativa nº 456/2000** Estabeleceu as regras para a migração de consumidores para o ACL, detalhando os procedimentos e requisitos necessários para essa transição.
- **Lei nº 10.848/2004** Introduziu o novo modelo do setor elétrico, que separou o mercado de energia em dois ambientes: ACR e o ACL.
- **Decreto 5163/2004** A principal contribuição do Decreto nº 5.163/2004 foi estabelecer uma estrutura regulatória que permite maior eficiência e estabilidade no setor elétrico brasileiro, ao separar claramente ACR do ACL.
- **Nota Técnica nº 5/2016-SRM/ANEEL** Propõe a abertura gradual do ACL para consumidores de menor porte, com a redução progressiva dos limites de demanda contratada. Essa nota técnica foi um passo importante para ampliar o acesso ao ACL.
- **Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL** Propõe um cronograma detalhado para a abertura total do mercado até 2026, incluindo a redução dos limites de consumo mínimo e a inclusão de consumidores de baixa tensão.
- **Portaria 50/2022** A partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores classificados no Grupo A (atendidos em média ou alta tensão) poderão optar por migrar para o ACL e consumidores com carga inferior a 500 kW estarão habilitados a migrar para o mercado ACL, sendo representados por agente varejista junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

- **Portaria MME nº 690/2022**
- **MP nº 1.304/2025 (Sancionada como Lei nº 15.269/2025)**

Apresenta a proposta de abertura total do mercado para consumidores da baixa tensão (Grupo B), instituindo a Consulta Pública nº 137/2022. O ato propõe que integrantes das classes industrial e comercial possam migrar para o ACL a partir de janeiro de 2026, enquanto as classes residencial e rural estariam aptas a partir de janeiro de 2028. Sua principal contribuição foi colher subsídios técnicos para democratizar o acesso à livre escolha de fornecedores de energia para todos os brasileiros

Estabelece o cronograma definitivo de universalização do ACL, prevendo a abertura total para comércio e indústria até novembro de 2027 e para consumidores residências e rurais até novembro de 2028. Introduz mecanismos de segurança sistêmica, como a figura do Supridor de Última Instância (SUI), e regulamenta novas tecnologias de armazenamento de energia (BESS). Além disso, reorganiza encargos setoriais (CDE) para mitigar potenciais impactos tarifários no ACR.

A Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL é um marco importante na evolução do ACL no Brasil. Esta NT propõe a abertura gradual do ACL para consumidores de baixa tensão, nele é proposto um cronograma que estabelece etapas específicas para a redução dos limites de consumo exigidos para que os consumidores possam migrar para o ACL, visando a inclusão gradual de pequenos e médios consumidores.

As principais propostas da NT nº 10/2022-SRM/ANEEL incluem: (i) Redução dos Limites de Consumo: a redução progressiva dos limites de consumo mínimo exigidos para a migração, permitindo que mais consumidores tenham acesso ao ACL. (ii) Inclusão de Consumidores de Baixa Tensão: a inclusão de consumidores de baixa tensão no ACL, expandindo o acesso além dos consumidores de alta tensão. (iii) Cronograma de Implementação: um cronograma detalhado para a implementação das mudanças propostas, garantindo uma transição ordenada e segura para o ACL. (iv) Regulação e Monitoramento: Mecanismos de regulação e monitoramento para garantir que a transição ocorra de maneira transparente e benéfica para todos os participantes do mercado.

A NT nº 10/2022-SRM/ANEEL representa um passo significativo para a modernização do mercado de energia elétrica no Brasil, alinhando-se com as práticas internacionais de liberalização do setor elétrico e promovendo maior competitividade, sustentabilidade e eficiência no fornecimento de energia. A reestruturação do SEB e a evolução do ACL são fundamentais para atender às demandas dos consumidores por melhores condições e custos mais baixos de energia. A NT nº 10/2022-SRM/ANEEL desempenha um papel crucial nesse processo, promovendo a abertura gradual do ACL e possibilitando um ambiente mais competitivo e sustentável.

Muitos países passaram por um processo de reestruturação do mercado de energia elétrica, como os Estados Unidos, onde houve a promulgação do *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978. Essa ação regulatória possibilitou a comercialização direta de energia entre geradores independentes

e concessionárias, com base em seus custos marginais [10]. No Reino Unido, o início da desverticalização do setor ocorreu ainda na década de 1980, com a dissolução da *Central Electricity Generation Board* (CEGB). Outros países, como Noruega, Austrália, Argentina e Colômbia, passaram por reformas semelhantes nos seus respectivos mercados de energia. No entanto, assim como no Brasil, todos enfrentaram deficiências nos modelos adotados e buscam a diversificação na matriz energética por meio de fontes renováveis, a fim de prevenir novas crises no setor elétrico [11],[12].

Dada a trajetória de crescimento do ACL, ele ainda apresenta algumas restrições, sendo uma delas a participação de consumidores de baixa tensão. No entanto, com o passar do tempo, essas restrições foram reduzidas, como pode ser visto na Figura 1-1, que representa o primeiro cronograma criado para a abertura total do ACL [13]. É importante mencionar que esse cronograma foi alterado pela NT n° 10/2022-SRM/ANEEL, publicada em 31 de janeiro de 2022. Esse tema é discutido em mais detalhes ao longo do trabalho, uma vez que constitui o assunto principal desta tese.

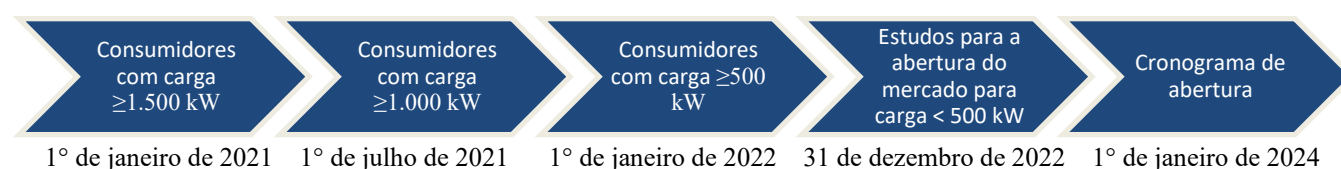


Figura 1-1 Proposta de Cronograma de redução dos limites de reserva de mercado e acesso ao ACL Consulta Pública N° 77/2019 (adaptado de [13]).

O objetivo central deste trabalho é avaliar a proposta da NT n°10/2022-SRM/ANEEL para a abertura total do mercado, prevista para ter ocorrido até junho de 2026, analisando seus possíveis efeitos na tarifa, no excedente das concessionárias e o bem-estar socioeconômico. A relevância deste tema decorre do fato de que a liberalização do setor já é uma realidade consolidada em diversos países, como Japão, Alemanha e Coreia do Sul. Esses países são líderes no *Ranking* Internacional de Liberdade de Energia Elétrica, seguindo-se outros 33 países nos quais todos os seus consumidores de energia elétrica já são livres [14], [15], [16] e [17]. Além disso, há países que estão passando por essa transição, como Guatemala, Colômbia e Panamá, cuja abertura do ACL abrange consumidores acima de 200 kW. Outro grupo de países, como Índia, México, República Dominicana e Bolívia, permite a atuação de consumidores acima de 1.000 kW [18], [19].

Os objetivos dessas mudanças são semelhantes aos do Brasil, ou seja, a abertura total do ACL. Nesse sentido, o trabalho se encaixa bem no contexto global e pode auxiliar os formuladores de políticas públicas, agências reguladoras e pesquisadores. Além disso, este estudo fornecerá uma visão sobre os efeitos da proposta, oferecendo uma análise socioeconômica detalhada dos resultados e sua interpretação.

Para isso, foram aplicados dois modelos em conjunto, ou seja, o Modelo Tarifa Otimizada (TAROT) e modelos de previsão.

É fundamental ressaltar que, embora a metodologia proposta seja aplicada ao contexto brasileiro e o setor elétrico esteja passando por um processo de transformação, uma metodologia semelhante pode ser aplicada a outros países que venham a passar por mudanças no mercado de energia elétrica. Destaca-se, ainda, que adaptações no modelo TAROT podem ser necessárias, dependendo da estrutura do mercado de energia elétrica de cada país.

1.2 Objetivo

O objetivo geral desta tese é avaliar a proposta da NT nº 10/2022-SRM/ANEEL quanto à abertura total do ACL no Brasil, respondendo as seguintes questões:

- Como modelar o ACR no contexto de migração?
- Como a abertura do ACL impacta no ACR?
- Como integrar técnicas no modelo TAROT para uma avaliação no ACR no contexto de migração?

Para responder essas perguntas alguns objetivos específicos foram traçados:

- Adaptação do modelo TAROT no contexto da migração no ACR.
- Combinar modelos de previsão com TAROT.
- Analisar quais os possíveis impactos na tarifa de energia elétrica, no excedente econômico das concessionárias e no bem-estar socioeconômico.

1.3 Publicação decorrente deste trabalho

A pesquisa conduzida no âmbito desta tese resultou na elaboração do artigo: SILVA, PATRICIA FERREIRA; Bonatto, B. D.; Costa, V. B. F.; Dias, B. H.; Soares, T. A.; Balestrassi, P. P., “Socioeconomic Analysis of the Proposed Opening of the Brazilian Energy Market Through the Combination of Forecast Method with the Optimized Tariff Model” Energy, vol. 313, p. 133992, Dec. 2024 doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133992>.

1.4 Publicação correlata à tese

No decorrer da pesquisa houve a participação na elaboração do artigo: Costa, V. B. F.; Bonatto, B. D.; SILVA, P. F., “Optimizing Brazil’s regulated electricity market in the context of time-of-use rates and prosumers with energy storage systems,” Utilities Policy, vol. 79, p. 101441, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.JUP.2022.101441.

1.5 Relevância do estudo

A abertura do ACL para todos os consumidores representa uma transformação significativa no setor elétrico. Essa transformação, tem o potencial de impactar profundamente tanto o ACR quanto o ACL. A abertura do ACL não é um fenômeno exclusivo do Brasil, tendo sido implementada em diversos países, tais como Reino Unido, Espanha, Austrália e alguns estados dos Estados Unidos. Contudo, o caso brasileiro apresenta especificidades institucionais, regulatórias e estruturais que demandam uma análise própria e contextualizada. Em outras palavras, não é possível simplesmente importar conclusões ou aplicar modelos internacionais de forma direta, uma vez que os resultados desses processos de liberalização dependem fortemente do desenho regulatório e das características operacionais de cada sistema elétrico.

No contexto brasileiro, além das particularidades normativas, destaca-se a elevada participação da geração hidrelétrica na matriz energética, o que torna o sistema fortemente dependente das condições hidrológicas. Essa característica introduz um componente adicional de incerteza, sobretudo em períodos de escassez hídrica, impactando diretamente os custos, a formação de preços e o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

No mercado do ACR, a migração de consumidores para o ambiente livre pode provocar alterações substanciais nas tarifas e no equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Por outro lado, no ACL, a inclusão de um maior número de consumidores pode promover mais competição e inovação, possibilitando ofertas mais diversificadas e potencialmente mais vantajosas para os consumidores. No entanto, a transição também pode trazer desafios, como a necessidade de ajustes regulatórios e a adaptação das concessionárias às novas condições de mercado.

A análise desses impactos torna-se ainda mais relevante quando se considera a estrutura regulatória vigente no Brasil, que exerce um papel fundamental na definição das tarifas e na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. A dinâmica da migração de consumidores do ACR para o ACL ocorre dentro de uma estrutura regulatória específico, no qual a forma como as tarifas são ajustadas e os subsídios são distribuídos influencia diretamente os efeitos da abertura do mercado. Nesse sentido, compreender as particularidades do modelo regulatório brasileiro é essencial para avaliar como essa transição pode impactar não apenas nas concessionárias, mas também no bem-estar dos consumidores que permanecem no ACR.

O modelo regulatório do SEB apresenta uma particularidade relevante, consolidada a partir da reforma implementada em 1998, na qual se destaca o PRORET, que estabelece, de maneira estruturada, os critérios para reajuste tarifário, assegurando o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Entretanto, observa-se uma lacuna regulatória significativa: a ANEEL ainda não dispõe de um modelo

econômico que mensure, de forma abrangente, o bem-estar socioeconômico agregado ao consumidor, decorrente do uso da energia elétrica.

Nesse sentido, esta pesquisa examina o bem-estar socioeconômico dos consumidores que permanecem no ACR, além de avaliar o impacto econômico sobre as concessionárias que operam nesse ambiente. Para tanto, o modelo TAROT destaca-se ao proporcionar uma representação simultânea dos agentes envolvidos — consumidores e concessionárias — permitindo a estimativa dos excedentes econômico-financeiros de ambos. A agregação desses excedentes possibilita a quantificação do bem-estar socioeconômico resultante da abertura do mercado.

A relevância desta pesquisa se evidencia-se ao abordar esses desafios e oportunidades de forma abrangente. O estudo contribui para o debate sobre como a abertura do ACL pode ser gerida de maneira eficiente, minimizando impactos negativos e maximizando os benefícios para todos os envolvidos. Além disso, oferece uma visão crítica e fundamentada sobre as mudanças propostas, ajudando a formar políticas públicas e decisões estratégicas no setor elétrico.

Em suma, esta pesquisa é relevante não apenas para o entendimento acadêmico das dinâmicas de mercado, mas também para a aplicação prática dos conceitos discutidos, oferecendo *insights* valiosos para gestores, reguladores e consumidores no contexto da transformação do mercado de energia elétrica.

1.6 Estrutura da tese

Esta tese está organizada em dez capítulos, além das referências bibliográficas e do apêndice. A estrutura adotada busca conduzir o leitor desde a contextualização do problema e fundamentação teórica até a aplicação do modelo proposto e a discussão dos resultados obtidos.

O Capítulo 2 apresenta a revisão da literatura e a análise bibliométrica sobre a liberalização dos mercados de energia elétrica. Inicialmente, são descritos os procedimentos metodológicos adotados na revisão bibliográfica sistemática e na construção da base de dados utilizada na análise bibliométrica. Em seguida, são discutidos os principais resultados referentes à evolução da produção científica, distribuição geográfica das publicações, redes de colaboração internacional e tendências temáticas da literatura. Por fim, é apresentado o estado da arte sobre a abertura dos mercados de energia elétrica, com ênfase nos impactos regulatórios, tarifários e socioeconômicos associados à migração de consumidores para ambientes competitivos, evidenciando as lacunas que motivam o desenvolvimento desta pesquisa.

O Capítulo 3 apresenta o modelo TAROT, descrevendo seus fundamentos conceituais, estrutura teórica e principais equacionamentos. São detalhadas as formulações utilizadas para representar o excedente dos consumidores, o excedente das concessionárias e o bem-estar socioeconômico, evidenciando como o modelo permite avaliar os efeitos econômicos decorrentes das alterações no mercado de energia elétrica.

O Capítulo 4 descreve os métodos de previsão empregados no estudo, incluindo os modelos SARIMA, Suavização Exponencial Dupla (*Double Exponential Smoothing*) e *Holt-Winters*. Também são apresentadas as métricas utilizadas para avaliação do desempenho dos modelos e os critérios adotados para seleção das previsões mais adequadas.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia adotada para aplicação do modelo proposto. São descritos o problema investigado, o contexto regulatório associado à NT nº 10/2022-SRM/ANEEL, as fontes de dados utilizadas, os procedimentos de tratamento e processamento das informações, o ajuste e a validação dos modelos de previsão, bem como a incorporação das projeções de migração de consumidores ao modelo TAROT.

O Capítulo 6 apresenta os resultados determinísticos obtidos a partir da combinação do modelo TAROT com os cenários de previsão elaborados. São discutidos os resultados não otimizados e otimizados, incluindo a análise dos indicadores de EVA, ECA e os *trade-offs* associados aos diferentes cenários de abertura do mercado.

O Capítulo 7 introduz a análise estocástica do modelo TAROT, apresentando a metodologia utilizada para incorporação das incertezas, a definição das variáveis estocásticas, os procedimentos de simulação e a fundamentação das métricas de risco e tendência adotadas. Em seguida, são discutidos os resultados obtidos, incluindo medidas de dispersão e a avaliação de cenários extremos por meio dos percentis da distribuição dos resultados.

O Capítulo 8 discute o cenário real de abertura do ACL e a evolução observada das migrações de consumidores, relacionando os resultados encontrados nesta tese com o contexto regulatório atualmente vivenciado pelo setor elétrico nacional.

Por fim, **o Capítulo 9** apresenta as principais conclusões do estudo, destacando as contribuições acadêmicas e práticas da pesquisa, suas limitações e sugestões para trabalhos futuros.

O Capítulo 10 reúne as referências bibliográficas utilizadas ao longo da tese. Complementarmente, os apêndices apresentam materiais de apoio à pesquisa, incluindo os procedimentos de tratamento da base bibliométrica no ambiente R/RStudio e a descrição detalhada dos dados, equacionamentos e variáveis empregados na aplicação do modelo TAROT.

A Figura 1-2 apresenta um fluxograma síntese dessa tese de doutorado:



Figura 1-2 Fluxograma do trabalho (Fonte: autoria própria com apoio do ChatGPT(openAI) [20]).

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Metodologia da Revisão Bibliográfica e Análise Bibliométrica

Com o objetivo de identificar o estado da arte sobre liberalização dos mercados de energia elétrica, para consumidores residenciais e impactos regulatórios associados, foi realizada uma revisão bibliográfica sistemática utilizando as bases de dados *Scopus* e *Web of Science*, por serem reconhecidas como as principais bases de indexação de literatura científica internacional. As buscas bibliográficas utilizadas tanto para a revisão da literatura quanto para a análise bibliométrica foram realizadas em 12 de junho de 2026, de modo que os resultados apresentados refletem o estado das bases de dados até essa data.

A Figura 2-1 apresenta, de forma resumida, o procedimento metodológico adotado para a construção da base bibliográfica, realização da análise bibliométrica e seleção dos estudos utilizados na elaboração do estado da arte desta pesquisa. O processo de tratamento dos dados bibliográficos, incluindo a importação dos registros exportados em formato BibTeX, a conversão para *dataframes* bibliométricos, a integração das bases de dados e a remoção de registros duplicados, foi realizado no ambiente estatístico R, por meio do pacote Bibliometrix. O detalhamento das etapas operacionais e dos principais comandos utilizados encontram-se no Apêndice A, com o objetivo de assegurar a transparência e a reprodutibilidade da análise desenvolvida.

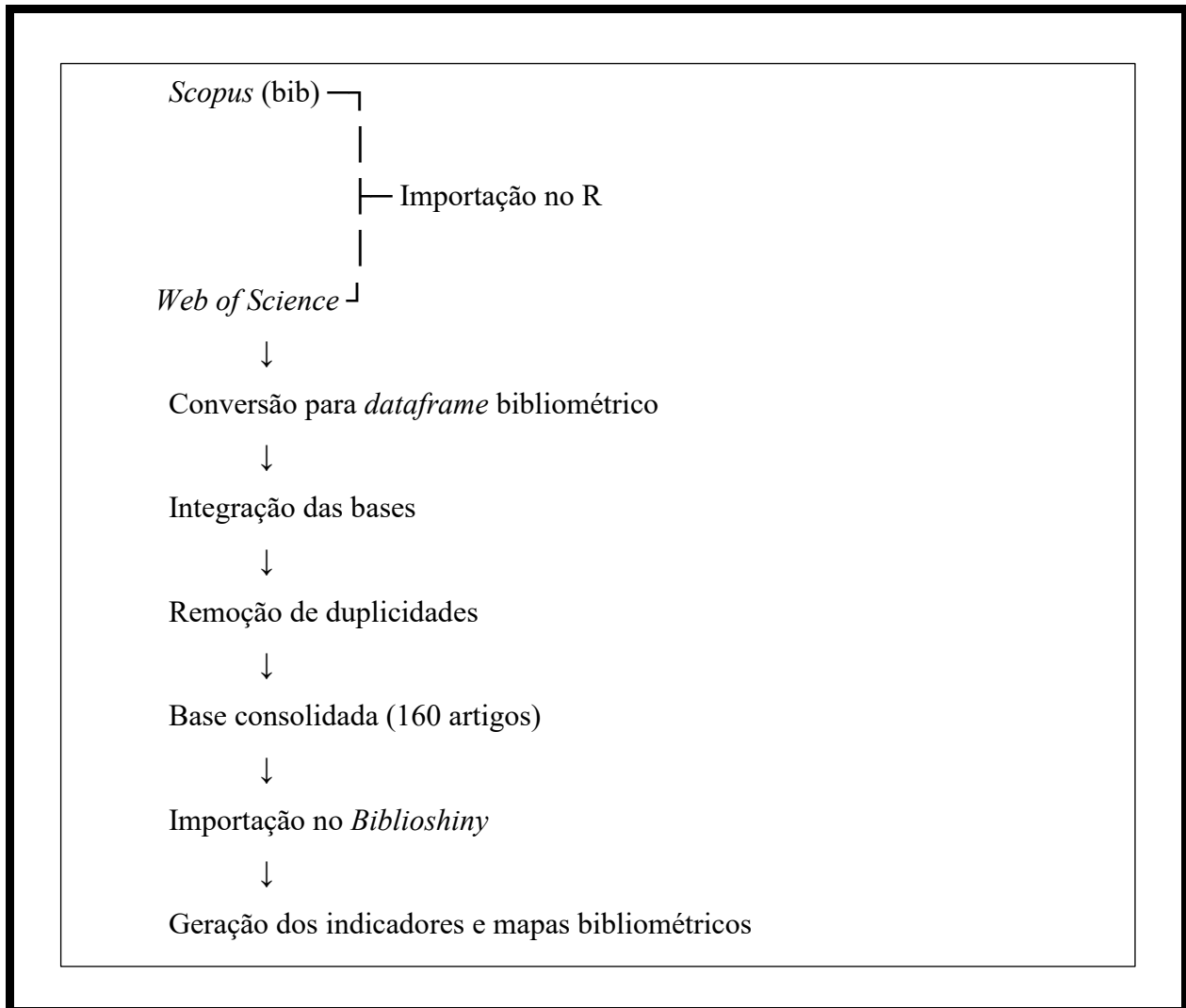


Figura 2-1 Fluxograma do procedimento metodológico adotado na revisão bibliográfica e análise bibliométrica.

Inicialmente, realizou-se uma busca ampla utilizando os termos:

("electricity market liberalization" OR "electricity market deregulation")

A pesquisa foi limitada apenas a artigos científicos, sem restrição inicial de período de publicação, com o objetivo de obter uma visão abrangente da produção científica relacionada à liberalização dos mercados de energia elétrica. Como resultado, foram identificados 146 artigos na base *Scopus* e 94 artigos na base *Web of Science*.

Posteriormente, os registros obtidos foram exportados e consolidados em uma única base de dados. Em seguida, foi realizada uma etapa de tratamento dos dados para identificação e remoção de registros duplicados, uma vez que diversos artigos estavam indexados simultaneamente em ambas as bases. Essa etapa permitiu a construção de um conjunto único de documentos para análise.

Após essa primeira investigação, observou-se que uma parcela significativa dos trabalhos encontrados abordava temas relacionados à formação de preços em mercados atacadistas, comercialização de energia, negociação de contratos, previsão de preços e comportamento dos agentes de mercado. Embora relevantes para o contexto da liberalização dos mercados de energia, tais estudos não estavam diretamente alinhados ao escopo desta pesquisa, cujo foco está concentrado nos impactos da abertura do ACL sobre os consumidores regulados, as tarifas de distribuição e os efeitos socioeconômicos decorrentes da migração de consumidores para o ACL.

Dessa forma, realizou-se uma segunda etapa de busca bibliográfica, mais específica, com o objetivo de identificar trabalhos diretamente relacionados à temática estudada. Para essa etapa, foram considerados apenas artigos publicados entre 2016 e 2026, abrangendo os últimos dez anos de produção científica, de modo a garantir que a revisão contemplasse pesquisas recentes e alinhadas às discussões regulatórias atualmente em desenvolvimento em diversos países.

Além da restrição temporal, a pesquisa foi limitada às áreas temáticas de Energia e Engenharia, bem como ao tipo de documento “artigo científico”. Foram então utilizados os seguintes termos de busca:

*("electricity market liberalization" OR "electricity market deregulation")
AND ("residential consumer*" OR "low-voltage consumer*" OR household*)*

A aplicação desses critérios resultou em 9 artigos na base *Scopus* e 15 artigos na base *Web of Science*. Observou-se que o aumento do número de restrições reduziu significativamente a quantidade de documentos recuperados, porém proporcionou um conjunto de estudos mais aderente ao tema de abertura do ACL para consumidores residenciais e consumidores de baixa tensão.

Buscando aprofundar a investigação sobre os possíveis impactos tarifários da liberalização dos mercados de energia elétrica, foi realizada uma terceira busca utilizando a expressão:

*("electricity market liberalization" OR "electricity market deregulation")
AND ("regulated tariff")*

Nessa pesquisa, não foram encontrados resultados na base *Scopus*, enquanto apenas um artigo foi identificado na base *Web of Science*. Esse resultado evidencia uma lacuna na literatura científica relacionada aos efeitos da abertura do ACL sobre as tarifas reguladas, especialmente quando comparado ao grande volume de estudos voltados para preços de mercado e mecanismos competitivos.

É importante destacar que a revisão bibliográfica e a análise bibliométrica tiveram objetivos distintos. Para a construção do referencial teórico, foi realizada uma seleção criteriosa dos estudos mais alinhados ao escopo desta pesquisa, considerando aspectos relacionados à liberalização do ACL, impactos tarifários, ACR, ACL e consumidores residenciais. Já para a análise bibliométrica, optou-se por utilizar a totalidade dos artigos retornados pelas bases de dados, após a remoção de duplicidades, de modo a representar de forma mais abrangente a evolução da produção científica sobre o tema. Dessa forma, a base bibliométrica final foi composta por 160 artigos científicos, permitindo a identificação de tendências de pesquisa, principais autores, países, periódicos e temas de interesse ao longo do período analisado.

2.2 Resultados da Análise Bibliométrica

A partir da base bibliográfica consolidada, foi realizada uma análise bibliométrica utilizando o pacote Bibliometrix e sua interface gráfica *Biblioshiny*. O objetivo desta etapa foi identificar a evolução temporal das publicações, os principais países produtores de conhecimento, os temas de pesquisa mais relevantes e as relações de colaboração científica observadas na literatura internacional sobre liberalização dos mercados de energia elétrica. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos a seguir.

2.2.1 Evolução da Produção Científica

A Figura 2-2 apresenta a evolução anual da produção científica relacionada à liberalização e desregulamentação dos mercados de energia elétrica entre 1997 e 2026. Observa-se que o tema vem sendo investigado de forma contínua ao longo das últimas décadas, apresentando uma taxa média de crescimento anual de 3,44%.

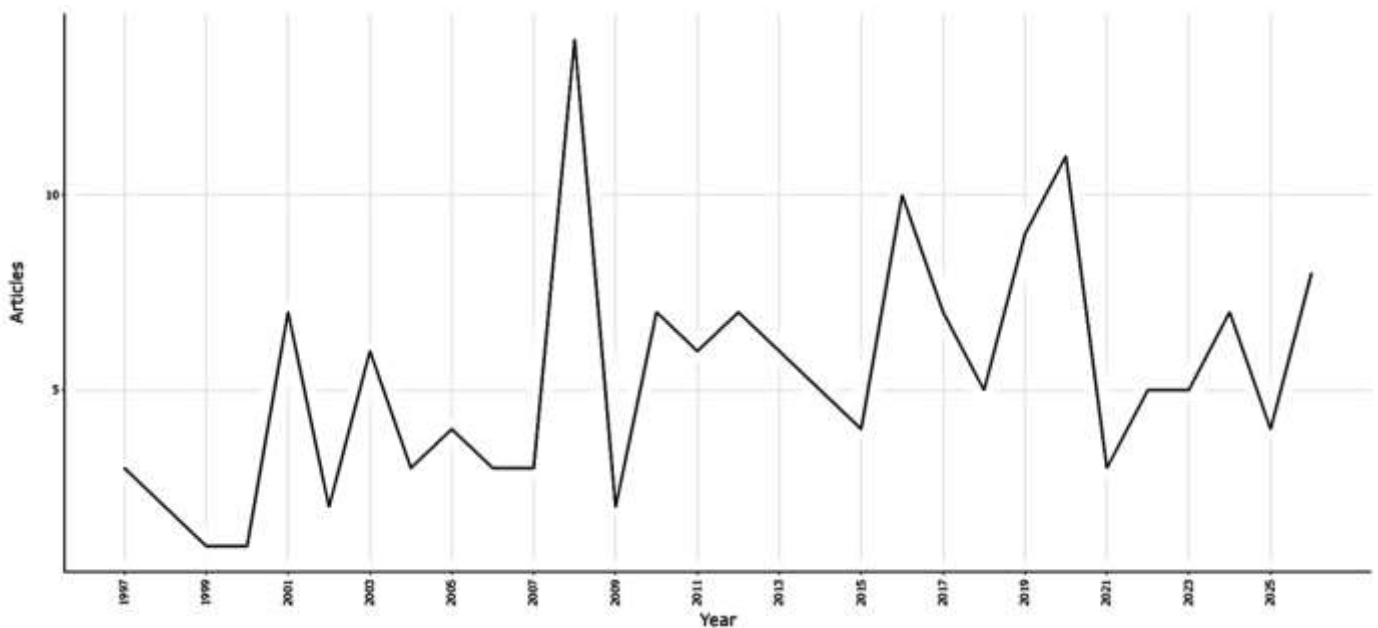


Figura 2-2 Evolução anual da produção científica sobre liberalização e desregulamentação dos mercados de energia elétrica (1997–2026).

Embora existam oscilações na quantidade de publicações entre os anos analisados, verifica-se uma tendência geral de crescimento da literatura, especialmente a partir da década de 2010. Os picos observados em determinados períodos sugerem momentos de maior interesse acadêmico associados às reformas regulatórias implementadas em diversos países e aos debates relacionados à ampliação da competição nos mercados varejistas de energia elétrica.

Os resultados indicam que a liberalização dos mercados elétricos permanece como um tema relevante na literatura internacional, refletindo os desafios regulatórios, econômicos e institucionais enfrentados pelos países que buscam ampliar a participação dos consumidores em ambientes competitivos.

2.2.2 Produção Científica por País

A Figura 2-3 apresenta a distribuição geográfica da produção científica sobre liberalização dos mercados de energia elétrica. Observa-se uma forte concentração das publicações em países como China, Estados Unidos e diversas nações europeias, indicando que esses mercados têm desempenhado papel central no desenvolvimento das discussões relacionadas à abertura do setor elétrico.

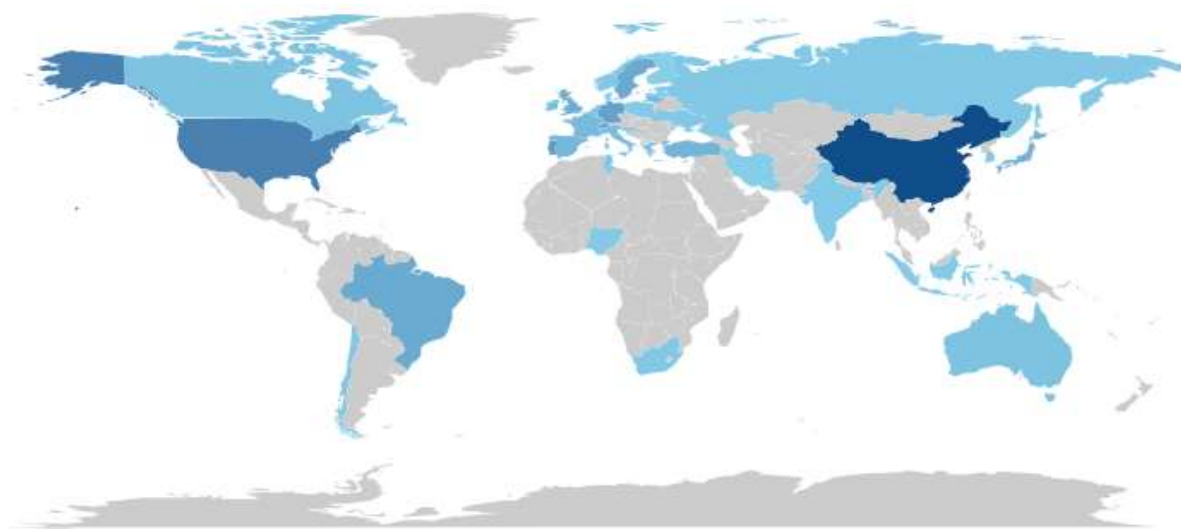


Figura 2-3 Distribuição geográfica da produção científica sobre liberalização dos mercados de energia elétrica.

A predominância desses países está diretamente relacionada ao histórico mais avançado de reformas regulatórias e aos processos de liberalização implementados ao longo das últimas décadas. Esse resultado é coerente com a evolução temporal observada na Figura 2-2, indicando que o crescimento da produção científica acompanha a expansão das experiências internacionais de abertura dos mercados elétricos.

No caso brasileiro, embora o tema venha ganhando relevância em razão das discussões relacionadas à ampliação ACL, a quantidade de estudos identificados permanece relativamente reduzida quando comparada aos países líderes. Esse resultado reforça a existência de uma lacuna acadêmica importante e evidencia a necessidade de aprofundamento das pesquisas voltadas aos impactos regulatórios, tarifários e socioeconômicos associados à abertura do ACL para consumidores de menor porte.

2.2.3 Mapa Temático

A Figura 2-4 apresenta o mapa temático obtido a partir das palavras-chave presentes na base bibliográfica analisada. Os resultados demonstram que os temas centrais da literatura estão fortemente relacionados à liberalização dos mercados de energia elétrica, competição, políticas energéticas e funcionamento dos mercados de eletricidade.

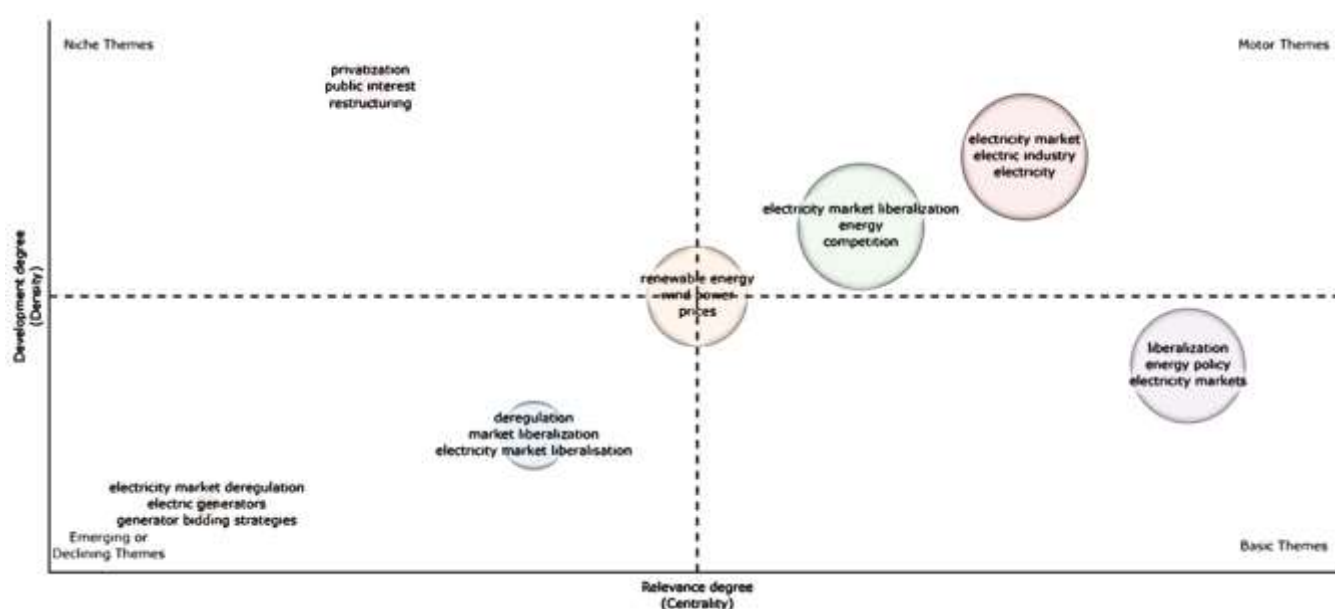


Figura 2-4 Mapa temático das pesquisas sobre liberalização dos mercados de energia elétrica, elaborado a partir da coocorrência de palavras-chave.

No quadrante superior direito, correspondente aos chamados *Motor Themes*, destacam-se os agrupamentos associados a "*electricity market*", "*electricity*" e "*electricity market liberalization*", indicando assuntos altamente desenvolvidos e com elevada relevância para a estrutura da área de pesquisa. Esses temas representam o núcleo das discussões acadêmicas sobre reformas dos mercados elétricos e seus impactos regulatórios e econômicos.

Por sua vez, o agrupamento relacionado a "*liberalization*", "*energy policy*" e "*electricity markets*", localizado no quadrante dos temas básicos, evidencia tópicos fundamentais para a área, porém ainda com potencial para aprofundamento e expansão. Os resultados sugerem que a literatura permanece concentrada

na análise das reformas regulatórias, dos mecanismos de competição e das políticas públicas associadas à abertura dos mercados de energia elétrica.

Observa-se ainda que temas relacionados aos impactos tarifários da liberalização, consumidores residenciais e consumidores de baixa tensão não aparecem entre os agrupamentos centrais da literatura. Esse resultado sugere que tais tópicos permanecem relativamente pouco explorados quando comparados às discussões tradicionais sobre competição, eficiência econômica e desenho de mercado.

2.2.4 Colaboração Internacional

A Figura 2-5 apresenta a rede de colaboração científica entre os países que publicam pesquisas relacionadas à liberalização dos mercados de energia elétrica. Além da intensidade da produção científica, o mapa evidencia os vínculos de cooperação estabelecidos entre diferentes nações por meio da coautoria internacional.

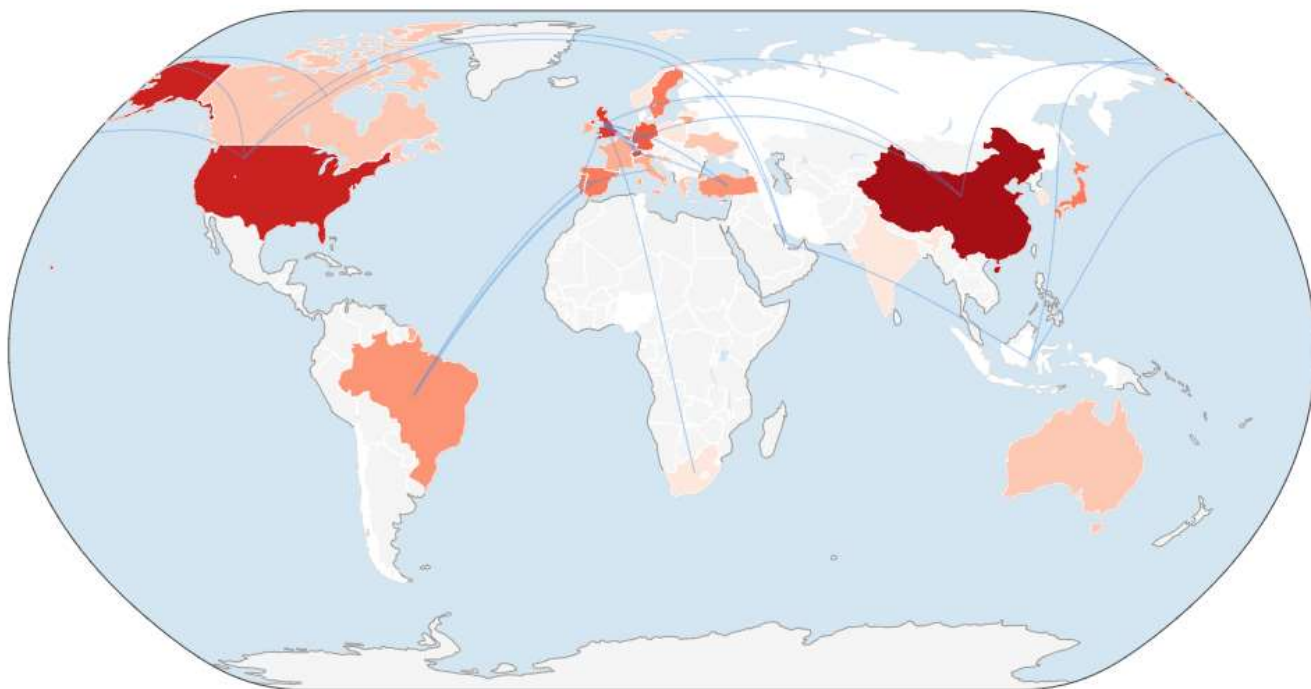


Figura 2-5 Rede de colaboração científica internacional entre os países com publicações sobre liberalização dos mercados de energia elétrica.

Observa-se que Estados Unidos, China e diversos países europeus concentram-se não apenas no elevado volume de publicações, mas também desempenham papel central na articulação das redes internacionais de pesquisa. Destacam-se as conexões estabelecidas entre países europeus, refletindo a experiência compartilhada decorrente dos processos de integração e liberalização dos mercados de energia promovidos ao longo das últimas décadas no continente.

O mapa também evidencia a existência de colaborações envolvendo países de diferentes continentes. No caso brasileiro, observa-se a presença de conexões internacionais, indicando a participação do país em redes globais de pesquisa, ainda que de forma menos intensa quando comparada aos principais polos produtores de conhecimento. As ligações identificadas sugerem que a produção científica nacional tem se desenvolvido por meio de parcerias específicas com grupos estrangeiros, contribuindo para a inserção do Brasil nas discussões internacionais sobre modernização e abertura dos mercados elétricos.

De maneira geral, os resultados indicam que o avanço das pesquisas sobre liberalização dos mercados de energia elétrica tem ocorrido em um ambiente de crescente cooperação científica internacional. Ao mesmo tempo, evidenciam oportunidades para o fortalecimento das redes de pesquisa envolvendo países emergentes, especialmente aqueles que atualmente discutem a expansão da competição varejista e a abertura do ACL para consumidores de menor porte.

2.2.5 Temas em alta

A Figura 2-6 apresenta a evolução temporal dos principais temas emergentes identificados na literatura sobre liberalização dos mercados de energia elétrica. A análise permite identificar os tópicos que vêm recebendo maior atenção da comunidade científica nos últimos anos, bem como compreender a evolução das prioridades de pesquisa ao longo do tempo.

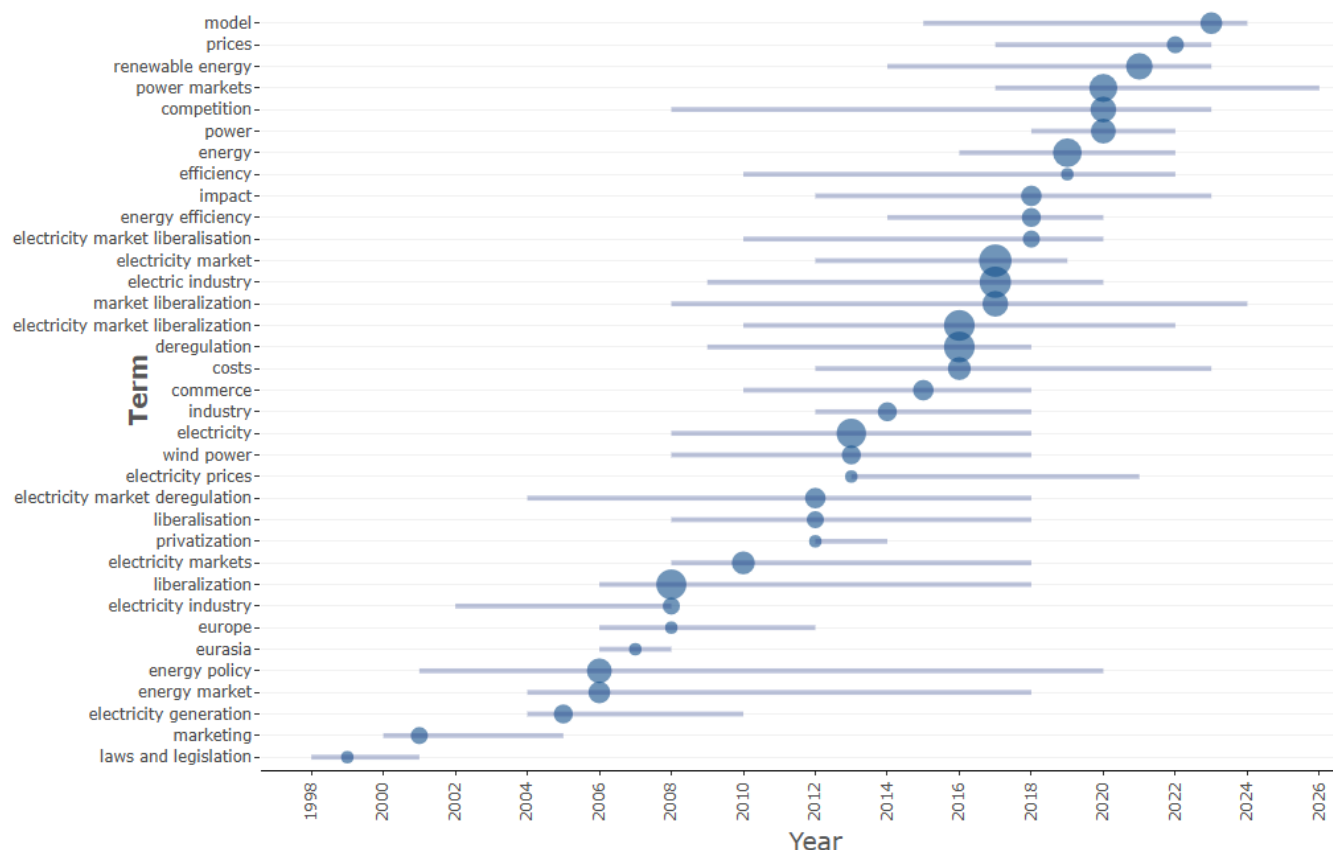


Figura 2-6 Evolução temporal dos principais temas emergentes nas pesquisas sobre liberalização dos mercados de energia elétrica.

Observa-se que os estudos mais antigos, desenvolvidos entre o final da década de 1990 e os primeiros anos dos anos 2000, estavam predominantemente relacionados a aspectos institucionais e regulatórios, destacando-se temas como *laws and legislation*, *marketing*, *electricity generation* e *energy policy*. Esses resultados refletem o contexto inicial das reformas do setor elétrico, marcado pela necessidade de estabelecer novos marcos regulatórios e redefinir a estrutura organizacional dos mercados.

A partir da segunda metade da década de 2000, verifica-se um deslocamento gradual do foco das pesquisas para questões associadas à liberalização dos mercados, privatização, desregulamentação e competição. Termos como *electricity market liberalisation*, *deregulation*, *competition* e *electricity prices* passaram a ocupar posição de destaque, evidenciando o interesse crescente em compreender os efeitos econômicos decorrentes da introdução de mecanismos competitivos no setor elétrico.

Mais recentemente, sobretudo a partir da década de 2010, observa-se a consolidação de temas relacionados ao funcionamento dos mercados liberalizados, incluindo *electricity market*, *electric industry*, *electricity market liberalization* e *energy efficiency*. Nos anos mais recentes, destacam-se ainda tópicos associados à integração entre liberalização e transição energética, como *renewable energy*, *power markets*,

prices e model, indicando uma ampliação do escopo das pesquisas para incorporar desafios relacionados à sustentabilidade, eficiência e desenvolvimento de ferramentas analíticas para apoio à tomada de decisão.

Esses resultados sugerem que a literatura evoluiu de uma preocupação inicial com a implementação das reformas institucionais para discussões mais complexas envolvendo desempenho dos mercados, integração de fontes renováveis e avaliação dos impactos econômicos associados à abertura do setor elétrico.

2.3 Estado da Arte sobre a Abertura dos Mercados de Energia Elétrica

Após a caracterização quantitativa da produção científica por meio da análise bibliométrica, torna-se relevante examinar qualitativamente os estudos mais aderentes ao escopo desta pesquisa. Dessa forma, esta seção apresenta uma síntese das principais evidências encontradas na literatura internacional acerca da liberalização dos mercados de energia elétrica, com ênfase nos impactos regulatórios, tarifários e socioeconômicos associados à abertura dos mercados varejistas.

A partir das etapas de busca, filtragem e análise dos documentos selecionados, foi possível identificar as principais contribuições da literatura relacionadas à liberalização dos mercados de energia elétrica, bem como as lacunas existentes quanto à avaliação dos impactos tarifários e socioeconômicos da abertura do ACL para consumidores de baixa tensão, temática que constitui o foco central deste trabalho. Observou-se que a literatura internacional tem concentrado esforços principalmente na investigação dos efeitos da abertura dos mercados sobre a eficiência econômica, os mecanismos regulatórios, a sustentabilidade das concessionárias, a estrutura tarifária e os impactos associados à ampliação da competição varejista. Em contrapartida, permanecem relativamente escassos os estudos que analisam especificamente os efeitos da liberalização para consumidores residenciais e de baixa tensão, sobretudo sob a perspectiva dos impactos tarifários sobre os consumidores remanescentes do ACR. Nesse contexto, os principais resultados encontrados na literatura são apresentados e discutidos a seguir:

A abertura do ACL tem sido amplamente discutida na literatura internacional como uma alternativa para aumentar a eficiência econômica, estimular a competitividade e ampliar a liberdade de escolha dos consumidores [21]. Os processos de abertura dos mercados de eletricidade ocorreram inicialmente em diversos países da Europa e América Latina, motivados principalmente pela necessidade de reduzir ineficiências estruturais e promover melhorias regulatórias no setor elétrico [22]. Segundo [23], [24], apesar dos avanços associados à eficiência econômica e à competitividade, a liberalização também introduziu desafios importantes relacionados à formação tarifária, à sustentabilidade das concessionárias e à proteção dos consumidores mais vulneráveis. Estudos posteriores também reforçam que os efeitos da liberalização variam significativamente conforme a estrutura regulatória e o nível de maturidade dos mercados elétricos [25], [26].

Nesse contexto, diversos países passaram a adotar modelos de competição varejista permitindo que consumidores escolhessem livremente seus fornecedores de energia elétrica. Conforme discutido em [27], a implementação da liberalização requer um ambiente regulatório robusto, capaz de equilibrar os benefícios da competição com a sustentabilidade econômica das concessionárias de distribuição. Os autores destacam ainda que países em desenvolvimento enfrentam desafios adicionais relacionados à estrutura regulatória, maturidade do mercado de energia elétrica e adaptação institucional durante o processo de abertura. Em complemento, [28], [29] mostram que a abertura dos mercados varejistas vem sendo acompanhada por mudanças significativas nas estratégias comerciais das concessionárias, no comportamento competitivo do setor e no papel do consumidor dentro dos mercados liberalizados.

Além das questões regulatórias, a literatura aponta que a liberalização pode provocar impactos relevantes sobre as tarifas de energia elétrica e sobre a distribuição de custos entre os consumidores. Em [30], os autores analisam os efeitos da liberalização sobre tarifas reguladas e demonstram que a migração de consumidores para ambientes competitivos pode alterar significativamente a estrutura de recuperação de custos das concessionárias. Esse fenômeno pode resultar em redistribuição tarifária entre consumidores livres e consumidores remanescentes do ACR, ampliando as preocupações relacionadas à modicidade tarifária e ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Outros estudos também identificam impactos econômicos relevantes associados à liberalização, incluindo alterações nos preços da eletricidade, mecanismos de repasse tarifário e mudanças na eficiência econômica dos mercados, [31], [32].

A literatura também aponta que a liberalização dos mercados de energia elétrica produz mudanças significativas na dinâmica entre consumidores, comercializadores e concessionárias. Estudos mostram que a ampliação da competição varejista influencia as decisões de migração dos consumidores e promove alterações nos padrões de contratação de energia, refletindo mudanças estruturais no funcionamento do setor elétrico e nos mecanismos regulatórios adotados pelos países que implementaram a abertura de mercado [33], [21], [34]. Além disso, a maior exposição dos consumidores aos sinais econômicos das tarifas tende a modificar a forma como estes respondem aos incentivos de mercado, enquanto fatores institucionais e econômicos podem influenciar o processo de migração para ambientes competitivos [35], [36] [37], [38], [37]. Sob a perspectiva regulatória, a literatura destaca que a migração de consumidores para o ACL pode gerar desafios relevantes para as concessionárias, especialmente no que se refere à recuperação de custos e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Conforme observado em [39], alterações na composição do consumidor podem impactar a sustentabilidade financeira das concessionárias e a dinâmica tarifária do ACR. Resultados semelhantes foram observados durante o processo de desregulamentação do mercado de eletricidade da Califórnia, onde limitações no repasse dos custos de aquisição de energia contribuíram para dificuldades financeiras enfrentadas pelas concessionárias de distribuição [40].

Mais recentemente, a literatura passou a discutir também os desafios associados à abertura do ACL para consumidores residenciais e de baixa tensão. Conforme apresentado em [41], a liberalização do mercado residencial envolve questões complexas relacionadas à proteção dos consumidores, redistribuição de custos, adaptação regulatória e sustentabilidade das tarifas reguladas. Os autores ressaltam que a ampliação da liberdade de escolha no setor elétrico deve ser acompanhada por mecanismos regulatórios capazes de minimizar distorções tarifárias e garantir equilíbrio entre consumidores livres e consumidores cativos.

Um aspecto relevante identificado durante a revisão bibliográfica foi a reduzida quantidade de estudos desenvolvidos no contexto brasileiro. Considerando as bases *Scopus* e *Web of Science* e os critérios de seleção adotados nesta pesquisa, foram identificados apenas cinco artigos diretamente relacionados à abertura do ACL no Brasil. Esse resultado chama atenção, especialmente diante das transformações regulatórias atualmente em discussão no país e da relevância do tema para o futuro do setor elétrico nacional.

Observou-se ainda que a maior parte da produção científica internacional sobre mercados liberalizados concentra-se em países como Estados Unidos, China, que lideram as publicações relacionadas à desregulamentação dos mercados elétricos, competição varejista e impactos regulatórios. Nesse contexto, o reduzido número de estudos nacionais evidencia uma importante lacuna na literatura científica brasileira, sobretudo no que se refere à avaliação dos impactos tarifários, regulatórios e socioeconômicos decorrentes da abertura do ACL para consumidores de baixa tensão. Tal cenário reforça a relevância desta pesquisa e evidencia a necessidade de aprofundamento dos estudos acadêmicos sobre a modernização e liberalização do mercado de energia elétrica brasileiro.

2.4 Considerações Finais

A revisão da literatura realizada neste capítulo evidencia que, embora a liberalização dos mercados de energia elétrica seja amplamente estudada sob a perspectiva da eficiência econômica e da competição, ainda existem lacunas relevantes relacionadas aos impactos tarifários e socioeconômicos da abertura dos mercados para consumidores de baixa tensão. Essa constatação reforça a relevância da presente pesquisa e justifica a necessidade de estudos que avaliem os potenciais efeitos da ampliação do ACL sobre consumidores, concessionárias e sobre a sustentabilidade do ACR brasileiro.

3 MODELO TARIFA OTIMIZADA

O modelo TAROT é uma ferramenta didática que foi criada com o intuito de simplificar o PRORET e desse modo representar o ACR [42], [43]. Nesse modelo, a compra e venda de energia são analisadas sob a perspectiva do valor econômico agregado à sociedade, ou seja, o benefício líquido criado para a sociedade como um todo, representado pelo Bem-Estar Socioeconômico Adicionado (EWA). Parte do EWA refere-se ao valor agregado aos consumidores, conhecido como os Valor Econômico Adicionado aos Consumidores (ECA), que correspondem ao excedente do consumidor, isto é, à diferença entre o valor que os consumidores estão dispostos a pagar pela energia e o preço efetivamente pago. A outra parcela diz respeito ao valor econômico adicionado para a empresa, representado pelo EVA® (Valor Econômico Adicionado, sendo EVA uma marca registrada da *Stern & Stewart*, atualmente *Stern Value Management - SVM*). Na Figura 3-1 são evidenciados os processos do fluxograma do modelo econômico utilizados na modelagem do TAROT.

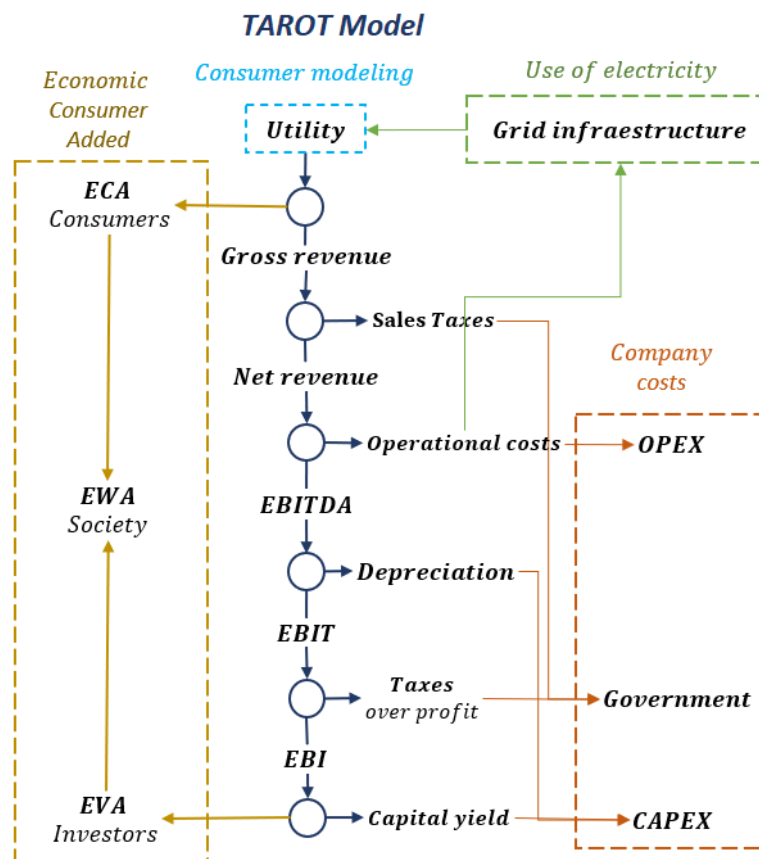


Figura 3-1 Modelo TAROT [44].

3.1 Modelagem econômica do excedente do consumidor

A utilidade econômica segundo a teoria do consumidor mede o bem-estar resultante de seu consumo, ou seja, o benefício econômico atribuído à compra de um determinado bem ou serviço. Na teoria microeconômica clássica, as funções utilidade tradicionais, como as formas *Cobb–Douglas* ou logarítmica, são monotonicamente crescentes e possuem parâmetros estruturais invariantes, os quais representam preferências fundamentais do consumidor [45].

Por outro lado, a função utilidade da energia elétrica adotada no modelo TAROT e representada por (1) possui forma quadrática. Essa característica pode sugerir que, a partir de determinado nível de consumo, a utilidade total passe a decrescer, o que poderia ser interpretado como o consumo de energia tornando-se prejudicial ao bem-estar do consumidor. Contudo, a função quadrática utilizada não constitui uma representação literal da utilidade psicológica do consumidor, ou seja, estimar as preferências, mas sim uma ferramenta matemática de caráter instrumental, ou, em outras palavras, trata-se de um mecanismo de calibração do modelo e não de uma afirmação comportamental absoluta.

O modelo TAROT não tem como objetivo representar a função utilidade em toda a sua extensão. Conforme ilustrado na Figura 3-2, utiliza-se uma função utilidade quadrática apenas para representar o comportamento da utilidade no intervalo de operação correspondente às condições observadas durante a RTP. Nesse intervalo, pequenas variações no consumo de energia e na tarifa podem ser adequadamente descritas pela aproximação quadrática, permitindo representar de forma consistente os efeitos econômicos analisados pelo modelo.

Embora a função quadrática apresente, matematicamente, um comportamento decrescente após atingir seu ponto máximo, esse trecho não possui interpretação econômica no contexto do TAROT e, por esse motivo, não é considerado nas análises. O modelo utiliza exclusivamente o trecho crescente da aproximação, correspondente às condições de operação observadas na RTP, em que a função quadrática representa adequadamente o comportamento da função utilidade teórica. Dessa forma, a parte descendente da parábola constitui apenas uma consequência matemática da aproximação adotada, sem aplicação prática na modelagem econômica.

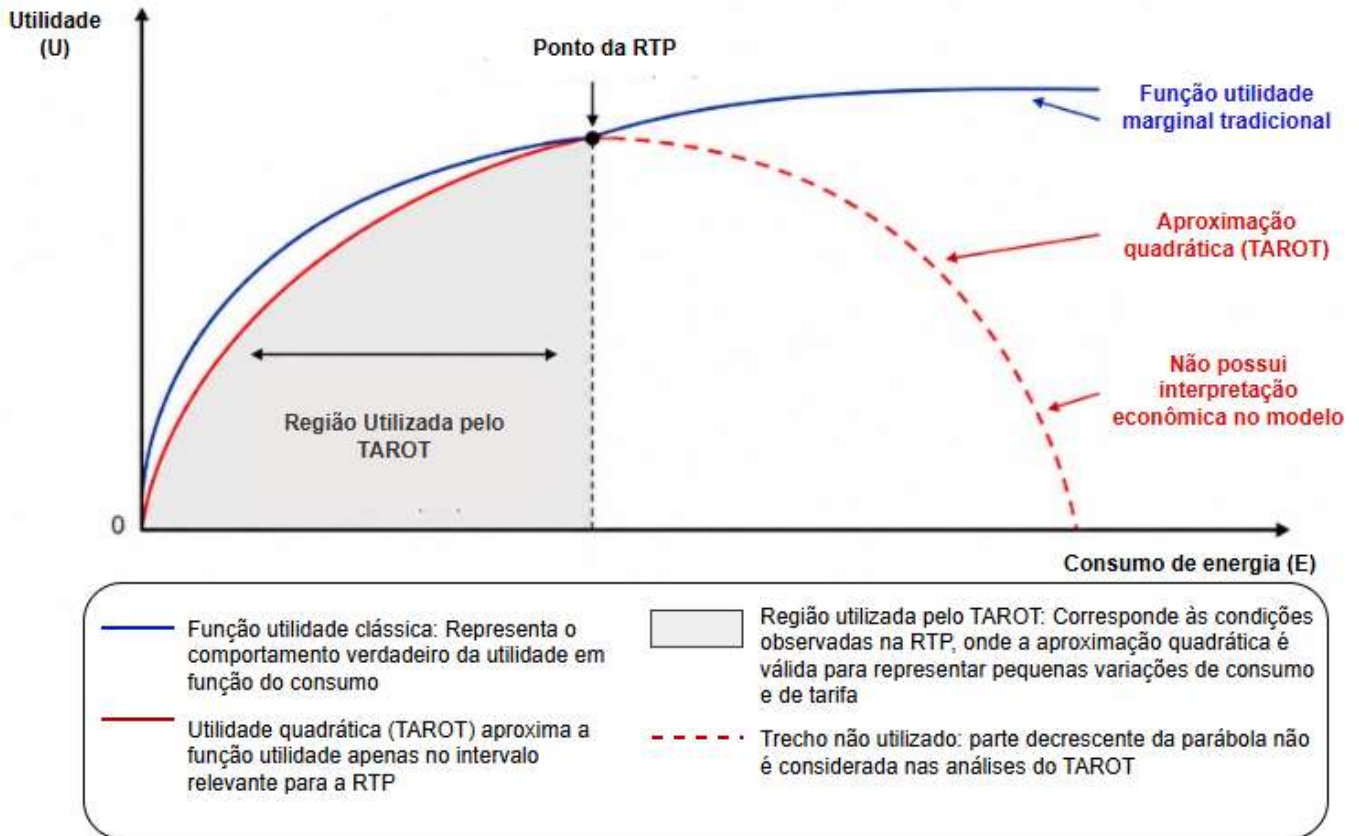


Figura 3-2 Representação conceitual da aproximação quadrática da função utilidade utilizada pelo modelo TAROT.

Ainda em concordância com a Figura 3-2,

A função utilidade é dada por (1):

$$U = a \cdot E_o - \frac{b}{2} \cdot E_o^2 \quad (1)$$

onde:

a avidez expressa o grau de desejo do consumidor em relação ao produto e o seu equacionamento é dado por: $a = T \cdot \left(\frac{1+\varepsilon}{\varepsilon}\right)$, sendo ε a Elasticidade-Preço do Consumo de Energia Média entre as Classes de Consumo (Residencial, Industrial e Comercial), a Tarifa Média de Venda da Energia calculada conforme $T = R_R \cdot \left(\frac{1+IRT_{emc}}{E \cdot (1-\mu)}\right)$, sendo R_R a Receita Requerida, IRT_{emc} o Efeito Médio de Reposicionamento tarifário para o Consumidor, E a Quantidade de Energia Vendida (Mercado) e μ a Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS). A saciedade do consumidor (grau de desejo de comprar energia) que é dada por: $b = \frac{(a-T)}{E}$. A Energia Consumida Otimizada é dada por: $E_o = \frac{a-T_o}{b}$, sendo a Tarifa Média de Venda de Energia Otimizada, calculada conforme: $T_o =$

$\frac{e+2 \cdot (\sqrt{p \cdot k})}{1-\mu}$, assim, e é o Coeficiente dos Custos de Venda da Energia, p o Coeficiente das Perdas de Energia e k taxa de retorno mínima (*hurdle rate*) para agregação de valor para a empresa regulada.

É importante destacar que, os parâmetros a e b não são estruturais no sentido clássico da teoria microeconômica. Eles são recalibrados a cada período para garantir que a função utilidade reproduza exatamente o ponto observado de mercado (T, E) e a elasticidade - preço.

Assim, a “saciedade” no modelo não representa uma característica fixa da preferência do consumidor, mas sim um parâmetro ajustado endogenamente para manter coerência com a elasticidade. Consequentemente, variações na Tarifa implicam alterações nos valores calibrados de a e b . Por exemplo, mantendo-se a elasticidade constante, um aumento na tarifa tende a elevar o valor de b , refletindo uma maior inclinação da curva de demanda no ponto de operação, ou seja:

- a depende da Tarifa;
- b depende da Tarifa e da Quantidade de Energia Vendida;
- Ambos dependem do equilíbrio observado.

Isso inverte a causalidade clássica microeconômica.

Segundo [44], a elasticidade-preço da demanda utilizada no modelo TAROT é construída a partir da composição do mercado atendido por cada concessionária, e não definida diretamente para um consumidor representativo, pois no modelo TAROT, a avidez não está separada por classe de consumo, fazendo-se necessário o cálculo da elasticidade agregada demanda preço. Para isso, o modelo adota como referência as elasticidades de curto prazo estimadas por [46] onde as elasticidades-preço da demanda de energia de curto prazo estimadas para o Brasil nos anos de 1963 – 1981 foram de 0,118 para a classe residencial, 0,062 para a classe comercial e 0,451 para a classe industrial, valores posteriormente incorporados por [44] na construção da elasticidade agregada utilizada pelo modelo TAROT.

A construção desse parâmetro parte da definição clássica da elasticidade-preço da demanda para cada classe de consumo, expressa por (2):

$$\varepsilon_j = \frac{\frac{\Delta E_j}{E_j}}{\frac{\Delta T}{T}} \quad (2)$$

Onde:

E_j é o mercado de energia elétrica da j -ésima classe de consumo;

T é à tarifa média da concessionária.

Somando as contribuições das classes residencial, comercial e industrial, a variação total do consumo passa a ser representada por (3):

$$\varepsilon_R E_R + \varepsilon_C E_C + \varepsilon_I E_I = \frac{\Delta E}{\frac{\Delta T}{T}} \quad (3)$$

Onde:

ε_R é a classe residencial;

ε_C é a classe comercial;

ε_I é a classe industrial.

Dividindo ambos os lados pelo consumo agregado E e partindo da equação (3) onde $\frac{\Delta E}{\frac{\Delta T}{T}} = \varepsilon$ chega-se à expressão da elasticidade do mercado atendido pela distribuidora, dada por (4):

$$\varepsilon = \varepsilon_R \cdot \frac{E_R}{E} + \varepsilon_C \cdot \frac{E_C}{E} + \varepsilon_I \cdot \frac{E_I}{E} \quad (4)$$

Considerando que a participação de cada classe no consumo agregado pode ser representada por $\varphi_j = \frac{E_j}{E}$, que corresponde a porcentagem do consumo auferido na respectiva classe, em relação ao consumo total, conforme (5):

$$\varphi_j = \frac{E_j}{\sum_{j=1}^k E_j} [\%] \quad (5)$$

Desta forma, como apresentado por [46], tem-se que o cálculo da elasticidade para cada concessionária pode ser feito através de (6):

$$\varepsilon = 0,118 \cdot \varphi_j + 0,062 \cdot \varphi_j + 0,451 \cdot \varphi_j [\%] \quad (6)$$

Onde:

φ [%]: participação do consumo residencial no consumo agregado;

φ [%]: participação do consumo comercial no consumo agregado; e

φ [%]: participação do consumo industrial no consumo agregado.

Essa formulação demonstra que a elasticidade empregada no TAROT não corresponde a uma constante universal aplicada indistintamente a todas as distribuidoras. Embora permaneça constante durante a calibração de um determinado período, seu valor é recalculado para cada concessionária conforme a participação relativa dos consumidores residenciais, comerciais e industriais em seu mercado atendido, preservando as diferenças estruturais entre as distribuidoras dentro da proposta de simplificação do modelo.

Outro ponto importante, como já mencionado o TAROT foi construído a partir do modelo do PRO-RET, com adaptações realizadas de modo a possibilitar a simplificação do mesmo. Dessa forma, T praticada no modelo não considera a aplicação de bandeiras tarifárias, nem a diferenciação entre tarifas de ponta e fora de ponta. Trata-se, portanto, de uma tarifa média representativa dos valores efetivamente cobrados.

A Receita Bruta (RB) da concessionária decorre da remuneração obtida pela energia fornecida aos consumidores, isto é, do valor efetivamente pago pelos consumidores pela compra de eletricidade. O equacionamento dessa receita é dado por (7):

$$RB = T_o \cdot E_o \quad (7)$$

Partindo das equações (1) e (7), obtém-se o Excedente Econômico do Consumidor também chamado de “*Economic Consumer Added (ECA)*”, que é o benefício socioeconômico para os consumidores, decorrente da transação econômica de compra de energia. Essa expressão é representada por (8):

$$ECA = U - RB \quad (8)$$

3.2 Modelagem econômica do excedente das concessionárias

O Valor Econômico Adicionado também chamado de “*Economic Value Added (EVA)*”, nada mais é do que o benefício gerado para a empresa da transação econômica de venda de energia elétrica, calculado por (9):

$$EVA = RB - C \quad (9)$$

onde:

O custo total da concessionária de eletricidade é calculado por $C = Trib_V - G - D - Trib_L - Y$, sendo a tributação sobre as vendas dada por $Trib_V = \mu \cdot RB$, os custos operacionais da empresa calculado a partir de $G = e \cdot E_o + p \cdot \frac{E_o^2}{B_o}$, sendo o investimento na rede dado por: $B_o = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E_o$, a depreciação é dada por $D = d \cdot B_o$, onde d é um fator de depreciação médio estimado para demonstração financeira dos resultados da empresa, já que a depreciação do capital investido na rede é reconhecida como uma despesa neste caso. A tributação sobre o lucro é dada por: $Trib_L = t \cdot EBIT$, sendo t a Alíquota dos Tributos sobre o Lucro (IRPJ/CSLL), por fim, inclui os custos de

capital de terceiros e o pagamento aos acionistas que é dado $Y = r_w \cdot B_o$, sendo r_w o Custo Ponderado de Capital (*WACC*).

Sob a perspectiva econômica, o objetivo de uma empresa consiste na maximização de seu lucro econômico. Entretanto, no setor elétrico brasileiro, as distribuidoras operam em regime de concessão pública e estão sujeitas à regulação tarifária exercida pela ANEEL. Dessa forma, a definição das tarifas não busca maximizar o lucro das concessionárias, mas conciliar dois objetivos fundamentais da regulação econômica: garantir a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras e, simultaneamente, assegurar a modicidade tarifária para os consumidores. Esse princípio é amplamente discutido na literatura de regulação econômica [47], [48], [49], [50].

Durante a RTP, a ANEEL realiza o reposicionamento das tarifas por meio do cálculo da Receita Requerida (*RR*), procedimento disciplinado pelo PRORET. A *RR* é calculada de forma a permitir que a concessionária recupere os custos operacionais considerados eficientes, a depreciação dos ativos regulatórios e a remuneração adequada do capital prudentemente investido, preservando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão [51]. Para esse cálculo, a agência utiliza, entre outros parâmetros, a Base de Remuneração Regulatória (*BRR*) e o *WACC* regulatório, que representa o custo médio ponderado do capital reconhecido pela regulação.

Embora o PRORET não utilize explicitamente o conceito de EVA, o procedimento adotado pela ANEEL conduz, sob a ótica das finanças corporativas, a uma condição economicamente equivalente ao lucro econômico nulo. Isso ocorre porque a *RR* é dimensionada para que a concessionária obtenha uma receita suficiente para cobrir seus custos eficientes e receber exatamente a remuneração regulatória do capital investido, sem proporcionar ganhos econômicos extraordinários nem comprometer sua sustentabilidade financeira.

No modelo TAROT, essa condição pode ser representada considerando que o resultado operacional disponível para remunerar os investidores corresponde ao *Earnings Before Interests (EBI)*, enquanto a remuneração do capital investido (y) corresponde ao custo de capital regulatório reconhecido pela ANEEL. Assim, no momento da RTP, tem-se que:

$$EBI \approx y \quad (10)$$

Substituindo essa condição na definição do EVA, obtém-se:

$$EVA = EBI - y \quad (11)$$

Segue que:

$$EVA = 0 \quad (12)$$

Essa condição não significa que a concessionária deixe de obter lucro contábil. O resultado operacional permanece positivo, porém corresponde exatamente ao retorno considerado adequado para remunerar o custo de oportunidade do capital reconhecido pela regulação. Em termos econômicos, isso significa que a concessionária obtém apenas o chamado retorno normal, isto é, uma remuneração suficiente para cobrir todos os custos operacionais e o custo de oportunidade do capital investido, sem criação ou destruição de valor econômico. Nessa situação, o lucro econômico é nulo, condição equivalente à obtenção de um EVA igual a zero [52].

Dessa forma, a condição $EVA = 0$ não constitui uma hipótese arbitrariamente imposta pelo modelo TAROT. Ela representa uma interpretação econômica do mecanismo regulatório adotado pela ANEEL durante a RTP, na qual a RR é redefinida para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Portanto, no modelo TAROT, considera-se que o ponto de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária ocorre quando ($EVA = 0$). Essa condição representa a situação em que a tarifa regulada proporciona exatamente a receita necessária para cobrir os custos eficientes da prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, conforme os princípios estabelecidos pela ANEEL para as RTP.

Cabe destacar que essa condição é característica das RTP e não dos RTA. Enquanto a revisão recalcula a RR , a BRR e o custo regulatório do capital, restabelecendo o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, os reajustes anuais apenas atualizam componentes tarifários previamente definidos, como inflação, Parcela A e componentes financeiros. Assim, entre duas revisões tarifárias consecutivas, o EVA pode assumir valores positivos ou negativos em função das variações observadas na operação da concessionária, retornando à condição de equilíbrio apenas quando uma nova RTP redefine a RR .

3.3 Modelagem econômica do excedente do bem-estar socioeconômico

O bem-estar socioeconômico é obtido pela soma do Excedente Econômico do Consumidor “*Economic Consumer Added*” e do Valor Econômico Adicionado “*Economic Value Added*”. Portanto, com base em (8) e (9), tem-se o bem-estar socioeconômico agregado à sociedade (13):

$$EWA = ECA + EVA \quad (13)$$

3.4 Considerações Finais

O modelo TAROT, exposto neste capítulo, oferece uma forma simplificada e didática de compreender os procedimentos tarifários que envolvem uma empresa regulada de distribuição de energia elétrica. Com base nas premissas regulatórias da ANEEL, o modelo proporciona uma visão geral das interações entre os agentes do setor de energia elétrica brasileiro. Além disso, este capítulo mostrou o resumo das

equações mais importantes do modelo TAROT, para maior detalhamento pode-se consultar o Apêndice B onde estão disponíveis todos os equacionamentos em detalhes.

4 MÉTODOS DE PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS

4.1 Conceitos Gerais de Previsão

Previsão é o processo de estimar ou antecipar valores futuros de uma variável com base em padrões históricos e informações disponíveis, utilizando métodos estatísticos, matemáticos ou de aprendizado de máquina. Trata-se de uma técnica essencial em diversas áreas do conhecimento, como economia, engenharia, meteorologia e gestão, permitindo projeções fundamentadas para períodos de curto, médio ou longo prazo. A previsão baseia-se na análise de séries temporais ou outros conjuntos de dados, considerando tendências, sazonalidades e variações aleatórias, e é aplicada para apoiar tomadas de decisão, planejamento estratégico e avaliação de riscos em contextos incertos [53], [54].

4.2 Método SARIMA

O modelo sazonal *Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average* (SARIMA) é um dos algoritmos de previsão de séries temporais mais amplamente utilizados, desenvolvidos a partir do algoritmo ARIMA, ou seja, ele é o modelo ARIMA que permite explicitamente dados de séries temporais univariadas com componente sazonal [55], [56]. Além do mais, o modelo SARIMA é tratado em quatro etapas iterativas, a saber: identificação, estimativa, diagnóstico e previsão [57].

SARIMA é notado como $(p, d, q) (P, D, Q) m$. Os parâmetros p, d e q são análogos ao modelo ARIMA, enquanto P, D, Q e m indicam o aspecto sazonal do modelo. P é a ordem do componente Autorregressivo (AR – *Autoregressive*) da sazonalidade, D é a ordem do componente integrado da sazonalidade, Q é a ordem do componente Média Móvel (MA – *Moving Average*) da sazonalidade, e m indica o comprimento ou defasagem da sazonalidade. Matematicamente, um modelo SARIMA pode ser representado como em [58]:

$$d_t = \mu + \sum_{i=1}^p \varphi_i d_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} + \sum_{i=1}^P \Phi_i d_{t-mi} + \sum_{i=1}^Q \Theta_i \varepsilon_{t-mi} + \varepsilon_t \quad (14)$$

onde:

d_t é a variável transformada com base na diferenciação;

$\varphi_i, \theta_i, \Phi_i$, e Θ_i são parâmetros a serem estimados;

ε_t é o erro;

μ é uma constante.

O teste de significância do modelo é utilizado para verificar a validade do modelo, e o teste *Ljung-Box Q* é aplicado para testar se o erro residual do modelo corresponde a ruído branco. Quando $P > 0,05$, o erro residual pode ser classificado como uma sequência de ruído branco.

4.3 Suavização Exponencial Dupla (*Double Exponential Smoothing*)

A suavização exponencial dupla (SED) é um método de previsão utilizado para séries temporais que apresentam tendência, mas não apresentam componente sazonal. Nesse método, a série é representada por dois componentes: nível e tendência, os quais são atualizados a cada período por meio de parâmetros de suavização. O modelo utiliza dois pesos (também chamados de parâmetros de suavização) para atualizar os componentes da série ao longo do tempo [59], [60]. As equações do modelo são apresentadas a seguir por (15), (16), (17).

$$S_t = \alpha X_t + (1 - \alpha) (S_{t-1} + b_{t-1}) \quad (15)$$

$$b_t = \gamma (S_t - S_{t-1}) + (1 - \gamma) b_{t-1} \quad (16)$$

$$F_t = S_{t-1} + b_{t-1} \quad (17)$$

onde:

F_t é o valor previsto;

S_t é o valor suavizado;

X_t é valor real;

b_t é o valor de tendência;

α é o peso para o nível;

γ é o peso para tendência.

Considerando que a primeira observação da série corresponde ao período inicial, as estimativas iniciais dos componentes de nível e tendência devem ser definidas para que o processo de suavização possa ser iniciado. O método de inicialização determina como os valores suavizados iniciais serão obtidos e pode ser realizado de duas formas: por meio de pesos ótimos ou pesos especificados.

No caso de **pesos ótimos**, o software *Minitab* ajusta aos dados um modelo ARIMA (0,2,2) com o objetivo de minimizar a soma dos erros quadráticos. A partir desse ajuste, os componentes de nível e tendência são inicializados utilizando o procedimento de previsão reversa (*backcasting*).

Quando são utilizados **pesos especificados**, o *Minitab* ajusta inicialmente um modelo de regressão linear simples entre a variável observada da série temporal e o tempo. Nesse caso, o intercepto da regressão

é utilizado como estimativa inicial do componente de nível, enquanto o coeficiente angular da regressão é utilizado como estimativa inicial do componente de tendência.

Adicionalmente, quando os pesos especificados correspondem a um modelo ARIMA com raízes iguais (0,2,2), o método de *Holt* torna-se equivalente ao método de *Brown*, também conhecido como SED de *Brown* [61], [62].

4.4 Método *Winters*

O método de *Winters* é um modelo de previsão utilizado para séries temporais que apresentam simultaneamente tendência e sazonalidade, sendo amplamente empregado para a realização de previsões de médio prazo [63]. O método possui duas formulações distintas: a versão multiplicativa e a versão aditiva. O modelo multiplicativo, representado pelas equações (18), (19), (20), (21), é indicado para séries em que a amplitude da sazonalidade varia proporcionalmente ao nível da série, sendo o componente sazonal removido e reincorporado por meio de operações de divisão e multiplicação, respectivamente. Já o modelo aditivo, descrito pelas equações (22), (23), (24), (25) é mais adequado para séries em que a sazonalidade apresenta amplitude aproximadamente constante ao longo do tempo, sendo o componente sazonal retirado e posteriormente reincorporado à série por meio de operações de subtração e adição [64].

Equação do ajuste multiplicativo:

$$L_t = a(Y_t / S_{t-p}) + (1 - a)[L_{t-1} + T_{t-1}] \quad (18)$$

$$T_t = Y [L_t + L_{t-1}] + (1 - Y) T_{t-1} \quad (19)$$

$$S_t = \delta(Y_t / L_t) + (1 - \delta)S_{t-p} \quad (20)$$

$$\hat{Y}_t = (L_{t-1} + T_{t-1})S_{t-p} \quad (21)$$

Equação do ajuste aditivo:

$$L_t = a(Y_t - S_{t-p}) + (1 - a)[L_{t-1} + T_{t-1}] \quad (22)$$

$$T_t = Y [L_t + L_{t-1}] + (1 - Y) T_{t-1} \quad (23)$$

$$S_t = \delta(Y_t - L_t) + (1 - \delta)S_{t-p} \quad (24)$$

$$\hat{Y}_t = L_{t-1} + T_{t-1} + S_{t-p} \quad (25)$$

onde:

L_t é o nível no tempo t ;

a é o peso para o nível;

T_t é a tendência no tempo t ;

S_t é o componente sazonal no tempo t ;

$\hat{Y}_t$ é o valor do dado no tempo t ;

Y é o peso para tendência;

δ é o peso do componente sazonal;

p é o período sazonal;

Y_t é o valor dado no tempo t .

4.5 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentados os modelos de previsão SARIMA, *Modelo Winters* e SED, juntamente com suas respectivas equações, com o objetivo de identificar a abordagem mais adequada para cada variável de entrada da série histórica. O estudo desses métodos permite uma avaliação detalhada da estimação dos parâmetros, de modo a verificar se atendem aos objetivos e às hipóteses adotadas para os estimadores.

5 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho é dividida em três fases principais, com o objetivo de oferecer uma análise abrangente do impacto da migração dos consumidores cativos do ACR para o ACL.

Na primeira fase, o foco é o processo de definição do problema, onde se identificam os fatores críticos da transição do mercado e realiza-se a escolha das ferramentas para a modelagem do problema e as etapas de coleta de dados.

A segunda fase consiste em analisar os modelos de previsão, sendo essencial para preencher lacunas futuras e estimar comportamentos dos parâmetros de entrada que influenciam diretamente as análises.

Com esses dados, parte-se para a terceira fase, que é a combinação das previsões ao modelo TA-ROT, o qual permite avaliar o impacto econômico e social da transição sobre consumidores, concessionárias e sociedade.

Para uma melhor compreensão da metodologia abordada nesse trabalho, foi desenvolvido um fluxograma da estrutura da metodologia, que mostra quais os caminhos traçados para se chegar aos objetivos pretendidos como pode ser observado na Figura 5-1.

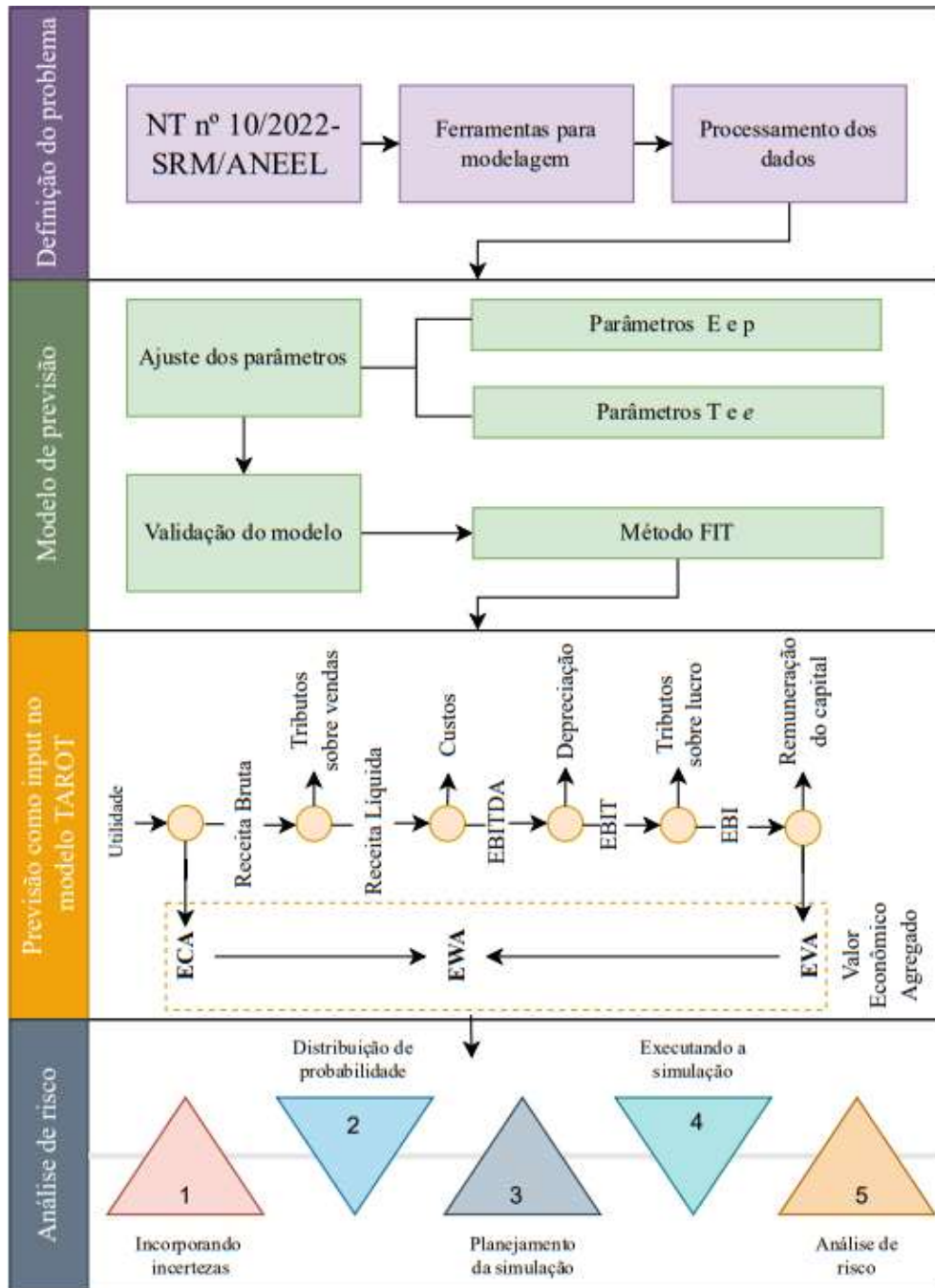


Figura 5-1 Fluxograma metodológico da integração entre o modelo de previsão e o modelo TAROT.

A metodologia mostrada no diagrama segue um processo em três etapas: i) Definição do problema, ii) Modelo de previsão, iii) Previsões ao modelo TAROT. Nas subseções a seguir, todo o processo será apresentado em detalhes para cada etapa.

5.1 Definição do Problema

5.1.1 NT nº10/2022-SRM/ANEEL

A Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL apresenta uma proposta para a abertura total do ACL no Brasil até junho de 2026, com o objetivo de permitir que todos os consumidores possam optar entre a comprar energia no ACR ou no ACL. Essa abertura foi planejada de forma escalonada, ou seja, para que ocorresse gradualmente ao longo dos próximos anos, garantindo uma transição estruturada e minimizando impactos econômicos e operacionais tanto para os consumidores quanto para as concessionárias do setor.

O escalonamento proposto ocorreria em etapas que ampliariam progressivamente o acesso ao ACL, inicialmente para consumidores com maior demanda (Grupo A) e, posteriormente, para consumidores de menor porte (Grupo B). Em cada fase, foi estabelecido um limite mínimo de carga para que os consumidores pudessem migrar para o ACL. A expectativa foi que, ao final desse processo, todos os consumidores, incluindo pequenos consumidores residenciais, tivessem a liberdade de escolher seu fornecedor de energia.

Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), com base em experiências internacionais, a abertura do ACL resultará na formação de um mercado residual, composto por consumidores que não têm interesse ou não podem migrar para o ACL. Esse grupo inclui consumidores inadimplentes e aqueles que recebem subsídios tarifários, como os beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica. De acordo com o cronograma que foi originalmente proposto pela ABRACEEL, esses consumidores corresponderiam a 5% da alta tensão, 25% das faixas mais altas do consumo residencial e 67% das faixas mais baixas do consumo residencial. Vale ressaltar que, caso os consumidores subsidiados optassem por migrar para o ACL, eles precisariam abrir mão dos seus subsídios tarifários. Os percentuais de migração são ilustrados na Figura 5-2.

ALTA TENSÃO 95%		BT RESIDENCIAL 75%		BT (BAIXA CARGA) 33%	
2023		2024		2025	2026
JAN-JUN A3 > 300 kW	JUL-DEZ A4 > 200 kW	JAN-JUN AT > 100 kW	JUL-DEZ BT > 1.000 kWh	JAN-JUN BT > 500 kWh	JUL-DEZ BT > 200 kWh
					ABERTURA TOTAL Todos consumidores < 200 kWh

Figura 5-2 Nova proposta para abertura total do mercado de energia elétrica (adaptado de [65]).

Ainda em concordância com a Figura 5-2, os percentuais de migração considerados neste trabalho correspondem ao cenário regulatório e às expectativas de abertura vigentes no momento da concepção

desta pesquisa. Contudo, ao longo do desenvolvimento deste trabalho, o cronograma originalmente proposto passou por revisões e atualizações regulatórias, modificando os prazos inicialmente previstos para a abertura do mercado, especialmente para consumidores de baixa tensão e residenciais. Dessa forma, os cenários analisados nesta tese devem ser interpretados como uma avaliação prospectiva baseada nas premissas originalmente discutidas no âmbito da NT nº 10/2022-SRM/ANEEL não comprometendo a validade metodológica dos resultados obtidos.

Posteriormente, a expansão do ACL passou a ser conduzida por instrumentos regulatórios adicionais, dentre os quais se destacam a Portaria MME nº 50/2022, que permitiu, a partir de janeiro de 2024, a migração de todos os consumidores do Grupo A independentemente do nível de demanda, e a Portaria MME nº 690/2022, que passou a discutir novos cronogramas para a abertura do ACL aos consumidores de baixa tensão e residenciais. Essas alterações evidenciam o caráter dinâmico do processo de modernização do setor elétrico brasileiro e reforçam a importância de estudos prospectivos capazes de avaliar os potenciais impactos econômicos, tarifários e regulatórios associados aos diferentes cenários de abertura de mercado.

5.1.2 Ferramentas para Modelagem

Após a definição do problema de pesquisa (migração de consumidores para o ACL), optou-se por uma abordagem metodológica que permitisse uma análise detalhada e precisa dos impactos da abertura do ACL no setor elétrico brasileiro. Considerando que a proposta de abertura poderia ou não afetar o ACR em um cenário futuro, foi necessário adotar ferramentas capazes de projetar e analisar esses cenários prospectivos. Para isso, foram selecionadas duas ferramentas fundamentais: Modelos de previsão, para prever dados futuros que serviram de entrada na modelagem e o Modelo TAROT que foi a ferramenta de otimização, ou seja, será o responsável por modelar o ACR.

O modelo TAROT foi escolhido para avaliar o ACR, fornecendo uma base para quantificar os impactos econômicos e sociais da almejada abertura do mercado. No entanto, como a abertura total do ACL estava previsto para acontecer no período a frente do início desse estudo, muitos dados essenciais para alimentar o modelo ainda não estavam disponíveis no início da pesquisa. Isso ocorre porque os Reajustes Tarifários Anuais (RTA) das concessionárias são disponibilizados anualmente, já no caso dos Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) ocorrem a cada quatro anos. Nesse sentido, considerando que a proposta de abertura completa do ACL estava prevista para junho de 2026, no momento inicial do estudo — iniciado em 2022, junto ao lançamento da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL — ainda não existiam os dados referentes aos anos subsequentes, como 2023, 2024, 2025 e 2026, necessários para a construção e calibração completa das projeções do modelo. Nesse sentido, a previsão dos parâmetros tornou-se indispensável, pois permite estimar os valores para os anos subsequentes, período em que se esperava que a liberalização

do mercado ocorresse, conforme o cronograma definido (Figura 5-2). Assim, a previsão forneceu dados consistentes para a simulação dos impactos, garantindo a coerência e a validade dos resultados.

O *Minitab* foi utilizado para realizar as previsões devido à sua ampla aplicação em análises estatísticas e previsões, especialmente em ambientes acadêmicos e industriais. Esse *software* permite examinar dados atuais ou históricos, facilitando a identificação de tendências e a previsão de padrões com alta precisão. Com ferramentas de modelagem robustas, o *Minitab* oferece uma interface amigável que auxilia no ajuste e na validação de modelos, tornando o processo de análise mais ágil e preciso. Além disso, ele permite a análise gráfica e a aplicação de testes estatísticos, o que contribui para uma melhor interpretação dos resultados e para uma visualização clara das variações nos parâmetros ao longo do tempo.

5.1.3 Processamento dos Dados

Os dados primários, foram coletados a partir dos resultados dos Processos Tarifários de Distribuição, que incluem duas modalidades principais: a RTA e a RTP. A RTA ocorre anualmente e têm como objetivo ajustar as tarifas para refletir variações de custos não gerenciáveis pelas concessionárias, enquanto a RTP ocorre a cada quatro ou cinco anos, dependendo da área de concessão, e permite uma reavaliação mais profunda da estrutura de custos e do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos [66].

Esses processos consideram duas parcelas distintas da tarifa: a Parcela A e a Parcela B. A Parcela A representa os custos não gerenciáveis pela concessionária, como encargos setoriais, custos de compra de energia e transporte, e o custo de perdas. Esses custos são diretamente repassados aos consumidores nos reajustes anuais, sendo atualizados para refletir as mudanças nos preços e volumes contratados. Já a Parcela B abrange os custos gerenciáveis pelas concessionárias, como operação, manutenção e investimentos em ativos de distribuição, sendo ajustada principalmente durante as revisões tarifárias periódicas para assegurar que as concessionárias recuperem seus investimentos e mantenha um nível adequado de eficiência operacional.

Os dados foram obtidos no portal da ANEEL, por meio dos Processos Tarifários de Reajuste e Revisão, especificamente no documento denominado de Processos Automatizados de Reajuste Tarifário Anual (SPARTA), que contém um memorial de cálculo dos processos tarifários homologados a partir de 2013, disponíveis em planilhas consolidadas [67]. Nesse documento, foi possível encontrar todos os componentes tarifários, tanto da Parcela A quanto da Parcela B, relacionados à estrutura de despesas e remuneração das concessionárias.

Na Tabela 5-1 são apresentados os dados de entrada do modelo TAROT, sendo variáveis aqueles que têm a necessidade de previsões como: o Consumo de Energia Elétrica (E), o Coeficiente dos Custos de Venda da Energia (e), o Coeficiente das Perdas de Energia (p), a Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS) (μ), a Tarifa Média de Venda da Energia (T) e os que foram fixados como: a Taxa

Média de Depreciação das Instalações (d), o Custo Ponderado de Capital ($WACC$) (rw), pois são dados que estão disponibilizados a cada quatro anos e a Elasticidade-Preço do Consumo de Energia Média entre as Classes de Consumo (ε) e a Alíquota dos Tributos sobre o Lucro (IRPJ/CSLL) (t) para a simplificação do modelo.

Tabela 5-1 Variáveis do TAROT.
COSERN - variáveis de entrada (TAROT)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ε	13.83%	13.83%	13.83%	13.83%	13.83%	13.83%	13.83%	13.83%	13.83%
μ	22.19%	23.75%	27.08%	26.27%	26.71%	26.11%	25.72%	25.54%	25.63%
t	34.00%	34.00%	34.00%	34.00%	34.00%	34.00%	34.00%	34.00%	34.00%
d	3.93%	3.93%	3.93%	3.93%	3.98%	3.98%	3.98%	3.98%	3.98%
rw	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	8.09%	8.09%	8.09%	8.09%	8.09%
T	388.72	433.61	494.83	486.45	617.12	561.01	575.64	746.33	843.36
e	212.13	246.65	266.61	282.79	305.63	307.29	319.07	389.66	440.54
E	5.21	5.38	5.40	5.58	5.44	5.48	5.53	5.34	5.4
p	4197.31	3921.52	6530.23	5487.39	8078.13	9331.21	10597.48	15957.08	21192.67

Ainda em consonância com a Tabela 5-1 Variáveis do TAROT. Tabela 5-1, a SPARTA fornece dados anuais para todos os parâmetros, salvo o parâmetro E que pode ser filtrado e coletado por mês, por ano, por tipos de consumidores, por grupo de consumo, dentre outros filtros a depender da necessidade. Para este trabalho a fim de coletar dados mensais de consumo de energia elétrica, foram utilizados os seguintes filtros:

1) **E (Cativo)**

-  Filtra o MÊS DO ANO (janeiro de 2021);
-  Filtra o tipo de consumidor CATIVO;
-  Filtra Subgrupo BAIXA TENSÃO + ALTA TENSÃO.

Feito essa coleta parte-se para a segunda parte, e aplica-se mais um filtro:

2) **E (BT)**

-  Filtra o MÊS DO ANO (janeiro de 2021);
-  Filtra o tipo de consumidor CATIVO;
-  Filtra Subgrupo BAIXA TENSÃO.

Por fim, aplica-se o terceiro e último filtro:

3) **E (Total)**

-  Filtra o MÊS DO ANO (janeiro de 2021);

✚ Filtra todos dos tipos de consumidores CATIVO + DISTRIBUIÇÃO + ERG + GERAÇÃO + LIVRE + LIVRE APE;

✚ Filtra Subgrupo BAIXA TENSÃO + ALTA TENSÃO.

Assim, tem-se os dados mensais, por exemplo da concessionária COSERN para o mês de janeiro de 2021. Esses ciclos são feitos em todas as concessionárias até obter-se os dados mensais de cada ano de 2015 até 2022, ou seja, são três filtragens para cada mês como mostra a Tabela 5-2:

Tabela 5-2 Resultados dos cálculos dos parâmetros de entrada, consumo e perdas.

COSERN - 2015												
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
<i>E</i> (cativo)	0.405	0.393	0.393	0.383	0.401	0.390	0.363	0.365	0.378	0.389	0.401	0.408
<i>E</i> (BT)	0.278	0.267	0.267	0.264	0.275	0.269	0.250	0.249	0.253	0.267	0.269	0.280
<i>E</i> (total)	0.441	0.453	0.453	0.455	0.471	0.462	0.439	0.442	0.449	0.464	0.470	0.480
<i>E</i> (total+ BT)	0.719	0.720	0.720	0.719	0.747	0.730	0.688	0.691	0.702	0.731	0.739	0.760
Perdas (BT)	0.012	0.011	0.011	0.011	0.012	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011	0.012	0.012
Perdas (total)	0.039	0.040	0.040	0.040	0.041	0.040	0.038	0.039	0.039	0.041	0.041	0.042
Perdas (total + BT)	0.012	0.013	0.013	0.012	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.013	0.013	0.013
Perdas (cativo)	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.006	0.006	0.007	0.007	0.007	0.007
Total de perdas	0.070	0.070	0.070	0.070	0.073	0.071	0.067	0.068	0.069	0.072	0.072	0.074
Custo das perdas	10.36	10.42	10.42	10.41	10.81	10.57	9.97	10.03	10.20	10.59	10.72	11.00
<i>E</i>	0.475	0.463	0.463	0.453	0.474	0.461	0.431	0.433	0.447	0.461	0.473	0.483
<i>p</i>	4017	4247	4247	4423	4199	4338	4697	4670	4454	4359	4185	4124

Segundo os dados dispostos na Tabela 5-2, logo a após a coleta de *E*, começam os cálculos das perdas, também seguindo a mesma lógica do cálculo de *E* para se obter dados mensais, e por fim, chega-se ao valor de final de *E*, o que de fato será usado no modelo TAROT e com isso calcula-se o *p* mensal com base nos cálculos anteriores. Desta forma, mostram os equacionamentos de cada parâmetro da Tabela 5-2:

$$E_1 = E_{bt} + E_t \quad (26)$$

onde:

*E*₁ é a energia total do primeiro momento;

*E*_{bt} é a energia da baixa tensão;

*E*_t é o total de consumo de energia.

$$p_{bt} = PNTs_{bt} \cdot E_{bt} \quad (27)$$

onde:

p_{bt} são as perdas da baixa tensão;

$PNTS_{bt}$ são as perdas não-técnicas sem baixa tensão.

$$p_t = PTS_{mi} \cdot E_t \quad (28)$$

onde:

p_t são as perdas totais;

PTS_{mi} são as perdas técnicas sem mercado injetado.

$$P_1 = PRBS_{mi} \cdot E_1 \quad (29)$$

onde:

P_1 são as perdas totais no primeiro momento;

$PRBS_{mi}$ são as perdas da rede básica sem mercado injetado.

$$p_c = PRBS_{mi} \cdot E_c \quad (30)$$

onde:

p_c são as perdas do mercado cativo;

E_c é a energia do mercado cativo.

$$T_p = \sum p_{bt} + p_t + P_1 + p_c \quad (31)$$

onde:

T_p total das perdas.

$$C_t = C \cdot T_p \quad (32)$$

onde:

C_t é o custo total;

C é a valoração unitária do custo.

$$E = E_c + T_p \quad (33)$$

$$p = C_t \cdot \left(\frac{\frac{B}{i}}{E^2} \right) \quad (34)$$

onde:

B é a base de remuneração dos ativos.

Finalizado o processo, consolidam-se os dados mensais de E e p . Nota-se, contudo, que os índices de perdas extraídos da SPARTA — a exemplo dos outros parâmetros listados na Tabela 5-2 — requerem ajustes analíticos. O recálculo dessas perdas é condição necessária para a obtenção dos valores mensais definitivos e o fechamento do modelo.

5.2 Modelo de Previsão

5.2.1 Ajuste dos parâmetros

Diferentes modelos de previsão podem ser testados para verificar aquele que melhor se ajusta aos parâmetros e aos objetivos do estudo. Assim, com base na análise de comparação dos modelos de previsão, define-se aquele que é mais adequado. A seleção da técnica de modelagem para os parâmetros seguiu um rigoroso protocolo estatístico. Antes da execução das previsões, os dados foram submetidos a testes de estacionariedade e de sazonalidade. O objetivo foi diagnosticar se a série temporal apresenta tendências intrínsecas ou padrões cíclicos, além de considerar a dimensão do histórico disponível. Essa análise preliminar orientou a escolha do algoritmo de previsão, visando minimizar o erro residual e maximizar a aderência ao fenômeno estudado.

Nesse contexto, adotou-se o modelo SARIMA para o parâmetro E devido à natureza multivariada da série histórica analisada. A Figura 5-3 apresenta a série temporal referente ao consumo de energia da concessionária COSERN, responsável pela distribuição de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte. Observa-se que os dados exibem padrões de tendência e sazonalidade compatíveis com os requisitos de identificação da metodologia SARIMA para séries temporais sazonais. Dessa forma, a aplicação desse modelo permite capturar adequadamente a dependência temporal e os efeitos periódicos identificados durante a análise exploratória dos dados.

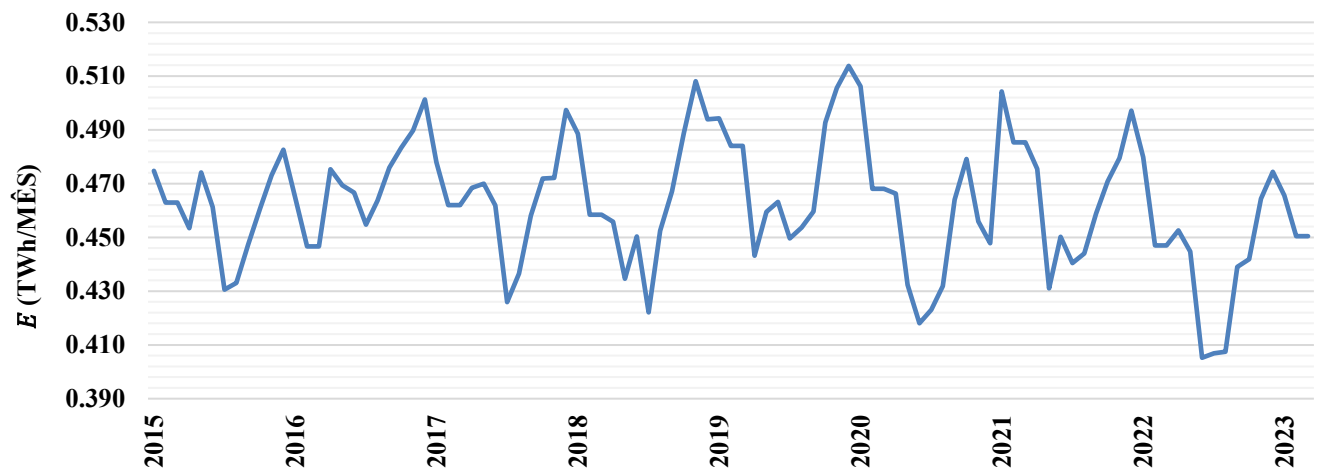


Figura 5-3 Série histórica de consumo de energia elétrica mensal.

Já para o parâmetro p inicialmente, foi testado o modelo SARIMA dada sua ampla utilização na modelagem de séries temporais com possível presença de tendência e sazonalidade. Contudo, os resultados obtidos não apresentaram ajuste satisfatório, uma vez que as previsões geradas não reproduziram adequadamente o comportamento observado nos dados já que o parâmetro p como mostra a Figura 5-4, não apresenta uma sazonalidade explícita, porém uma tendência clara. Diante dessa limitação, optou-se pela utilização do método de *Winters*, pertencente à classe dos modelos de suavização exponencial. Esse método mostrou-se mais adequado para a série analisada, proporcionando melhor ajuste entre os valores observados e estimados.

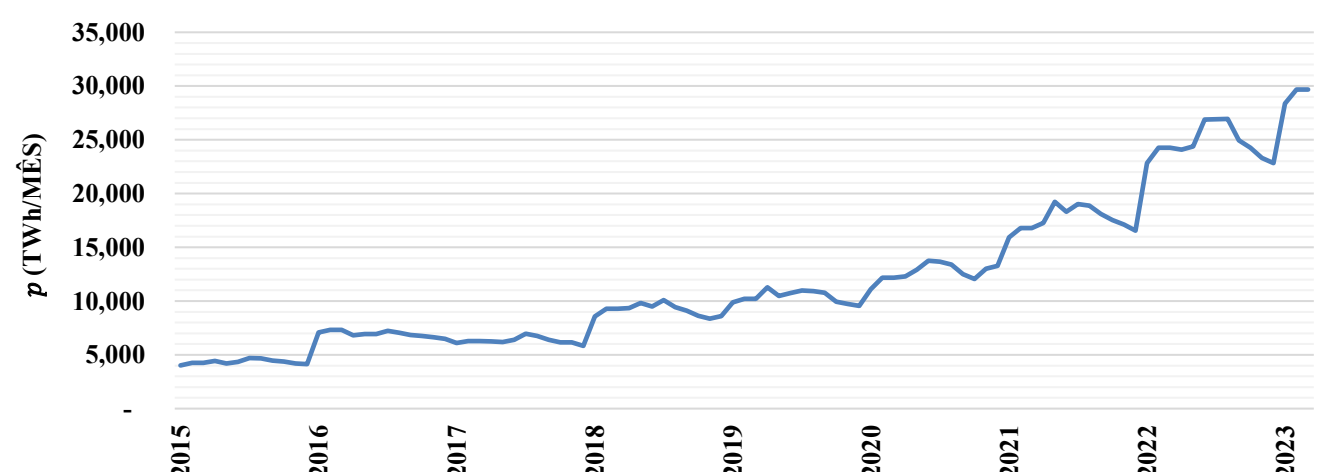


Figura 5-4 Série histórica do Coeficiente das Perdas de Energia mensal.

Dada a limitação amostral e a ausência de componentes sazonais nos parâmetros T , e e μ , adotou-se o método de SED, técnica que se adequa aos requisitos técnicos de bases de dados curtas por dispensar

um extenso histórico temporal e permitir estimativas robustas através da decomposição de nível e tendência. Conforme evidenciado nas Figura 5-5 a Figura 5-7, as séries de T , e e μ entre 2014 e 2022 caracterizam-se por um comportamento predominantemente não-estacionário com uma tendência linear ascendente bem definida. Nesse contexto, a escolha pelo modelo de SED justifica-se por sua capacidade de capturar a inclinação persistente observada a partir de 2020 para os parâmetros T e e , já para o parâmetro μ é capturado a tendência de decréscimo no período pós-2016.

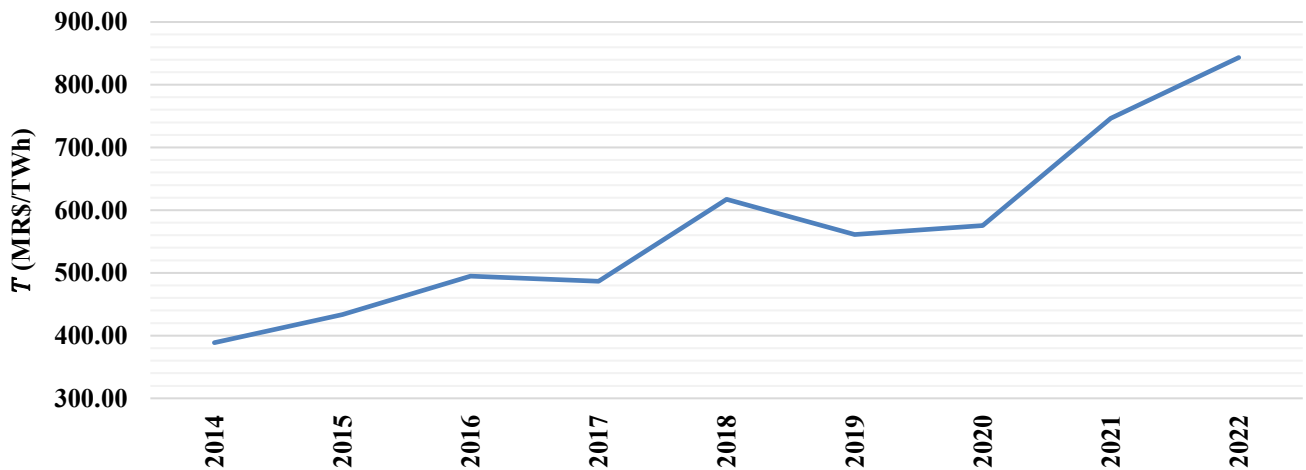


Figura 5-5 Série histórica de tarifa de energia elétrica anual.

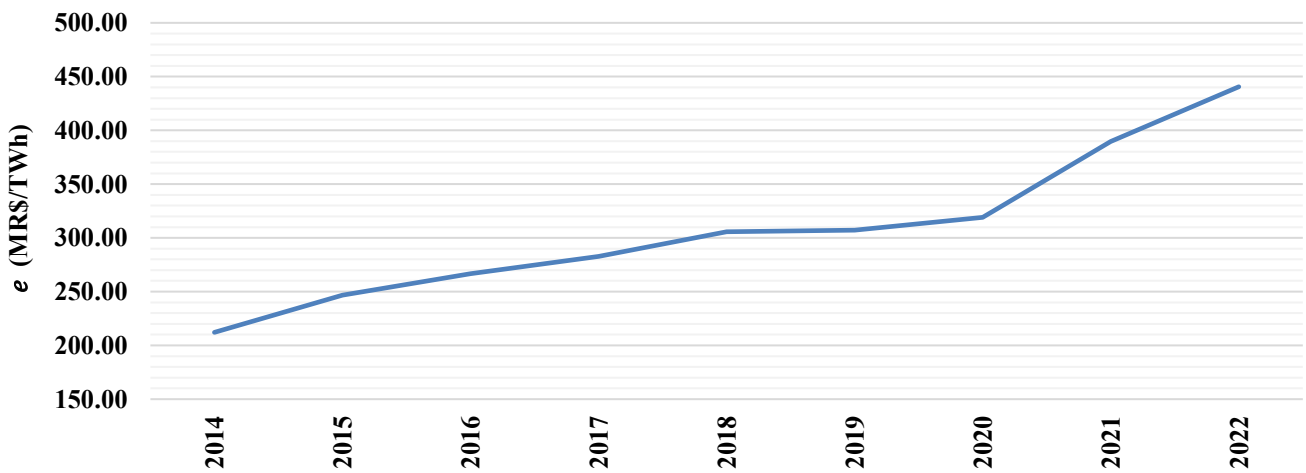


Figura 5-6 Série histórica do Coeficiente dos Custos de Venda da Energia anual.

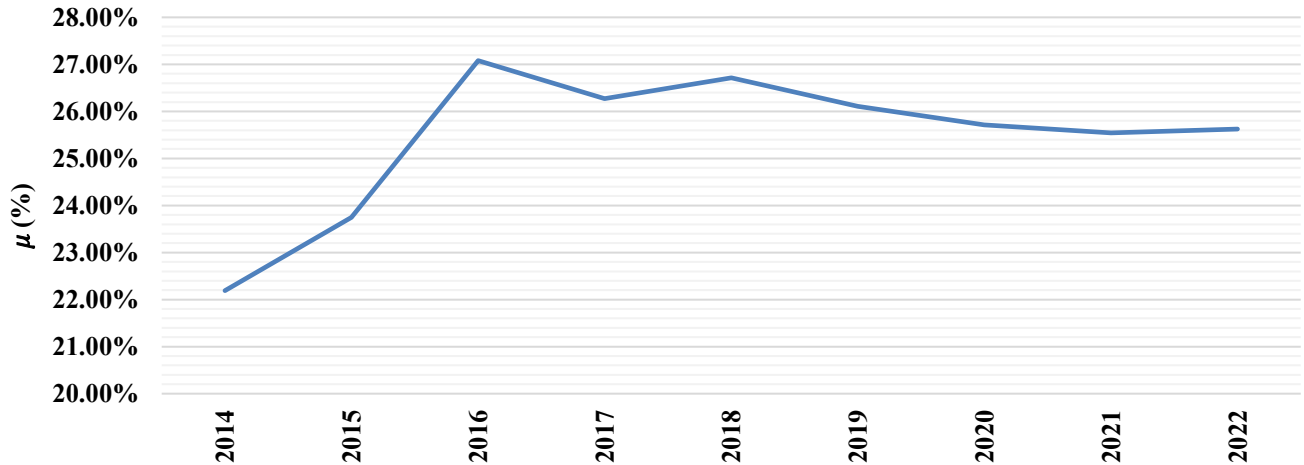


Figura 5-7 Série histórica da Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS) anual.

5.2.2 Validação do Modelo

O modelo de previsão selecionado é validado por meio de testes para garantir sua precisão e confiabilidade na previsão de cenários futuros. Para melhor visualização de todo processo realizado na previsão, os resultados foram testados para observar a capacidade do modelo SARIMA, o modelo *Winters* e SED de se ajustarem aos parâmetros. Assim, foi feita a adequação da previsão. A adequação da previsão é um aspecto crucial na modelagem estatística e na análise de dados, pois garante que o modelo escolhido seja capaz de representar adequadamente os dados observados. Um dos métodos usados para avaliar a adequação das previsões é o método *FIT* (ajuste), que pode se referir a várias abordagens, dependendo do contexto.

O *FIT* de um modelo se refere à sua capacidade de se ajustar aos dados observados. Um modelo bem ajustado fornece previsões que estão próximas dos valores reais dos dados. A avaliação do *FIT* geralmente envolve comparar as previsões do modelo com os dados reais. Assim, os dados foram divididos em duas partes, uma para ajuste/treinamento do modelo (80%) e a outra para testes de desempenho (20%), conforme recomendado por [68]. Assim foi possível ver a adequação do modelo de previsão proposto e, além disso, a adequação dessa previsão à base temporal conforme mostrado na Figura 5-8 e na Figura 5-9.

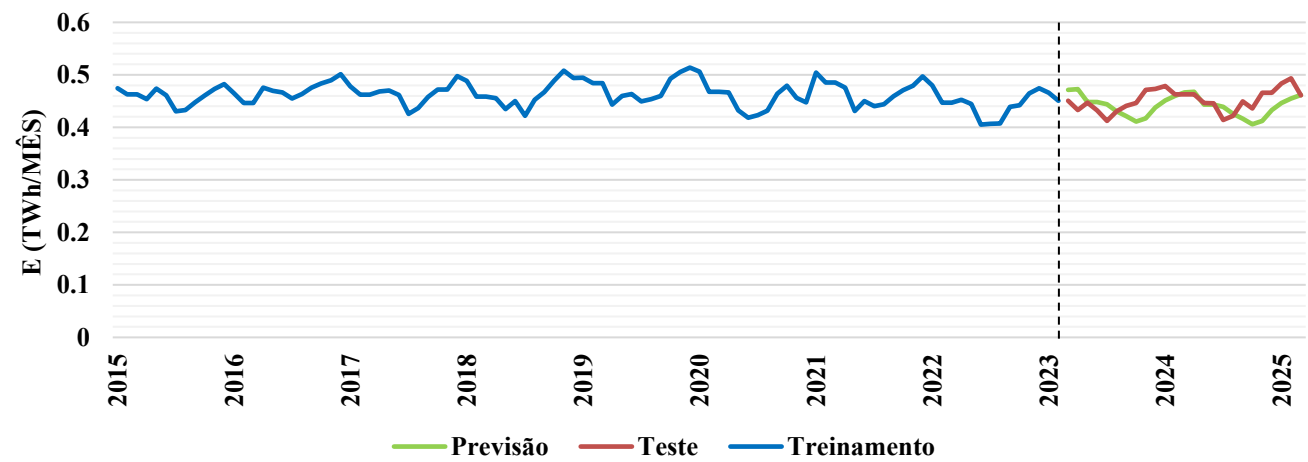


Figura 5-8 Método *FIT* do consumo de energia elétrica mensal.

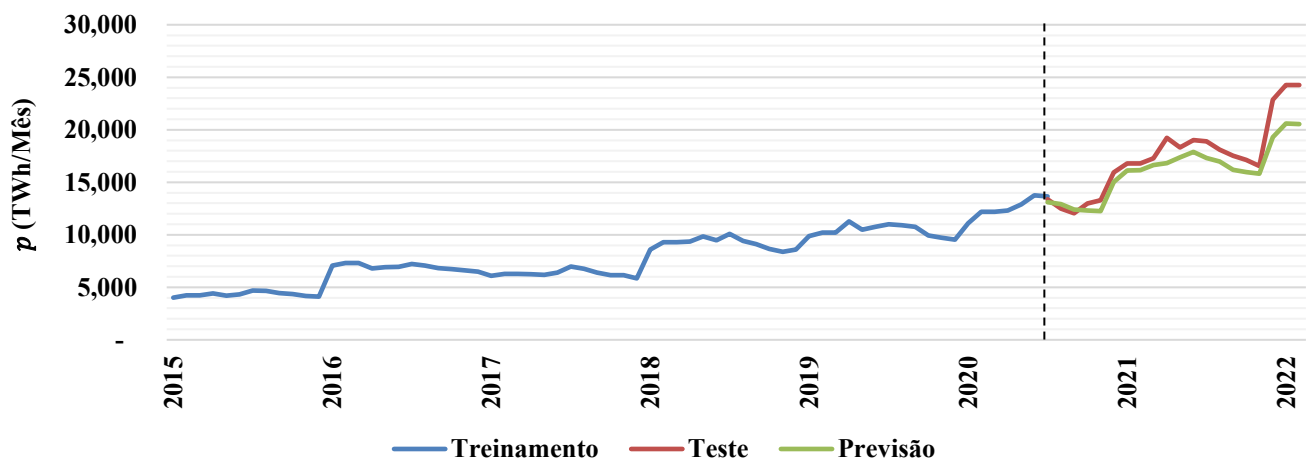
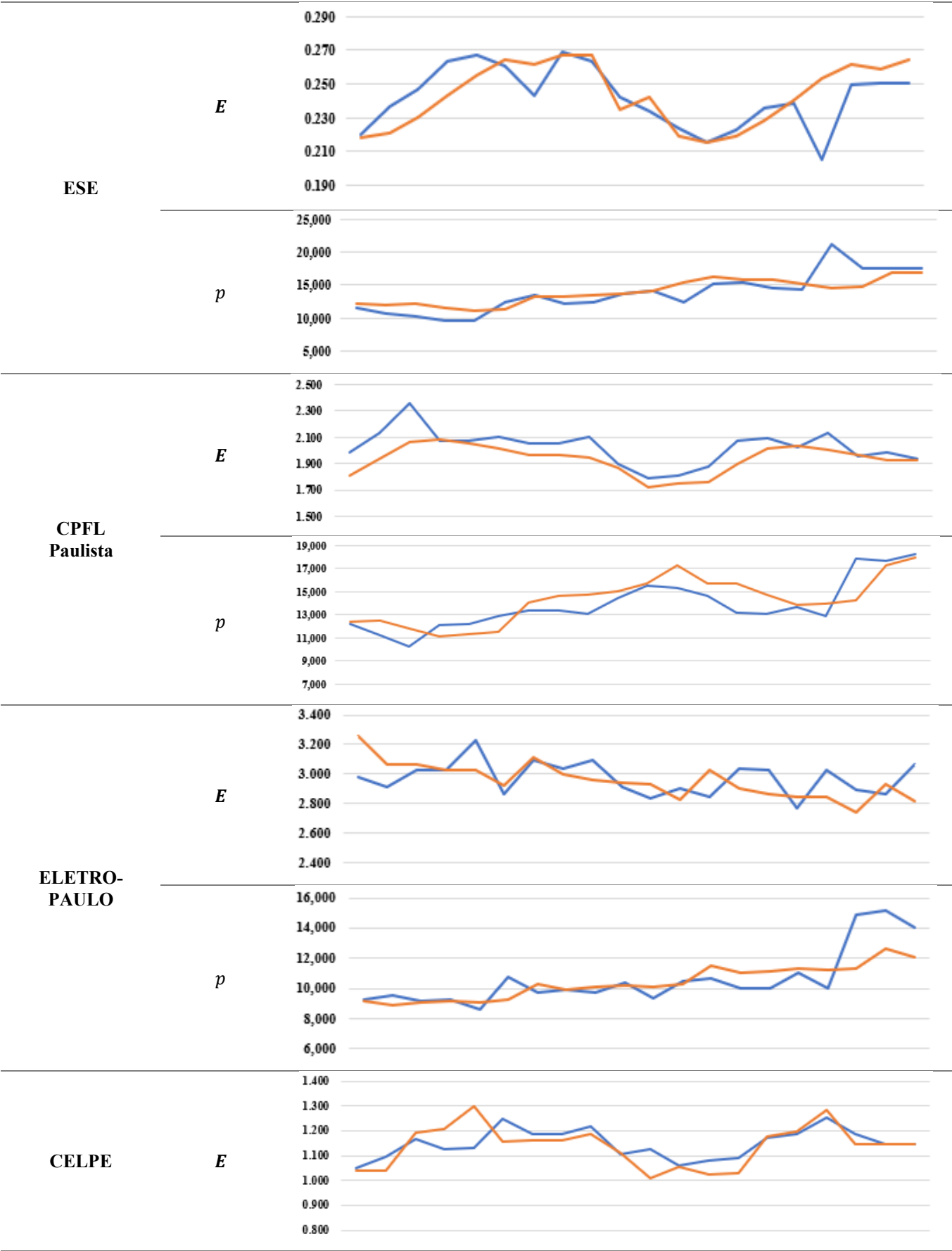


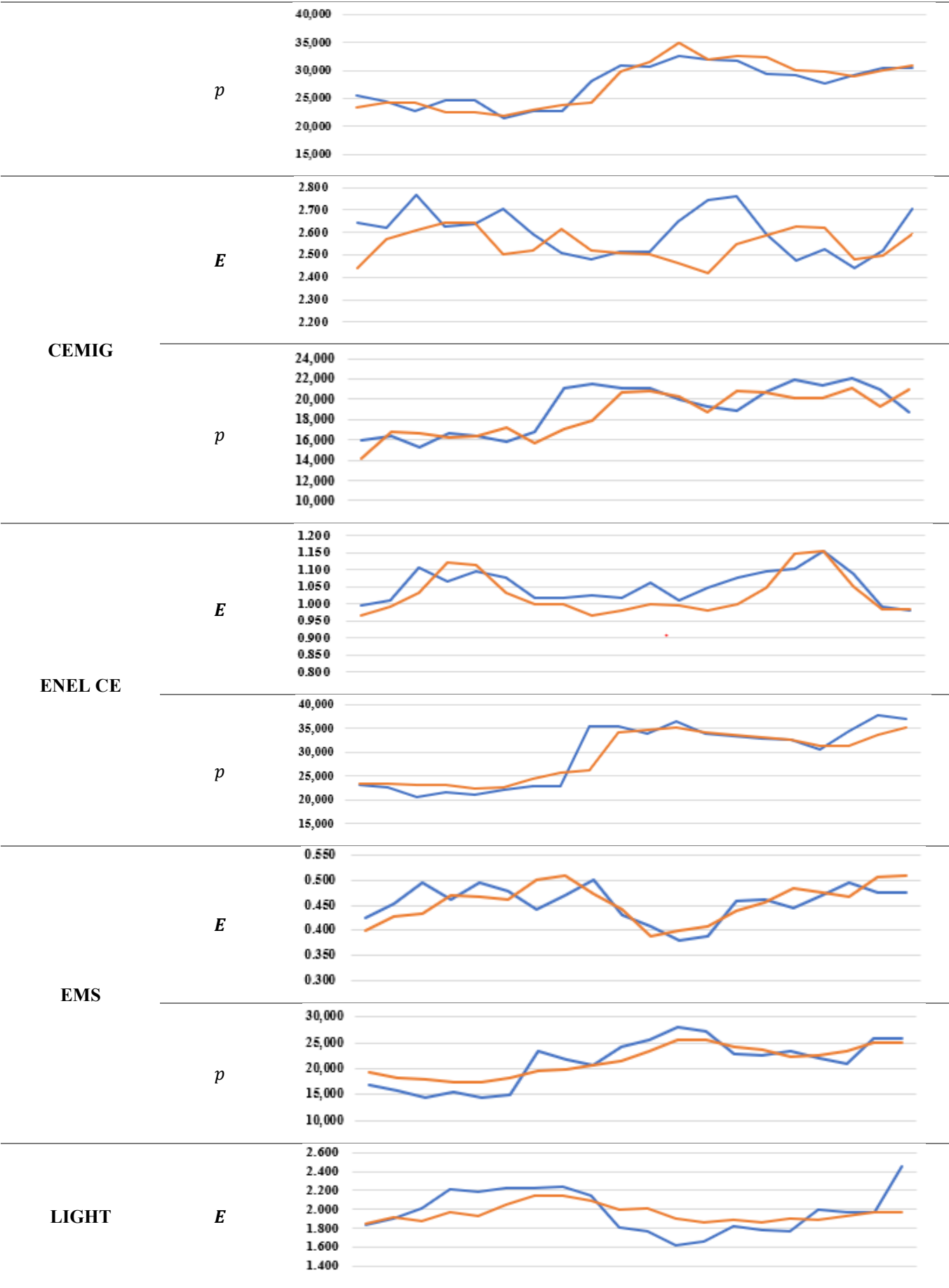
Figura 5-9 Método *FIT* do Coeficiente das Perdas de Energia mensal.

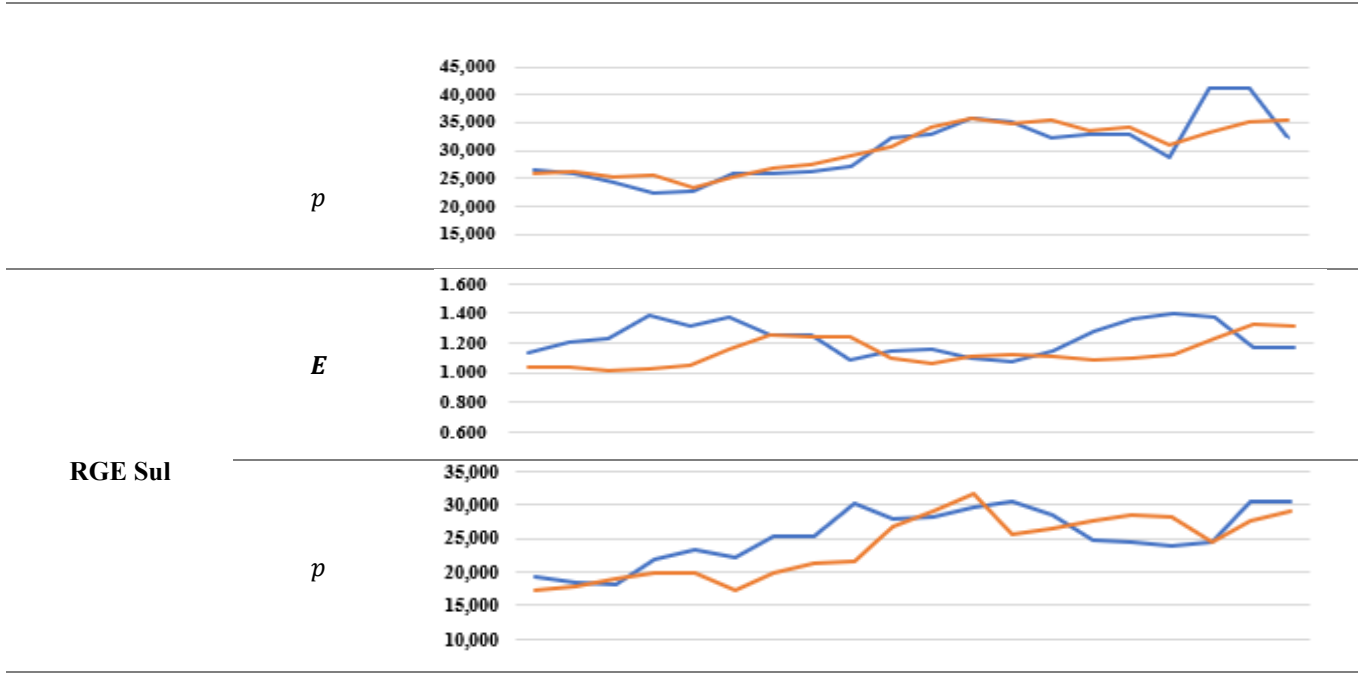
Após a apresentação detalhada dos resultados obtidos para a concessionária modelo, a Tabela 5-3 reúne os gráficos do *FIT* correspondentes às demais concessionárias analisadas nesta pesquisa. Para cada concessionária, são apresentados os ajustes realizados para os parâmetros (E) e (p), permitindo avaliar visualmente a aderência do modelo aos dados observados. Embora não seja realizada uma discussão individualizada de cada caso, uma vez que os procedimentos metodológicos e critérios de avaliação permaneceram os mesmos, a apresentação conjunta desses resultados possibilita verificar a consistência dos ajustes obtidos ao longo de toda a amostra analisada e evidenciar o desempenho do processo de calibração adotado.

Tabela 5-3 Gráficos dos FITs de cada concessionária.









A divisão da amostra em conjuntos de treinamento e teste não foi realizada para os parâmetros T , e e μ , uma vez que o tamanho da série não permitiria uma validação estatística robusta, devido ao número reduzido de observações disponíveis que são de apenas oito pontos, referentes aos períodos anuais de 2015 – 2022. Como alternativa para avaliar o desempenho do modelo nesses parâmetros, utilizou-se o indicador *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE).

O MAPE é uma métrica muito útil para avaliar e comparar o desempenho de diferentes modelos, independentemente das unidades dos dados. A equação do MAPE é a dada por (35):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \cdot 100 \quad (35)$$

onde:

A_t é o valor real no tempo t ;

F_t é o valor previsto no tempo t ; e

n é o número total de observações.

O valor do MAPE fornece uma métrica de quão bem o modelo prevê os valores, utilizando os seguintes critérios para avaliar a qualidade das previsões [69], [70]:

- $MAPE < 10\%$: Previsão de alta precisão;
- $10\% \leq MAPE < 20\%$: Previsão de boa precisão;
- $20\% \leq MAPE < 50\%$: Previsão razoável; e
- $MAPE \geq 50\%$: Previsão de baixa precisão.

A escolha do modelo final foi realizada com base na comparação do MAPE como mostra a Tabela 5-4, sendo selecionado aquele que apresentou melhor desempenho preditivo, ou seja, estabeleceu-se que o modelo mais adequado não deve ser escolhido exclusivamente com base no menor valor de MAPE, mas também pela sua capacidade de reproduzir de forma consistente a dinâmica da série histórica e gerar previsões aderentes ao comportamento observado.

Tabela 5-4 MAPE de cada concessionária

Concessionárias	SUAVIZAÇÃO EXPONENCIAL DUPLA					
	ARIMA Ideal			Peso Especificado		
	T	e	μ	T	e	μ
COSERN	9,07	4,27	2,43	8,64	5,48	5,47
ENEL RJ	14,6	13,31	2,79	11,93	6,29	3,86
EMT	10,44	10,15	3,78	8,33	10,21	2,71
COELBA	12,63	6,74	3,15	11,51	6,00	7,61
ESE	10,13	5,15	5,34	8,63	4,85	4,52
CPFL Paulista	12,28	5,34	12,28	11,86	5,15	9,59
ELETROPAULO	13,63	10,53	3,92	12,98	9,79	5,45
CELPE	3,24	2,26	3,31	3,00	2,72	3,16
CEMIG	81,00	16,69	4,80	34,80	16,63	6,60
ENEL CE	8,53	6,32	6,46	7,65	7,26	5,74
EMS	24,11	3,11	3,95	11,30	6,00	3,51
LIGHT	9,11	6,78	4,84	11,87	4,30	3,82
PAULISTA	9,26	4,94	27,26	7,44	7,43	27,65

Em consonância com a Tabela 5-4, para o parâmetro μ da concessionária ESE, os resultados obtidos com a SED foram satisfatórias, ao comparar as métricas Peso Especificado e ARIMA ideal. Observou-se que a métrica de ARIMA ideal, embora apresente valor superior de 5,34, à métrica do peso especificado (4,52), o ARIMA ideal resultou em previsões mais consistentes quando confrontadas com a série histórica.

Dessa forma, a escolha dos modelos adotados neste estudo fundamenta-se não apenas em critérios quantitativos de erro, mas também na análise qualitativa do ajuste e da capacidade de generalização das previsões, garantindo maior robustez aos resultados obtidos. Essa abordagem pode ser observada nos resultados apresentados nas Figura 5-10 aFigura 5-14, nas quais são exibidas as séries históricas e as previsões geradas a partir dos modelos selecionados, sendo o ponto tracejado o marco de separação entre os dados observados e os valores projetados.

No caso do parâmetro E (Figura 5-10) modelado com dados mensais, observa-se um comportamento sazonal bem definido ao longo de toda a série histórica, com oscilações regulares em torno de um nível relativamente estável. A partir do ponto de previsão, o modelo selecionado consegue preservar esse padrão sazonal, mantendo a periodicidade e a amplitude das variações, o que indica boa capacidade de capturar a dinâmica temporal da série e projetar seu comportamento futuro de forma coerente.

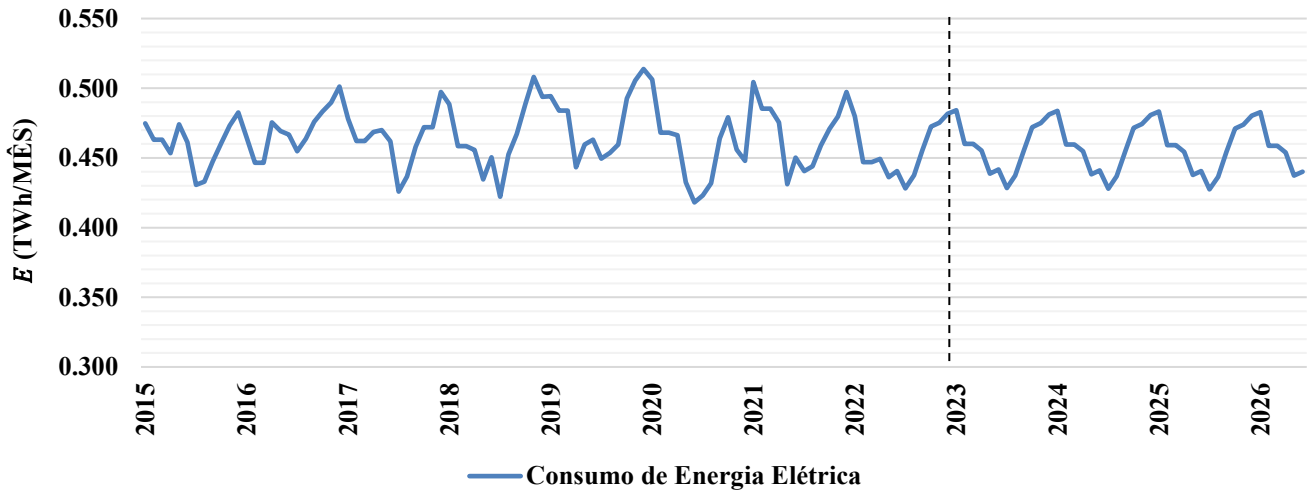


Figura 5-10 Série histórica de consumo de energia elétrica mensal e previsão mensal.

Para o parâmetro p (Figura 5-11), também com frequência mensal, verifica-se uma trajetória crescente ao longo do tempo, com variações que indicam mudanças estruturais mais acentuadas, especialmente nos períodos mais recentes. A projeção acompanha essa tendência de crescimento, mantendo a trajetória ascendente observada na série histórica. Esse comportamento reforça que o modelo adotado foi capaz de incorporar a tendência presente nos dados, ainda que existam oscilações pontuais.

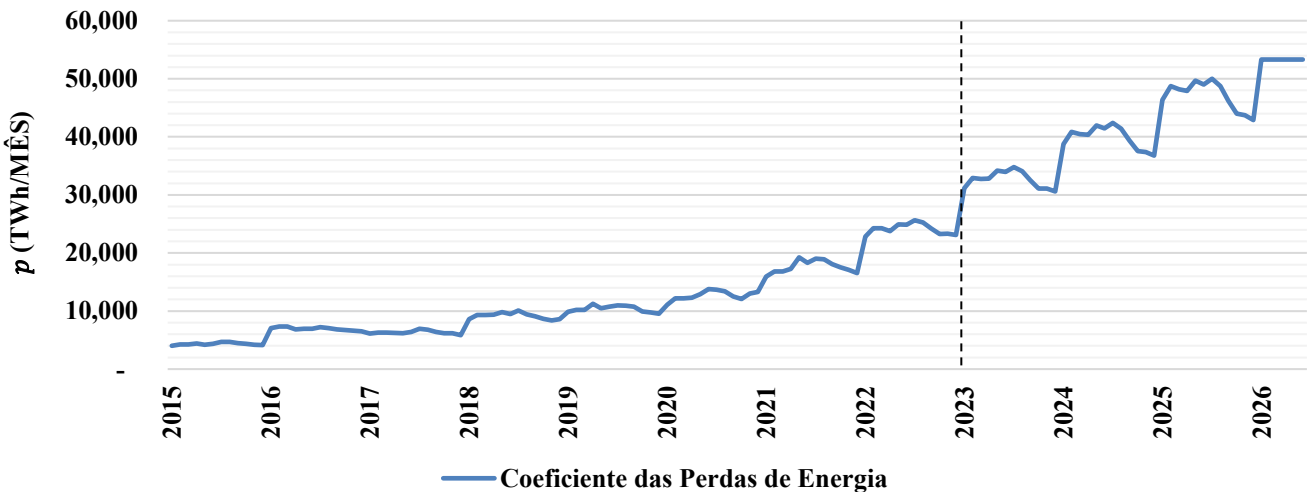


Figura 5-11 Série histórica do Coeficiente das Perdas de Energia mensal e previsão mensal.

No que se refere ao parâmetro T (Figura 5-12), com periodicidade anual, observa-se uma tendência geral de crescimento ao longo dos anos, ainda que com algumas variações intermediárias. A previsão mantém essa trajetória ascendente, indicando que o modelo selecionado conseguiu capturar a tendência de

longo prazo da série. Esse resultado é consistente com a escolha metodológica, que priorizou modelos capazes de representar adequadamente a evolução estrutural da variável.

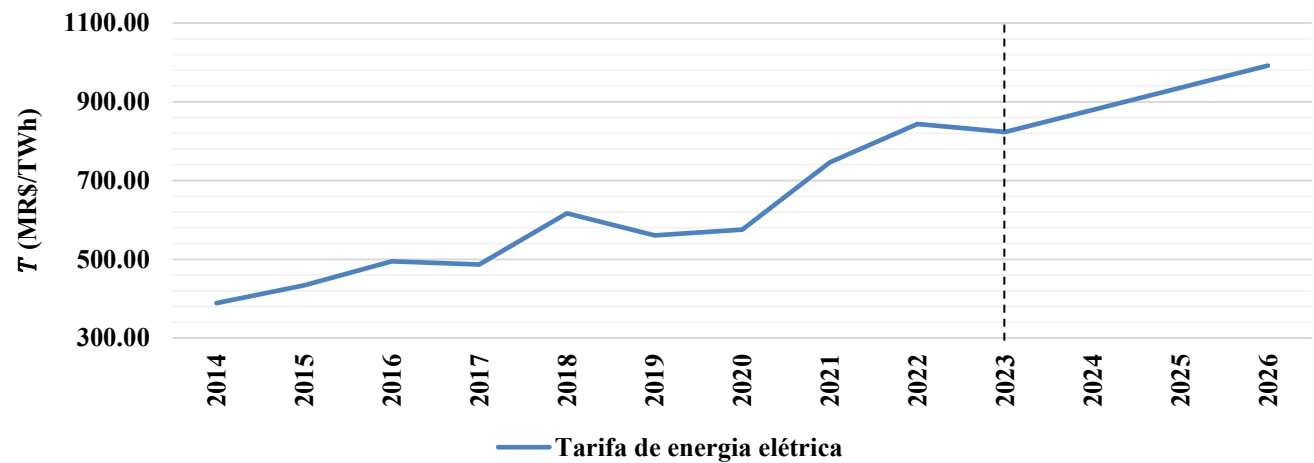


Figura 5-12 Série histórica de tarifa de energia elétrica mensal e previsão anual.

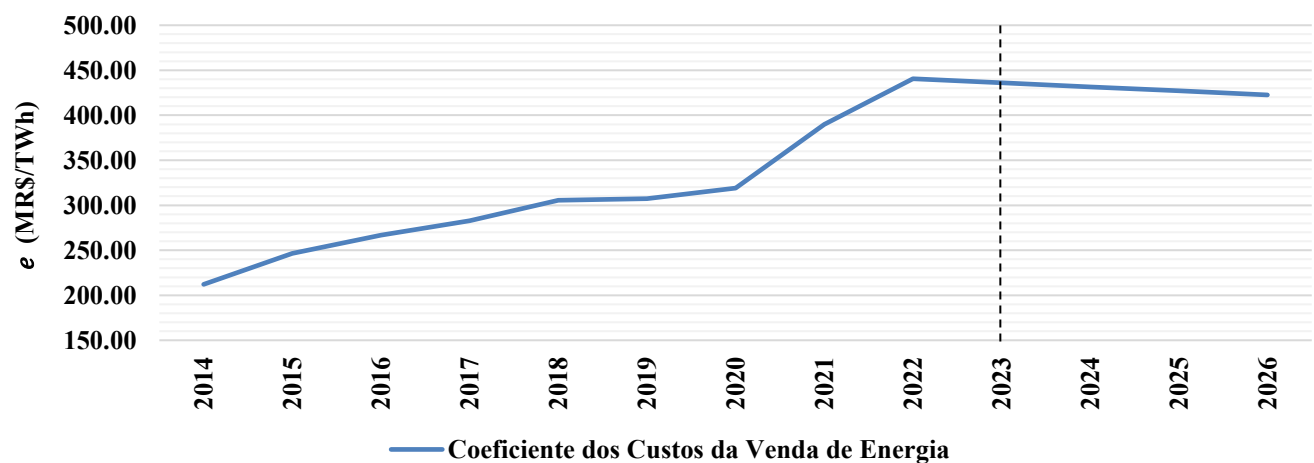


Figura 5-13 Série histórica do Coeficiente dos Custos de Venda da Energia mensal e previsão anual.

Para o parâmetro e (Figura 5-13), também com dados anuais, verifica-se um crescimento mais acentuado até determinado período, seguido de uma leve estabilização ou suavização da trajetória. A projeção reflete esse comportamento ao indicar uma tendência de acomodação após o crescimento observado, evidenciando que o modelo foi capaz de ajustar não apenas a tendência, mas também mudanças no ritmo de crescimento da série.

Adicionalmente, para o parâmetro μ (Figura 5-14), observa-se um crescimento inicial mais expressivo até aproximadamente 2016, seguido de um comportamento de estabilização com leve tendência de queda ao longo dos anos subsequentes. A projeção acompanha essa dinâmica, indicando uma trajetória

suavemente decrescente no horizonte previsto. Esse resultado sugere que o modelo selecionado foi capaz de captar a mudança de regime da série — de crescimento para estabilização —, reforçando a adequação da escolha metodológica, mesmo diante de um MAPE relativamente superior em comparação a outras alternativas testadas.

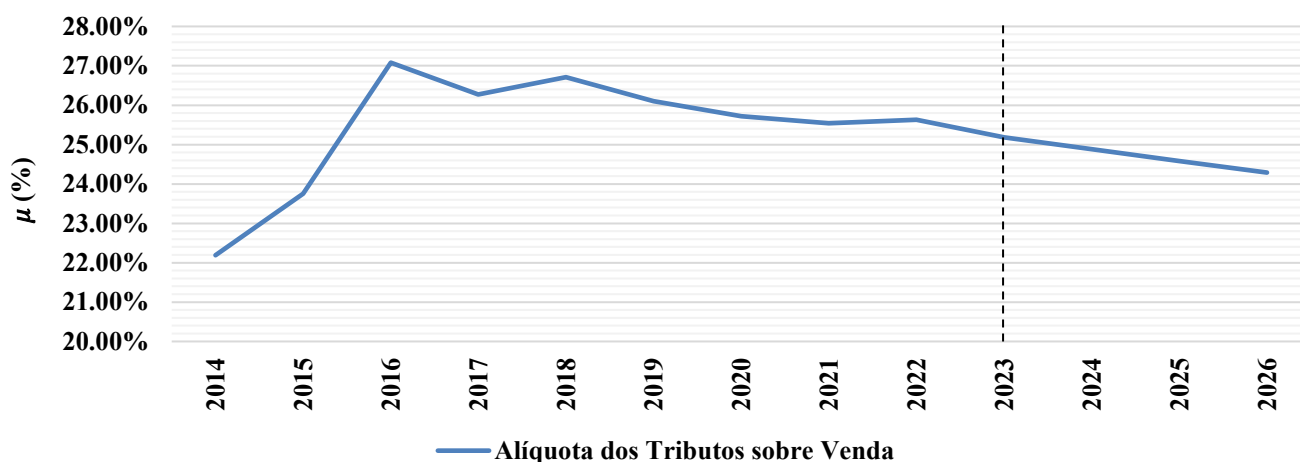


Figura 5-14 Série histórica da Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS) mensal e previsão anual.

Em conjunto, os resultados gráficos corroboram a estratégia adotada na seleção dos modelos, demonstrando que, mesmo em situações em que o MAPE não foi o menor entre as alternativas testadas, os modelos escolhidos apresentaram melhor aderência ao comportamento das séries e maior consistência nas previsões, o que é fundamental para análises prospectivas no contexto do setor elétrico.

5.2.3 Aplicação dos dados previstos e a migração dos consumidores

A aplicação das previsões no TAROT passou por alguns ajustes necessários como mostram as Figura 5-15 e Figura 5-16, pois elas utilizam a mesma série de dados históricos e seguem o esquema de migração apresentado na Figura 5-2. Por exemplo, a migração de 95% dos consumidores de alta tensão ocorre entre janeiro de 2023 e junho de 2024, 75% do grupo residencial de maior renda migra entre julho de 2024 e junho de 2025, e 33% do grupo residencial de menor renda migra entre julho de 2025 e junho de 2026. No entanto, o tratamento dos dados difere significativamente entre as duas figuras. Na Figura 5-15, os dados foram distribuídos proporcionalmente, levando em consideração os dados anteriores para garantir a continuidade nos resultados. Em contrapartida, os dados na Figura 5-16 apresentam o consumo de energia sem esse ajuste proporcional, ou seja, o impacto das porcentagens de migração foi aplicado diretamente, o que resultou em uma queda mais brusca no consumo. Assim, a diminuição no consumo na Figura 5-16 aparece mais acentuada por não ter ajuste, enquanto a Figura 5-15 mostra uma redução mais moderada devido à abordagem da proporcionalidade.

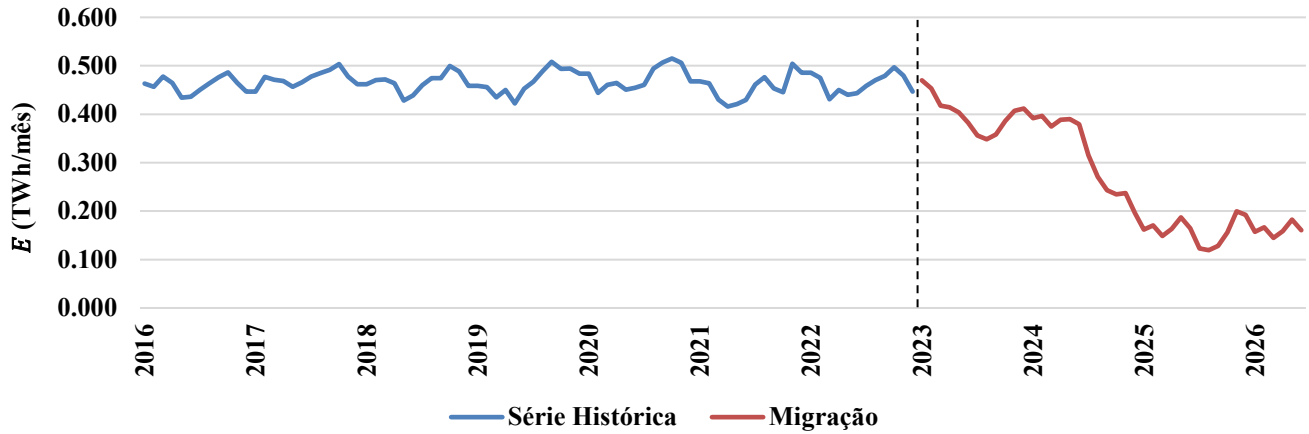


Figura 5-15 Aplicação proporcional dos fatores de porcentagem de migração no consumo de energia.

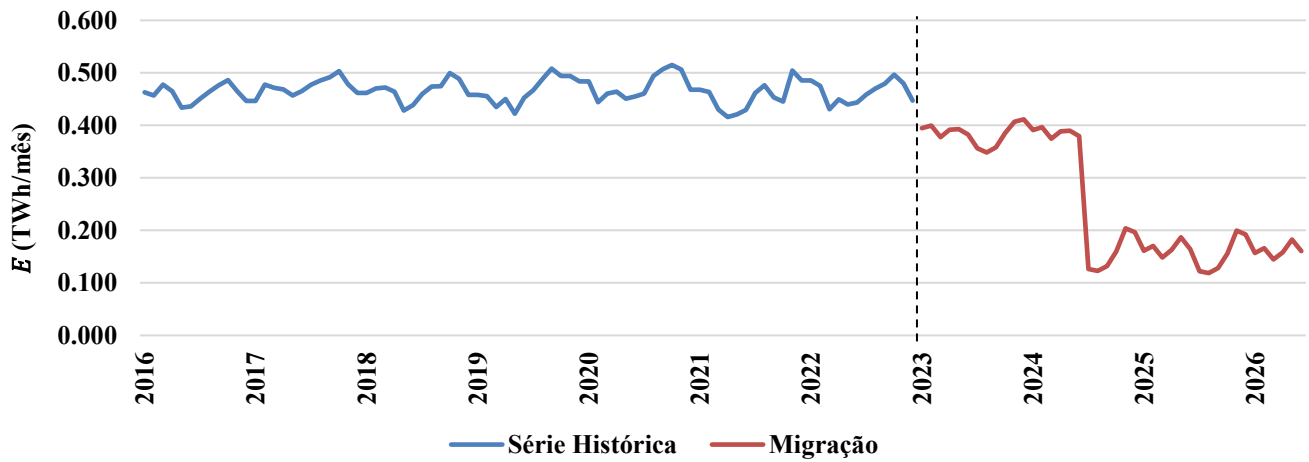


Figura 5-16 Aplicação direta dos fatores de porcentagem de migração no consumo de energia.

Ao incorporar os efeitos da migração de consumidores no consumo de energia, observou-se que a aplicação direta da formulação original, resultava em um crescimento desproporcional das perdas. Esse comportamento decorre do fato de que o p é inversamente proporcional ao quadrado do consumo (vide Apêndice B), o que faz com que pequenas reduções em E provoquem aumentos excessivos em p , distorcendo a dinâmica esperada do sistema elétrico. Na prática, embora a redução do consumo possa elevar os custos unitários das perdas, esse aumento não ocorre de forma tão acentuada quanto sugerido pelo modelo original.

Diante disso, foi introduzido um fator de ajuste nos dados previsto de p , com o objetivo de limitar o crescimento e garantir maior aderência à realidade operacional. Esse fator foi calibrado com base na média observada nos períodos anteriores, resultando em um valor de 1,03, que representa um crescimento máximo de aproximadamente 3% no coeficiente em função da redução do consumo e é expresso por (36).

$$p = \min \left[p_0 \cdot \left(\min \left(\frac{E_0}{E_0 - E_m} \cdot k \right) \right)^2 \cdot p_{max} \right] \quad (36)$$

Onde:

p_0 é o valor previsto de p sem descontar a migração;

E_0 é o valor previsto de E sem descontar a migração;

E_m é o consumo de energia migrando;

k é o fator limitador; e

p_{max} é o limite máximo admissível para p .

A aplicação desse limitador permite preservar a sensibilidade do modelo à variação do consumo, sem, contudo, gerar resultados discrepantes ou economicamente inconsistentes. Dessa forma, o modelo passa a refletir de maneira mais realista o impacto da migração de consumidores sobre as perdas, mantendo coerência com o comportamento esperado do sistema.

Vale lembrar que trata-se de dados de entrada, ou seja, foram previstos. Os equacionamentos de E e p usados no TAROT são para cálculos dos dados anteriores a 2023. Após esse período não são usados mais os equacionamentos, mas sim as previsões que foram estimadas.

As porcentagens de migração foram aplicadas exclusivamente no parâmetro E . Não foram consideradas aplicações dessas porcentagens sobre os demais parâmetros apresentados no trabalho, uma vez que o estudo proposto se concentrou-se apenas no impacto da migração sobre o consumo de energia, por ser este o primeiro parâmetro diretamente afetado. Entretanto, observa-se que existem parâmetros dependentes do consumo que, indiretamente, também incorporam os efeitos da migração. Isso ocorre porque tais variáveis são funcionalmente relacionadas ao consumo de energia elétrica. Assim, devido à interdependência existente entre os parâmetros no modelo TAROT, os impactos da migração acabam sendo propagados para as demais variáveis associadas.

5.3 Considerações Finais

Em suma, a estrutura metodológica detalhada neste capítulo estabelece um modelo analítico e operacional rigoroso, dividido em três fases integradas, para mensurar os impactos socioeconômicos da abertura gradual do ACL proposta pela NT nº 10/2022-SRM/ANEEL. A transição da modelagem conceitual para a aplicação prática fundamentou-se na projeção de parâmetros críticos via *software Minitab*, empregando os modelos SARIMA, *Holt-Winters* e SED, cuja validação estatística foi assegurada pelos testes de aderência *FIT* e pela métrica de erro MAPE. Por fim, a acoplagem dessas projeções ao modelo TAROT, associada à introdução de um fator limitador matemático para mitigar distorções no crescimento

desproporcional das perdas diante da migração de carga, consolida uma base de dados calibrada e aderente à realidade operacional do setor. Conclui-se, portanto, que os procedimentos de tratamento, validação e ajuste aqui estruturados fornecem o suporte científico indispensável para conferir consistência e confiabilidade aos resultados determinísticos e estocásticos apresentados nos capítulos subsequentes.

6 COMBINAÇÃO DO MODELO TAROT COM PREVISÃO

Neste capítulo, apresenta-se uma análise do impacto da abertura do ACL sobre a tarifa de energia elétrica, o ECA, o EVA e EWA. Embora o Brasil conte atualmente com 105 áreas de concessões [71], o presente estudo contempla a análise com 13 dessas áreas, em virtude das limitações relacionadas à disponibilidade de dados por parte das concessionárias. Durante o processo de coleta, verificou-se que nem todas haviam publicado suas informações, uma vez que os processos tarifários, realizados por meio de RTA e RTP, ocorrem em períodos distintos para cada empresa.

Nesse contexto, apenas as 13 concessionárias analisadas haviam disponibilizados seus dados na SPARTA no período considerado. Assim, o modelo proposto é aplicado a essas áreas de concessão, conforme ilustrado na Figura 6-1. Para maior contextualização, a Tabela 6-1 fornece informações complementares sobre essas áreas de concessão.



Figura 6-1 Mapa dos estados analisados por concessão.

Tabela 6-1 Informações gerais sobre: Concessionárias, número de consumidores e a localidade [66].

Concessionárias	Região	Estados	Números de consumidores 2022
COSERN	Nordeste	RN	1,527.676
ENEL RJ	Sudeste	RJ	2,708.524
EMT	Centro-Oeste	MT	1,562.362
COELBA	Nordeste	BA	6,353.589
ESE	Nordeste	SE	825.757
CPFL Paulista	Sudeste	SP	4,767.946
ELETROPAULO	Sudeste	SP	7,639.971
CELPE	Nordeste	PE	3,871.540

CEMIG	Sudeste	MG	8,880.913
ENEL CE	Nordeste	CE	3,792.261
EMS	Centro-Oeste	MS	1,085.321
LIGHT	Sudeste	RJ	3,843.398
RGE Sul	Sul	RS	3,016.386

6.1 Análise Determinística do Modelo TAROT

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir do TAROT, considerando o ECA, EVA e EWA, com o objetivo de avaliar os efeitos da migração para o ACL sobre diferentes concessionárias. A análise contempla o período de 2023 a 2026, permitindo observar a evolução tarifária e seus impactos econômicos ao longo do processo de abertura do mercado. Ressalta-se que, diferentemente da abordagem regulatória tradicional, o impacto da abertura do ACL não é analisado neste primeiro momento sob a premissa de manutenção do $EVA = 0$ ao longo de todo o período.

6.1.1 EVA

A Figura 6-2 apresenta, de forma conjunta, dois gráficos complementares (a) e (b) que analisam o comportamento do EVA das 13 concessionárias.

O gráfico (a), apresenta os valores absolutos do EVA (MR\$) para cada concessionária, considerando os anos de 2023 e 2024. Desta forma, são exibidos dois grupos de colunas: o primeiro grupo corresponde ao cenário sem migração, enquanto o segundo grupo representa o cenário com migração para o ACL.

Como exemplo, para a concessionária COSERN, as duas primeiras colunas indicam os EVAs observados em 2023 e 2024 no cenário sem migração, enquanto as duas colunas seguintes apresentam os valores correspondentes ao cenário com migração, permitindo a comparação direta entre os dois contextos.

O gráfico (b), apresenta a variação percentual do EVA associado ao cenário com migração. Essas variações correspondem à diferença relativa entre os cenários com e sem migração.

A Figura 6-2 (a) ilustra o resultado do excedente das concessionárias com a migração de consumidores para o mercado do ACL. A partir dos resultados, alguns aspectos podem ser destacados:

O EVA mantém-se em equilíbrio econômico-financeiro para a concessionária ELETROPAULO em 2023, apresentando o maior valor, de 86,25 MR\$. A concessionária RGE Sul, por sua vez, apresenta valores positivos de EVA de 2024 a 2026, fase em que todos os consumidores já teriam migrado, conforme o cronograma. Ambas destacam-se por apresentarem os maiores valores de EVA entre as concessionárias analisadas. Outras concessionárias, como COSERN, ENEL CE, ESE e LIGHT, também mantêm o EVA positivo, no entanto, com valores mais próximos de zero, conforme apresentado na Tabela 6-2.

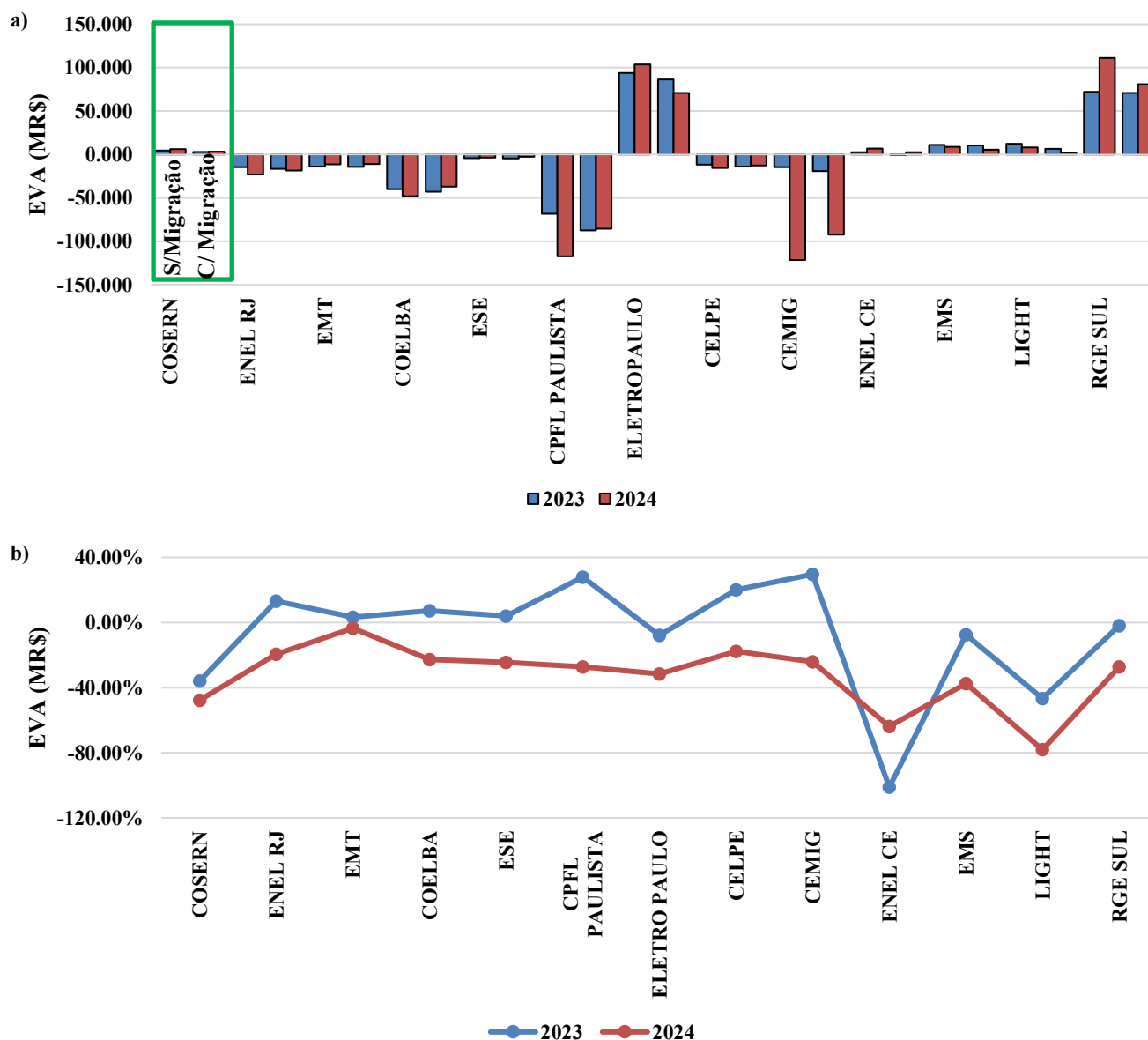


Figura 6-2 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente das concessionárias no período de 2023 e 2024.

Ainda em concordância com a Figura 6-2 (b), a partir dos resultados obtidos, observa-se que, do ponto de vista percentual, entre as concessionárias analisadas, no ano de 2023, começo da migração, seis delas apresentaram queda, sendo elas: COSERN, ELETROPAULO, ENEL CE, EMS, LIGHT e RGE Sul.

Por outro lado, algumas concessionárias apresentaram variações percentuais positivas no período da migração, como a ENEL RJ, EMT, COELBA, ESE, CPFL Paulista CELPE e CEMIG, indicando que, no primeiro ano, parte das concessionárias foi menos sensível aos efeitos da migração. Esse comportamento pode ser explicado pelo fato de que a migração inicial, predominantemente de consumidores de alta tensão, tende a gerar impactos menos expressivos quando comparada à migração de consumidores de baixa

tensão. Observa-se, ainda, que, a partir de 2024, todas as concessionárias passam a apresentar quedas ao longo do processo de migração, conforme evidenciado na Tabela 6-3.

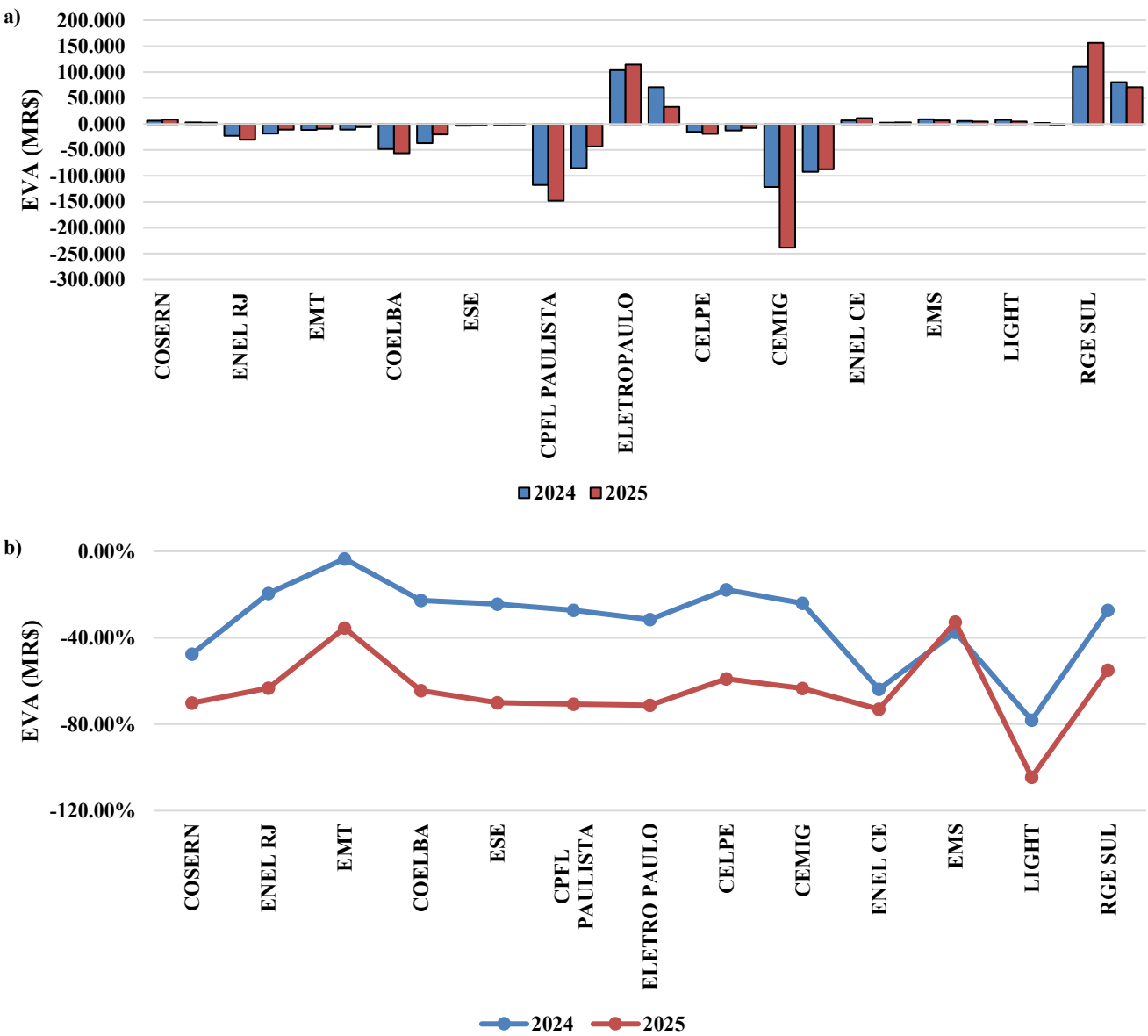


Figura 6-3 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente das concessionárias no período de 2024 e 2025.

Em contrapartida, a concessionária CEMIG, a partir de 2024, passou a apresentar excedente negativo, mantendo-se como a mais afetada com o processo de migração. O EVA inicia esse período em aproximadamente -92,19 MR\$ e segue em trajetória de queda, conforme pode ser observado nas comparações entre os períodos apresentadas nas Figura 6-3 e Figura 6-4.

Esse comportamento está associado ao início da migração dos consumidores de alta tensão (grupo A), que, atingem cerca de 95% do total entre os meses de janeiro e junho de 2024, como ilustrado na Figura

5-2. A partir desse ponto, observa-se a continuidade da redução do EVA até 2026, período em que ocorre a migração dos consumidores de baixa tensão, com aproximadamente 75% das faixas de maior consumo (residencial) e, posteriormente, cerca de 33% das faixas de menor consumo.



Figura 6-4 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente das concessionárias no período de 2025 e 2026.

É notável que, em 2023, algumas concessionárias apresentam capacidade de manter o EVA positivo. No entanto, à medida que ocorre a ampliação do acesso dos consumidores ao ACL, observa-se uma tendência de redução desse indicador, inclusive para aquelas concessionárias que inicialmente apresentavam resultados positivos. Esse comportamento decorre da diminuição do mercado atendido pelas concessionárias, em função da migração dos consumidores, o que impacta diretamente suas receitas. Na Tabela

6-3 é possível observar esse efeito para a concessionária LIGHT, que apresenta uma tendência acentuada de queda no EVA ao longo do período, atingindo, em 2026, uma redução superior a 100%.

Tabela 6-2 Excedentes das concessionárias, sem e com migração (MR\$).

Concessionárias	EVA							
	2023		2024		2025		2026	
	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração
COSERN	4.71	3.01	6.33	3.32	8.44	2.51	10.06	2.96
ENEL RJ	-14.72	-16.65	-23.04	-18.55	-30.49	-11.18	-32.39	-13.57
EMT	-13.91	-14.37	-11.38	-10.98	-9.15	-5.90	-9.56	-6.19
COELBA	-39.82	-42.73	-48.10	-37.18	-56.61	-20.14	-63.54	-21.66
ESE	-4.34	-4.51	-3.56	-2.69	-2.73	-0.82	-1.96	-0.64
CPFL Paulista	-68.20	-87.25	-117.46	-85.45	-147.90	-43.31	-179.42	-52.50
ELETROPAULO	93.92	86.59	103.63	70.84	114.55	32.97	131.08	38.09
CELPE	-11.57	-13.90	-15.58	-12.81	-18.96	-7.78	-16.56	-6.95
CEMIG	-14.70	-19.05	-121.46	-92.19	-238.68	-87.31	-326.58	-115.01
ENEL CE	2.54	-0.03	6.90	2.50	11.25	3.04	15.60	5.15
EMS	11.21	10.37	8.96	5.61	6.75	4.54	5.07	0.97
LIGHT	12.22	6.51	8.25	1.81	4.64	-0.21	4.75	-0.38
RGE Sul	72.33	70.98	111.12	80.81	156.64	70.55	217.20	106.24

 Maior valor positivo.
 Maior valor negativo.

Tabela 6-3 Variação percentual do excedente das concessionárias entre os cenários sem e com migração (%)

Concessionárias	PERCENTUAL DO EVA			
	2023	2024	2025	2026
COSERN	-35.98%	-47.64%	-70.25%	-70.58%
ENEL RJ	13.08%	-19.47%	-63.35%	-58.11%
EMT	3.31%	-3.47%	-35.49%	-35.23%
COELBA	7.31%	-22.70%	-64.43%	-65.92%
ESE	3.96%	-24.42%	-70.06%	-67.22%
CPFL Paulista	27.94%	-27.25%	-70.71%	-70.74%
ELETROPAULO	-7.80%	-31.64%	-71.21%	-70.94%
CELPE	20.13%	-17.79%	-58.95%	-58.00%
CEMIG	29.63%	-24.10%	-63.42%	-64.78%
ENEL CE	-101.15%	-63.76%	-73.01%	-66.96%
EMS	-7.50%	-37.41%	-32.75%	-80.82%
LIGHT	-46.69%	-78.10%	-104.52%	-108.02%
RGE Sul	-1.86%	-27.27%	-54.96%	-51.09%

 Maior valor positivo.
 Maior valor negativo.

6.1.2 ECA

Dando continuidade à análise, passa-se agora à avaliação dos resultados obtidos para o ECA, com o objetivo de compreender os impactos da migração para o ACL no bem-estar socioeconômico dos consumidores atendidos pelas concessionárias analisadas.

Adicionalmente, é fundamental destacar a distinção entre a análise em termos absolutos e percentuais do ECA. Os valores absolutos refletem, em grande medida, o porte das concessionárias e o número de consumidores atendidos, o que explica, por exemplo, os menores valores observados para algumas concessionárias ao longo de todo o período. Por outro lado, a análise percentual permite capturar a intensidade da perda de bem-estar em relação ao nível inicial de excedente, revelando efeitos que não são imediatamente perceptíveis na análise em valores monetários. Além disso, o modelo quantifica o ECA do ACR por isso fica evidente a queda do ECA.

Outro ponto importante, é que as variações do bem-estar econômico passam a ser determinadas, predominantemente, pelo comportamento do excedente dos consumidores. Assim, como as diferenças entre os resultados de ECA e EWA mostraram-se desprezíveis ao longo das simulações, a análise do ECA representa, de forma equivalente, o comportamento do EWA. Por esse motivo, optou-se por apresentar e discutir apenas os resultados do ECA, uma vez que a inclusão de ambas as análises resultaria em informações redundantes, sem acréscimo de interpretações relevantes para os objetivos deste estudo.

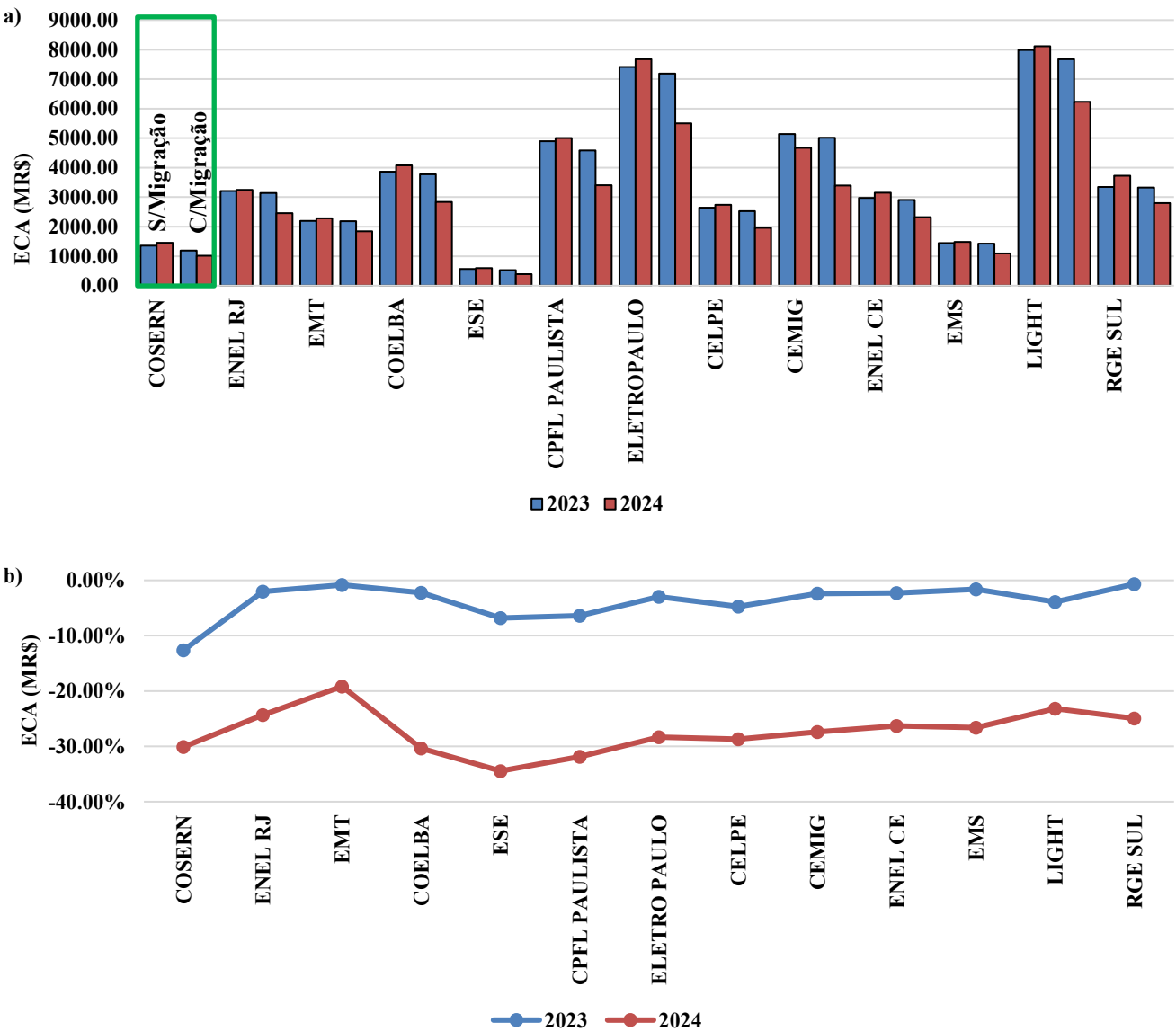


Figura 6-5 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2023 e 2024.

Com base nos resultados apresentados na Figura 6-5 (a) e na Tabela 6-4, verifica-se que a concessionária ESE apresenta, consistentemente, os menores valores de ECA ao longo de todo o período analisado, sendo 527,09 MR\$ em 2023 e chega ao fim da migração com 181,73 MR\$ em 2026 no cenário com migração. Esse resultado está diretamente relacionado ao menor porte da concessionária (Tabela 6-1, especialmente em termos de número de consumidores atendidos, o que implica menor volume agregado de excedente. Em contrapartida, a concessionária LIGHT destaca-se por apresentar o maior valor absoluto de ECA em 2023 com 7.674,77 MR\$, evidenciando forte impacto da abertura de mercado.

Conforme apresentado na Figura 6-5 (b) e na Tabela 6-5, observa-se que todas as concessionárias registram variações percentuais negativas ao longo do período, indicando uma redução generalizada do

excedente do consumidor. Em 2023, a maior queda percentual é observada na concessionária COSERN, com -12,62%, enquanto a menor variação ocorre na RGE Sul, com -0,67%.

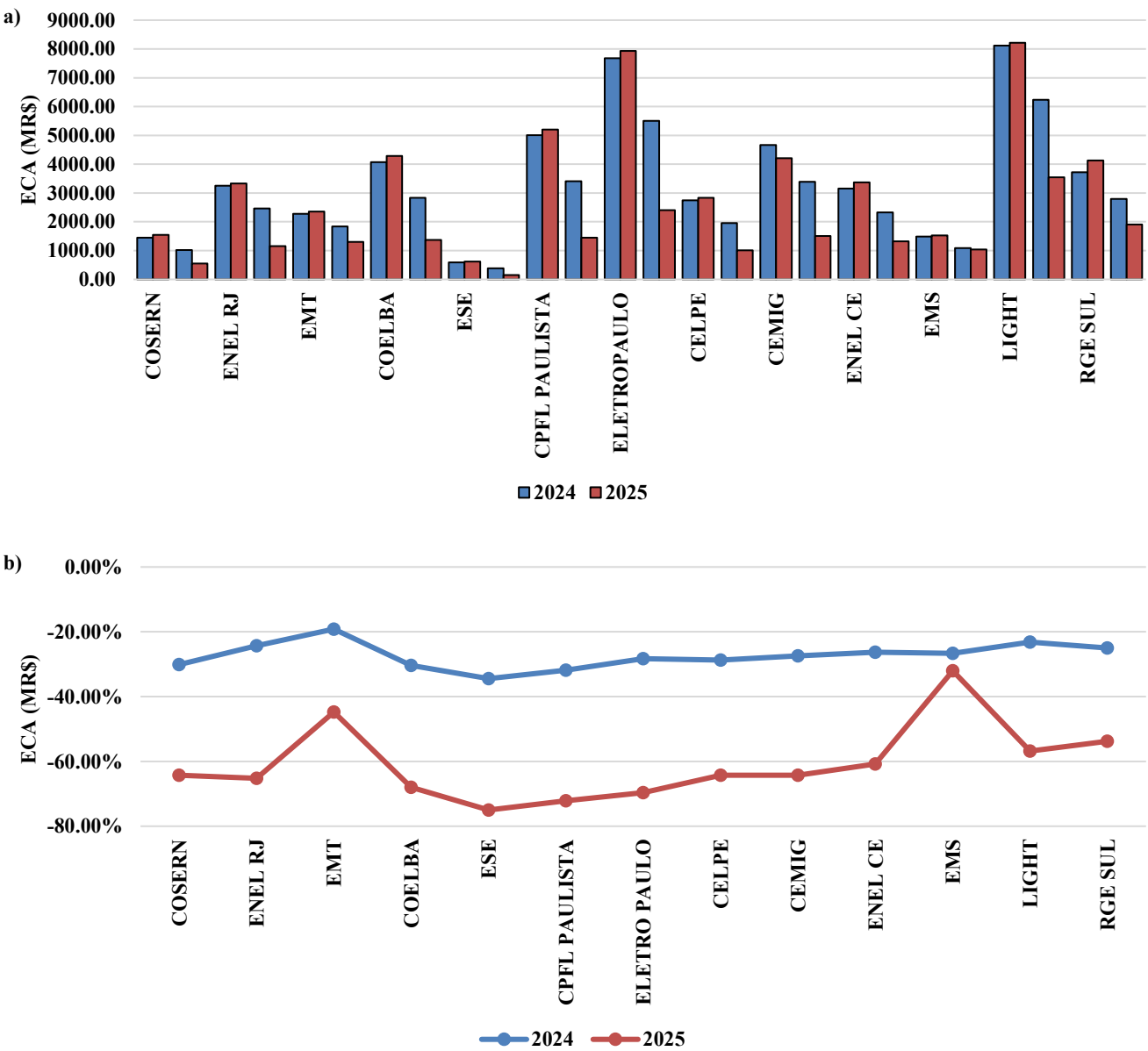


Figura 6-6 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2024 e 2025.

Adicionalmente, observa-se na Figura 6-6, que a concessionária ELETROPAULO apresenta destaque no cenário com migração, registrando valor de 5.504,74 MR\$, superior ao de outras concessionárias no período de 2024. Nos anos subsequentes, as reduções tornam-se significativamente mais intensas. Destaca-se a concessionária ESE, que apresenta quedas expressivas de -34,44% em 2024 e -75,00% em 2025, configurando-se como uma das mais impactadas em termos relativos nesses anos. Esse resultado indica

que, embora a concessionária possua baixos valores absolutos de ECA, a perda proporcional do excedente dos consumidores é bastante elevada.

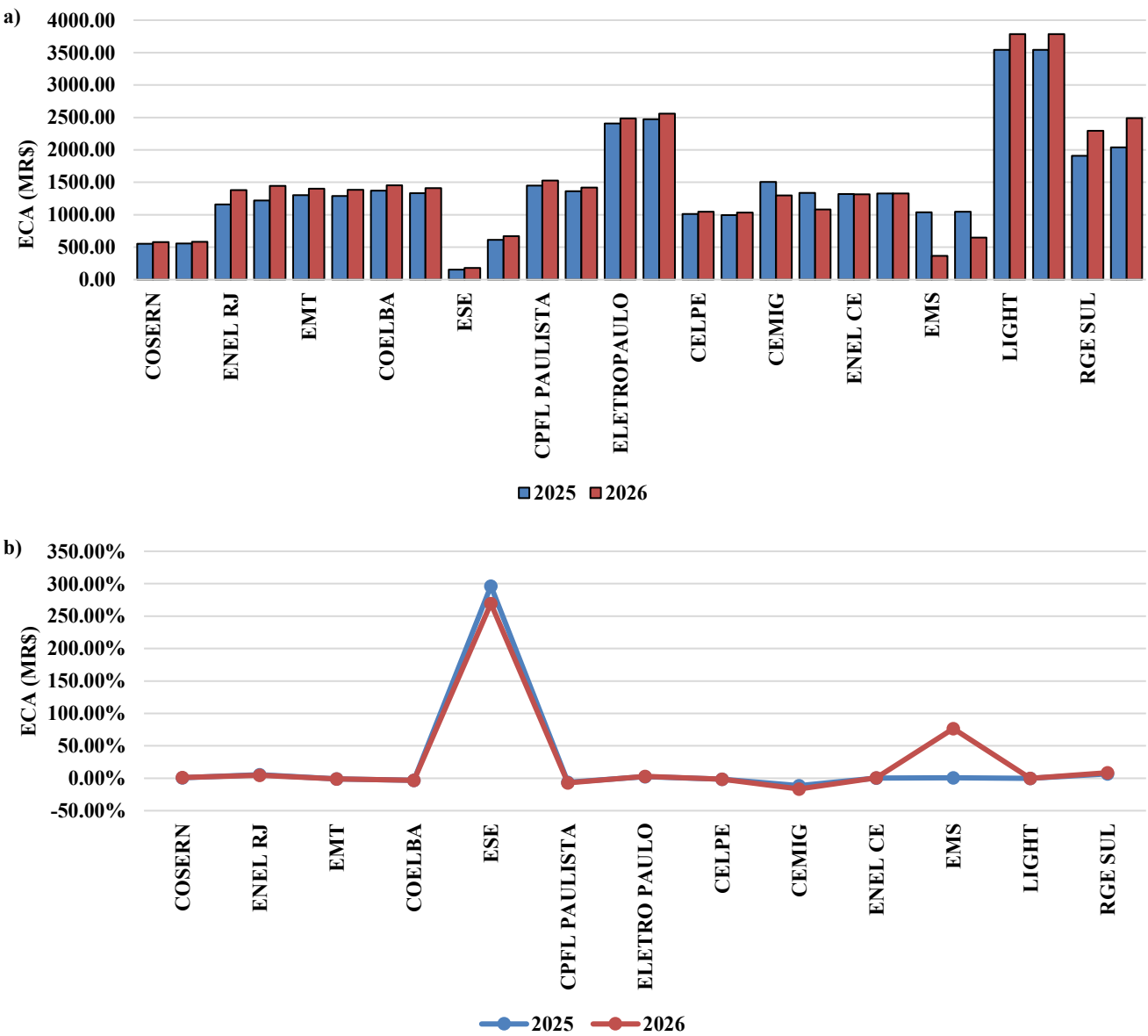


Figura 6-7 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2025 e 2026.

Por fim, observa-se na Figura 6-7 (a) e na Tabela 6-4, que a concessionária LIGHT se apresenta novamente em 2025 e 2026 com a maior concentração de migração, registrando valor de 3.544,92/MR\$ e 3.787,13 MR\$, valor bem superior ao de outras concessionárias. Observa-se também que mesmo sendo a de maior valor, ainda assim, também teve uma redução expressiva, se comparada com o ano de 2023 que era de R\$ 7.674,77 MR\$.

Já em percentual, a concessionária EMS apresenta a maior redução dentre todas as analisadas, atingindo -77,82%, o que representa a maior deterioração relativa do bem-estar dos consumidores no período considerado como é evidenciado na Figura 6-7 (b) e na Tabela 6-5. Em contraste, a concessionária EMT destaca-se por apresentar as menores variações percentuais ao longo de 2024 a 2026 (-19,16%, -44,77% e -44,24%, respectivamente), indicando maior resiliência relativa frente aos efeitos da migração.

Tabela 6-4 Excedentes dos consumidores, sem e com migração (MR\$).

Concessionárias	ECA							
	2023		2024		2025		2026	
	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração
COSERN	1361.12	1189.40	1452.62	1015.71	1543.93	551.85	1632.31	576.97
ENEL RJ	3210.76	3145.10	3251.79	2460.47	3331.93	1157.78	3664.96	1381.70
EMT	2199.14	2181.50	2278.70	1842.01	2360.03	1303.34	2511.14	1400.20
COELBA	3861.02	3774.27	4073.98	2837.60	4286.20	1373.97	4518.32	1453.87
ESE	565.66	527.09	592.96	388.73	619.03	154.79	675.44	181.73
CPFL Paulista	4898.40	4586.70	5002.86	3408.10	5207.22	1450.96	5557.62	1527.32
ELETROPAULO	7411.74	7191.75	7678.66	5504.74	7932.10	2406.53	8283.09	2484.64
CELPE	2648.00	2523.18	2743.14	1956.14	2836.46	1012.74	2948.27	1048.01
CEMIG	5136.13	5012.77	4670.87	3391.62	4212.53	1507.03	3734.05	1297.78
ENEL CE	2974.24	2906.31	3151.69	2323.06	3367.17	1321.13	3470.61	1315.54
EMS	1445.17	1421.78	1486.83	1091.01	1528.42	1038.85	1653.07	366.69
LIGHT	7987.15	7674.77	8116.32	6233.82	8211.83	3544.92	8690.21	3787.13
RGE Sul	3343.55	3321.27	3724.51	2794.78	4125.80	1907.13	4617.83	2295.72

Menor valor positivo.

Maior valor negativo.

Tabela 6-5 Variação percentual do excedente dos consumidores entre os cenários sem e com migração (%)

Concessionárias	PERCENTUAL DO ECA			
	2023	2024	2025	2026
COSERN	-12.62%	-30.08%	-64.26%	-64.65%
ENEL RJ	-2.04%	-24.33%	-65.25%	-62.30%
EMT	-0.80%	-19.16%	-44.77%	-44.24%
COELBA	-2.25%	-30.35%	-67.94%	-67.82%
ESE	-6.82%	-34.44%	-75.00%	-73.09%
CPFL Paulista	-6.36%	-31.88%	-72.14%	-72.52%
ELETROPAULO	-2.97%	-28.31%	-69.66%	-70.00%
CELPE	-4.71%	-28.69%	-64.30%	-64.45%
CEMIG	-2.40%	-27.39%	-64.22%	-65.24%
ENEL CE	-2.28%	-26.29%	-60.76%	-62.10%
EMS	-1.62%	-26.62%	-32.03%	-77.82%
LIGHT	-3.91%	-23.19%	-56.83%	-56.42%
RGE Sul	-0.67%	-24.96%	-53.78%	-50.29%

Menor valor negativo.

Maior valor negativo.

6.1.3 Trade- off

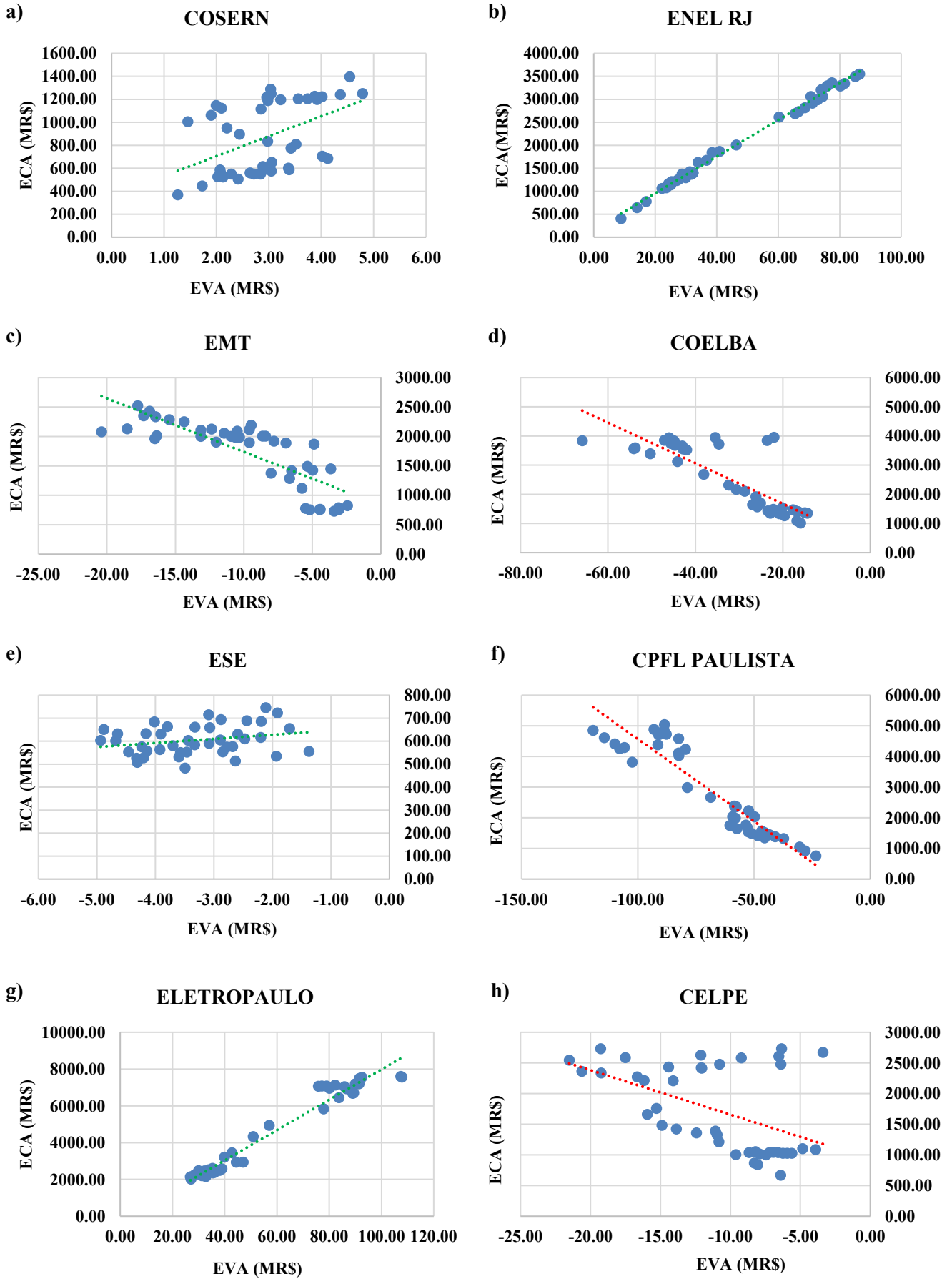
O conceito de *trade-off* é amplamente utilizado na teoria econômica para representar situações em que diferentes objetivos são conflitantes, de modo que a melhoria de um deles implica, inevitavelmente, a redução ou o comprometimento de outro. Em outras palavras, um *trade-off* expressa a necessidade de realizar escolhas diante da existência de recursos limitados ou de interesses concorrentes, impossibilitando a maximização simultânea de todos os objetivos.

No setor elétrico, esse conceito assume papel central na regulação econômica das distribuidoras de energia, uma vez que o regulador deve conciliar objetivos que, muitas vezes, são conflitantes. Ao mesmo tempo em que é necessário garantir tarifas módicas para os consumidores, também é indispensável assegurar que as concessionárias disponham de receitas suficientes para cobrir seus custos eficientes, remunerar adequadamente o capital investido e manter a continuidade, a qualidade e a expansão do serviço de distribuição. Dessa forma, a definição da tarifa regulada envolve decisões que procuram compatibilizar interesses distintos, caracterizando um típico problema de *trade-off*.

Nesse contexto, a utilização do conceito de *trade-off* neste estudo permite analisar como a abertura do mercado de energia elétrica influencia esse equilíbrio entre objetivos concorrentes. A migração de consumidores para o ACL modifica a estrutura econômica das distribuidoras e, conseqüentemente, afeta a forma como os custos da prestação do serviço são distribuídos entre os consumidores que permanecem no ACR. Assim, a análise dos resultados busca identificar como essas mudanças afetam simultaneamente os diferentes interesses envolvidos no processo regulatório.

A análise conjunta dos indicadores EVA e ECA evidencia uma dinâmica relevante entre o desempenho econômico-financeiro das concessionárias e o bem-estar socioeconômico dos consumidores. Enquanto o EVA, discutido anteriormente, sugere, em alguns casos, manutenção ou recuperação da capacidade de geração de valor pelas concessionárias, os resultados do ECA indicam uma redução generalizada do bem-estar socioeconômico dos consumidores ao longo do período analisado.

A Figura 6-8 apresenta a relação entre o EVA e o ECA por meio de gráfico de dispersão com linha de tendência, evidenciando a *trade-off*. Cada ponto do gráfico corresponde a um resultado obtido ao longo do período de análise, compreendido entre janeiro de 2023 e junho de 2026, refletindo a evolução das variáveis em função do processo gradual de migração de consumidores para o ACL. Dessa forma, os gráficos evidenciam como os resultados econômicos das concessionárias se relacionam com o nível de bem-estar socioeconômico dos consumidores ao longo do tempo.



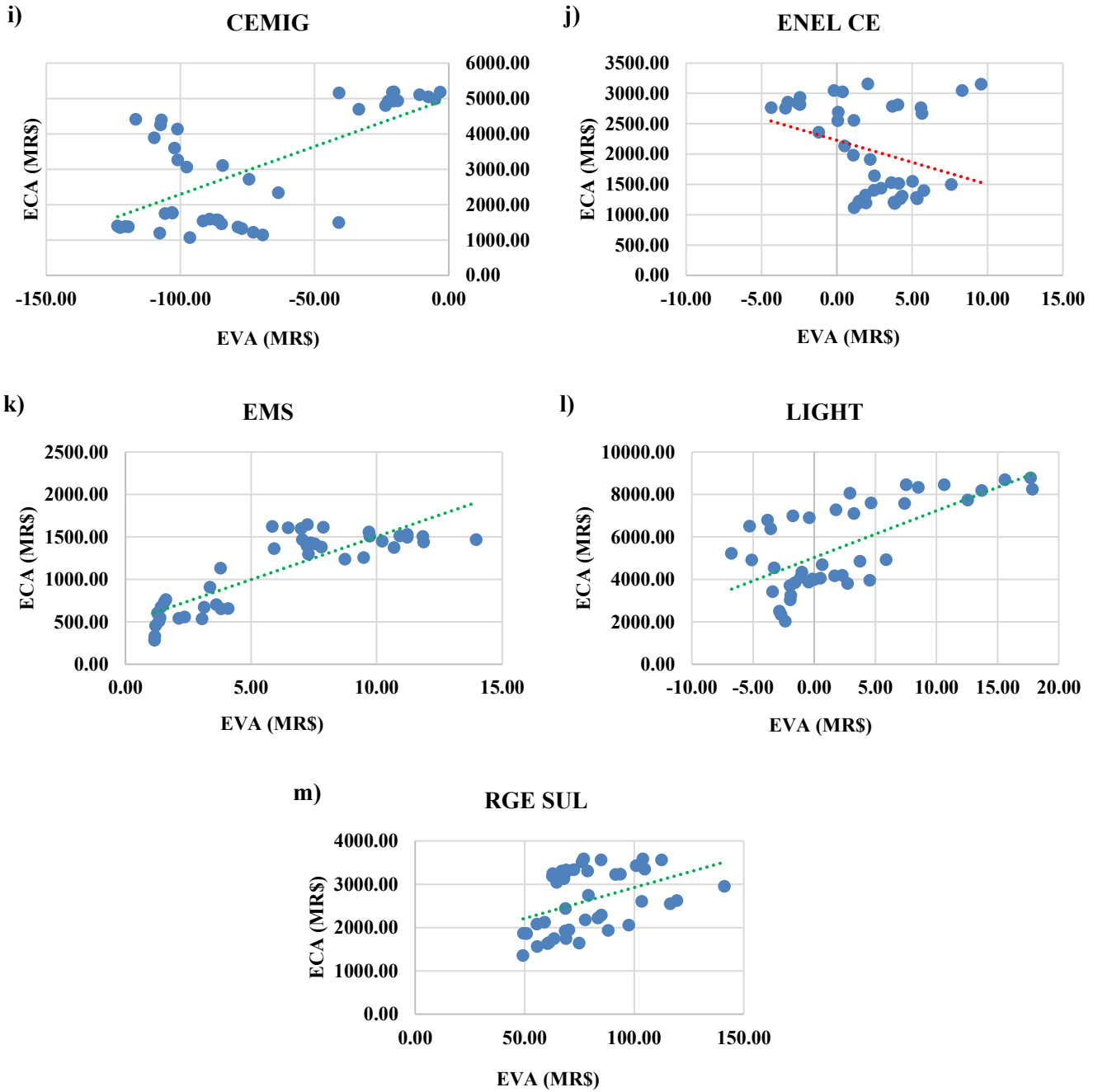


Figura 6-8 Relação entre EVA e ECA por concessionária.

Observa-se que, para um grupo de concessionárias, como EMT, COELBA, CPFL Paulista, CELPE e ENEL CE, a relação entre EVA e ECA apresenta inclinação negativa, indicando a existência de um *trade-off*. Nesses casos, melhorias no desempenho econômico das concessionárias estão associadas à redução do excedente do consumidor, evidenciando um conflito entre os objetivos de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e bem-estar socioeconômico dos consumidores.

Por outro lado, verifica-se um segundo grupo de concessionárias, como COSERN, ENEL RJ, ELETPAULO, CEMIG, LIGHT, RGE Sul e EMS, em que aumento do EVA ocorre simultaneamente ao

crescimento do ECA, sugerindo a ausência de *trade-off* e indicando situações em que ganhos econômicos das concessionárias não ocorrem em detrimento do bem-estar socioeconômico dos consumidores.

Adicionalmente, observa-se que, para a concessionária ESE, a relação entre EVA e ECA é pouco significativa, com baixa variação do ECA frente às mudanças no EVA, indicando reduzida sensibilidade entre as variáveis.

De forma geral, a dispersão dos pontos em torno das linhas de tendência indica que as relações observadas não são perfeitamente lineares, refletindo a influência de fatores como a dinâmica da migração de consumidores para o ACL e as heterogeneidades estruturais entre as concessionárias. Ainda assim, os padrões identificados reforçam que a definição de políticas regulatórias deve considerar o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias e a promoção do bem-estar socioeconômico da sociedade, reconhecendo que esse equilíbrio pode se manifestar de maneira distinta entre as diferentes concessionárias.

6.2 Otimização do Modelo TAROT

6.2.1 Tarifa Otimizada

A partir da análise do gráfico Figura 6-9 (a), observa-se que, para todas as concessionárias consideradas, há um aumento da tarifa média entre os anos de 2023 e 2024, evidenciando uma tendência generalizada de crescimento. Verifica-se que, em 2024, a concessionária ENEL RJ apresenta o maior valor de tarifa média entre as analisadas, atingindo aproximadamente 1.025,38 MR\$/TWh. Por outro lado, a concessionária CEMIG apresenta o menor valor de tarifa média ao longo do período, com cerca de 654,86 MR\$/TWh, mantendo-se como a concessionária com menor nível tarifário nesse período. Os valores numéricos que fundamentam os resultados apresentados na Figura 6-9 (a) são detalhados na Tabela 6-6.

Além disso, ao comparar os cenários com e sem migração, verifica-se que o cenário com migração apresenta, de forma consistente, valores de tarifa superiores ao cenário sem migração. Esse comportamento indica que, no contexto analisado, a migração para o ACL está associada a um aumento da tarifa média para os consumidores cativos.

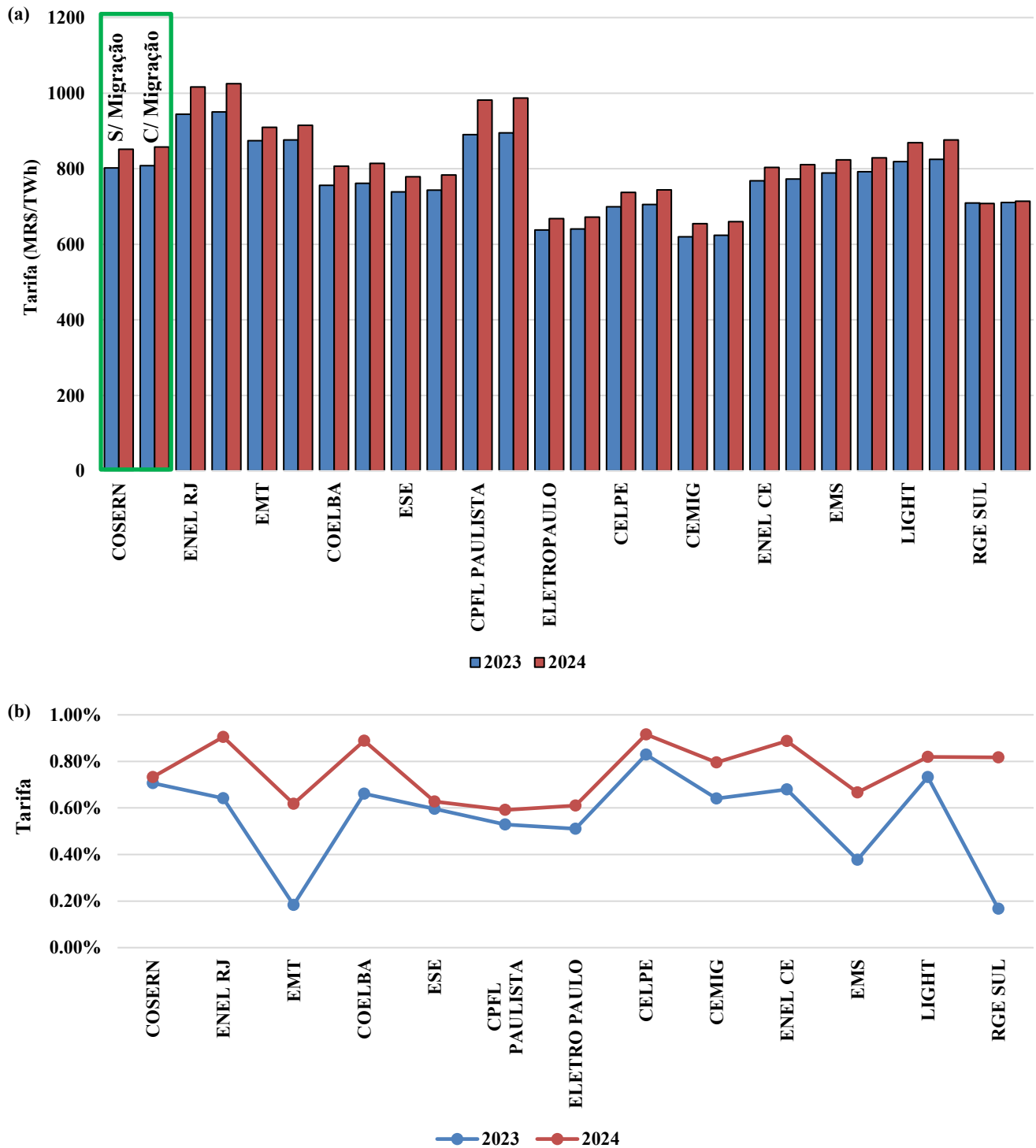


Figura 6-9 (a) Comparação da tarifa média de energia elétrica, com e sem migração; (b) Variação percentual da tarifa de energia elétrica entre os anos de 2023 e 2024.

O gráfico (b) da Figura 6-9 reforça essa interpretação ao apresentar variações percentuais positivas para todas as concessionárias, tanto em 2023 quanto em 2024. Essas variações indicam que a migração resulta em acréscimos tarifários, cuja magnitude varia entre as concessionárias.

Observa-se também que algumas concessionárias apresentam variações percentuais mais elevadas, enquanto outras exibem impactos mais moderados. Entre as concessionárias com maiores variações percentuais, comparando o ano de 2023 com 2024, destaca-se a CELPE, que apresenta o maior acréscimo relativo, com variação de 0,83% em 2023 e 0,92% em 2024. Por outro lado, a concessionária RGE Sul apresenta a menor variação percentual em 2023, com 0,17%, enquanto, em 2024, a menor variação é observada na CPFL Paulista, com 0,59%, indicando menor impacto relativo da migração sobre suas tarifas como mostra a Tabela 6-7.

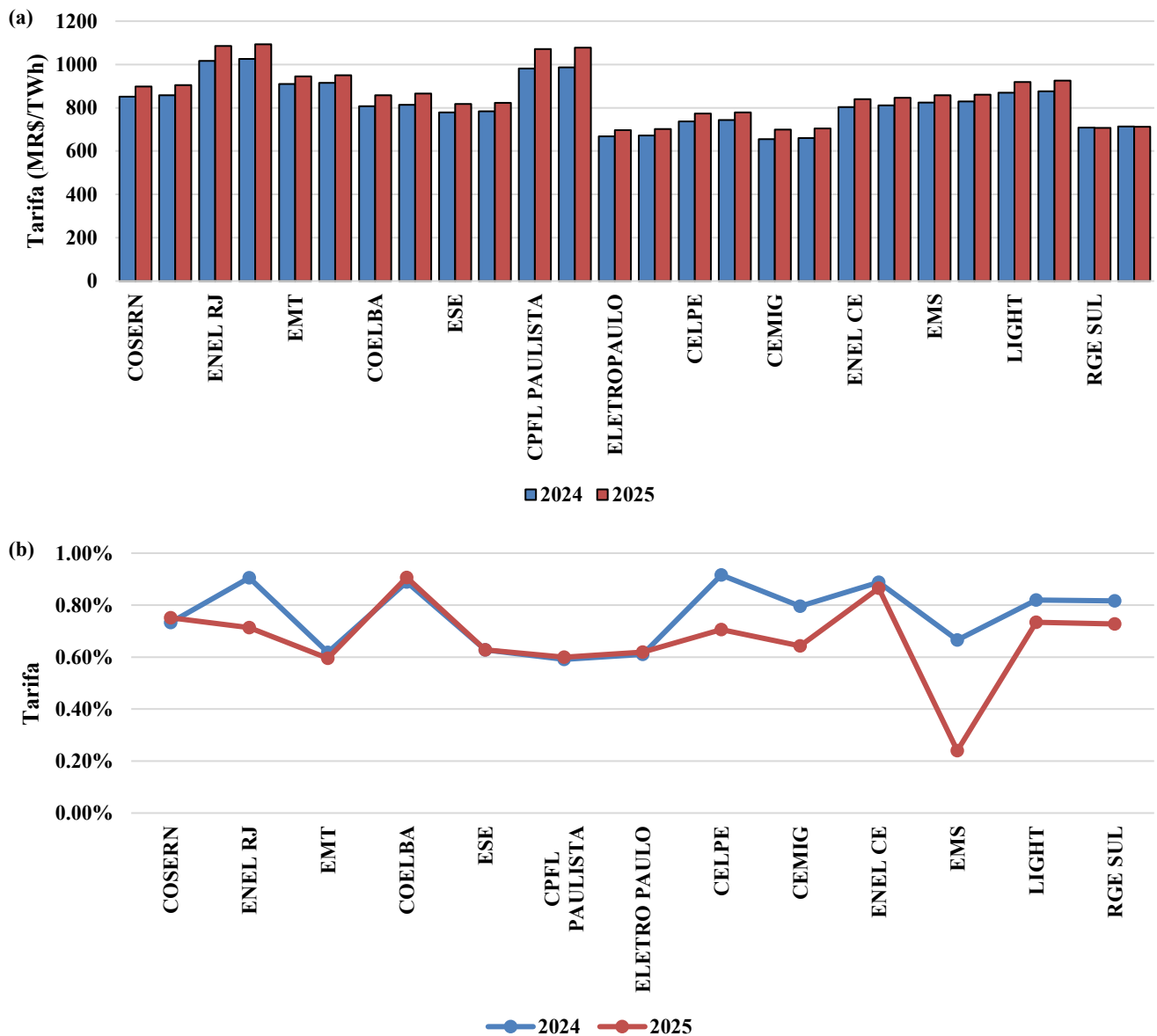


Figura 6-10 (a) Comparação da tarifa média de energia elétrica, com e sem migração; (b) Variação percentual da tarifa de energia elétrica entre os anos de 2024 e 2025.

De acordo com a Figura 6-10 (a) e a Tabela 6-6, no período de 2024 para 2025, observa-se a continuidade do aumento das tarifas no cenário com migração. A concessionária ENEL RJ permanece com o maior nível tarifário, alcançando aproximadamente 1.093,87 MR\$/TWh em 2025, enquanto a CEMIG continua apresentando o menor valor, com cerca de 704,32 MR\$/TWh. Esse comportamento reforça a tendência de elevação dos custos ao longo do tempo, indicando que os efeitos associados à abertura do ACL não resultam, nesse intervalo, em redução tarifária.

Observa-se ainda, que, as variações percentuais permanecem positivas, como mostram a Figura 6-10 (b) e a Tabela 6-7, destacando-se a concessionária COELBA com 0,91% em 2025, com o maior percentual. Por outro lado, a concessionária EMS apresenta variação, com 0,24%, seguida pela EMT, com 0,59%, indicando menos impacto relativo da migração nesse período.

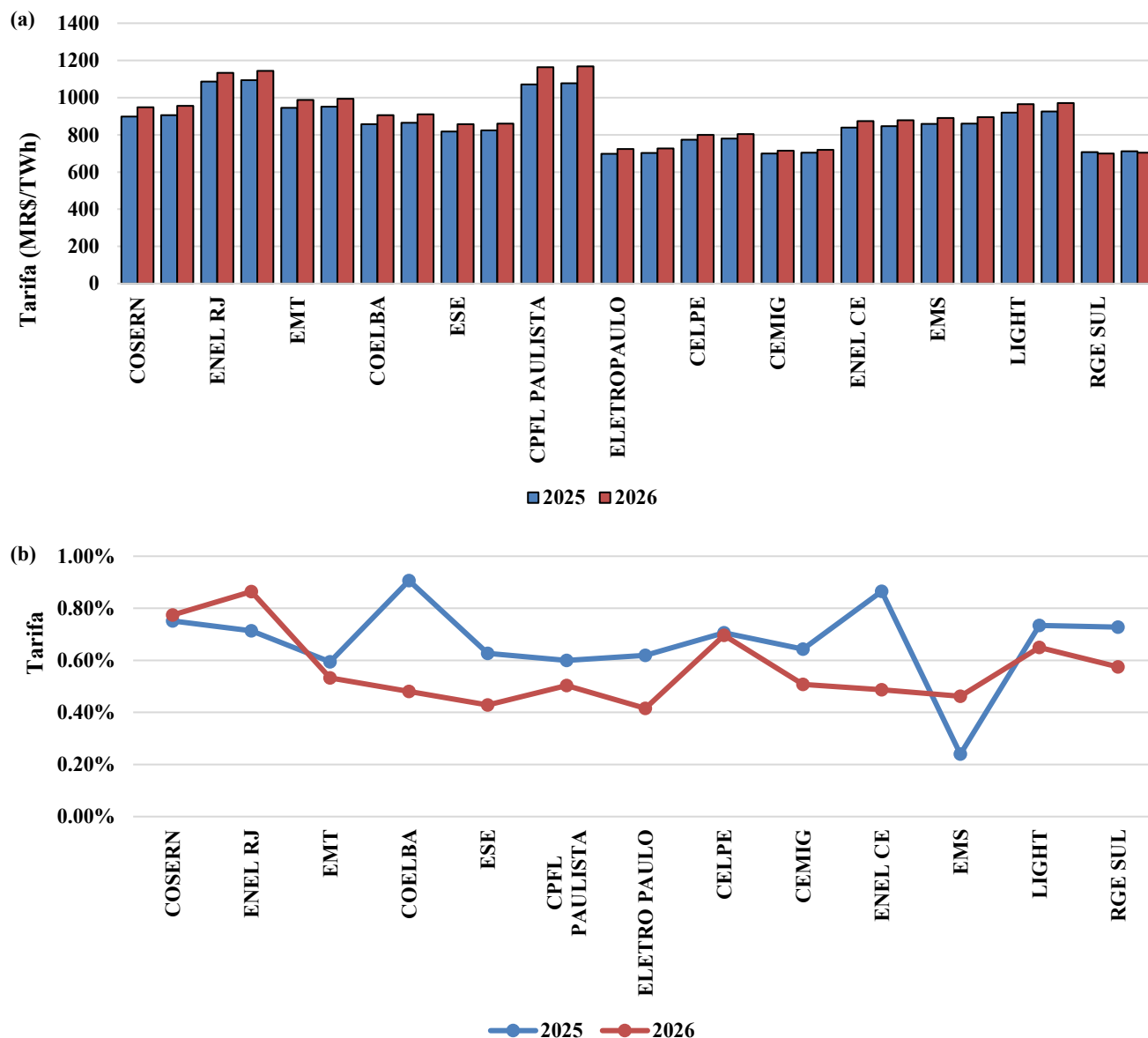


Figura 6-11 (a) Comparação da tarifa média de energia elétrica, com e sem migração; (b) Variação percentual da tarifa de energia elétrica entre os anos de 2025 e 2026.

Na Figura 6-11 (a), no período de 2025 para 2026, observa-se a continuidade da tendência de crescimento tarifário no cenário com migração. Nesse contexto, a CPFL Paulista passa a apresentar o maior nível tarifário, atingindo aproximadamente 1.168,68 MR\$/TWh em 2026. Por outro lado, a CEMIG permanece com o menor valor de tarifa média, com cerca de 718,87 MR\$/TWh.

Em relação às variações percentuais, apresentadas na Figura 6-11 (b), observa-se que os aumentos continuam positivos, embora com redução em algumas concessionárias. A maior variação em 2026 é observada para a ENEL RJ, com 0,86%, seguida pela COSERN com 0,77%. Por outro lado, a menor variação ocorre na ESE, com 0,43%, indicando menor sensibilidade aos efeitos da migração nesse período.

Tabela 6-6 Tarifas médias por concessionária, sem e com migração (MRS/TWh).

Concessionárias	TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA							
	2023		2024		2025		2026	
	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração	Sem Migração	Com Migração
COSERN	802.46	808.13	851.61	857.86	898.66	905.42	947.73	955.06
ENEL RJ	944.62	950.68	1016.19	1025.38	1086.12	1093.87	1133.74	1143.54
EMT	874.50	876.10	909.52	915.14	945.01	950.63	987.78	993.03
COELBA	756.35	761.35	806.84	814.01	857.48	865.25	905.70	910.06
ESE	739.05	743.45	778.81	783.70	817.94	823.07	856.44	860.11
CPFL Paulista	890.59	895.30	981.45	987.25	1071.07	1077.50	1162.82	1168.68
ELETROPAULO	637.68	640.94	668.03	672.11	697.36	701.67	723.73	726.74
CELPE	699.67	705.47	737.23	743.98	773.73	779.19	799.11	804.67
CEMIG	619.98	623.95	654.86	660.07	699.82	704.32	715.24	718.87
ENEL CE	767.92	773.14	803.49	810.62	839.22	846.48	873.97	878.23
EMS	789.12	792.10	823.61	829.10	857.91	859.97	891.01	895.13
LIGHT	819.00	825.00	869.18	876.30	919.27	926.02	965.16	971.43
RGE Sul	709.33	710.51	708.26	714.04	706.73	711.87	699.77	703.79

Valores mais baixos.

Valores mais altos.

Tabela 6-7 Variação percentual da tarifa média entre os cenários sem e com migração (%)

Concessionárias	PERCENTUAL DA TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA			
	2023	2024	2025	2026
COSERN	0.71%	0.73%	0.75%	0.77%
ENEL RJ	0.64%	0.90%	0.71%	0.86%
EMT	0.18%	0.62%	0.59%	0.53%
COELBA	0.66%	0.89%	0.91%	0.48%
ESE	0.60%	0.63%	0.63%	0.43%
CPFL Paulista	0.53%	0.59%	0.60%	0.50%
ELETROPAULO	0.51%	0.61%	0.62%	0.42%
CELPE	0.83%	0.92%	0.71%	0.70%
CEMIG	0.64%	0.80%	0.64%	0.51%
ENEL CE	0.68%	0.89%	0.87%	0.49%
EMS	0.38%	0.67%	0.24%	0.46%
LIGHT	0.73%	0.82%	0.73%	0.65%
RGE Sul	0.17%	0.82%	0.73%	0.57%

Porcentagem mais baixa.

Porcentagem mais alta.

Observa-se, ao longo do período analisado, uma mudança no comportamento das variações percentuais associadas à migração. Especificamente, concessionárias que inicialmente apresentavam maiores variações percentuais tendem a apresentar uma redução gradual desses valores ao longo do tempo, enquanto aquelas que inicialmente exibiam menores variações passam a apresentar um aumento relativo ao longo do período, resultando em uma convergência dos percentuais ao final do horizonte analisado.

Esse comportamento pode ser observado, por exemplo, na concessionária CELPE, que apresenta uma das maiores variações em 2024 (0,92%), mas cuja variação se reduz progressivamente nos anos

seguintes (0,71% em 2025 e 0,70% em 2026). Em contrapartida, concessionárias como RGE Sul, que inicialmente apresentam variações reduzidas (0,17% em 2023 e 0,82% em 2024), mantêm um padrão mais estável, reduzindo a diferença em relação às demais ao longo do tempo.

Por Fim, com o objetivo de sintetizar os efeitos da migração ao longo de todo o período analisado, a Figura 6-12 apresenta o *ranking* das concessionárias com base na variação percentual acumulada da tarifa média de energia elétrica, considerando o cenário com migração entre o início do processo, em 2023, e sua etapa final, em 2026, conforme o cronograma de abertura do mercado. Observa-se que a CPFL Paulista ocupa a primeira posição, com o maior aumento tarifário no período, seguida por ENEL RJ e COELBA, que também apresentam variações expressivas. Em contrapartida, concessionárias como RGE Sul apresentam as menores variações acumuladas, indicando crescimento mais reduzido da tarifa ao longo do período analisado.

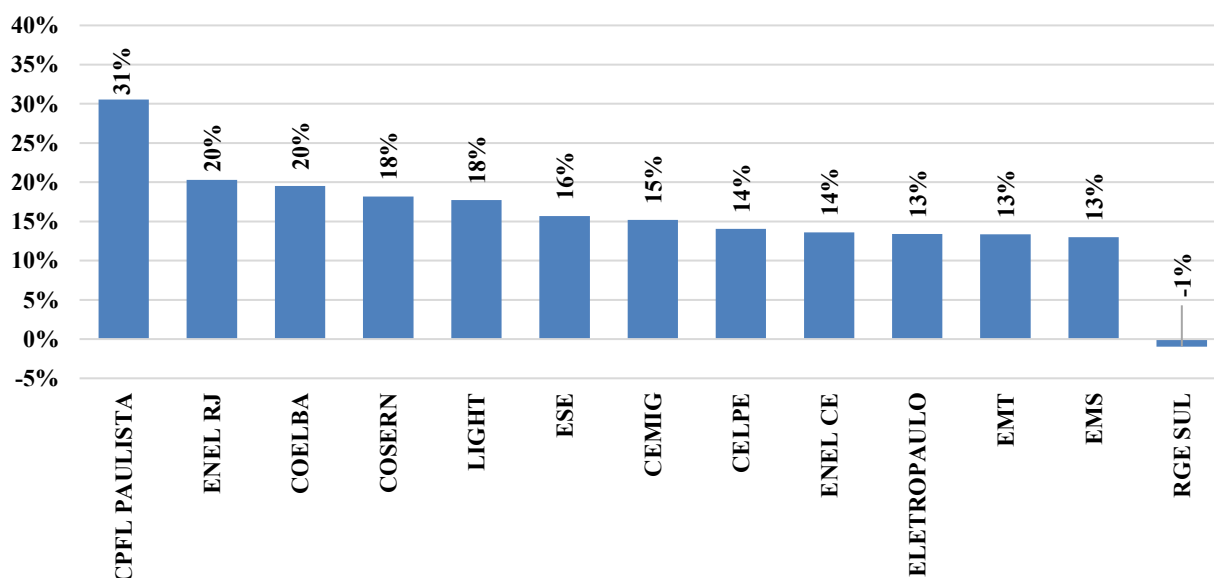


Figura 6-12 Ranking das concessionárias com base na variação percentual acumulada da tarifa média de energia elétrica com migração (2023–2026).

6.2.2 EVA Otimizado

A aplicação do processo de otimização no modelo TAROT implica a imposição da condição de equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, representada por $EVA = 0$, conforme diretrizes regulatórias estabelecidas pela ANEEL. Nesse contexto, a tarifa ótima é determinada de modo a cobrir os custos das concessionárias e assegurar o equilíbrio econômico-financeiro, ao mesmo tempo em que se busca garantir o bem-estar socioeconômico dos consumidores, representado pelo ECA. Assim, não há variação do EVA a ser analisada, e a avaliação concentrou-se nos efeitos na tarifa ótima e sobre o comportamento do ECA.

6.2.3 ECA Otimizado

Os valores analisados consideram a tarifa ótima determinada sob a condição de equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias ($EVA = 0$), permitindo avaliar a evolução do bem-estar dos consumidores ao longo do tempo. A análise é conduzida de forma comparativa entre os períodos de 2023–2024, 2024–2025 e 2025–2026, com o objetivo de identificar a dinâmica do ECA otimizado diante do processo gradual de migração de consumidores para o ACL.

Ao comparar os cenários otimizado e não otimizado para os anos de 2023 e 2024, observa-se que, na maioria das concessionárias, o ECA no cenário otimizado apresenta redução em relação ao cenário não otimizado. Esse resultado indica que, mesmo após a definição da tarifa ótima, o bem-estar dos consumidores tende a diminuir no período inicial da migração para o mercado livre.

Essa redução pode ser observada tanto em termos absolutos quanto percentuais, evidenciando que o impacto da migração começa a se refletir de forma mais intensa sobre os consumidores do ACL. No entanto, esse comportamento não é uniforme entre todas as concessionárias.

A Figura 6-13 (a), em conjunto com a Tabela 6-8, apresenta os valores do ECA otimizado para os anos de 2023 e 2024. Observa-se que, há uma redução relevante entre os períodos analisados.

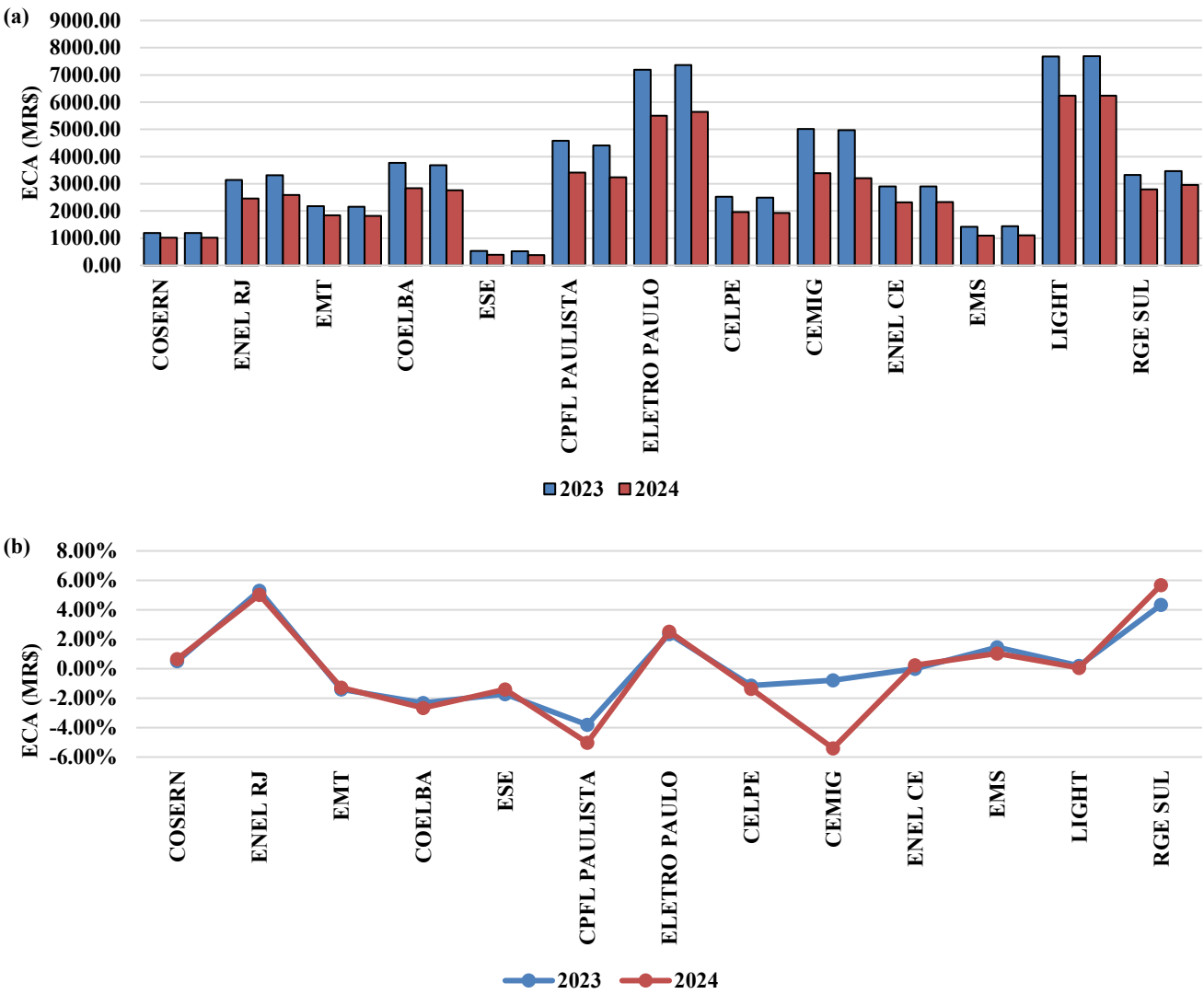


Figura 6-13 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2023 e 2024.

Destacam-se quedas expressivas em concessionárias como a LIGHT, cujo ECA otimizado passa de 7.689,71 MR\$ em 2023 para 6.237,97 MR\$ em 2024, e a ELETROPAULO, que reduz de 7.361,81 MR\$ para 5.643,05 MR\$. De forma semelhante, a CPFL Paulista apresenta redução de 4.412,06 MR\$ para 3.236,70 MR\$.

Ainda em concordância com a Figura 6-13 (b), complementada pela Tabela 6-9, apresenta as variações percentuais do ECA otimizado entre 2023 e 2024. Observa-se que, embora algumas concessionárias apresentem variações positivas, essas não são suficientes para alterar a tendência de queda observada nos valores absolutos. Destaca-se a RGE Sul, com variação de 5,68% em 2024, indicando forte sensibilidade à estrutura tarifária.

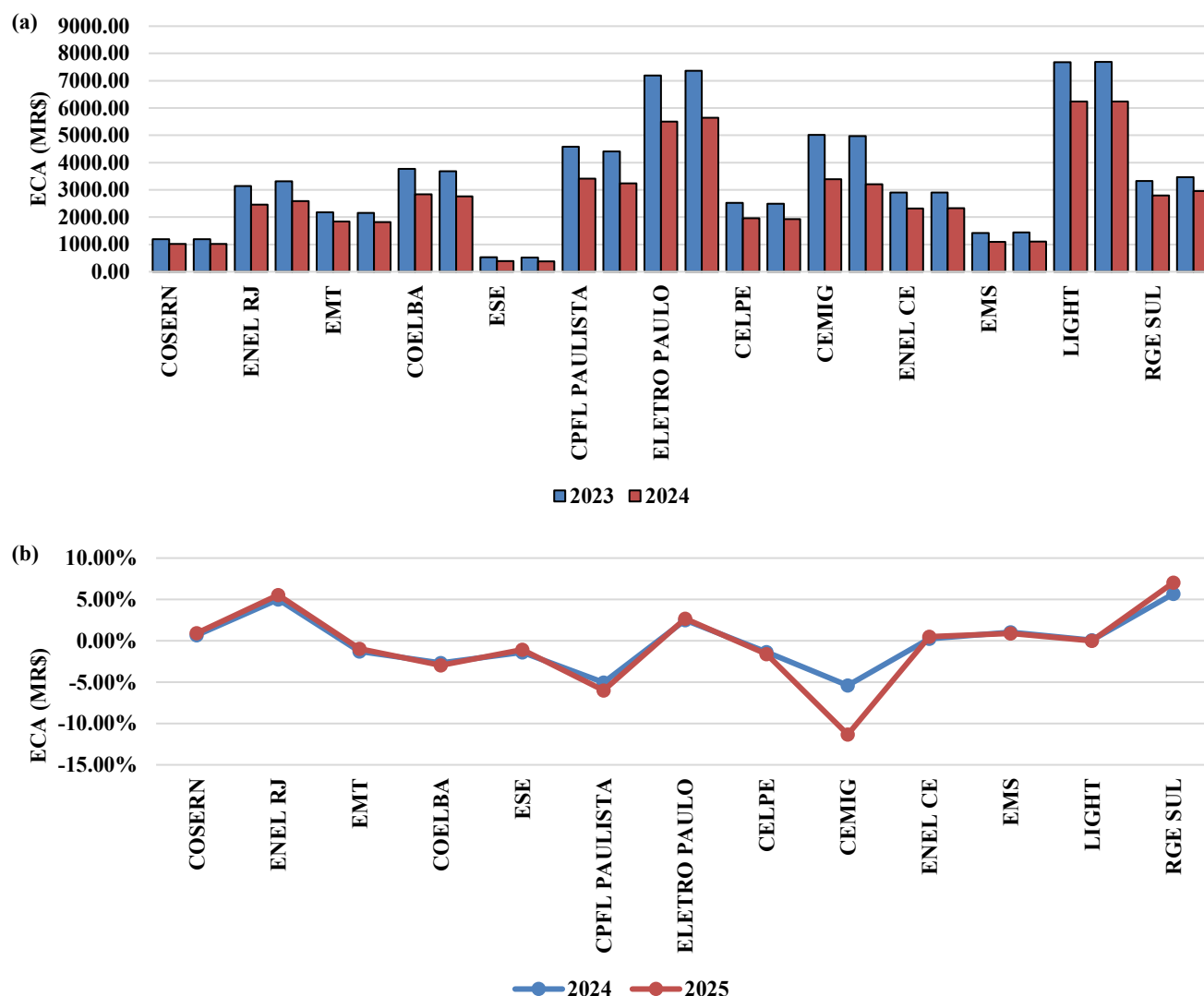


Figura 6-14 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2024 e 2025.

Conforme apresentado na Figura 6-14 (a) e na Tabela 6-8, a comparação entre 2024 e 2025 evidencia a intensificação da queda do ECA otimizado para a maioria das concessionárias.

A LIGHT apresenta redução expressiva de 6.237,97 MR\$ para 3.544,44 MR\$, enquanto a ELETROPAULO cai de 5.643,05 MR\$ para 2.470,53. A CPFL Paulista também apresenta queda significativa, passando de 3.236,70 MR\$ para 1.363,84 MR\$. Esse comportamento indica que, ao longo do tempo, os efeitos da migração se tornam mais intensos, impactando negativamente o excedente do consumidor mesmo sob condições otimizadas. Ressalta-se, entretanto, que essa redução não decorre necessariamente de um aumento no preço da energia, mas da diminuição gradual do mercado cativo provocada pela migração de consumidores para o ACL.

A análise percentual, apresentada na Figura 6-14 (b) e na Tabela 6-9, destaca que diversas concessionárias apresentam variações negativas, como a CPFL Paulista (-6,00%), COELBA (-2,97%) e CEMIG

(-11,33%), evidenciando que a redução do bem-estar socioeconômico é predominante. Assim, apesar de variações positivas pontuais, o comportamento agregado permanece caracterizado pela queda do ECA.

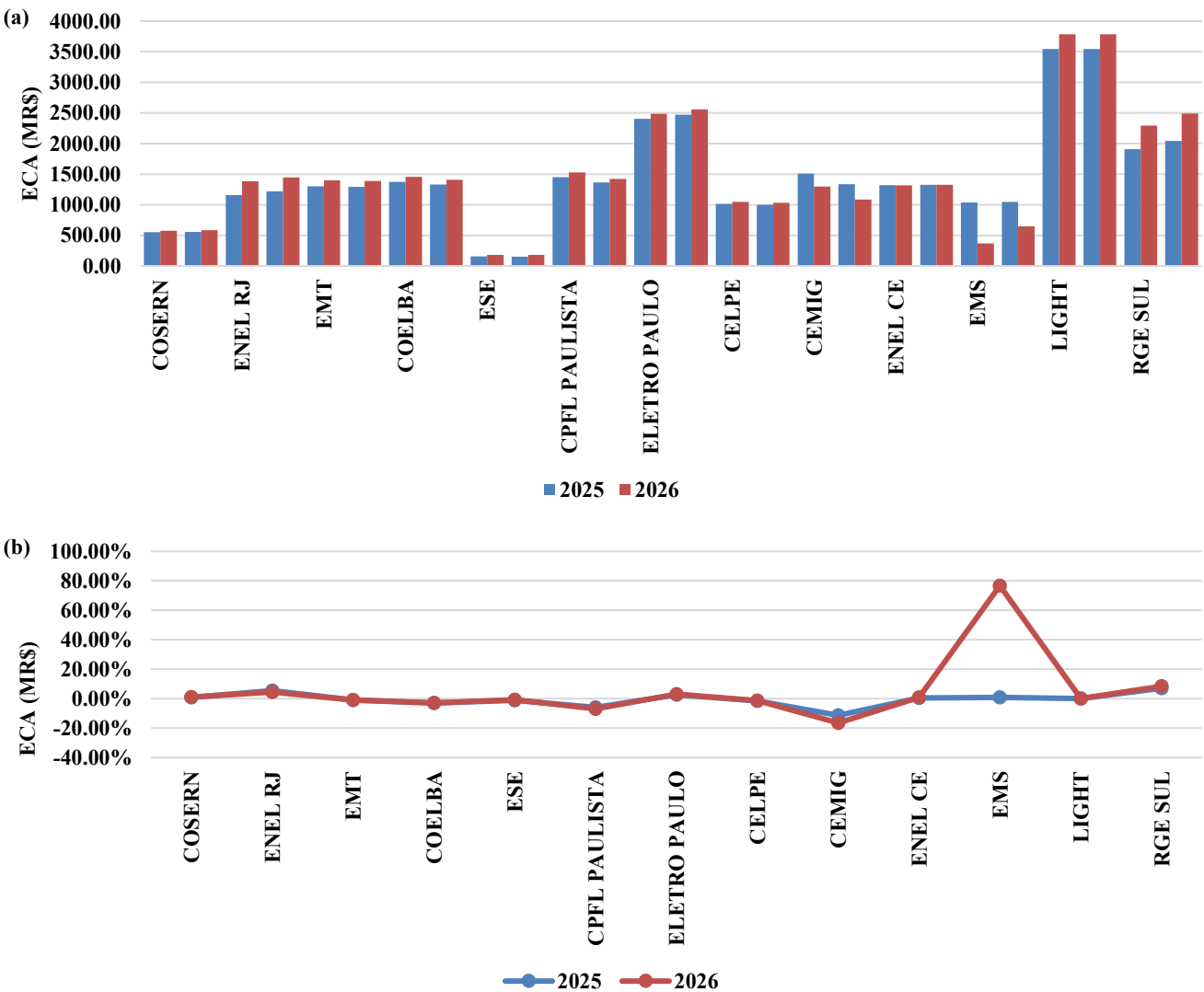


Figura 6-15 Impacto da abertura do mercado de energia elétrica sobre o excedente dos consumidores no período de 2025 e 2026.

Na comparação entre 2025 e 2026, apresentada na Figura 6-15 (a) e na Tabela 6-8, observa-se a continuidade da trajetória de queda do ECA otimizado. A LIGHT apresenta leve recuperação, passando de 3.544,44 MR\$ para 3.786,25 MR\$, enquanto a ELETROPAULO apresenta pequena elevação de 2.470,53 MR\$ para 2.558,18 MR\$. No entanto, esses valores permanecem significativamente inferiores aos observados nos anos iniciais. Por outro lado, concessionárias como EMS apresentam queda acentuada, com o ECA otimizado reduzindo de 1.047,94 MR\$ para 648,00 MR\$, reforçando a tendência de deterioração do bem-estar ao longo do tempo.

A análise percentual (Figura 6-15 (b) e Tabela 6-9) evidencia a manutenção da heterogeneidade dos resultados. A EMS se destaca, com variação de 76,72%, enquanto a RGE Sul apresenta crescimento de 8,54%. Em contrapartida, a CEMIG apresenta redução expressiva de -16,50%, enquanto outras concessionárias apresentam variações próximas de zero, indicando baixo impacto positivo da otimização. Esses resultados reforçam que os ganhos não são distribuídos de forma homogênea entre as concessionárias.

Tabela 6-8 Excedente dos consumidores, sem e com otimização (MR\$).

Concessionárias	ECA							
	2023		2024		2025		2026	
	N/ Otimizado	Otimizado	N/ Otimizado	Otimizado	N/ Otimizado	Otimizado	N/ Otimizado	Otimizado
COSERN	1189.40	1195.51	1015.71	1022.41	551.85	556.91	576.97	582.91
ENEL RJ	3145.10	3311.84	2460.47	2583.89	1157.78	1221.78	1381.70	1444.26
EMT	2181.50	2150.74	1842.01	1818.34	1303.34	1290.52	1400.20	1386.65
COELBA	3774.27	3686.60	2837.60	2761.77	1373.97	1333.16	1453.87	1410.21
ESE	527.09	517.99	388.73	383.30	154.79	153.14	181.73	180.44
CPFL Paulista	4586.70	4412.06	3408.10	3236.70	1450.96	1363.84	1527.32	1421.40
ELETROPAULO	7191.75	7361.81	5504.74	5643.05	2406.53	2470.53	2484.64	2558.18
CELPE	2523.18	2494.19	1956.14	1929.45	1012.74	996.53	1048.01	1033.53
CEMIG	5012.77	4973.78	3391.62	3208.40	1507.03	1336.23	1297.78	1083.60
ENEL CE	2906.31	2906.26	2323.06	2328.49	1321.13	1327.77	1315.54	1326.88
EMS	1421.78	1442.54	1091.01	1102.23	1038.85	1047.94	366.69	648.00
LIGHT	7674.77	7689.71	6233.82	6237.97	3544.92	3544.44	3787.13	3786.25
RGE Sul	3321.27	3465.41	2794.78	2953.51	1907.13	2041.32	2295.72	2491.71

Valores mais baixos.

Valores mais altos.

Tabela 6-9 Variação percentual ECA entre os cenários sem e com migração (%)

PERCENTUAL DO EXCEDENTE DOS CONSUMIDORES				
Concessionárias	2023	2024	2025	2026
COSERN	0.51%	0.66%	0.92%	1.03%
ENEL RJ	5.30%	5.02%	5.53%	4.53%
EMT	-1.41%	-1.29%	-0.98%	-0.97%
COELBA	-2.32%	-2.67%	-2.97%	-3.00%
ESE	-1.73%	-1.39%	-1.06%	-0.71%
CPFL Paulista	-3.81%	-5.03%	-6.00%	-6.93%
ELETROPAULO	2.36%	2.51%	2.66%	2.96%
CELPE	-1.15%	-1.36%	-1.60%	-1.38%
CEMIG	-0.78%	-5.40%	-11.33%	-16.50%
ENEL CE	0.00%	0.23%	0.50%	0.86%
EMS	1.46%	1.03%	0.88%	76.72%
LIGHT	0.19%	0.07%	-0.01%	-0.02%
RGE Sul	4.34%	5.68%	7.04%	8.54%

Porcentagem mais baixa.

Porcentagem mais alta.

A análise dos resultados do ECA otimizado evidencia que, embora a aplicação da tarifa ótima proporcione ganhos pontuais em algumas concessionárias, o comportamento predominante ao longo do período de 2023 a 2026 é de redução do excedente do consumidor. Em termos absolutos, observa-se uma trajetória descendente do ECA para a maior parte das concessionárias, indicando que os efeitos da migração de consumidores para o ACL não são compensados pela otimização tarifária. Em termos percentuais, embora existam variações positivas relevantes em casos específicos, esses ganhos não são suficientes para alterar a tendência geral de queda.

Dessa forma, conclui-se que a tarifa ótima, embora seja eficiente para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, não assegura, sob a perspectiva dos consumidores, a manutenção do bem-estar socioeconômico ao longo do tempo. Esse resultado evidencia um aspecto particularmente relevante da abertura do mercado de energia elétrica: à medida que consumidores migram para o ACL, reduz-se o mercado cativo atendido pelas distribuidoras. Como consequência, os custos fixos e regulatórios da prestação do serviço, que permanecem praticamente inalterados, passam a ser rateados entre uma quantidade menor de consumidores no ACR, pressionando o aumento das tarifas para aqueles que permanecem nesse ambiente.

Nesse sentido, a redução do ECA não decorre exclusivamente da elevação tarifária, mas do próprio processo de migração para o ACL, que reduz o mercado cativo e, consequentemente, eleva a tarifa necessária para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Assim, o aumento das tarifas representa uma consequência da redistribuição dos custos remanescentes entre um número menor de consumidores. Esse processo pode comprometer o orçamento das famílias que permanecem no ACR, exigindo maior destinação de renda para o pagamento da energia elétrica e reduzindo os recursos disponíveis para o consumo de outros bens e serviços.

Assim, os resultados indicam que, além dos efeitos sobre o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, o processo de abertura do ACL pode gerar implicações relevantes sobre o bem-estar socioeconômico dos consumidores, especialmente para os consumidores que permanecem no ambiente regulado.

6.3 Considerações Finais

Em suma, os resultados determinísticos obtidos por meio do modelo TAROT explicitam a existência de um *trade-off* estrutural entre o estado econômico-financeiro das concessionárias e o bem-estar socioeconômico dos consumidores cativos diante do processo gradual de abertura do ACL, onde esses resultados são decorrentes da queda no consumo de energia devido a migração para o mercado ACL. A análise comparativa das 13 concessionárias revelou que, no cenário não otimizado, a migração inicial de carga para o ACL provoca uma retração das receitas e uma tendência geral de queda no EVA.

Por sua vez, a imposição regulatória de equilíbrio financeiro $EVA = 0$ por meio do processo de otimização tarifária demonstrou-se eficiente para estabilizar o fluxo econômico das concessionárias, mas resultou em Tarifas Ótimas superiores às vigentes e em uma redução do ECA para a maioria das concessionárias.

7 ANÁLISE ESTOCÁSTICA DO MODELO TAROT

A análise desenvolvida no capítulo anterior baseou-se em uma abordagem determinística, na qual os parâmetros do modelo foram considerados fixos ao longo do período analisado. No entanto, o processo de abertura do mercado de energia elétrica, especialmente no que se refere à migração de consumidores do ACR para o ACL, está sujeito a diferentes fontes de incertezas, que podem influenciar significativamente os resultados econômicos das concessionárias e o bem-estar socioeconômico dos consumidores.

Nesse contexto, torna-se relevante incorporar a variabilidade inerente a essas variáveis, de modo a avaliar não apenas resultados pontuais, mas também a distribuição de possíveis cenários. Para isso, propõe-se a realização de uma análise estocástica aplicada ao modelo TAROT, utilizando simulação Monte Carlo, com o objetivo de capturar os efeitos da incerteza sobre os indicadores econômicos analisados.

7.1 Metodologia da análise estocástica

A análise estocástica foi conduzida por meio da aplicação da técnica de simulação Monte Carlo, operacionalizada com o auxílio do *software Oracle Crystal Ball®*. Nesse contexto, as variáveis de entrada do modelo (*inputs*) passam a ser tratadas como variáveis aleatórias, descritas por distribuições de probabilidade. A cada interação da simulação, valores aleatórios são gerados para essas variáveis, sendo o modelo recalculado de forma a produzir diferentes resultados para os indicadores de interesse.

7.1.1 Definição das Variáveis Estocásticas

Como variáveis de saída (*outputs*), foram considerados o EVA, o ECA e a Tarifa de energia elétrica. Dessa forma, a análise permite avaliar como as incertezas nos *inputs* impacta a distribuição desses indicadores ao longo das simulações. Para a realização da simulação, foram consideradas 10.000 iterações, de modo a garantir a robustez estatística dos resultados obtidos.

As variáveis selecionadas como *inputs* no modelo foram a taxa de migração de consumidores do ACR para o ACL, considerada como o principal fator de impacto no contexto da abertura do ACL e o Coeficiente dos Custos de Venda da Energia, pois ele impacta diretamente na tarifa de energia elétrica. A escolha dessas variáveis se justifica por suas relações direta com a redução do consumo de energia elétrica nas concessionárias e, conseqüentemente, com os resultados econômicos e sociais analisados.

A modelagem da migração foi realizada de forma segmentada, considerando três grupos de consumidores: alta tensão, residencial e baixa carga. A incorporação da migração foi realizada com base nos limites de consumo definidos na NT n°10/2022-SRM/ANEEL, sendo os valores tratados em termos de energia e inseridos diretamente no modelo como reduções no consumo. Adicionalmente, foram consideradas as taxas de migração de 95%, 75% e 33%, aplicadas aos respectivos períodos. Essas porcentagens foram mantidas mesmo após a incorporação dos valores de consumo migrado, com o intuito de representar

a incerteza associada à decisão dos consumidores, uma vez que nem todos os agentes elegíveis necessariamente optam pela migração. Dessa forma, as taxas funcionam como um parâmetro de equilíbrio dentro do modelo, refletindo diferentes cenários de adesão ao ACL.

A escolha da distribuição triangular justifica-se pela disponibilidade de informações limitadas acerca do comportamento futuro da migração de consumidores, ou seja, a variável não tem série histórica, uma vez que se dispõe apenas de valores de referência estabelecidos pelo cronograma proposto. Nesse contexto, a distribuição triangular apresenta-se como uma alternativa adequada, pois permite incorporar, de forma simples e consistente, um valor mínimo, um valor mais provável e um valor máximo, refletindo diferentes cenários possíveis para a evolução da migração. Além disso, essa distribuição é amplamente utilizada em análises de risco e simulações estocásticas quando não há histórico suficiente para a adoção de distribuições mais complexas.

As incertezas associadas ao processo de migração decorre de fatores comportamentais, regulatórios e econômicos, justificando a adoção de intervalos em torno desses valores de referência. Dessa forma, foram definidos limites mínimo e máximo a partir de uma variação percentual de aproximadamente $\pm 20\%$ em relação aos valores centrais, permitindo incorporar a variabilidade inerente ao processo e viabilizar a análise de sensibilidade do modelo frente a diferentes cenários de migração. As Tabela 7-1 e Tabela 7-2 mostram como foi montada a estrutura da simulação.

Tabela 7-1 Distribuição Triangular dos Fatores de Migração.

Fatores de Migração								
Migração Alta Tensão			Migração Baixa Tensão Residencial			Migração Baixa Tensão (baixo consumo)		
Mínimo	Provável	Máximo	Mínimo	Provável	Máximo	Mínimo	Provável	Máximo
4,22%	5,28%	6,33%	5,00%	6,25%	7,50%	2,20%	2,75%	3,30%

Tabela 7-2 Distribuição triangular do Coeficiente dos Custos de Venda da Energia.

Coeficiente dos Custos de Venda da Energia	Anos	2023			2024			2025			2026		
		Distribuição triangular			Distribuição triangular			Distribuição triangular			Distribuição triangular		
		Mínimo	Provável	Máximo	Mínimo	Provável	Máximo	Mínimo	Provável	Máximo	Mínimo	Provável	Máximo
	COSERN	413,02	458,97	504,80	435,11	483,45	531,80	457,13	507,92	558,71	479,16	532,40	585,64
	ENEL RJ	419,27	465,85	512,44	450,33	500,37	550,41	481,40	534,89	588,38	512,47	569,41	626,35

RGE Sul	LIGHT	EMS	ENEL CE	CEMIG	CELPE	ELETRO-PAULO	CPFL Paulista	ESE	COELBA	EMT
353,16	352,45	419,16	342,76	301,16	319,16	356,66	485,60	393,17	354,59	427,59
392,40	391,61	465,73	380,84	334,62	354,62	396,29	539,56	436,86	393,99	475,10
431,64	430,77	512,30	418,92	368,08	390,08	435,92	593,52	480,55	433,39	522,61
362,87	375,11	437,81	356,07	325,56	333,87	373,93	528,89	415,08	377,05	445,66
403,19	416,79	486,45	395,63	361,73	370,97	415,48	587,65	461,20	418,94	495,18
443,51	458,47	535,10	435,19	397,90	408,07	457,03	646,42	507,32	460,83	544,70
372,59	397,76	456,45	369,38	349,97	348,59	391,19	572,16	436,99	399,49	463,73
413,99	441,96	507,17	410,42	388,85	387,32	434,66	635,73	485,54	443,88	515,25
455,39	486,16	557,87	451,46	427,74	426,05	478,13	699,30	534,09	488,27	566,78
382,30	420,42	475,10	382,69	374,36	363,29	408,47	615,43	458,89	421,95	481,79
424,78	467,13	527,89	425,21	415,96	403,66	453,85	683,81	509,88	468,83	535,32
467,26	513,84	580,68	467,73	457,56	444,03	499,24	752,19	560,87	515,71	588,85

Ainda Em concordância com a Tabela 7-1 para os consumidores de alta tensão, foi considerada a migração de 95% dos consumidores elegíveis, distribuída ao longo de 18 meses, resultando em uma taxa

média mensal de aproximadamente 5,28%. Para os consumidores de baixa tensão residencial, foi considerada a migração de 75% dos consumidores elegíveis, distribuída ao longo de 12 meses, correspondendo a uma taxa média mensal de 6,25%. Para os consumidores classificados como baixa carga, foi considerada a migração de 33% dos consumidores elegíveis, também distribuída ao longo de 12 meses, resultando em uma taxa média mensal de 2,75%.

7.1.2 Procedimento de simulação

A simulação foi implementada com o auxílio do *software Oracle Crystal Ball®* acoplado ao ambiente Excel, no qual foram definidas as distribuições de probabilidade dos *inputs*. Para cada execução, foram realizadas múltiplas iterações, nas quais valores aleatórios para as taxas de migração e para o coeficiente de perdas foram gerados, permitindo a obtenção de diferentes combinações de resultados para o EVA, o ECA e a Tarifa de energia elétrica.

Ao final do processo, foram obtidas distribuições empíricas para os indicadores analisados, possibilitando a avaliação de métricas estatísticas, como média, dispersão e intervalos de confiança, bem como a análise da probabilidade de ocorrência de cenários específicos, como situações de desequilíbrio econômico-financeiro das concessionárias ou redução do bem-estar socioeconômico dos consumidores.

7.1.3 Fundamentação Metodológica das Métricas de Risco e Tendência

A análise da sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias exige uma abordagem estocástica, capaz de capturar as incertezas inerentes à migração de carga e à volatilidade tarifária. Para tanto, a Simulação Monte Carlo gera um conjunto de métricas que permitem não apenas prever valores, mas medir o grau de exposição ao risco da concessionária e do consumidor. A seguir, detalha-se o papel de cada métrica utilizada nesta tese e a informação econômica que elas extraem do modelo.

7.1.4 A Mediana como Valor Esperado e Tendência de Mercado

A mediana atua como o principal indicador de tendência central. No contexto econômico do ECA, a mediana representa o "valor esperado" após milhares de cenários simulados. Ela indica o caminho mais provável que o sistema percorrerá. Se a média do EVA apresenta um declínio persistente, tem-se a evidência estatística de que o modelo de negócio está sofrendo uma erosão estrutural de valor, caracterizando a "Espiral da Morte" em sua forma mais pura: a perda sistemática de base econômica.

7.1.5 O Desvio Padrão como Medida de Incerteza e Volatilidade

Diferente da mediana, o Desvio Padrão não foca no valor em si, mas na dispersão dos resultados. Na ciência econômica, o desvio padrão é o sinônimo direto de Risco. Um desvio padrão elevado indica que os excedentes estão sujeitos a variações bruscas, o que se traduz em insegurança para o investidor e instabilidade para o regulador. Ao observar o desvio padrão ao longo do tempo, é possível identificar onde o futuro da concessão torna-se menos previsível devido à aceleração da migração do ACR para o ACL.

7.1.6 Os Percentis (P_{10} e P_{90}) e a Análise de Cenários Extremos

Enquanto a mediana foca no centro, os Percentis exploram as margens do risco, oferecendo uma visão de "pior caso" e "melhor caso" com rigor estatístico.

✚ **O Percentil 10 (P_{10}) representa o cenário otimista:** existe apenas 10% de probabilidade de o excedente ser superior a este valor. Ele define o teto de bem-estar que o sistema pode atingir.

✚ **O Percentil 90 (P_{90}) representa o cenário de estresse ou pessimista:** ele indica o limite inferior, onde há 90% de probabilidade de os resultados serem melhores que este ponto.

Para a análise a distância entre o P_{10} e o P_{90} (conhecida como amplitude) revela a fragilidade do modelo. Se mesmo no cenário P_{10} o excedente cair, a tese comprova que a crise é inevitável. Se as bandas se estreitam, significa que o destino de queda está selado com alta probabilidade.

7.2 Resultados

Diferente de uma análise determinística, a abordagem estocástica permite simular o comportamento do mercado de energia elétrica com base em margens reais de migração.

Os resultados analisados compreenderam:

- I. EVA das concessionárias;
- II. ECA dos consumidores;
- III. Tarifa ótima calculada pelo TAROT;
- IV. Diferencial tarifário entre tarifa regulada e tarifa ótima.

Para dar corpo e realidade ao estudo, a seleção buscou contemplar concessionárias com distintos níveis de volatilidade, estabilidade tarifária, sensibilidade à migração dos consumidores e aderência entre a tarifa regulada e a tarifa ótima calculada pelo modelo TAROT. Dessa forma, a escolha das concessionárias analisadas permitiu ampliar a capacidade interpretativa da pesquisa, evidenciando que os impactos da abertura do ACL não ocorrem de maneira uniforme entre as concessionárias brasileiras.

A LIGHT apresentou os resultados mais relevantes para utilização como estudo de caso central da pesquisa, principalmente em razão da elevada sensibilidade regulatória observada nos cenários simulados.

Os resultados indicaram:

- I. Elevado ECA médio;
- II. Significativa dispersão estatística;
- III. Alta volatilidade do diferencial tarifário;
- IV. Comportamento altamente sensível à migração para o ACL;
- V. Aproximação frequente entre tarifa regulada e tarifa ótima.

O comportamento da concessionária LIGHT frente à abertura do ACL foi analisado a partir de três dimensões estocásticas fundamentais: ECA, a Tarifa Otimizada (T_o) e o Diferencial Tarifário ($T_o - T$). Para cada uma dessas dimensões, avalia-se sequencialmente o comportamento dos intervalos de probabilidade delimitados pelos percentis P_{10} e P_{90} em torno da mediana, seguido pela análise de tendência e dispersão associada.

7.2.1 Estudo de caso

A Figura 7-1 mostra como o ECA da Light se comporta ao longo do tempo. O desenho da linha reflete exatamente as três fases de migração de clientes para o ACL:

1. (jan/23 a jun/24): Com a saída dos clientes de Alta Tensão, o ECA oscila, mas se mantém alto (entre MR\$ 6,5 Mil e MR\$ 9 Mil).
2. (jul/24 a jun/25): É o momento mais crítico. A entrada da migração do grupo residencial de alta renda faz o ECA despencar em linha reta, atingindo o menor valor histórico (perto de MR\$ 2 Mil).
3. (jul/25 em diante): A queda para, o indicador se recupera um pouco e estabiliza na casa dos MR\$ 4 Mil, já que a migração do residencial de baixa renda é mais leve.

Vale ressaltar que as três linhas (Mediana, P_{10} e P_{90}) aparecem praticamente coladas no gráfico, sendo assim, fica claro que o ECA da LIGHT não é afetado por pequenas variações do mercado.

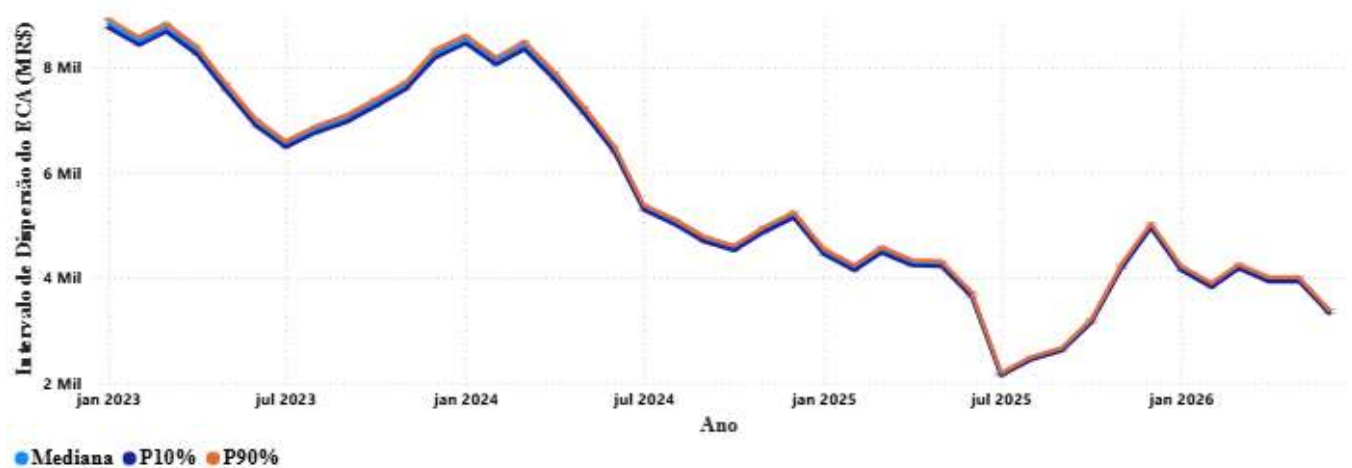


Figura 7-1 Projeção do ECA entre 2023 e 2026.

A Figura 7-2 mostra a evolução da linha média (mediana) da Tarifa Otimizada junto com as linhas de limite mínimo (P_{10}) e máximo (P_{90}). O objetivo deste gráfico é acompanhar como o custo ideal de operação e o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária se comportam diante de diferentes cenários econômicos. Nota-se que o espaço entre as linhas azul e laranja aumenta de forma gradual ao longo

dos anos. Isso indica que a projeção da tarifa vai se tornando mais incerta à medida que o tempo avança, refletindo a complexidade que a concessionária enfrenta durante a transição dos consumidores para o ACL.

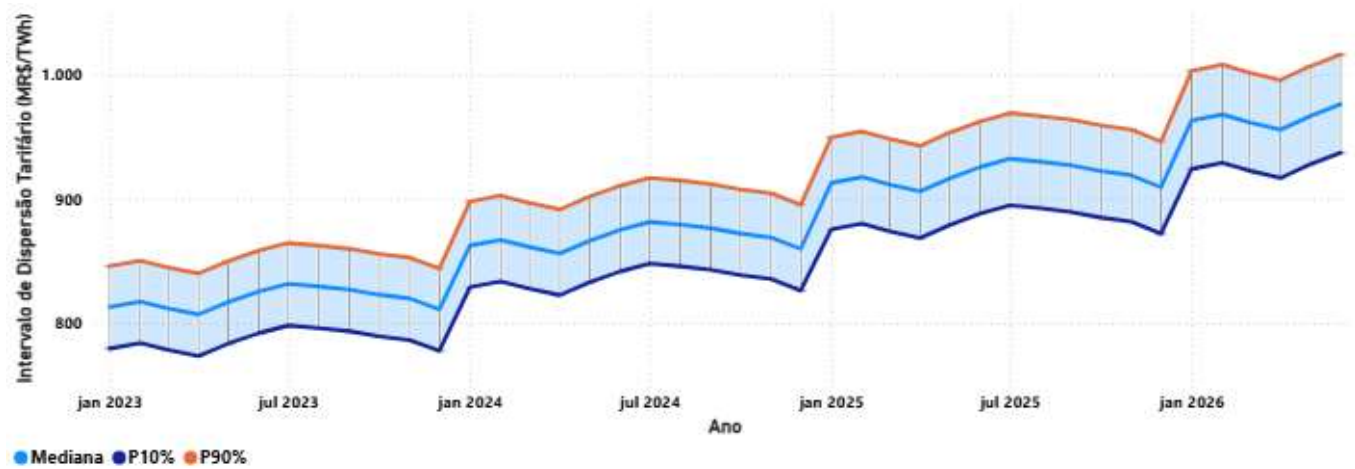


Figura 7-2 Projeção da Tarifa Ótima entre 2023 e 2026.

A Figura 7-3 apresenta o comportamento estocástico da diferença entre a (T_o) e a (T) . O valor mediano do diferencial se projeta próximo de zero ($\sim 8,17$), sugerindo um equilíbrio aparente na média. No entanto, o verdadeiro impacto regulatório é revelado pelas oscilações entre os intervalos P_{10} e P_{90} , que revela o impacto regulatório real: Nos cenários onde o indicador assume valores positivos e se aproxima do limite superior P_{90} , constata-se que a tarifa estimada pela ANEEL se encontra abaixo do nível economicamente ótimo. Embora essa condição promova uma redução de custos imediata para o consumidor, ela introduz uma insuficiência de receita para a concessionária. Diante disso, esse cenário compromete a sustentabilidade financeira do operador, gerando a necessidade de uma RTE para o reajuste e recomposição do equilíbrio econômico-financeiro. Nos cenários onde o indicador assume valores negativos e declina em direção ao limite inferior P_{10} , o modelo indica que a tarifa regulada se posiciona acima da ótima. Esta configuração representa um cenário de sobretarifa, onde o regulador estabelece custos superiores ao equilíbrio econômico do sistema.

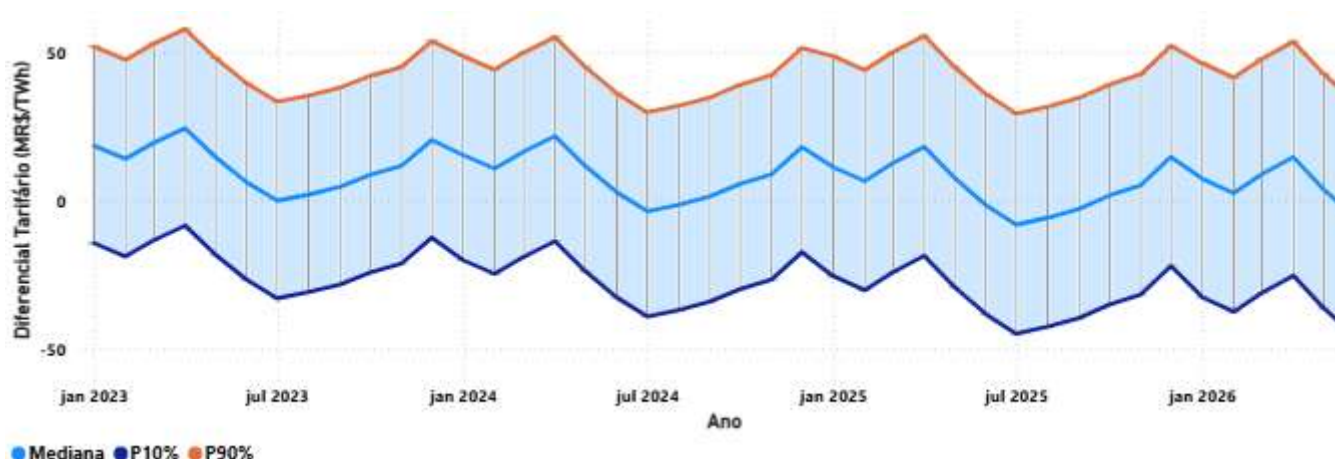


Figura 7-3 Projeção do Diferencial Tarifário entre 2023 e 2026.

A análise detalhada da Figura 7-3 mostra como a LIGHT funciona nesse estudo. Ela serve como exemplo principal para entender o que acontece quando o mercado de energia elétrica é desregulamentado. Na LIGHT, a diferença média entre a tarifa ideal e a tarifa real cobrada fica muito perto de zero, mas as linhas dos cenários de menor probabilidade e maior probabilidade ficam bem afastadas, mostrando que existe muita variação e incerteza no futuro da concessionária.

No entanto, os testes feitos com as outras concessionárias mostram que a abertura do ACL não provoca o mesmo efeito em todo o país (vide Apêndice C). O modelo atual de cálculo de tarifas gera resultados diferentes dependendo da concessionária e da região:

Casos onde a tarifa oficial é menor do que deveria (Exemplo da CPFL): ao rodar o modelo notou-se que ao contrário do que acontece na LIGHT, concessionárias como a CPFL Paulista mostram uma diferença muito grande e negativa entre a tarifa ideal e a real (com uma média de $\sim -140\$$). Nesses casos, os gráficos indicam que a tarifa oficial calculada pela ANEEL fica abaixo do valor necessário, ou seja, observou que o modelo propõe uma tarifa ótima maior para que se tenha $EVA = 0$, e que além disso seja garantido o ECA ótimo. Isso traz uma vantagem imediata de preço mais baixo para o consumidor, mas causa prejuízos para a empresa que, mais tarde, precisará pedir ao governo um RTE para recuperar o dinheiro perdido.

Casos onde a tarifa oficial é maior do que deveria (Exemplo da RGE Sul): No lado oposto, os resultados indicam que em algumas concessionárias a tarifa cobrada fica bem acima do valor ideal de custos do sistema. Isso significa que o preço cobrado dos consumidores que continuam comprando energia da concessionária fica alto demais, pesando no bolso do consumidor local.

Casos onde os resultados são estáveis: Por fim, a ESE, apresenta linhas muito juntas e quase retas, o que mostra que ela sofre menos impactos imediatos e têm menos variação de cenários quando o mercado é desregulamentado.

Existe um padrão matemático idêntico e fortíssimo que se repete em todas as concessionárias:

O Fenômeno da Compressão de Dispersão: O Desvio Padrão absoluto decresce ano a ano de forma acentuada. Tomando a CELPE como exemplo na variável ECA, o desvio padrão cai de 255,82 (2023) para 200,46 (2024), depois para 103,54 (2025) e atinge a mínima de 53,88 em 2026.

Esse comportamento indica que, à medida que se aproxima do ano de 2026, os fatores regulatórios ou de mercado que geravam ruídos e distorções tarifárias foram drasticamente atenuados. O modelo tarifário converge para uma estabilização de volatilidade.

Ao observar a coluna de Coeficiente de Variação (CV), observa-se:

- a) O CV do ECA está travado em exatamente 0,0085 (0,85%) para todas as linhas.
- b) O CV da Tarifa Ótima está travado em exatamente 0,0284 (2,84%).
- c) O CV da Diferenciação está travado em exatamente -0,9149 (-91,49%).

O motivo por trás disso, como o desvio padrão e a média caíram exatamente na mesma proporção matemática ano após ano, a volatilidade relativa (proporcional) permaneceu constante. Isso prova que a redução do desvio padrão não foi um evento isolado de um ano específico, mas sim uma redução estrutural e perfeitamente escalonada da base de dados.

Pode-se também analisar a assimetria entre as concessionárias (qual oscila mais?). Embora todas sigam a mesma tendência de queda ao longo do tempo, os valores absolutos revelam disparidades regionais:

As Concessionárias de Alta Volatilidade: A LIGHT e a COELBA registram os maiores desvios padrões nominais da amostra. Em 2025, o ECA da COELBA chega a um desvio padrão de 1206,59, enquanto o desvio padrão da LIGHT em 2023 alcança 606,76.

As Concessionárias de Estabilidade Relativa: A ESE e a COSERN registram patamares de desvio padrão muito mais controlados (a ESE atinge apenas 16,93 de desvio padrão na ECA em 2026).

Isso demonstra que as concessionárias de concessões geograficamente maiores, ou com mercados consumidores mais complexos e expostos a perdas/sazonalidades (como LIGHT e COELBA), carregam uma dispersão estrutural maior nas suas variáveis regulatórias do que as concessionárias de menor porte.

Além disso, o Comportamento Crítico da "Diferenciação de Tarifa". Como observado na Tabela 7-3 a coluna de média da Diferenciação de Tarifa opera majoritariamente em negativos (ex: CELPE chegando a -430,25 MR\$/TWh em 2025; CEMIG chegando a -2318,23 MR\$/TWh no mesmo ano).

Como o Desvio Padrão é, por definição estatística, um valor estritamente positivo, a sua divisão por uma média amostral negativa resulta em um CV negativo de -91,49%. No entanto, a análise realizada parte do pressuposto de que esse comportamento não indica uma inconsistência estatística, mas sim o reflexo do modelo convergindo para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. A

diretriz regulatória estabelece que o $EVA = 0$ visa assegurar a sustentabilidade das concessionárias e o bem-estar socioeconômico da sociedade. Sob essa ótica, a estrutura tarifária ótima idealizada atuaria para harmonizar esses interesses. Contudo, dado que a T_o se posicionou majoritariamente acima da T , o resultado persistentemente negativo na diferenciação comprova que o modelo operou de forma estrutural para preservar a saúde financeira das concessionárias contra o risco de insolvência. O desdobramento prático desse ajuste, entretanto, evidenciou um sinal inverso nos indicadores de bem-estar socioeconômico, que passaram a apresentar uma trajetória de queda ao longo do período analisado.

Tabela 7-3 Medidas de dispersão e volatilidade da ECA, Tarifa Ótima e Diferenciação Tarifária por concessionária (2023–2026)

		ECA		TARIFA ÓTIMA			DIFERENCIAÇÃO DE TARIFA		
Desvio Padrão		Média	Coefficiente de Variação	Desvio Padrão	Média	Coefficiente de Variação	Desvio Padrão	Média	Coefficiente de Variação
CELPE									
2023	255.82	30003.65	0.85%	238.43	8397.21	2.84%	238.43	-260.61	-91.49%
2024	200.46	23214.96	0.85%	251.86	8850.03	2.84%	251.86	-354.50	-91.49%
2025	103.54	11985.43	0.85%	262.26	9284.72	2.84%	262.26	-430.25	-91.49%
2026	53.88	6214.52	0.85%	137.08	4794.49	2.84%	137.08	-187.79	-91.49%
CEMIG									
2023	547.90	59882.14	0.85%	221.79	7438.14	2.84%	221.79	-141.57	-91.49%
2024	435.69	39471.66	0.85%	234.55	7857.91	2.84%	234.55	-1168.15	-91.49%
2025	264.89	17354.46	0.85%	256.54	8401.17	2.84%	256.54	-2318.23	-91.49%
2026	118.91	6855.58	0.85%	130.45	4288.38	2.84%	130.45	-1550.31	-91.49%
COELBA									
2023	413.95	44428.57	0.85%	263.19	9041.99	2.84%	263.19	-566.01	-91.49%
2024	488.21	25972.83	0.85%	276.49	9682.24	2.84%	276.49	-723.44	-91.49%
2025	1206.59	-34662.78	0.85%	294.45	10288.84	2.84%	294.45	-847.21	-91.49%
2026	662.04	-21589.64	0.85%	154.13	5432.55	2.84%	154.13	-470.32	-91.49%
COSERN									
2023	120.91	7831.59	0.85%	298.99	7934.01	2.84%	298.99	2060.79	-91.49%
2024	107.79	5333.92	0.85%	316.43	6347.42	2.84%	316.43	6605.15	-91.49%
2025	77.92	3607.94	0.85%	330.18	5919.85	2.84%	302.67	7825.85	-91.49%
2026	40.12	1927.90	0.85%	173.46	3221.90	2.84%	173.46	954.27	-91.49%
CPFL Paulista									
2023	635.02	23662.06	0.85%	351.88	11970.74	2.84%	351.88	-1354.16	-91.49%
2024	508.32	24312.86	0.85%	388.39	12010.32	2.84%	388.39	-1277.79	-91.49%
2025	286.91	39314.85	0.85%	384.45	11415.50	2.84%	384.45	-1192.59	-91.49%
2026	154.11	16644.42	0.85%	226.63	5720.63	2.84%	226.63	-639.03	-91.49%
ELETROPAULO									
2023	705.14	46041.23	0.85%	251.04	9051.30	2.84%	251.04	372.24	-91.49%
2024	572.08	43689.68	0.85%	262.17	9280.62	2.84%	262.17	263.48	-91.49%
2025	383.46	69652.48	0.85%	269.02	8584.11	2.84%	269.02	478.05	-91.49%
2026	196.50	31285.86	0.85%	140.96	4221.22	2.84%	140.96	275.97	-91.49%

EMS									
2023	136.90	26460.97	0.85%	298.88	9643.38	2.84%	298.88	472.60	-91.49%
2024	113.44	18664.93	0.85%	313.90	9692.65	2.84%	313.90	511.82	-91.49%
2025	115.77	22985.54	0.85%	329.24	9536.63	2.84%	329.24	541.39	-91.49%
2026	42.55	13444.92	0.85%	170.63	4765.17	2.84%	170.63	248.48	-91.49%
EMT									
2023	247.80	16680.06	0.85%	329.81	10896.82	2.84%	329.81	-151.92	-91.49%
2024	212.79	15659.35	0.85%	344.49	10998.40	2.84%	344.49	-220.55	-91.49%
2025	167.72	21709.75	0.85%	362.83	10760.56	2.84%	362.83	-307.95	-91.49%
2026	88.88	10628.12	0.85%	188.65	5323.43	2.84%	188.65	-101.20	-91.49%
ENEL CE									
2023	276.34	19844.75	0.85%	264.53	10033.19	2.84%	264.53	1045.59	-91.49%
2024	229.07	20167.88	0.85%	274.93	10208.56	2.84%	274.93	1484.04	-91.49%
2025	168.64	25738.25	0.85%	290.00	9042.27	2.84%	290.00	3252.11	-91.49%
2026	84.03	12727.99	0.85%	149.96	4877.83	2.84%	149.96	1597.29	-91.49%
ENEL RJ									
2023	245.30	22485.30	0.85%	296.72	12693.81	2.84%	296.72	496.30	-91.49%
2024	225.94	20864.31	0.85%	347.16	12886.43	2.84%	347.16	2002.09	-91.49%
2025	157.82	27652.32	0.85%	372.83	11525.28	2.84%	372.83	3667.81	-91.49%
2026	86.18	13194.94	0.85%	198.60	4780.93	2.84%	198.60	2342.34	-91.49%
ESE									
2023	60.99	5468.51	0.85%	283.69	10019.83	2.84%	283.69	1161.43	-91.49%
2024	48.10	3877.26	0.85%	300.04	12345.85	2.84%	300.04	575.31	-91.49%
2025	31.73	8644.90	0.85%	318.72	9044.85	2.84%	318.72	160.55	-91.49%
2026	16.93	4423.86	0.85%	164.96	4856.00	2.84%	164.96	-214.40	-91.49%
LIGHT									
2023	606.76	33826.59	0.85%	291.61	9591.18	2.84%	291.61	12102.85	-91.49%
2024	511.65	33924.46	0.85%	305.56	10212.66	2.84%	305.56	22063.65	-91.49%
2025	390.26	43775.83	0.85%	329.09	17344.46	2.84%	329.09	16108.93	-91.49%
2026	203.17	10381.26	0.85%	174.92	13789.94	2.84%	174.92	6914.68	-91.49%
RGE Sul									
2023	357.10	38898.15	0.85%	254.55	8374.12	2.84%	254.55	3559.97	-91.49%
2024	298.65	32359.76	0.85%	252.62	10761.34	2.84%	252.62	2545.78	-91.49%
2025	231.07	40910.53	0.85%	248.74	11835.68	2.84%	248.74	2073.34	-91.49%
2026	128.72	20794.36	0.85%	124.41	3780.52	2.84%	124.41	2991.51	-91.49%

7.3 Considerações Finais

Em suma, as análises empreendidas neste capítulo demonstram que a incorporação da abordagem estocástica ao modelo TAROT, por meio da simulação Monte Carlo, foi essencial para mapear os riscos e as incertezas associados à abertura do mercado. Os resultados evidenciaram que, embora métricas de tendência central como a mediana indiquem caminhos prováveis para o sistema, os indicadores de dispersão — expressos pelo desvio padrão e pelos percentis P_{10} e P_{90} — revelam uma realidade complexa e

heterogênea entre as concessionárias. Desse modo, conclui-se que o tratamento estocástico desses indicadores expõe de forma robusta as assimetrias regionais do setor elétrico, fornecendo o diagnóstico de risco indispensável que fundamentará as conclusões e as recomendações regulatórias desta tese.

8 O CENÁRIO REAL DA ABERTURA DO ACL E A EVOLUÇÃO DAS MIGRAÇÕES

Neste capítulo, buscou-se verificar se a evolução das migrações observadas na prática ocorreu de maneira compatível com o cronograma proposto para a expansão do ACL.

Diferentemente do ACR, cujas informações são amplamente disponibilizadas pela ANEEL, sendo uma delas a SPARTA, que atualmente conta com basicamente todas as informações do ACR, não existe atualmente uma base pública equivalente que reúna dados completos sobre o ACL. Embora tais informações existam no âmbito da CCEE, o acesso integral a essas bases de dados são restritas, impossibilitando a realização de uma verificação mais abrangente sobre o cumprimento efetivo dos cronogramas propostos para a abertura do mercado.

Diante dessa limitação, optou-se pela utilização das informações disponibilizadas pelo relatório da InfoMercados. O InfoMercado mensal/anual é um relatório completo com as informações sobre as operações do mercado de energia elétrica contabilizadas pela CCEE, que apresenta dados consolidados sobre a evolução do ACL. Apesar de representar a melhor fonte pública disponível para este propósito, a base de dados consolidados da infomercados, não contempla com os anos de 2025 e 2026, apenas com dados anteriores a 2024, o que impossibilita comprovar integralmente se as migrações ocorreram conforme previsto no cronograma proposto, que seria de 2023 a 2026.

A Figura 8-1 apresenta a evolução das migrações observadas entre 2025 e 2026, segmentadas por atividade econômica. Os resultados evidenciam que a expansão do ACL permanece fortemente concentrada em consumidores comerciais e industriais, além de outros segmentos tradicionalmente atendidos em média e alta tensão. Observa-se que os setores de comércio e serviços lideram o volume de migrações registradas, seguidos pelos segmentos alimentício, manufatureiro e de saneamento.

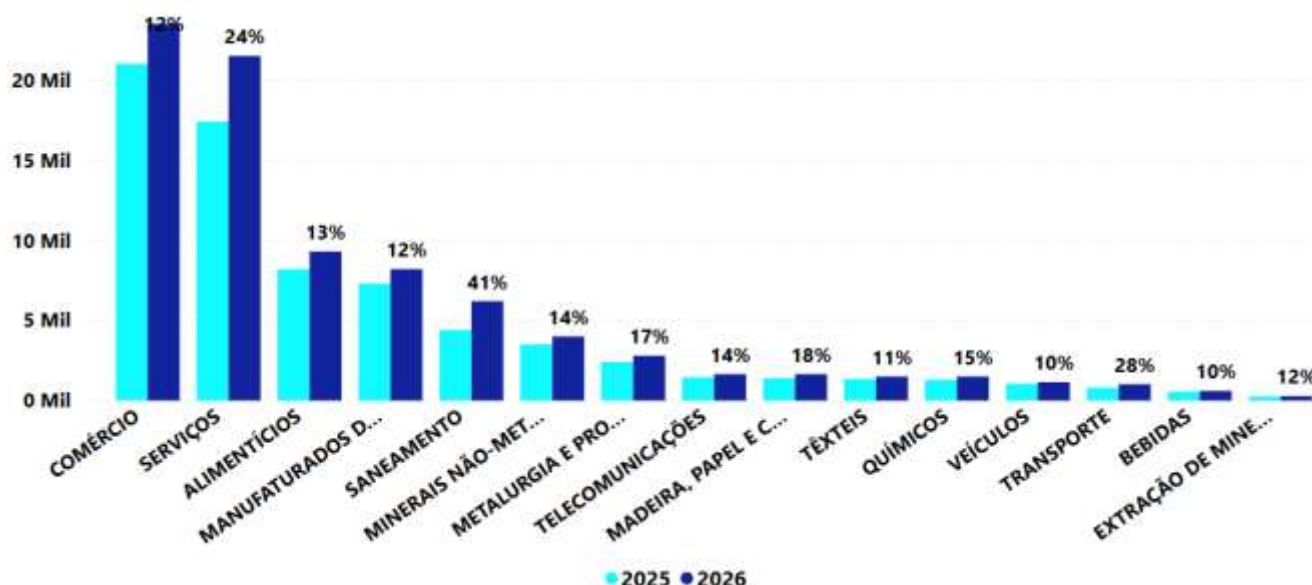


Figura 8-1 Evolução das migrações para o ACL por segmento econômico (Adaptado de [72]).

Esses resultados sugerem que, mesmo após sucessivas flexibilizações regulatórias e redução dos requisitos mínimos de demanda para acesso ao ACL, a abertura do mercado de energia elétrica ainda não alcançou os consumidores residenciais e demais consumidores de baixa tensão. Tal constatação torna-se particularmente relevante diante das discussões mais recentes sobre a ampliação da liberdade de escolha para esse grupo de consumidores.

Embora documentos posteriores à NT nº 10/2022-SRM/ANEEL, como a Portaria Normativa nº 50/2022, que determinou que a partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores de Alta Tensão (Grupo A) poderiam migrar para o ACL, independentemente do tamanho da sua carga, isso incluiu cerca de 100 mil novas empresas (como padarias de médio porte, pequenos supermercados, hotéis e pequenas indústrias) que antes eram proibidas de migrar porque consumiam menos de 500 kW.

Posteriormente veio a Resolução Normativa nº 1.081/2023, criando regras (manual de instruções) e regulamentando o Comercializador Varejista, ficando definido que qualquer empresa menor que migrasse para o ACL a partir de 2024 não precisaria passar pelo processo de adesão da CCEE. Ela seria representada obrigatoriamente por uma comercializadora varejista, deixando o processo muito mais simples e seguro.

O que se pode observar sobre a abertura do ACL é que mesmo com os esforços, os dados observados até o momento revelam que a migração dos consumidores já elegíveis permanece aquém do potencial esperado. Em outras palavras, mesmo entre consumidores de média e alta tensão, cuja migração já é permitida, ainda existe uma parcela significativa que permanece no ACR.

Sob a perspectiva regulatória, os resultados desta tese reforçam que a abertura do mercado para consumidores residenciais exige cautela e planejamento. Diferentemente do processo observado para

consumidores de maior porte, a inclusão de milhões de consumidores de baixa tensão possui potencial para alterar significativamente a composição do mercado regulado, afetando os mecanismos de recuperação de custos das concessionárias e a própria sustentabilidade econômico-financeira das concessões. As simulações realizadas neste trabalho indicaram que, caso a migração ocorresse conforme os cronogramas originalmente propostos, sem a adoção de mecanismos compensatórios e ajustes regulatórios adequados, diversas concessionárias poderiam apresentar deterioração expressiva de seus indicadores econômicos, comprometendo sua capacidade de geração de valor e, em cenários mais severos, colocando em risco o equilíbrio econômico-financeiro necessário à continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Por outro lado, a perspectiva do consumidor também não pode ser negligenciada. Mesmo diante da ampliação das possibilidades de migração e da simplificação dos procedimentos operacionais, a adesão ao ACL depende de fatores como o conhecimento sobre o funcionamento do setor, a compreensão dos riscos e benefícios envolvidos e a percepção de que as vantagens econômicas efetivamente compensam a mudança de ambiente de contratação. A ausência de informações claras, a complexidade das decisões relacionadas à contratação de energia e a própria confiança no modelo podem influenciar a disposição dos consumidores em exercer o direito de escolha.

Nesse contexto, os resultados obtidos sugerem que o sucesso da abertura do ACL dependerá não apenas de alterações normativas, mas da construção de um modelo de transição gradual e equilibrado, capaz de compatibilizar três objetivos fundamentais: ampliar a liberdade de escolha dos consumidores, preservar a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias e assegurar que os benefícios da liberalização não sejam obtidos à custa do aumento das tarifas dos consumidores mais vulneráveis. Assim, mais do que discutir quando abrir o mercado, torna-se essencial discutir como essa abertura deve ocorrer para que os ganhos esperados de eficiência e competitividade sejam efetivamente convertidos em benefícios para toda a sociedade.

9 CONCLUSÃO

A presente tese teve como objetivo principal avaliar a proposta da NT nº 10/2022-SRM/ANEEL sobre a abertura total do ACL no Brasil. Para isso, foi desenvolvida uma metodologia que uniu modelos de previsão com o modelo TAROT. Isso permitiu analisar como a saída dos consumidores do ACR para o ACL afeta as contas das concessionárias e o bem-estar socioeconômico.

A partir dos resultados e das discussões do trabalho, responde-se às perguntas e aos objetivos da pesquisa:

Funcionamento da Modelagem e Adaptação do Modelo TAROT: A metodologia criada funcionou com sucesso para o cenário de transição do mercado. Ao combinar o TAROT com modelos de previsão, conseguiu-se acompanhar mês a mês a realidade das concessionárias. Além disso, a análise feita com a Simulação Monte Carlo mostrou-se uma ferramenta muito útil para lidar com as incertezas. Tratar a velocidade da migração dos clientes e as variações dos custos como fatores incertos permitiu calcular os riscos reais desse processo. A utilização das linhas de média (mediana) e dos cenários de mínimo e máximo (percentis P_{10} e P_{90}) ajudou a desenhar com clareza os caminhos mais prováveis e os casos mais extremos.

- (i) **Impactos da Abertura do ACL sobre as Concessionárias e os Consumidores:** Os testes feitos nas 13 concessionárias brasileiras deixaram claro que a abertura do ACL não afeta as concessionárias brasileiras da mesma forma. Como cada região tem suas próprias características, a mesma regra gera resultados muito desiguais.
- (ii) **Impacto no ganho das Concessionárias (EVA):** Nos cenários normais (sem ajustes na tarifa), a maioria das concessionárias começaria a perder receita a partir de 2024, porque diminuiria o seu consumo de energia com a migração dos consumidores. Casos como o da CEMIG e da CPFL Paulista mostraram quedas grandes. A LIGHT por sua vez mostrou que até 2026 a empresa poderia perder todo o seu ganho de valor. Isso comprova o risco da chamada "Espiral da Morte", onde a concessionária perde tantos clientes que sua sobrevivência financeira fica ameaçada.
- (iii) **Impacto no Excedente do Consumidor (ECA):** O bem-estar socioeconômico dos consumidores que continuariam no ACR caíram em todas as simulações entre 2023 e 2026. No caso da LIGHT, viu-se que a perda é pior entre julho de 2024 e junho de 2025, período em que os clientes residenciais que mais gastam mudariam para o ACL. Já na concessionária EMS, a perda proporcional para os consumidores que ficaram foi a maior de todas, chegando a quase 78% de queda.
- (iv) **A Trade-off entre Concessionárias e Consumidores:** O estudo mostrou que o equilíbrio regulatório do setor elétrico no Brasil divide-se em dois comportamentos. Em

concessionárias como EMT, COELBA e CPFL Paulista, existe um conflito direto: para a concessionária manter seu equilíbrio econômico-financeira, o consumidor precisa pagar mais caro, perdendo bem-estar socioeconômico. Já em concessionárias como LIGHT e ELETROPAULO, o ganho da empresa e o do cliente não prejudica um ao outro.

O Efeito das Tarifas Otimizadas e a Realidade das Migrações: Quando o modelo TAROT calcula uma "tarifa ótima" para garantir que a concessionária não fique no prejuízo o ($EVA = 0$), o principal efeito colateral da abertura do ACL aparece: o aumento de custos para quem fica no ACR. As simulações deixaram claro que os consumidores que não podem ou não querem ir para o mercado do ACL acabam pagando tarifas mais altas do que pagariam se o mercado de energia elétrica continuasse fechado, sendo a CPFL Paulista o exemplo de maior aumento. A conclusão é que essa tarifa calculada protege a saúde econômico-financeira das concessionárias, mas pesa no bolso das famílias mais vulneráveis, reduzindo o dinheiro que sobra para outros gastos do dia a dia. Por fim, ao comparar o modelo com os dados reais do mercado de energia elétrica (InfoMercados), observa-se que, apesar das novas regras facilitarem a migração (como o uso do Comercializador Varejista), a mudança real entre 2025 e 2026 continuou concentrada em grandes comércios e indústrias. Os clientes residenciais ainda não entraram em peso no ACL, o que mostra que ainda existem barreiras como a falta de informação, a burocracia e o medo do consumidor de mudar de ambiente.

9.1 Limitações da Pesquisa

Como toda pesquisa científica, o presente estudo foi desenvolvido sob determinadas premissas metodológicas e limitações inerentes à disponibilidade de dados e ao escopo do modelo adotado.

A primeira limitação está relacionada ao escopo do modelo utilizado. O TAROT foi desenvolvido para representar o mercado ACR, de modo que a dinâmica econômica do ACL não é modelada. Assim, a pesquisa concentra-se na avaliação dos impactos provocados pela saída de consumidores do mercado regulado, não contemplando o comportamento econômico dos consumidores após sua migração para o ACL.

Outra limitação refere-se à construção dos cenários analisados. O estudo foi desenvolvido considerando exclusivamente o cronograma de abertura do mercado proposto pela Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, sem incorporar outros aspectos regulatórios e institucionais discutidos no processo de modernização do setor elétrico brasileiro. Além disso, não foi considerada a entrada de novos consumidores nas áreas de concessão ao longo do horizonte de análise, assumindo-se apenas os efeitos decorrentes da migração dos consumidores já existentes entre os ambientes de contratação.

A disponibilidade de dados também constitui uma limitação importante. Embora a base SPARTA disponibilize informações detalhadas sobre o mercado regulado, ainda não existe uma base pública equivalente para o ACL que permita acompanhar, de forma completa, a evolução das migrações, o perfil dos

consumidores e as características dos contratos celebrados. Adicionalmente, os dados públicos disponíveis para acompanhamento das migrações abrangem apenas o período até 2024, restringindo a validação empírica dos efeitos das alterações regulatórias mais recentes.

Embora a distribuição triangular tenha sido utilizada para representar a incerteza dos percentuais de migração, uma evolução metodológica consiste em propagar diretamente para a simulação Monte Carlo as distribuições estimadas a partir dos resíduos dos modelos de previsão ajustados para as variáveis E , T , p e e . Essa abordagem permitiria que a variabilidade utilizada na análise estocástica fosse derivada das propriedades estatísticas dos próprios modelos estimados, aumentando a integração entre as etapas de previsão e análise de risco.

Por fim, as previsões utilizadas nesta pesquisa foram elaboradas a partir do comportamento histórico das variáveis analisadas nas concessionárias estudadas. Dessa forma, eventos extraordinários, alterações estruturais do setor elétrico ou futuras mudanças regulatórias não foram incorporados às projeções realizadas.

Apesar dessas limitações, entende-se que elas não comprometem os objetivos da pesquisa nem as conclusões obtidas, uma vez que decorrem das restrições inerentes à disponibilidade de dados e ao estágio atual do processo de abertura do mercado de energia elétrica brasileiro. Ao mesmo tempo, essas limitações evidenciam oportunidades para o desenvolvimento de estudos futuros à medida que novas informações e bases de dados se tornem disponíveis.

9.2 Sugestões para trabalhos futuros

- (i) **Avaliar os impactos pelo lado do ACL:** Como esta tese focou em como a abertura afeta o ACR, sugere-se que trabalhos futuros analisem o outro mercado. Isso inclui estudar a volatilidade dos preços no ACL, a oferta de energia pelas comercializadoras e o risco de falta de contratos de longo prazo para garantir novos investimentos em geração.
- (ii) **Integrar o impacto da Geração Distribuída (GD):** Estudar como o crescimento da energia solar nas casas e empresas interage com a migração para o ACL. A ideia é ver se a combinação desses dois movimentos acelera ainda mais a perda de receita das concessionárias e o aumento das tarifas, bem como investigar novos modelos de negócios para as concessionárias e integradores/comercializadores sustentáveis.
- (iii) **Análise detalhada do Fio (TUSD) e dos Encargos Setoriais:** Investigar a fundo a divisão dos custos do uso da rede (TUSD Fio A e Fio B) e dos encargos econômicos. O objetivo é mapear detalhadamente quais contas quem migra deixa de pagar e como criar mecanismos para que esses valores não sejam empurrados apenas para os consumidores que ficarem no ACR.

- (iv) **Estudar o comportamento e a elasticidade do consumidor:** Analisar como o consumidor reage aos aumentos de tarifa (elasticidade-preço). Isso ajudaria a entender se o aumento do preço da energia faz o cliente residencial gastar menos ou se força uma migração ainda mais rápida para o ACL assim que houver oportunidade. Fazer entrevistas e pesquisas de opinião com clientes residenciais e comerciais de pequeno porte. A intenção é medir o nível de conhecimento da população sobre o ACL, seu interesse em mudar de fornecedor, e quais são seus maiores medos e dúvidas (como a burocracia e a segurança do fornecimento).
- (v) **Incluir Contratos Legados e Sobrecontratação:** Ampliar o modelo TAROT para simular o peso dos "contratos legados" (as compras de energia de longo prazo que as concessionárias fizeram no passado para garantir o atendimento). É importante calcular o tamanho do prejuízo da sobra de energia (sobrecontratação) que vai surgir nas concessionárias à medida que os clientes saem, e propor formas inteligentes, sustentáveis, resilientes e justas de resolver esse problema.
- (vi) **Comparação internacional (*Benchmarks*):** Criar estudos comparativos entre o cenário brasileiro e a experiência de países que já abriram totalmente seu mercado residencial (como o Reino Unido, Texas nos EUA ou Portugal). Isso serve para entender quais erros eles cometeram e quais soluções funcionaram para proteger os consumidores mais pobres, para não ampliar a pobreza energética ou a desigualdade estrutural já presente no Brasil.
- (vii) **Integração entre modelos de previsão e análise de risco:** Estimar distribuições de probabilidade a partir dos resíduos dos modelos SARIMA, Winters e SED para utilização como variáveis estocásticas na simulação Monte Carlo.

REFERÊNCIAS

- [1] I. S. S. Carneiro, “Análise dos Impactos da Repactuação do Risco Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro,” Universidade de Brasília, 2019.
- [2] CCEE, “Setor Elétrico,” 2021. https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=f3odccjeh_5&_afLoop=1038422523372335#!
- [3] ABRACEEL, “Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica,” 2021. https://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf.
- [4] A. F. da C. de Aquino, “Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre,” Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.
- [5] R. A. da Silva, S. M. de Oliveira, and F. L. de Sá, “Aspectos de consumidor e migração para o mercado livre de energia elétrica no brasil.” 2019, [Online]. Available: <https://www.unifacvest.edu.br/assets/uploads/files/arquivos/f3986-silva,-r.-a.-aspectos-de-consumidor-e-migracao-para-o-mercado-livre-de-energia-eletrica-no-brasil.-tcc,-2019..pdf>.
- [6] R. K. U. Souza, “Estudo de viabilidade da migração de consumidores cativos nível A para mercado livre,” Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.
- [7] D. de Campos, E. A. C. Aranha Neto, R. C. Fernandes, I. Hauer, and A. Richter, “Optimal tariff system for integration of distributed resources based on a comparison of Brazil’s and Germany’s system,” in *2016 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)*, Dec. 2016, pp. 1–8, doi: 10.1109/SSCI.2016.7849854.
- [8] N. Souza da Silva and C. Daltóe Berci, “GESTÃO DE CUSTOS E ENERGIA: EVIDÊNCIAS, OPORTUNIDADES E RESULTADOS OBTIDOS EM UM CASO CONCRETO,” *Colloquium Socialis*, vol. 2, no. 2, pp. 30–35, Jun. 2018, doi: 10.5747/cs.2018.v02.n2.s036.
- [9] L. F. SICARI, “Ambientes de Contratação de Energia: Mercado Livre x Mercado Cativo,” 2018.
- [10] A. N. Kleit, *Electric Choices: Deregulation and Future of Electric Power*. Oakland, California: Rowman & Littlefield Publishers, 2007.
- [11] C. Harris, *Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics*. Wiley, 2006.
- [12] J. H. Yan, “Lessons learned from California market,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, p. 373, doi: 10.1109/PES.2003.1267200.
- [13] MME, “GT Modernização do Setor Elétrico,” 2019. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf>.
- [14] ABRACEEL, “International Electricity Freedom Ranking,” 2021. <https://abraceel.com.br/biblioteca/cartilhas/2021/03/ranking-internacional-de-liberdade-de-energia-eletrica-2/>.
- [15] J. Kishimoto, M. Goto, and K. Inoue, “Do acquisitions by electric utility companies create value? Evidence from deregulated markets,” *Energy Policy*, vol. 105, pp. 212–224, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.032.
- [16] T. Wakiyama and A. Kuriyama, “Assessment of renewable energy expansion potential and its implications on reforming Japan’s electricity system,” *Energy Policy*, vol. 115, pp. 302–316, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.01.024.
- [17] D. Shim, S. W. Kim, and J. Altmann, “Strategic management of residential electric services in the competitive market: Demand-oriented perspective,” *Energy & Environment*, vol. 29, no. 1, pp. 49–66, Feb. 2018, doi: 10.1177/0958305X17740234.
- [18] S. B. Raikar and K. M. Jagtap, “Role of Deregulation in Power Sector and Its Status in India,” in *2018 National Power Engineering Conference (NPEC)*, Mar. 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/NPEC.2018.8476714.
- [19] D. Lara-Arango, S. Arango-Aramburo, and E. R. Larsen, “Uncertainty and the long-term adequacy

- of supply: Simulations of capacity mechanisms in electricity markets,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 18, pp. 199–211, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.esr.2017.10.002.
- [20] OpenAI, “ChatGPT (GPT-5.5).” 2026, [Online]. Available: <https://chatgpt.com/>.
- [21] T. H. Jingsi Chen, Jun Yin, Michela Meo, “Agent-based analysis of electricity contract switching considering multi-dimensional consumer satisfaction and social influence,” *Energy*, vol. 351, p. 140806, 2026, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140806>.
- [22] G. Pepermans, “European energy market liberalization: experiences and challenges,” *International Journal of Economic Policy Studies*, vol. 13, no. 1, pp. 3–26, Jan. 2019, doi: 10.1007/s42495-018-0009-0.
- [23] P. L. Joskow, “Lessons Learned From Electricity Market Liberalization,” *The Energy Journal*, vol. 29, pp. 9–42, 2008, doi: <https://doi-org.ez38.periodicos.capes.gov.br/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3>.
- [24] J. van Z. Lucila de Almeida, Fabrizio Esposito, “When indicators fail electricity policies: Pitfalls of the EU’s retail energy market Barrier Index,” *Energy Policy*, vol. 165, p. 112892, doi: <https://doi-org.ez38.periodicos.capes.gov.br/10.1016/j.enpol.2022.112892>.
- [25] C. A. de O. P. Virginia Thomasi, Julio Cezar M. Siluk, Paula D. Rigo, “Challenges, improvements, and opportunities market with the liberalization of the residential electricity market,” *Energy Policy*, vol. 192, p. 114253, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114253>.
- [26] Š. Bojnec and A. Križaj, “Electricity Markets during the Liberalization: The Case of a European Union Country,” *Energies*, vol. 14, no. 14, p. 4317, Jul. 2021, doi: 10.3390/en14144317.
- [27] G. Cunha, P. Valenzuela, G. Siciliano, A. M. Gomes, M. Cavaliere and L. Barroso, “Achieving Retail Liberalization in Middle-Income Countries: Challenges and Successes of the Brazilian Experience,” *IEEE*, vol. 21, no. 4, pp. 26–35, doi: 10.1109/MPE.2023.3269550.
- [28] C. Defeuilley, “Retail electricity markets in Europe: Taking stock, looking ahead,” *Utilities Policy*, vol. 97, p. 102065, Dec. 2025, doi: 10.1016/j.jup.2025.102065.
- [29] P. Angaphiwatchawal, N. Sirisupanon, and S. Chaitusaney, “A Competitive Retail Electricity Market in Thailand with Structural Reforms and Roles and Responsibilities of Stakeholders,” in *2025 22nd International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, May 2025, pp. 1–6, doi: 10.1109/ECTI-CON64996.2025.11100393.
- [30] G. R. Verdejo-Fredes, H.; García-Muñoz, F.; Tobar, F.; Becker, C.; Olivares, M.; Zolezzi, J.; Guzmán, “Retail Electricity Market Liberalization: An Overview of International Experience and Effects on the Chilean Regulated Tariff,” *Sustainability*, vol. 14, doi: <https://doi.org/10.3390/su142113996>.
- [31] H. Verdejo-Fredes *et al.*, “Retail Electricity Market Liberalization: An Overview of International Experience and Effects on the Chilean Regulated Tariff,” *Sustainability*, vol. 14, no. 21, p. 13996, Oct. 2022, doi: 10.3390/su142113996.
- [32] T. S. A. Loi and G. Jindal, “Electricity market deregulation in Singapore – Initial assessment of wholesale prices,” *Energy Policy*, vol. 127, pp. 1–10, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.11.043.
- [33] Rui Huang, Qinglong Gou, Juzhi Zhang, “Retail competition, consumer switching, and forward hedging in electricity markets,” *European Journal of Operational Research*, 2026, doi: 10.1016/j.ejor.2026.04.052.
- [34] G. Pepermans, “European energy market liberalization: experiences and challenges,” *International Journal of Economic Policy Studies*, vol. 13, pp. 3–26, 2019, doi: <https://doi-org.ez38.periodicos.capes.gov.br/10.1007/s42495-018-0009-0>.
- [35] Tadahiro Nakajima, Shigeyuki Hamori, “Change in consumer sensitivity to electricity prices in response to retail deregulation: A panel empirical analysis of the residential demand for electricity in the United States,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 5, pp. 2470–2476, 2010, doi: <https://doi-org.ez38.periodicos.capes.gov.br/10.1016/j.enpol.2009.12.041>.
- [36] E. L. Débora Maravilha, Susana Silva, “Consumer’s behavior determinants after the electricity

- market liberalization: the Portuguese case,” *Green Finance*, vol. 4, no. 4, pp. 436–449, 2022, doi: 10.3934/GF.2022021.
- [37] M. Imahori, R. Hase, and N. Shinomiya, “A study on consumer switching behavior with a matching problem in electricity markets,” in *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*, Nov. 2017, pp. 1907–1912, doi: 10.1109/TENCON.2017.8228170.
- [38] T. Gärling, A. Gamble, and E. A. Juliusson, “Consumers’ switching inertia in a fictitious electricity market,” *International Journal of Consumer Studies*, vol. 32, no. 6, pp. 613–618, Nov. 2008, doi: 10.1111/j.1470-6431.2008.00728.x.
- [39] Serdal Bahçe, Erol Taymaz, “The impact of electricity market liberalization in Turkey: ‘Free consumer’ and distributional monopoly cases,” *Energy Economics*, vol. 30, no. 4, pp. 1603–1624, 2008, doi: 10.1016/j.eneco.2007.03.003.
- [40] A. Ritschel and G. P. Smestad, “Energy subsidies in California’s electricity market deregulation,” *Energy Policy*, vol. 31, no. 13, pp. 1379–1391, Oct. 2003, doi: 10.1016/S0301-4215(02)00197-0.
- [41] Virginia Thomasi, Julio Cezar M. Siluk, Paula D. Rigo, Cesar Augusto de O. Pappis, “Challenges, improvements, and opportunities market with the liberalization of the residential electricity market,” *Energy Policy*, vol. 192, 2024, doi: <https://doi-org.ez38.periodicos.capes.gov.br/10.1016/j.enpol.2024.114253>.
- [42] C. Cortez, H. Arango, and B. D. Bonatto, “Stochastic tarot® model: Stochastic economic market model for risk evaluation of a regulated electricity distribution company,” in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, May 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395700.
- [43] V. B. F. Costa, B. D. Bonatto, L. C. Pereira, and P. F. Silva, “Analysis of the impact of COVID-19 pandemic on the Brazilian distribution electricity market based on a socioeconomic regulatory model,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 132, p. 107172, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107172.
- [44] C. CORTEZ, “DESENVOLVIMENTO DO MODELO ECONÔMICO TAROT ESTOCÁSTICO PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA REGULADA,” Universidade Federal de Itajubá, 2018.
- [45] H. R. VARIAN, *Microeconomia-princípios básicos*. Elsevier Brasil, 2006.
- [46] E. Modiano, “Elasticidade - renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil,” *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Departamento de Economia*, p. 68, 1984, [Online]. Available: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/186316/1/td068.pdf>.
- [47] A. E. KAHN, “The Economics of Regulation: Principles and Institutions,” in *Economic Principles*, John Wiley., New York, NY, USA, 1970.
- [48] J. LAFFONT, Jean-Jacques; TIROLE, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press, 1993.
- [49] A. C. PINHEIRO, “Reforma regulatória da infraestrutura brasileira: em que pé estamos?,” in *Marcos regulatórios no Brasil*, Brasília: IPEA, 2005, pp. 87–118.
- [50] R. S. da (org. . SALGADO, Lúcia Helena; MOTTA, *Regulação e concorrência no Brasil: governança, incentivos e eficiência*. Rio de Janeiro: IPEA, 2007.
- [51] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret,” 2026. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>.
- [52] P. L. JOSKOW, “Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks,” *Review of Network Economics*, vol. 7, 2008, doi: 10.2202/1446-9022.1161.
- [53] C. E. da Matta, N. M. P. Bianchesi, M. S. de Oliveira, P. P. Balestrassi, and F. Leal, “A comparative study of forecasting methods using real-life econometric series data,” *Production*, vol. 31, 2021, doi: 10.1590/0103-6513.20210043.
- [54] M. O. Moreira, P. P. Balestrassi, A. P. Paiva, P. F. Ribeiro, and B. D. Bonatto, “Design of experiments using artificial neural network ensemble for photovoltaic generation forecasting,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110450, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110450.

- [55] Q. Qiao, A. Yunusa-Kaltungo, and R. Edwards, "Hybrid method for building energy consumption prediction based on limited data," in *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, Aug. 2020, pp. 1–5, doi: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219915.
- [56] O. Nooruldeen, S. Alturki, M. R. Baker, and A. Ghareeb, "Time Series Forecasting for Decision Making on City-Wide Energy Demand: A Comparative Study," in *2022 International Conference on Decision Aid Sciences and Applications (DASA)*, Mar. 2022, pp. 1706–1710, doi: 10.1109/DASA54658.2022.9765193.
- [57] M. Emami Javanmard and S. F. Ghaderi, "A Hybrid Model with Applying Machine Learning Algorithms and Optimization Model to Forecast Greenhouse Gas Emissions with Energy Market Data," *Sustainable Cities and Society*, vol. 82, p. 103886, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.103886.
- [58] P. Rajan and K. R. V. Chandrakala, "Statistical Model Approach of Electricity Price Forecasting for Indian Electricity Market," in *2021 IEEE Madras Section Conference (MASCON)*, Aug. 2021, pp. 1–5, doi: 10.1109/MASCON51689.2021.9563474.
- [59] Ansari Saleh Ahmar and Muh. Qodri Alfairus and Nabilah Nursya'bani, "Sustainable energy risk management: An integrated exponential smoothing and ARCH-GARCH framework for probabilistic forecasting," *Development and Sustainability in Economics and Finance*, vol. 8, p. 100087, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.dsef.2025.100087>.
- [60] Yaru Hu and Wen Fu and Junwei Ou and Xiao Yang and Juan Zou, "Adaptive prediction strategy based on inflection point partitioning and local environment type detection," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 130, p. 110823, 2026, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2025.110823>.
- [61] T. W. A. P. Mukhamad Masrur a, Solikhin Solikhin b, Muhammad Walid Syahrul Churum c, M. Zakki Abdillah d, "A Web-Based Forecasting Approach to Estimating the Number of Low-Income Households Eligible for Social Food Aid Using Holt's Double Exponential Smoothing," *Jurnal Ilmiah Teknologi Sistem Informasi*, vol. 11, 2025, doi: <https://doi.org/10.26594/register.v11i2.4922>.
- [62] L. C. P. Tanvir Ehsan, Farhana Akter Bina, Gazi Md. Habibul Bashar, "A Machine Learning-Based Forecasting Approaches and Correlation Analysis to Assess Future Extreme Heat Scenarios in Bangladesh and Its Impact on Public Health," *Engineeringf reports*, vol. 8, 2026, doi: <https://doi.org/10.1002/eng2.70588>Digital Object Identifier (DOI).
- [63] O. B. V. Kalinchyk, M. Buravliova, V. Pobihailo, "Forecasting of RES Generation Indicators," *IEEE*, pp. 445–448, 2021, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570019.
- [64] A. A. Sleem, A. R. Mohammed, S. Al Shkoor, and H. Saleh, "Peak Forecasting for Electricity Loads in Jordan Using a Weighted Combination of Feed Forward Back Propagation Neural Network and Holt-Winter," in *2022 3rd International Conference on Intelligent Engineering and Management (ICIEM)*, Apr. 2022, pp. 226–231, doi: 10.1109/ICIEM54221.2022.9853144.
- [65] ABRACEEL, "Nota Técnica nº 10/2022 da SRM/Aneel – Abertura do mercado," 2022. <https://abraceel.com.br/biblioteca/contribuicoes-e-notas-tecnicas/2022/02/nota-tecnica-no-10-2022-da-srm-aneel-abertura-do-mercado/>.
- [66] ANEEL, "Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição." <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>.
- [67] ANEEL, "Result of Distribution Tariff Processes," 2020. <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>.
- [68] M. K. Douglas C. Montgomery, Cheryl L. Jennings, *Introduction to Time Series Analysis and Forecasting*. 2018.
- [69] M. F. Alauddin, S. Achmadi, and J. D. Irawan, "Prediction of Unemployment Rates in East Java Region Using Multiple Linear Regression Method," *Jornal of Enhanced Studies in Informatics and Computer Applications*, vol. 2, pp. 8–9, 2024.
- [70] and N. V. A. H. Al Haddad, A. F. Setiawan, "Analisis perbandingan sistem peramalan penjualan barang menggunakan metode double exponential dan regresi linear," *Jurnal Mahasiswa Teknik Informatika*, vol. 8, pp. 8453–8460, 2024.

- [71] V. B. F. Costa *et al.*, “Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment,” *Energy Policy*, vol. 169, p. 113176, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113176.
- [72] CCEE, “InfoMercado mensal,” 2026. <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>.

Apêndice

Apêndice A - Tratamento da Base Bibliométrica no R

Os registros bibliográficos recuperados nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science* foram inicialmente exportados no formato BibTeX, preservando todas as informações bibliográficas disponíveis, tais como autores, títulos, periódicos, palavras-chave e referências citadas. Posteriormente, os arquivos foram importados para o ambiente estatístico R (*R Core Team*, 2025) por meio do pacote Bibliometrix (*Aria e Cuccurullo*, 2017), sendo convertidos para o formato de *dataframe* bibliométrico utilizando a função *convert2df()*, respeitando as especificidades de cada base de dados. Após a etapa de conversão, as duas bases foram consolidadas em um único conjunto de dados, permitindo a integração dos registros provenientes das diferentes fontes de indexação. Em seguida, realizou-se o processo de identificação e remoção de documentos duplicados, uma vez que diversos artigos estavam indexados simultaneamente em ambas as bases. Ao final do tratamento dos dados, obteve-se uma base bibliométrica consolidada composta por 160 artigos científicos únicos, a qual foi utilizada como entrada na interface gráfica *Biblioshiny* para a geração dos indicadores bibliométricos e dos mapas científicos apresentados neste trabalho.

Esse procedimento garantiu maior consistência à base analisada, evitando a superestimação dos resultados bibliométricos e assegurando a rastreabilidade das etapas de construção do conjunto de dados utilizado na pesquisa.

Etapa 1 – Instalação e carregamento dos pacotes

Inicialmente, foram instalados e carregados os pacotes necessários para o tratamento e análise dos dados bibliométricos no ambiente R, incluindo o pacote Bibliometrix e suas dependências:

```
install.packages(c("bibliometrix", "dplyr", "stringr", "ggplot2", "igraph", "plotly", "shiny"))
library("bibliometrix")
library("dplyr")
library("stringr")
library("ggplot2")
library("igraph")
library("plotly")
library("shiny")
```

Etapa 2 – Inicialização da interface Biblioshiny

A interface gráfica Biblioshiny foi utilizada para a realização das análises bibliométricas e geração dos mapas científicos:

```
biblioshiny()
```

Etapas 3 – Importação da base *Scopus*

Os registros exportados da *Scopus* em formato BibTeX foram convertidos para um *dataframe* bibliométrico:

```
scopus <- convert2df(file = "scopus.bib", dbsource = "scopus", format = "bibtex")
```

Etapas 4 – Importação da base *Web of Science*

Os registros exportados da *Web of Science* também foram convertidos para um *dataframe* bibliométrico:

```
web <- convert2df(file = "web.bib", dbsource = "wos", format = "bibtex")
```

Etapas 5 – Consolidação das bases e remoção de duplicidades

As bases provenientes das duas fontes foram integradas utilizando a função *mergeDbSources()*, com remoção automática dos registros duplicados:

```
M <- mergeDbSources (scopus, web, remove.duplicated = TRUE)
```

Etapas 6 – Exportação da base consolidada

A base final foi exportada para utilização posterior na interface *Biblioshiny*. Exportação em formato CSV:

```
write.csv (M, "base_unificada.csv", row.names = FALSE)
```

Exportação em formato RData:

```
Save (M, file = "base_unificada.RData")
```

Apêndice B - Dados, equacionamentos e variáveis utilizadas na aplicação do modelo TAROT

A Tabela B.1 apresenta, de forma sistematizada, todas as variáveis, grandezas, equacionamentos e procedimentos de cálculo empregados na aplicação do modelo TAROT ao longo desta pesquisa. O

objetivo deste apêndice é fornecer transparência metodológica e permitir a reprodutibilidade dos resultados obtidos.

Tabela B.1 Dados regulatórios, variáveis calculadas e equacionamentos empregados no modelo TAROT

	Dados da Revisão Tarifária	Grandeza	Equação	Rea.	Rev.
μ	Alíquota ICMS/PIS/COFINS	%		✓	✓
t	Alíquota IRPJ/CSLL	%			
RV	Receita Verificada	MR\$		✓	✓
MR	Mercado Referência	TWh		✓	✓
E_p	Energia Total Perdida	MWh		✓	✓
T_c	Valor Médio pago pela Concessionária na Compra de Energia	MR\$/TWh		✓	✓
d	Fator de depreciação médio	%			✓
rw_{AI}	WACC real antes de impostos	%			✓
rw_{DI}	WACC real depois dos impostos	%	$rw_{DI} = rw_{AI} \cdot 1 + t$	✗	✗
VPA	Valor da Parcela A	MR\$	$VPA = \sum RI, ES, CT, CE$		
RI	Receitas Irrecuperáveis	MR\$			
ES	Encargos Setoriais	MR\$		✓	✓
CT	Transporte	MR\$		✓	✓
CE	Compra de energia	MR\$		✓	✓
VPB	Valor da Parcela B	MR\$	$VPB = \sum CAOM, RC, QRR, CAIMI$		
$CAOM$	Custos de Administração, Operação e Manutenção, Receitas Irrecuperáveis	MR\$	$CAOM = \frac{CAOM_{REV} \cdot VPB_{AJ}^{REA}}{VPB_{AJ}^{REV}}$	✗	✓
RC	Remuneração do Capital	MR\$	$RC = \frac{RC_{REV} \cdot VPB_{AJ}^{REA}}{VPB_{AJ}^{REV}}$	✗	✓
QRR	Quota de Reintegração Regulatória	MR\$	$QRR = \frac{QRR_{REV} \cdot VPB_{AJ}^{REA}}{VPB_{AJ}^{REV}}$	✗	✓
$CAIMI$	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades)	MR\$	$CAIMI = \frac{CAIMI_{REV} \cdot VPB_{AJ}^{REA}}{VPB_{AJ}^{REV}}$	✗	✓
$BRRb$	Base de Remuneração Bruta	MR\$	$BRRb = \frac{BRRb_{REV} \cdot VPB_{AJ}^{REA}}{VPB_{AJ}^{REV}}$	✗	✓
$BRRl$	Base de Remuneração Líquida	MR\$	$BRRl = \frac{BRRl_{REV} \cdot VPB_{AJ}^{REA}}{VPB_{AJ}^{REV}}$	✗	✓
APB	Ajuste da Parcela B	SE:			
AJ	Ajuste	MDX	$APB = (1 - C_{Pd}) \cdot (1 - m \cdot \Delta x)$	✗	✗
		QIM	$APB = (1 - C_{Pd} - C_Q)$	✗	✗
C_{Pd}	Componente Pd	%		✓	✓
C_T	Componente T	%		✓	✓
C_Q	Componente Q	%		✓	✓
$BRRl_{AJ}$	Base de Remuneração Líquida ajustada	MR\$	$BRRl_{AJ} = BRRl \cdot AJ$	✗	✗
VPB_{AJ}	Ajustado	MR\$	$VPB_{AJ} = VPB \cdot AJ$	✗	✗
R_R	Receita Requerida	MR\$	$R_R = VPB_{AJ} + VPA$	✗	✗
OR	Outras Receitas	MR\$			✓
Valores de VPA acrescido na RTE por CF		MR\$			

IRT_{econ}	Efeito Médio de Reposicionamento Tarifário Econômico	%		✓	✓
IRT_{fin}	Efeito Médio de Reposicionamento Tarifário Financeiro	%		✓	✓
IRT_{up}	Efeito Médio de Reposicionamento Tarifário do último período	%		✓	✓
IRT_{emc}	Efeito médio para o consumidor	%		✓	✓
T	Tarifa Média de Venda da Energia, calculado conforme	MR\$/TWh	$T = R_R \cdot \left(\frac{1 + IRT_{emc}}{E \cdot (1 - \mu)} \right)$	✗	✗
Perda	Custo total das Perdas	MR\$	$CT_P = T_C \cdot E_P$	✗	✗
Oper.	Valor Total dos Gastos da Empresa	MR\$	$VT_G = \frac{\sum k \epsilon \{ES, CT, CE, CAOM, CAIMI\}^k}{OR}$	✗	✗

✓ É disponibilizado pela ANEEL na SPARTA na revisão ou reajuste tarifário.

✓✓ É disponibilizado pela ANEEL na SPARTA na revisão e no reajuste tarifário.

✗ Não é disponibilizado pela ANEEL na SPARTA, teve que ser calculada na revisão ou no reajuste tarifário.

✗✗ Não é disponibilizado pela ANEEL na SPARTA, teve que ser calculada na revisão e no reajuste tarifário.

Variáveis Calculadas		Grandeza	Equação	Rea.	Rev.
a	Avidez	MR\$/TWh	$a = T \cdot \left(\frac{1+\epsilon}{\epsilon} \right)$		
b	Saciedade	MR\$/TWh ²	$b = \frac{(a - T)}{E}$		
e	Coefficiente dos Custos de Venda da Energia	MR\$/TWh	$e = \frac{VT_G - CT_P}{E}$		
p	Coefficiente das Perdas de Energia	MR\$/TWh	$p = \frac{CT_P \cdot B}{E^2}$		
Variáveis Otimizadas					
k	Coefficiente k	%	$k = \frac{d + WACC_d}{1 - t}$		
T_o	Tarifa Média de Venda da Energia Otimizada	MR\$/TWh	$T_o = \frac{e + 2 \cdot (\sqrt{p \cdot k})}{1 - \mu}$		
E_o	Quantidade de Energia Vendida Otimizada	TWh	$E_o = \frac{a - T_o}{b}$		
B_o	Base de Remuneração dos Ativos	MR\$	$B_o = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E$		
TAROT					
U	Utilidade	MR\$	$U = a \cdot E_o - \frac{b}{2} \cdot E_o^2$		
RB	Receita Bruta	MR\$	$RB = T_o \cdot E_o$		
$Trib_v$	Tributos sobre a Venda (ICMS/PIS/COFINS)	MR\$	$Trib_v = \mu \cdot RB$		
RL	Receita Líquida	MR\$	$RL = RB - Trib_v$		
G	Gastos	MR\$	$G = e \cdot E_o + p \cdot \frac{E_o^2}{B_o}$		
$EBITDA$	Earnings Before Interests and Taxes Depreciation and Amortization	MR\$	$RL - G$		
D	Depreciação	MR\$	$D = d \cdot B_o$		
$EBIT$	Earnings Before Interests and Taxes	MR\$	$EBITDA - D$		

$TRIB_L$	Tributos sobre o Lucro (IRPJ/CSLL)	MR\$	$EBIT \cdot t$
EBI	Earnings Before Interests	MR\$	$EBIT - TRIB_L$
Y	Remuneração do Capital Investido	MR\$	$Y = r_w \cdot B_o$
EVA_o	Valor Econômico Agregado à Empresa	MR\$	$EVA_o = EBIT - Y$
ECA_o	Valor Econômico Agregado ao Consumidor	MR\$	$ECA_o = U - RB$
EWA_o	Valor Econômico Agregado à Sociedade	MR\$	$EWA_o = ECA + EVA$

Apêndice C - Análise Probabilística das Demais Concessionárias

Este apêndice reúne os resultados das simulações de Monte Carlo aplicadas às outras concessionárias de distribuição avaliadas nesta tese. O objetivo é apresentar o comportamento e a sensibilidade dos indicadores econômicos e tarifários dessas concessionárias sob o cronograma de abertura de mercado.

Para cada concessionária, os resultados estão organizados em três conjuntos:

ECA: Demonstra o impacto e a tendência de redução do excedente do consumidor à medida que ocorrem as transições entre as fases de migração dos consumidores do ACR para o ACL.

Tarifa Otimizada: Acompanha a evolução do custo ideal de operação e do equilíbrio financeiro de cada concessionária, evidenciando o aumento gradual da incerteza ao longo dos anos.

Diferencial Tarifário: Compara as tarifas projetadas pelo órgão regulador (ANEEL) com o equilíbrio econômico-financeiro ideal, mapeando os períodos de potencial falta de receita para a concessionária (valores positivos) ou de sobrecusto para o consumidor (valores negativos).

Os comportamentos visuais observados nos gráficos a seguir confirmam a tendência estrutural validada no corpo principal desta tese, demonstrando a consistência do modelo regulatório quando replicado para diferentes mercados de distribuição.

COSERN

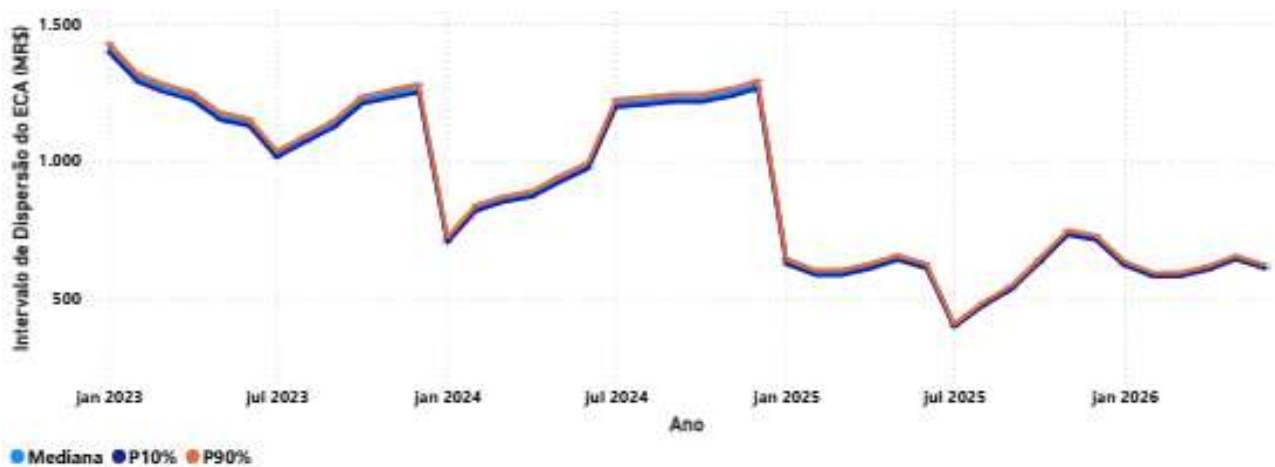
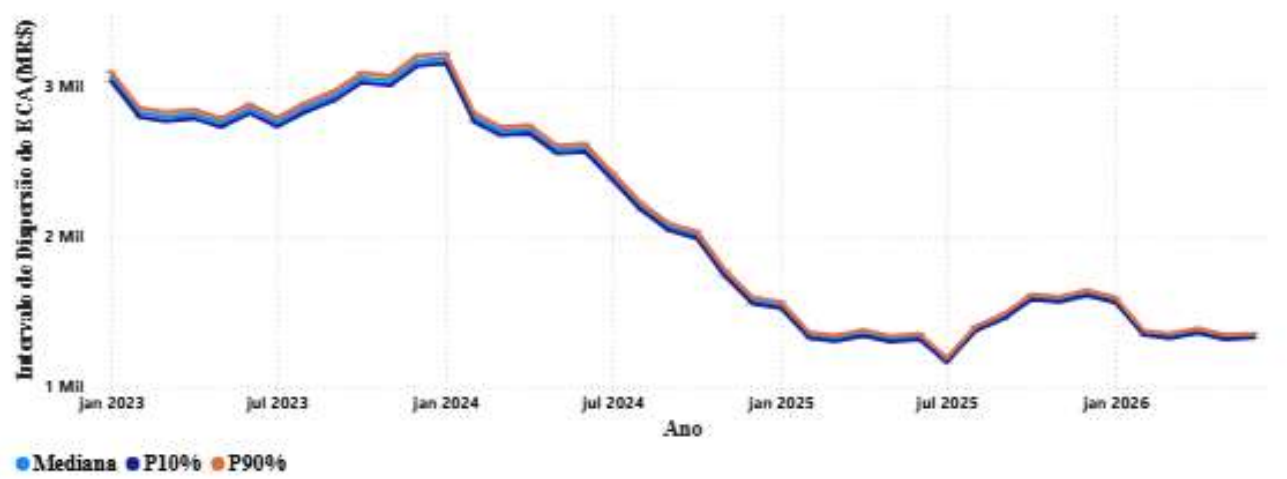




Figura A-1: Projeção do ECA para a Concessionária COSERN

ENEL CE



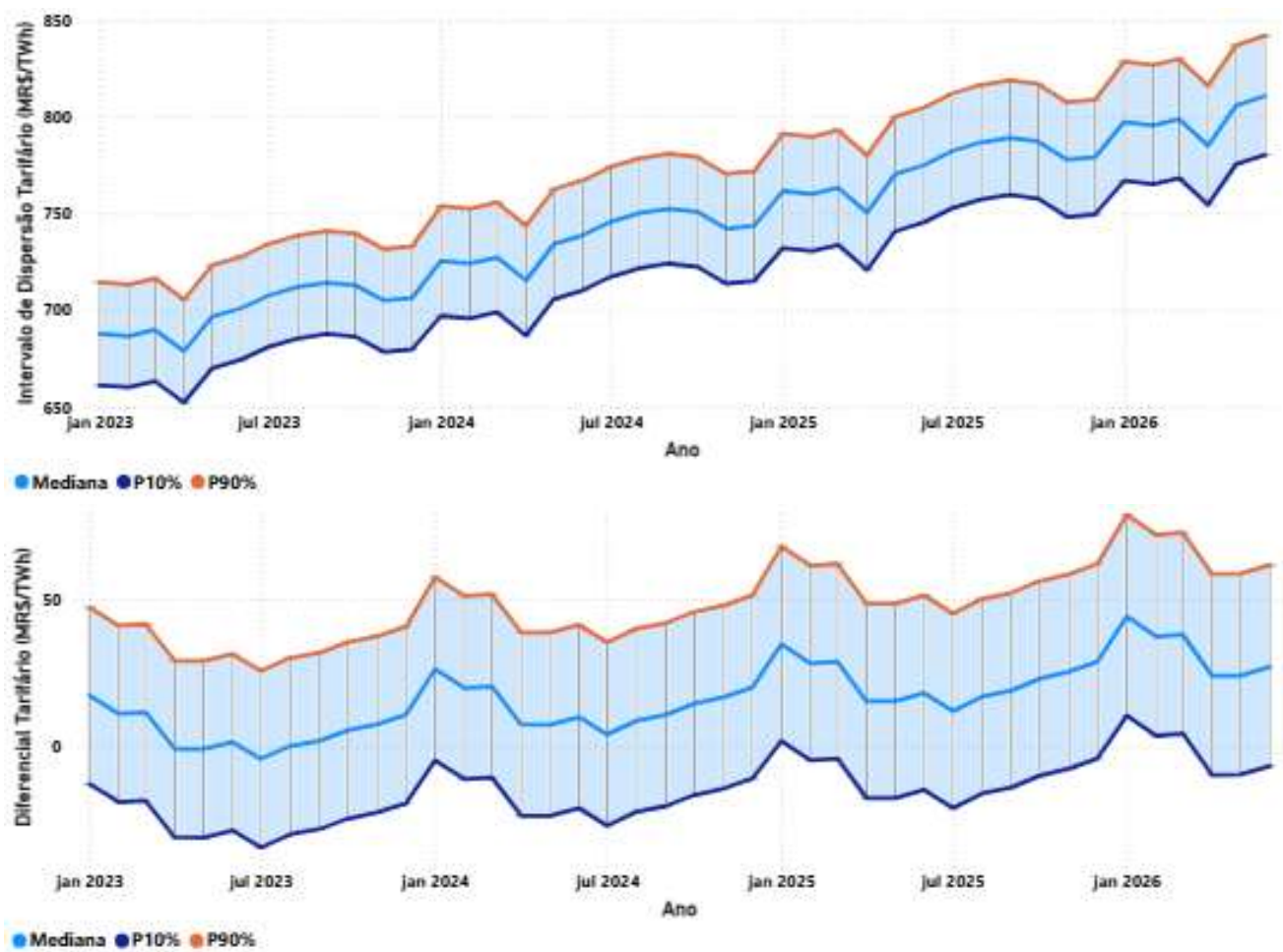
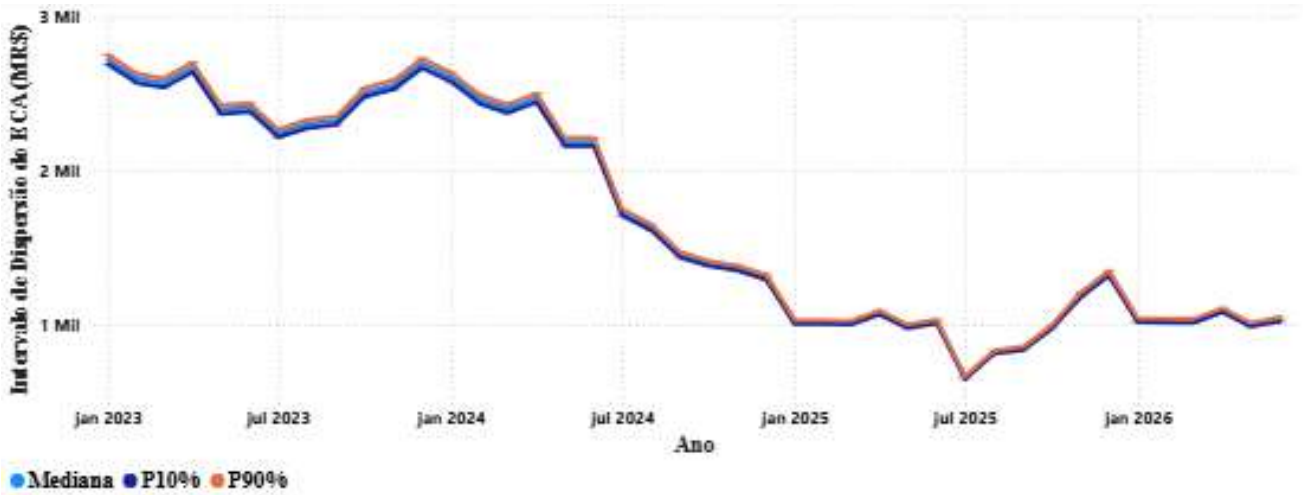


Figura A-2: Projeção do ECA para a Concessionária ENEL CE

CELPE



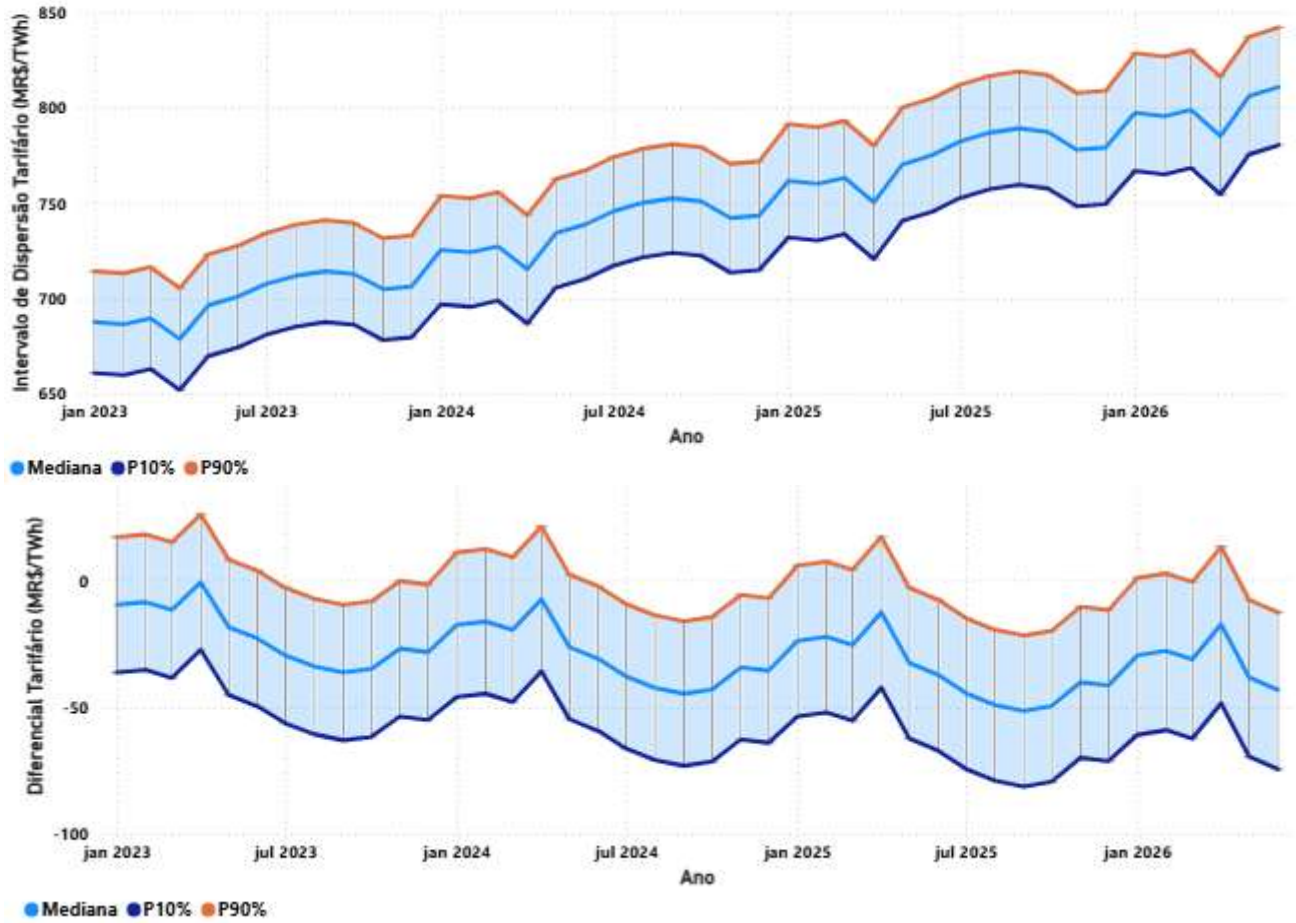
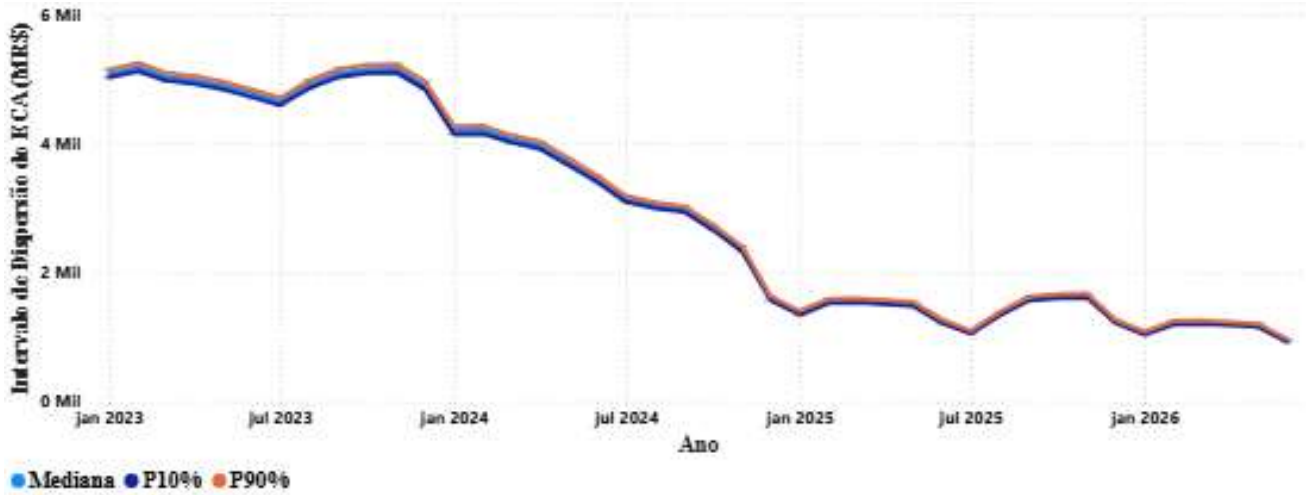


Figura A-3: Projeção do ECA para a Concessionária CELPE

CEMIG



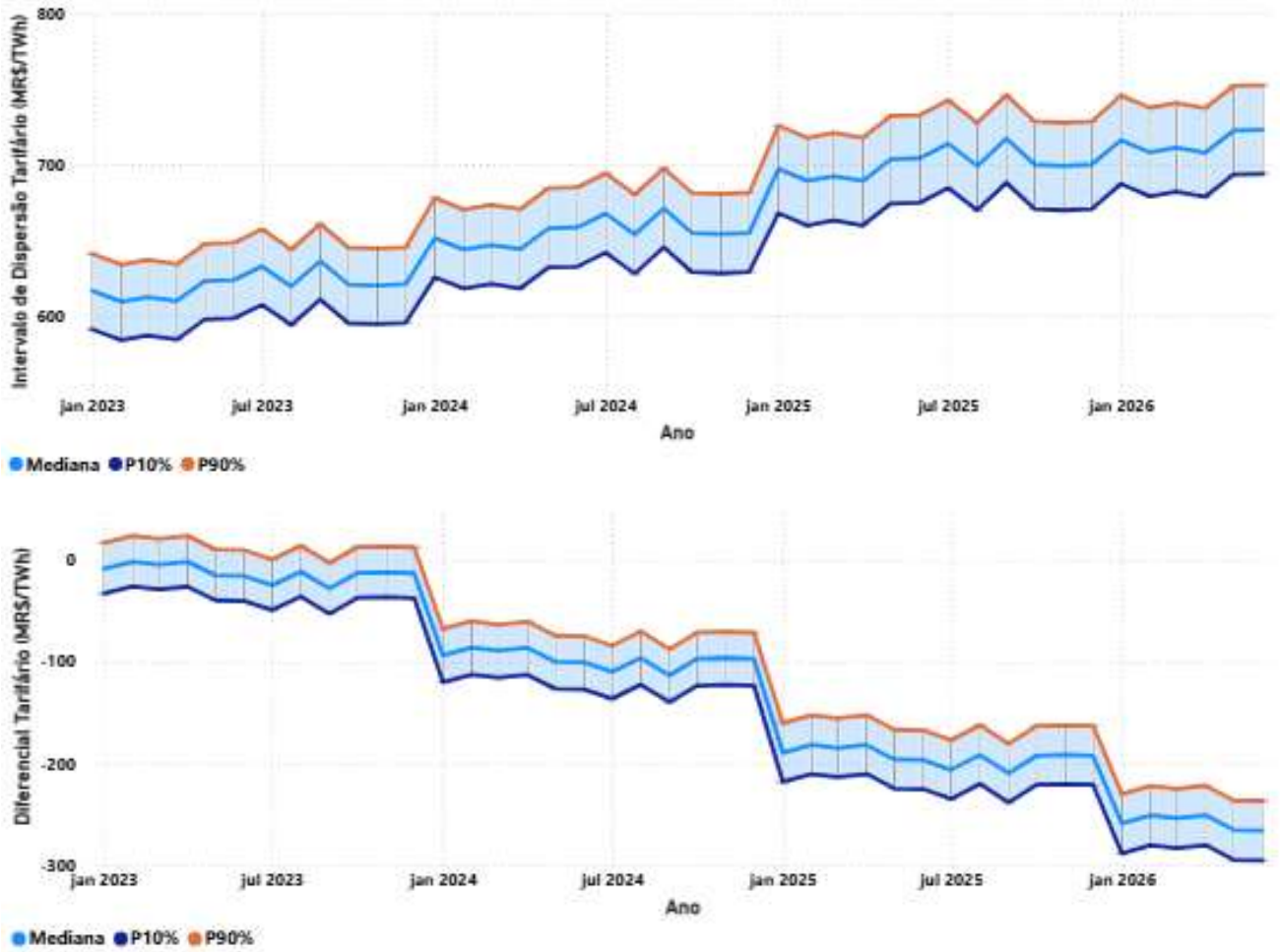
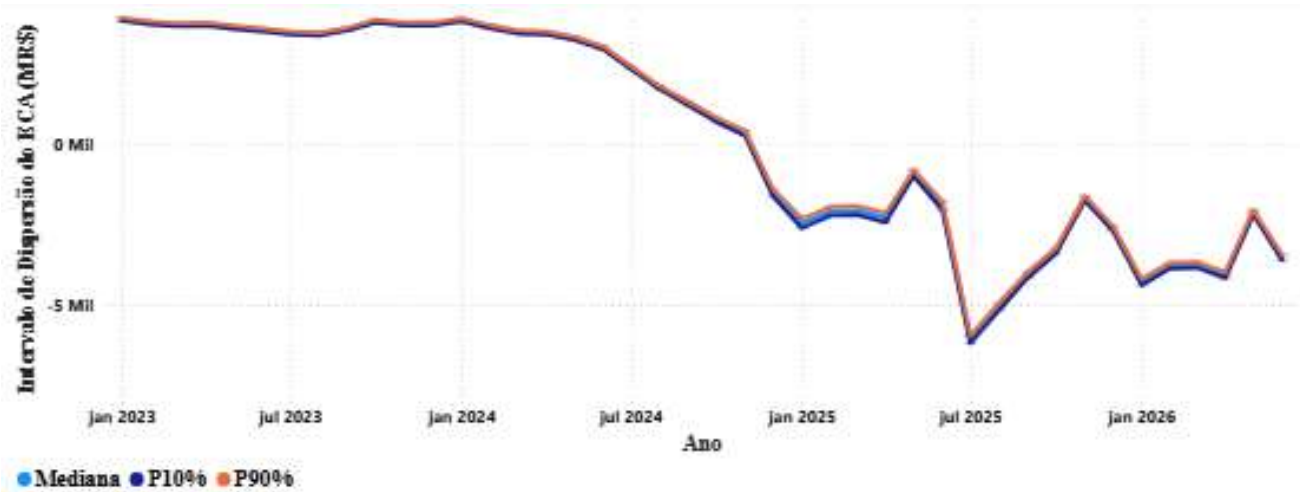


Figura A-4: Projeção do ECA para a Concessionária CEMIG

COELBA



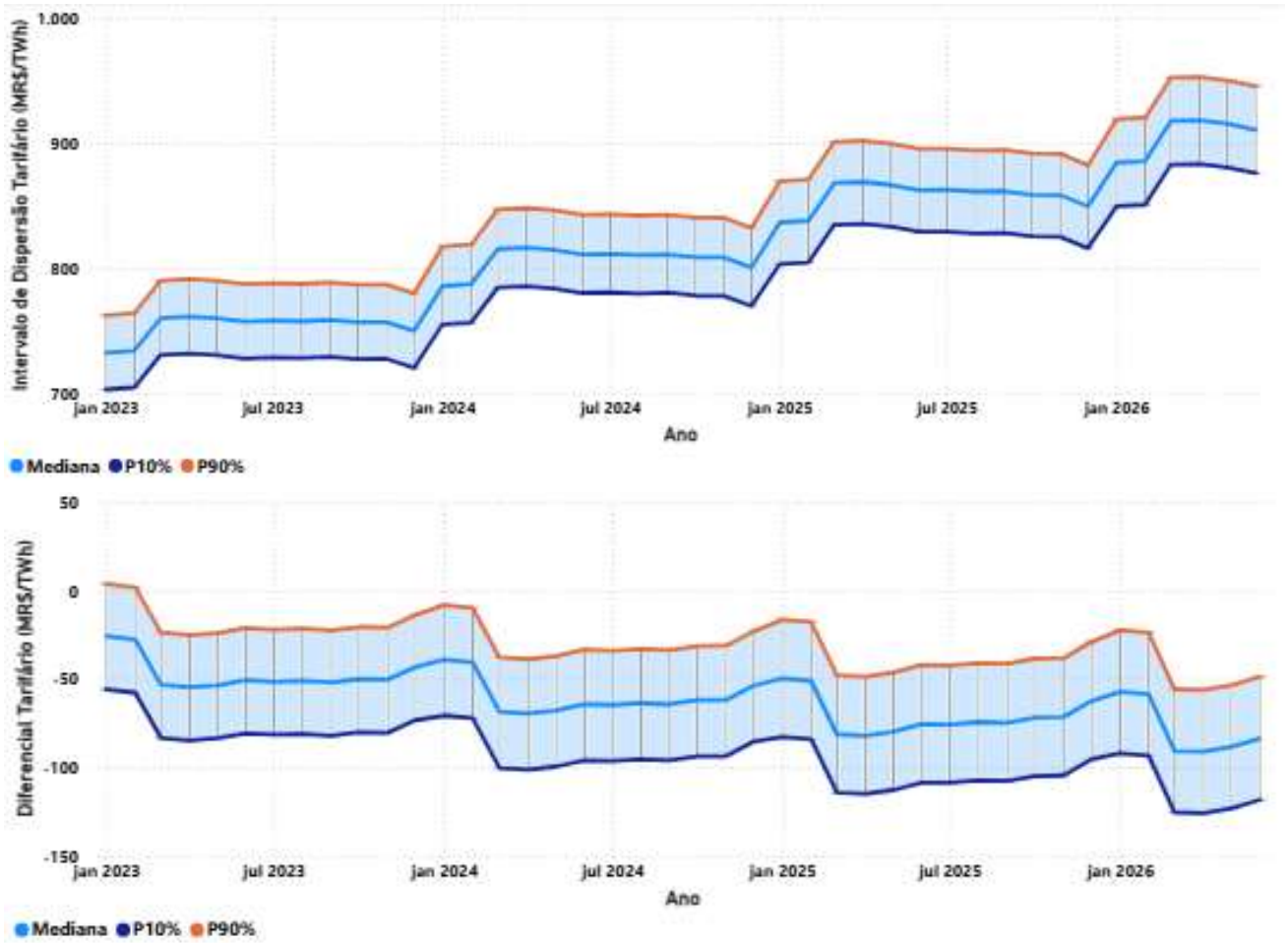
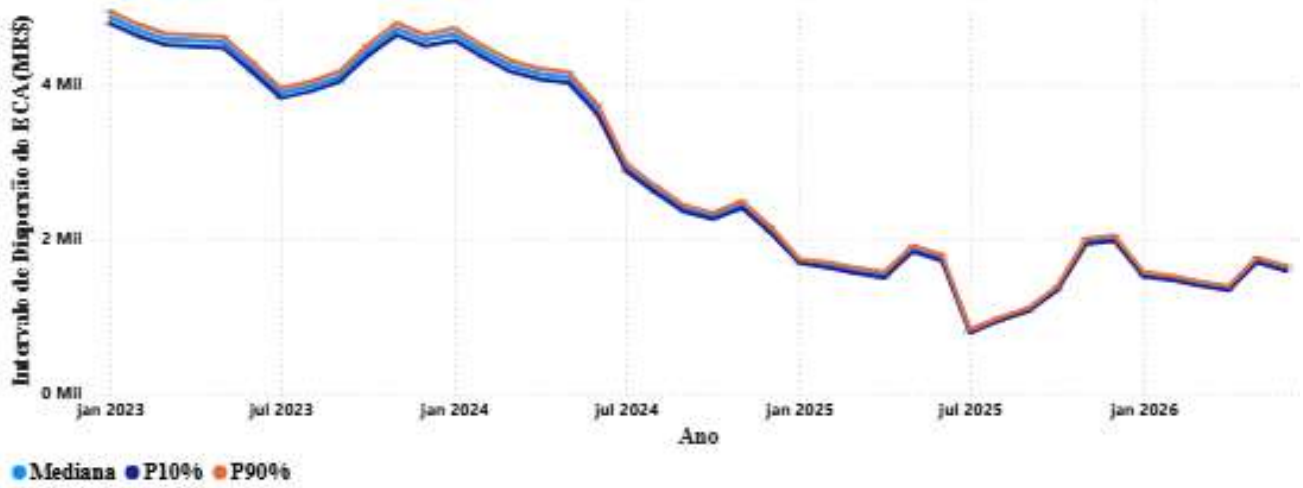


Figura A-5: Projeção do ECA para a Concessionária COELBA

CPFL Paulista



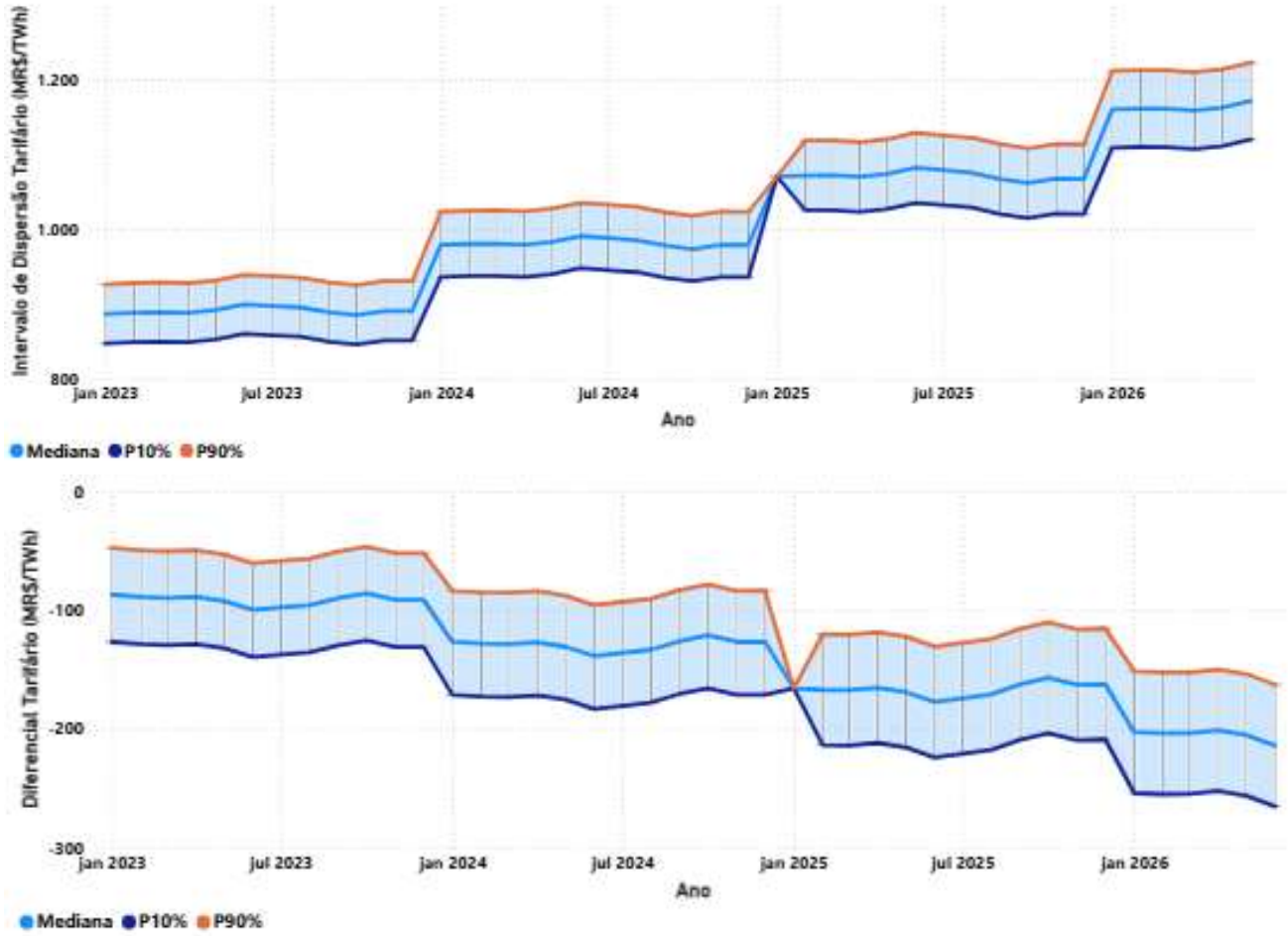
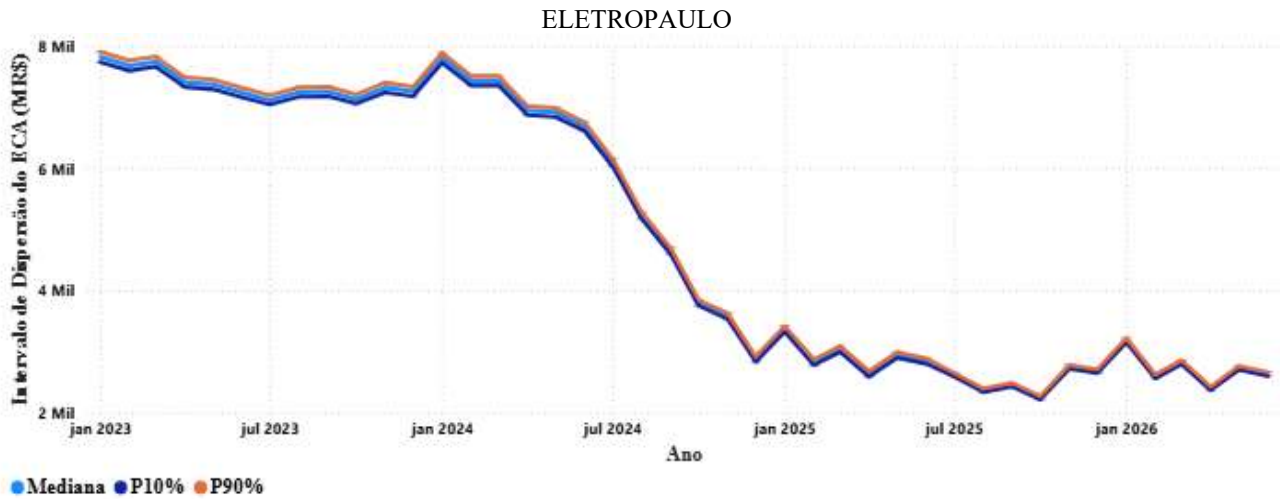


Figura A-6: Projeção do ECA para a concessionária CPFL Paulista



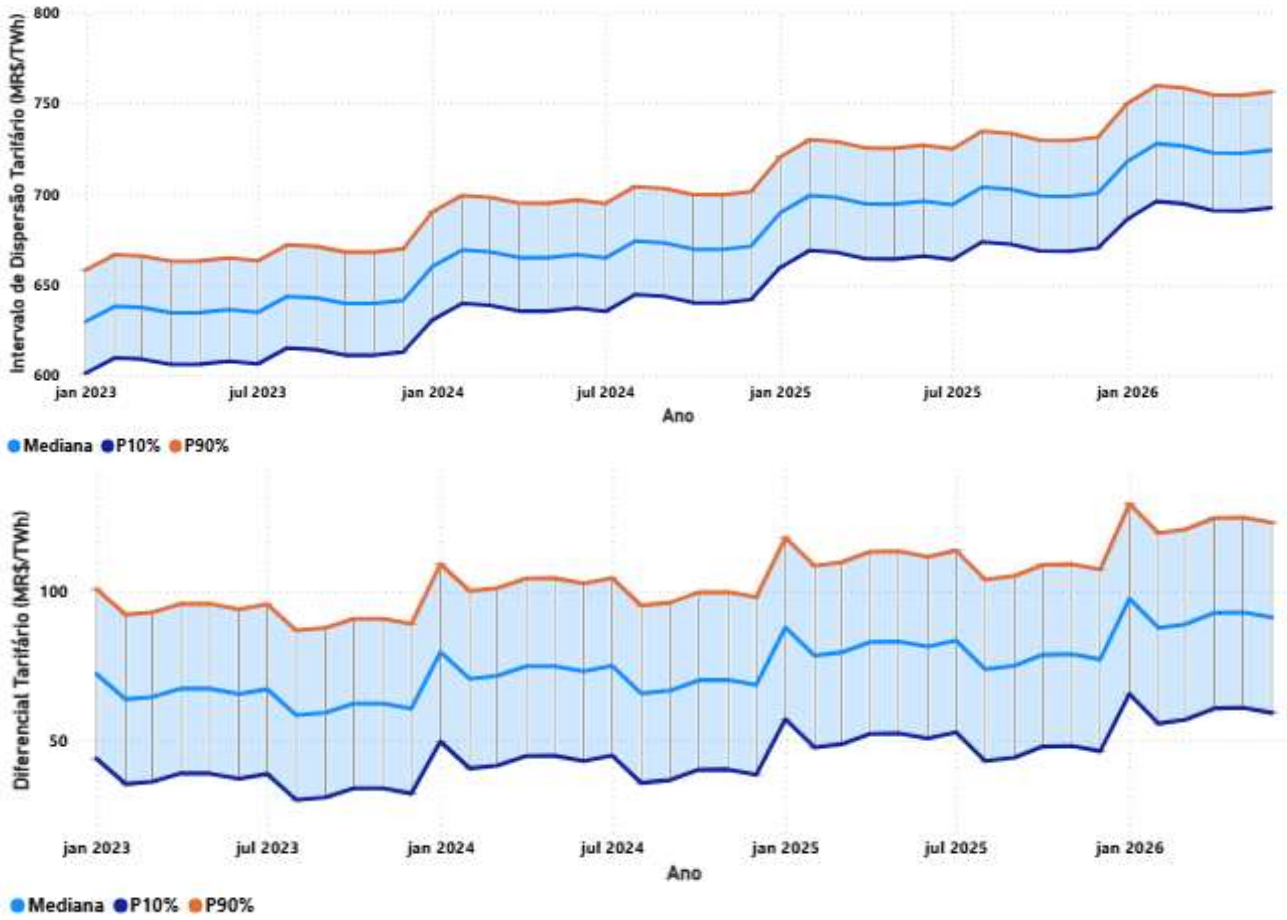
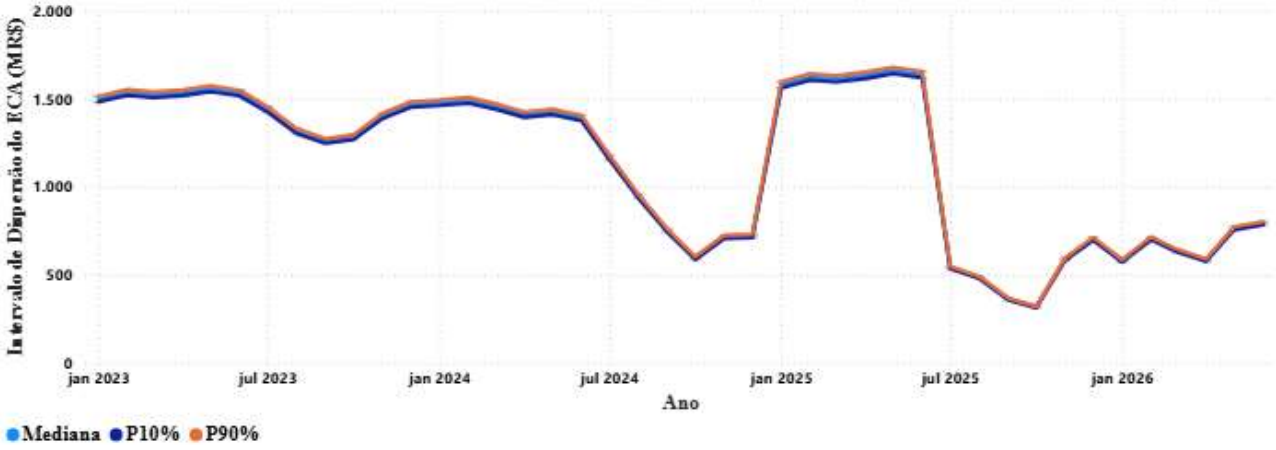


Figura A-7: Projeção do ECA para a concessionária ELETROPAULO

EMS



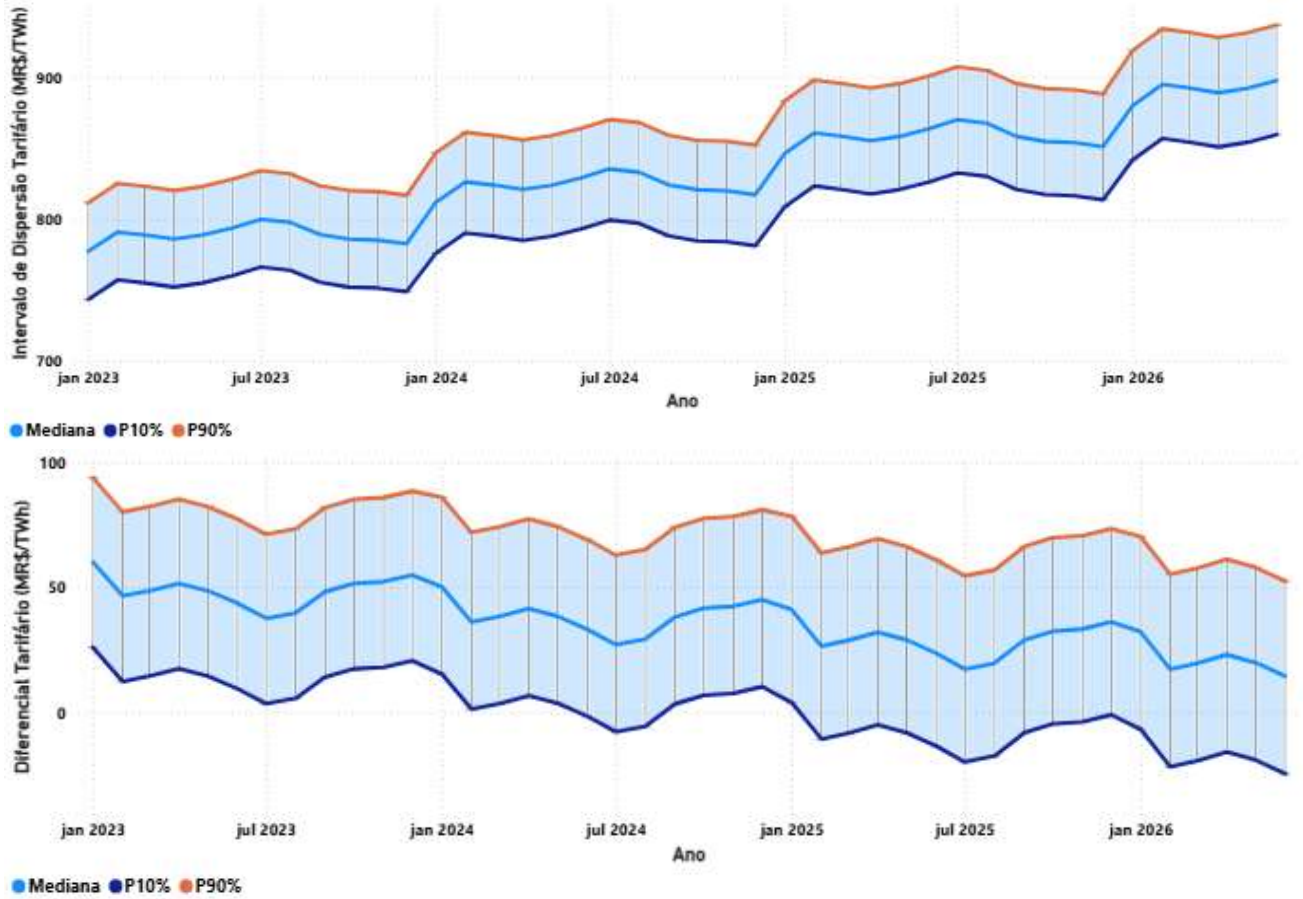
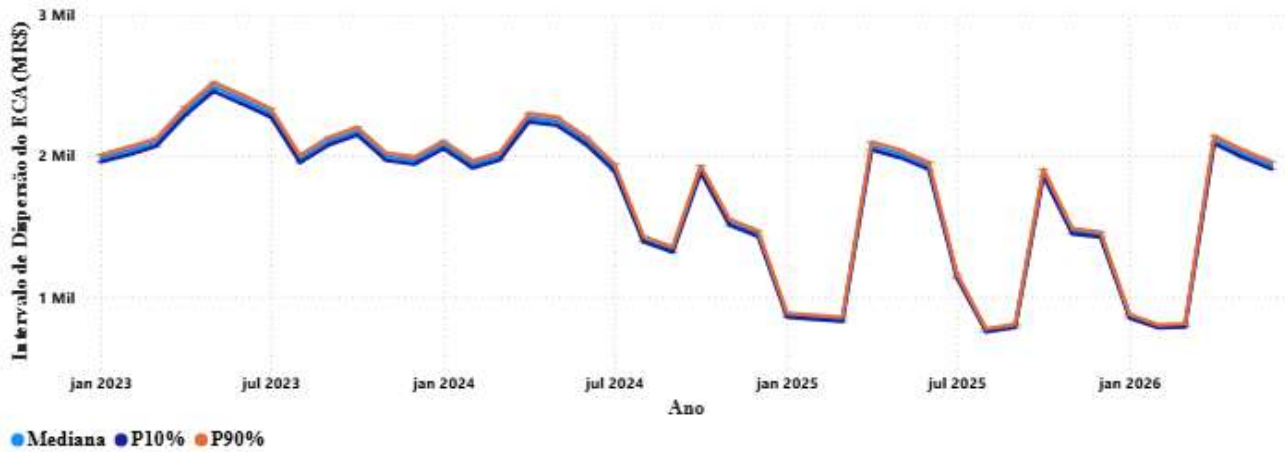


Figura A-8: Projeção do ECA para a Concessionária EMS

EMT



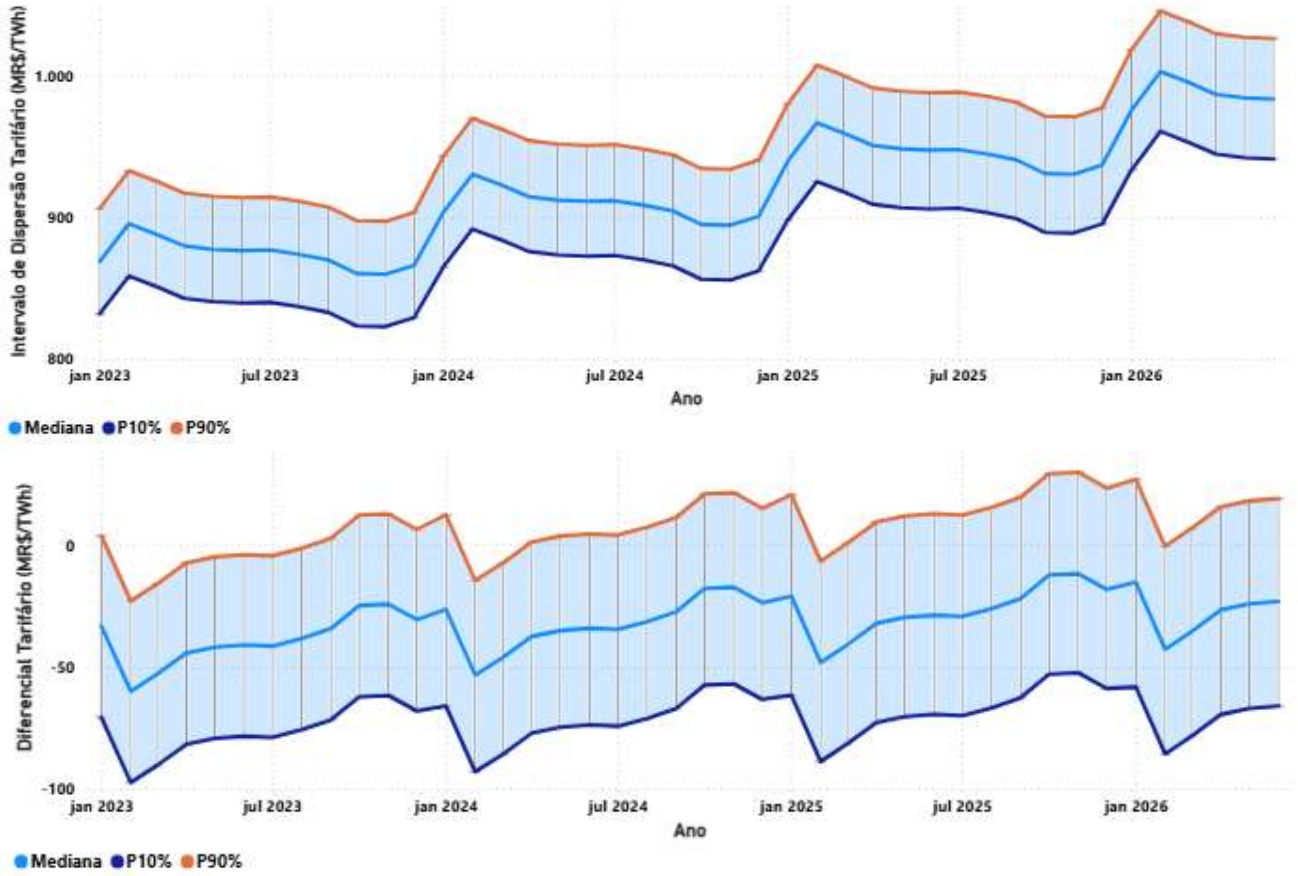
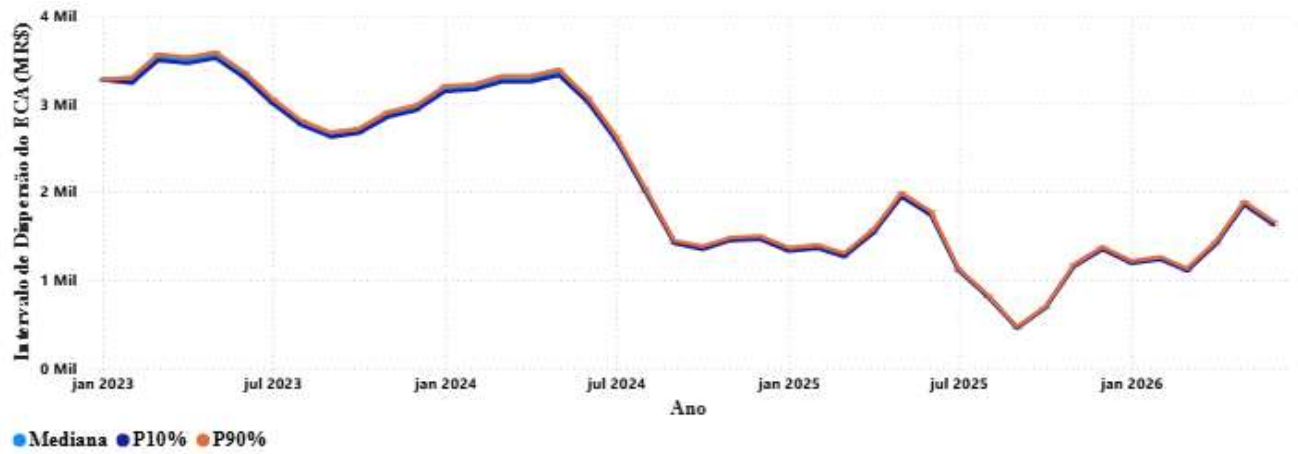


Figura A-9: Projeção do ECA para a Concessionária EMT

ENEL RJ



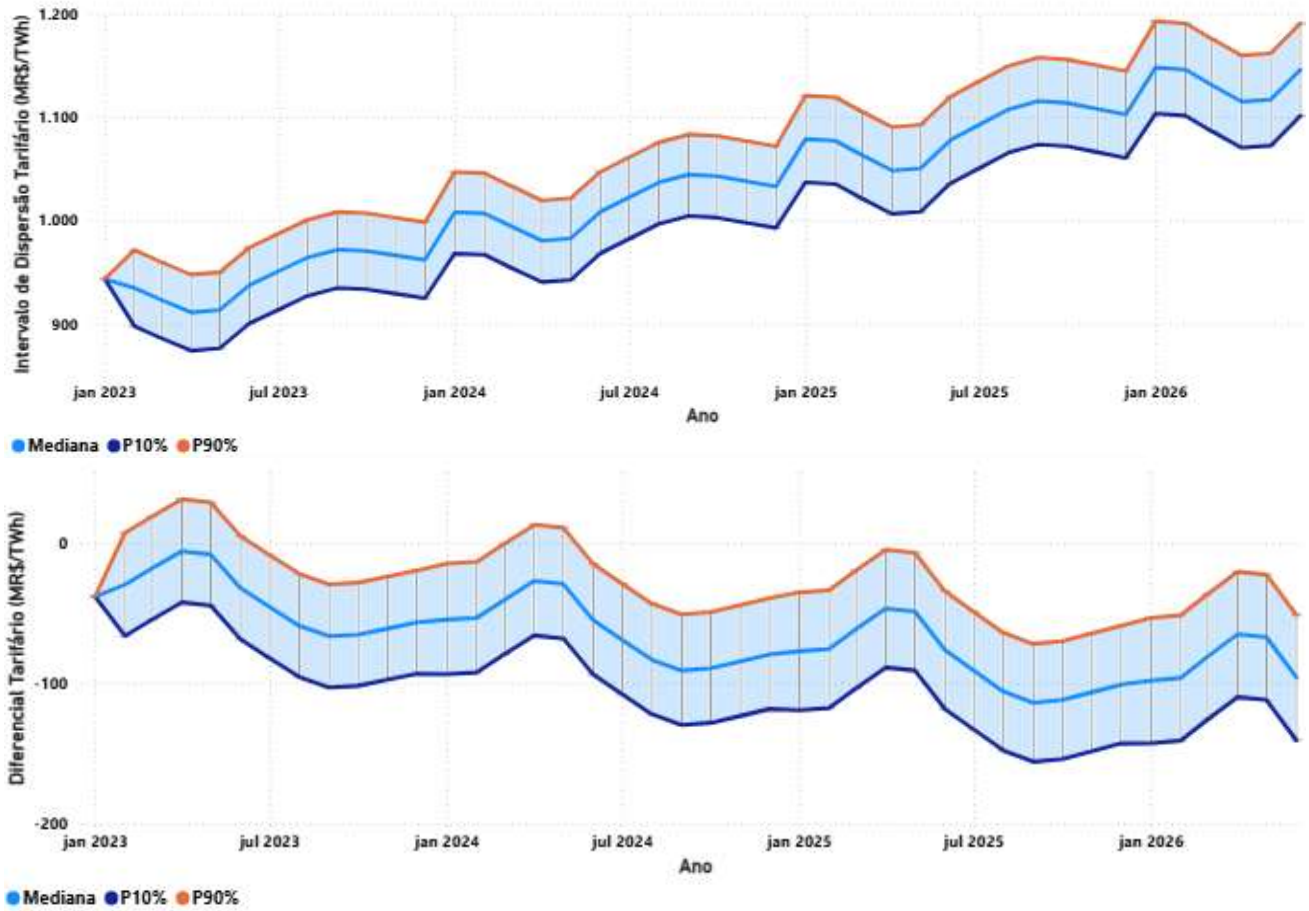
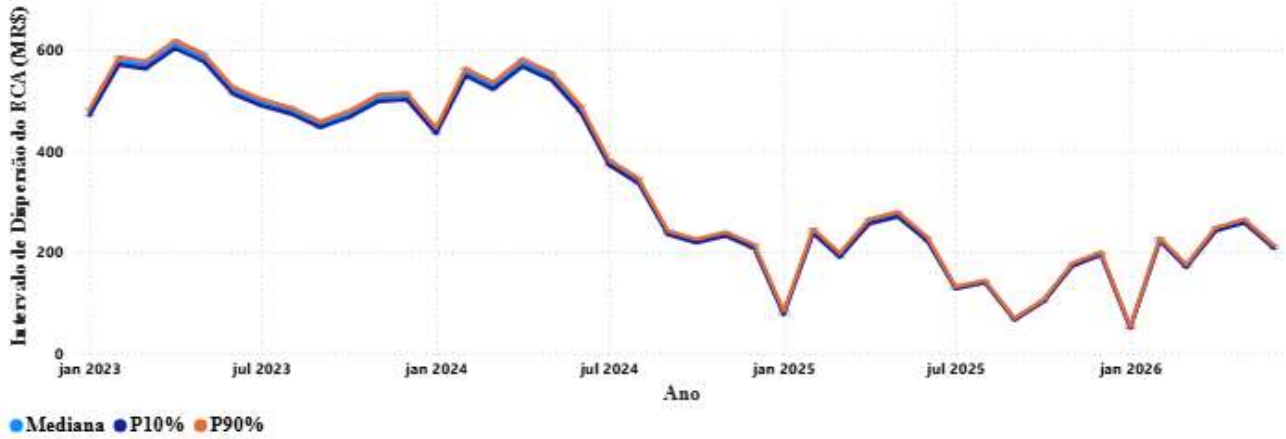


Figura A-10: Projeção do ECA para a Concessionária ENEL RJ

ESE



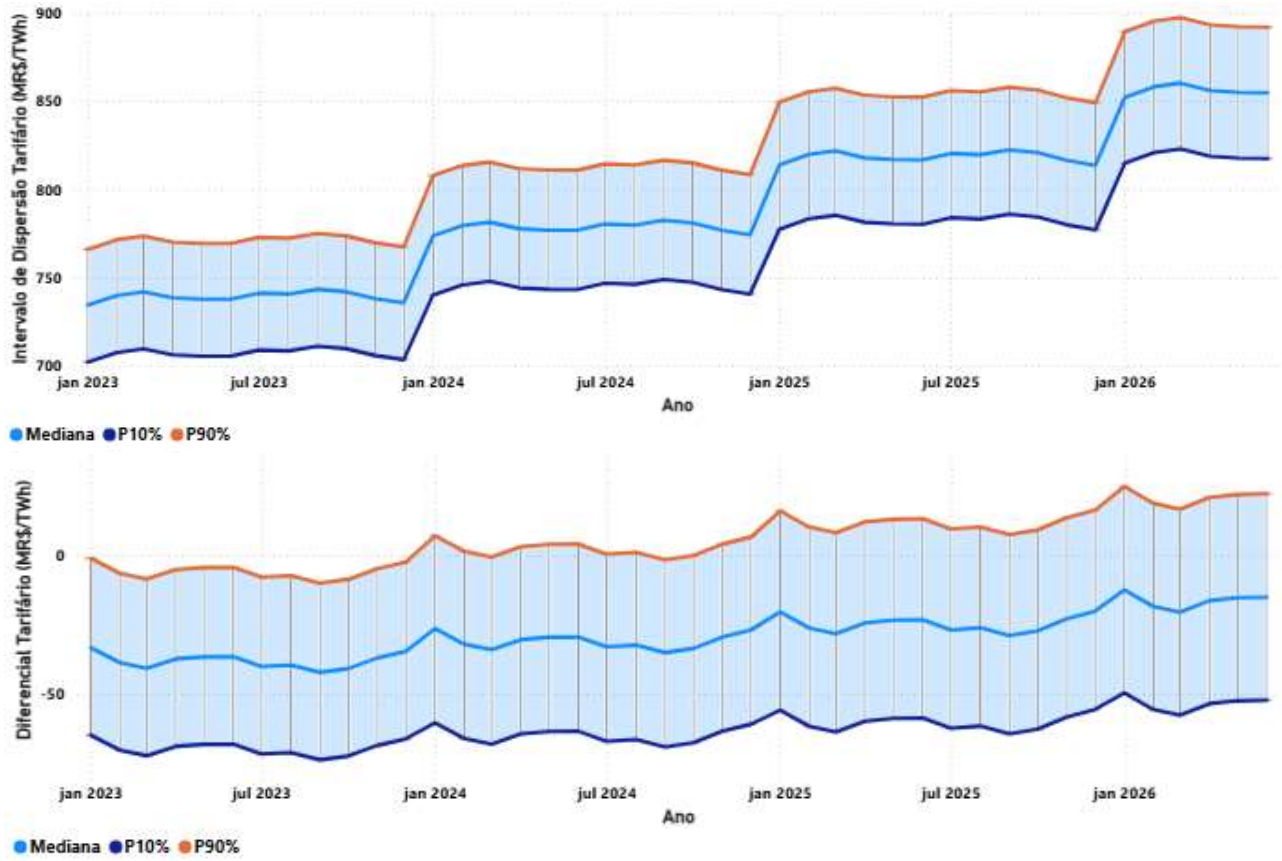
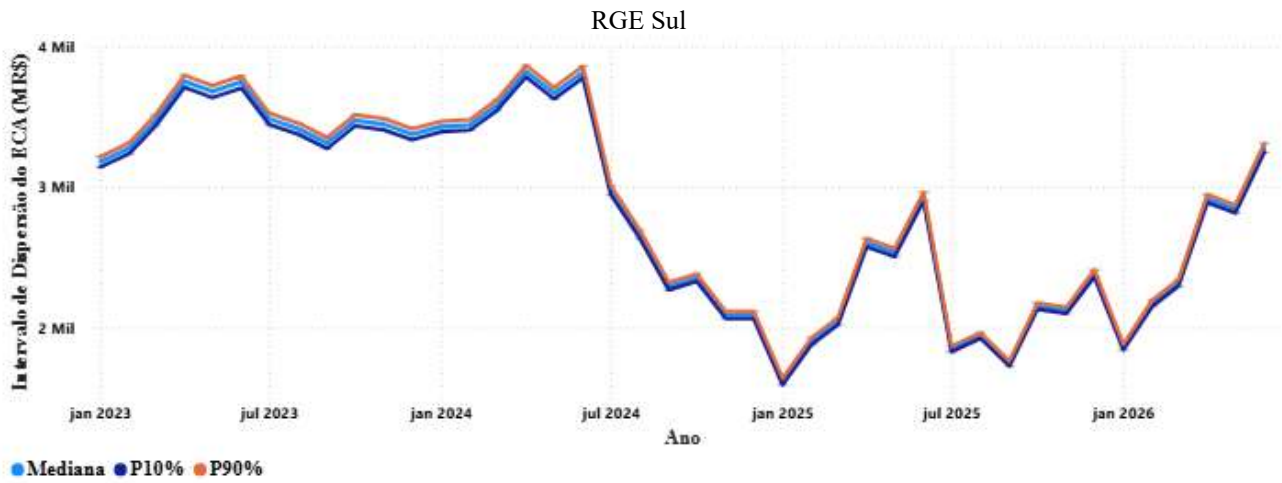


Figura A-11: Projeção do ECA para a Concessionária ESE



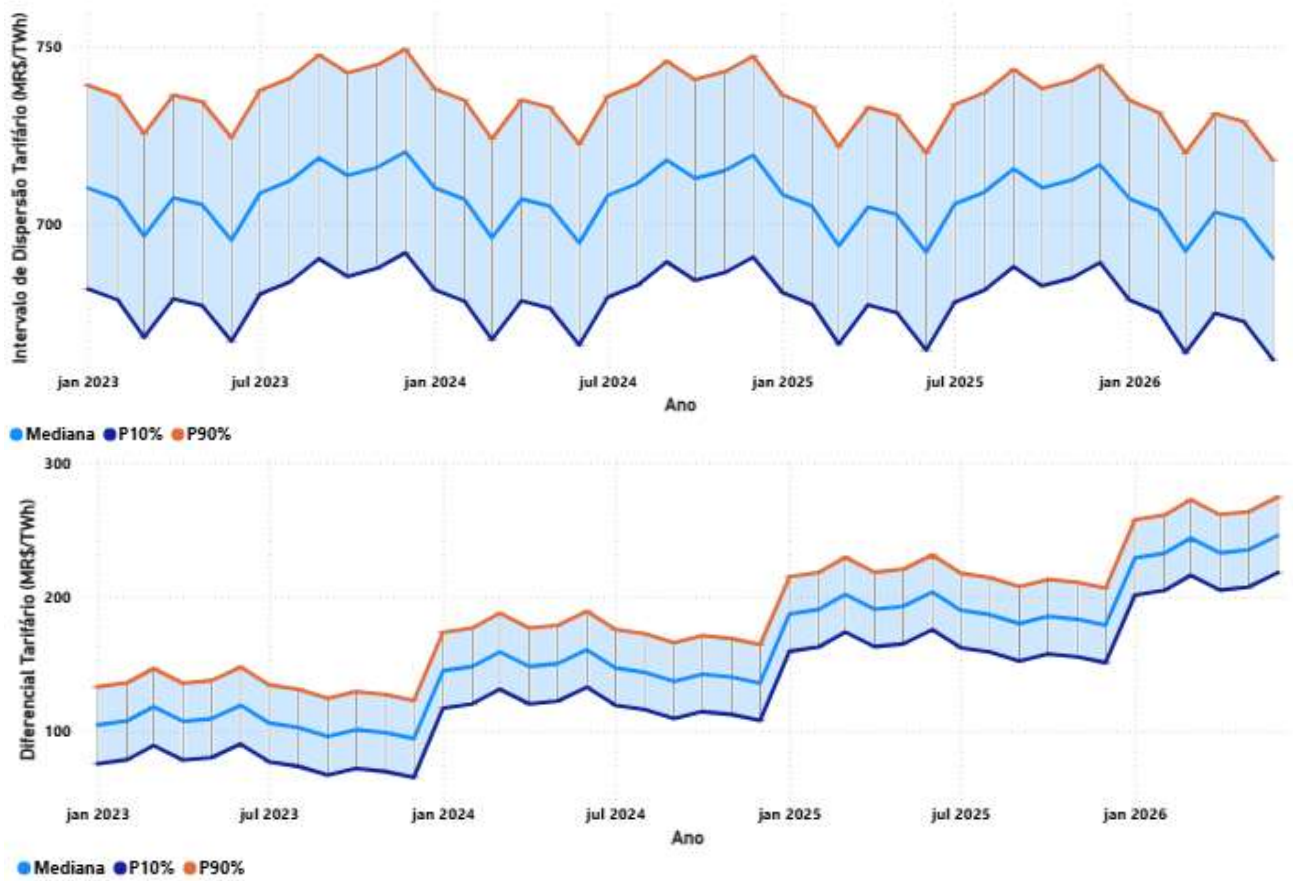


Figura A-12: Projeção do ECA para a Concessionária RGE Sul.