

**INSTITUTO FEDERAL GOIANO DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA, PÓS-GRADUAÇÃO E INOVAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA APLICADA E
SUSTENTABILIDADE - MESTRADO PROFISSIONAL
CAMPUS RIO VERDE**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO
MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A ENERGIA
FOTOVOLTAICA**

Orientador: João Areis Ferreira Barbosa Junior

Coorientador: Geraldo Andrade de Oliveira

Discente: Bruno Paniago Lima

RIO VERDE - GO

2025

**Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema Integrado de Bibliotecas do IF Goiano - SIBi**

L732a Paniago Lima, Bruno
AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO-FINANCEIRO
DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE
A ENERGIA FOTOVOLTAICA / Bruno Paniago Lima. Rio
Verde 2025.

80f. il.

Orientador: Prof. Dr. João Areis Ferreira Barbosa Junior.

Coorientador: Prof. Dr. Geraldo Andrade de Oliveira.

Dissertação (Mestre) - Instituto Federal Goiano, curso de
0233144 - Mestrado Profissional em Engenharia Aplicada e
Sustentabilidade (Campus Rio Verde).

1. Regulamentação ANEEL. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Lei
14.300/22. 4. Energia Renovável. 5. Redução de CO2. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO

Documentos 24/2025 - SREPG/CMPR/CPG-RV/DPGPI-RV/CMPRV/IFGOIANO

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA E REGULATÓRIA DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SOBRE A ENERGIA**

Autor: Bruno Paniago Lima
Orientador: Prof. Dr. João Areis Ferreira Barbosa Júnior

TITULAÇÃO: Mestre em Engenharia Aplicada e Sustentabilidade - Área de Concentração Engenharia Aplicada e Sustentabilidade

APROVADO em 06 de junho de 2025.

Prof. Dr. Lucas Peres Angelini
Avaliador Interno - IFGOIANO / Rio Verde

Profª. Dra. Loana Nunes Velasco
Avaliadora Externa - Universidade de
Brasília

Prof. Dr. João Areis Ferreira Barbosa Júnior
Presidente da banca - IFGOIANO / Rio Verde

Documento assinado eletronicamente por:

- **Joao Areis Ferreira Barbosa Junior, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 06/06/2025 15:42:27.
- **Lucas Peres Angelini, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 06/06/2025 15:43:58.
- **Loana Nunes Velasco, Loana Nunes Velasco - Professor Avaliador de Banca - Universidade de Brasília (00038174000143)**, em 10/06/2025 15:05:02.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 27/05/2025. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifgoiano.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 711173

Código de Autenticação: bb3bb1e14d



INSTITUTO FEDERAL GOIANO
Campus Rio Verde
Rodovia Sul Goiana, Km 01, Zona Rural, 01, Zona Rural, RIO VERDE / GO, CEP 75901-970
(64) 3624-1000

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR PRODUÇÕES TÉCNICO-CIENTÍFICAS NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DO IF GOIANO

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610, de 19 de fevereiro de 1998, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano a disponibilizar gratuitamente o documento em formato digital no Repositório Institucional do IF Goiano (RIIF Goiano), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IF Goiano.

IDENTIFICAÇÃO DA PRODUÇÃO TÉCNICO-CIENTÍFICA

Tese (doutorado)

Dissertação (mestrado)

Monografia (especialização)

TCC (graduação)

Artigo científico

Capítulo de livro

Livro

Trabalho apresentado em evento

Produto técnico e educacional - Tipo:

Nome completo do autor:

Matrícula:

Título do trabalho:

RESTRIÇÕES DE ACESSO AO DOCUMENTO

Documento confidencial: Não Sim, justifique:

Informe a data que poderá ser disponibilizado no RIIF Goiano: / /

O documento está sujeito a registro de patente? Sim Não

O documento pode vir a ser publicado como livro? Sim Não

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O(a) referido(a) autor(a) declara:

- Que o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- Que obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autoria, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- Que cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano.

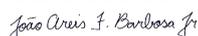
Documento assinado digitalmente
 **BRUNO PANIAGO LIMA**
Data: 01/08/2025 14:25:22-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Local

Data

Ciente e de acordo:

Assinatura do autor e/ou detentor dos direitos autorais



João Areis F. Barbosa Jr.
Gerente de Ensino
IF Goiano - Campus Rio Verde
Portaria nº 877 de 04 de abril de 2025

Assinado de forma digital por João Areis
Ferreira Barbosa Júnior
Dados: 2025.08.01 15:39:07 -03'00'

Assinatura do(a) orientador(a)

BRUNO PANIAGO LIMA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO
MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A ENERGIA
FOTOVOLTAICA**

Projeto apresentado à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Aplicada e Sustentabilidade, do Instituto Federal Goiano como exigência da disciplina Qualificação de Mestrado do PPGEAS.

Orientador: Prof. Dr. João Areis Ferreira Barbosa Junior

Coorientador: Prof. Dr. Geraldo Andrade de Oliveira

RIO VERDE, GO

2025

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, que tem me incentivado e dado todo apoio necessário aos meus estudos na pós-graduação.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Aplicada e Sustentabilidade e ao IF Goiano, pelo apoio e oportunidade de realizar este estudo. Por meio dos recursos e infraestruturas disponibilizados, estou podendo aprofundar meus conhecimentos e desenvolver meu trabalho de forma eficiente. Além disso, gostaria de agradecer à Capes, ao CNPq, à Fapeg e a todas as instituições que fomentam a pesquisa em nosso país. Estas instituições são grandes responsáveis pelo desenvolvimento socioeconômico do Brasil. Também quero expressar minha gratidão ao meu orientador, João Areis, por sua orientação e mentoria ao longo de todo o processo. Seus insights, conhecimentos e dedicação estão sendo fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa. Não posso deixar de mencionar a valiosa colaboração de colegas, amigos e familiares, que me incentivam e oferecem apoio emocional ao longo dessa jornada. Seus encorajamentos e palavras de incentivo foram verdadeiramente inspiradores. Por fim, eu gostaria de agradecer a Deus por me dar a oportunidade de realizar este projeto de pesquisa de mestrado. Eu sei que é um grande privilégio e estou muito grato por essa oportunidade.

RESUMO

A Lei 14.300/22, que regulamenta a geração distribuída, trouxe importantes mudanças para o mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil. O objetivo deste estudo é avaliar os impactos desta lei no mercado de geração distribuída, principalmente no que se refere aos aspectos econômico-financeiros. A pesquisa foi realizada por meio de uma revisão de literatura e análise de viabilidade econômico-financeira de usinas de diferentes setores, implantadas no estado de Goiás, já conectadas à rede elétrica e gerando créditos para avaliar o impacto que elas teriam se estivessem sido instaladas após a entrada em vigor da Lei 14.300/22. Os resultados da pesquisa foram analisados e discutidos, de modo a identificar o baixo impacto da lei no mercado de geração distribuída. Este estudo é importante para o desenvolvimento do mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil, por permitir uma melhor compreensão dos impactos da lei no setor. Os resultados contribuirão para tomadas de decisões mais assertivas por parte dos investidores, entregando uma proposta de mudança de análise de viabilidade econômica aos vendedores de energia fotovoltaica e favorecendo a compreensão dos benefícios dos consumidores de energia solar fotovoltaica conectados à rede elétrica por meio da geração distribuída.

Palavras-chave: Regulamentação ANEEL. Energia solar fotovoltaica. Lei 14.300/22. Energia Renovável. Redução de CO₂.

ABSTRACT

Law 14,300/22, which regulates distributed generation, brought important changes to the photovoltaic solar energy market in Brazil. The objective of this study is to evaluate the impacts of the law on the distributed generation market, mainly with regard to economic-financial aspects. The research was carried out through a literature review and economic-financial viability analysis of plants from different sectors, implemented in the state of Goiás, already connected to the electricity grid and generating credits to evaluate the impact they would have if they were installed after the entry into force of Law 14,300/22. The research results were analyzed and discussed, in order to identify the low impact of the law on the distributed generation market. This study is important for the development of the photovoltaic solar energy market in Brazil, as it will allow a better understanding of the impacts of the law on the sector. The results contribute to more assertive decision-making by investors, deliver a proposal to change the economic viability analysis for photovoltaic energy sellers and favor the understanding of the benefits of consumers of photovoltaic solar energy connected to the electrical grid through generation distributed.

Keywords: ANEEL regulation. Photovoltaic solar energy. Law 14,300/22. Renewable energy. CO₂ reduction.

LISTA DE SIGLAS

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída
ABIAPE – Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
ABIOGÁS – Associação Brasileira do Biogás
ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres
ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACENDE BRASIL – Instituto Acende Brasil
ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BCE – Banco Central do Brasil
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CO₂ – Dióxido de Carbono
COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
EDP – Energias de Portugal (Brasil)
EMUC – Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FAPEG – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás
GD – Geração Distribuída
GDI – Geração Distribuída I
GDII – Geração Distribuída II
GDIII – Geração Distribuída III
IF GOIANO – Instituto Federal Goiano
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

MME – Ministério de Minas e Energia

NREL – National Renewable Energy Laboratory

n.p. – não paginado

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PERS – Programa de Energia Renovável Social

REN – Resolução Normativa

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TCU – Tribunal de Contas da União

TFSEE – Tarifa de Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

UNB – Universidade de Brasília

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

UNICA – União da Indústria da Cana-de-Açúcar

VOS – Value of Solar

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	3
AGRADECIMENTOS	4
RESUMO	5
ABSTRACT	6
LISTA DE SIGLAS	7
SUMÁRIO.....	9
INTRODUÇÃO GERAL	10
OBJETIVOS.....	13
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14
CAPÍTULO 1	18
CAPÍTULO 2	48
CONSIDERAÇÕES FINAIS	79

INTRODUÇÃO GERAL

O desenvolvimento da sociedade está intrinsecamente ligado ao crescimento no consumo de energia elétrica. À medida que a população cresce, aumenta a demanda por eletricidade para suprir as necessidades das empresas, com iluminação, aquecimento, resfriamento, transporte, entre outras (ENETEC/UNB, 2021). Além disso, o desenvolvimento tecnológico e industrial depende de energia elétrica para alimentar processos produtivos, impulsionando ainda mais o consumo. Entretanto, o aumento no consumo de energia elétrica traz consigo desafios para a sustentabilidade e impacta nas futuras gerações, uma vez que a produção de eletricidade é frequentemente baseada em fontes não renováveis (EPE, 2023), como carvão e petróleo, que geram fortes impactos ambientais.

Existem diversas maneiras de transformar os recursos naturais em energia e a escolha da fonte depende principalmente de fatores como os ambientais, incluindo a possibilidade de esgotamento e os custos associados ao seu uso. No Brasil, a geração de energia elétrica sempre foi predominantemente baseada em hidrelétricas e usinas termoelétricas para complementar a sua produção. No entanto, recentemente, o país tem incentivado outras fontes alternativas renováveis, buscando assim a diversificação de suas fontes de energia à procura de soluções mais atraentes (IEA, 2022).

A geração distribuída de energia solar no Brasil apresenta diversos benefícios (IPEA, 2018), como a redução na conta de energia elétrica (Juarez et al., 2023), a redução na dependência da rede elétrica pública, a redução das emissões de gases de efeito estufa (Godinho et al., 2023) e a geração de empregos locais. Além disso, os sistemas de geração solar distribuídos podem ajudar a promover a sustentabilidade e a preservação do meio ambiente, favorecendo o cumprimento das metas estabelecidas no Acordo de Paris (UNFCCC, 2024).

Apesar dos avanços recentes, a geração distribuída de energia solar ainda enfrenta desafios, como a complexidade do processo de regulamentação (BRASIL, 2022) e a falta de incentivos financeiros para os investidores (Mitsubishi; Blanchet, 2023), principalmente para a classe social mais pobre. No entanto, espera-se que o setor continue a crescer nos próximos anos (Costa et al., 2023), impulsionado pela conscientização crescente sobre os benefícios da energia solar e pelas políticas voltadas para a expansão das fontes renováveis de energia no país.

A micro e a minigeração distribuída vêm crescendo no Brasil desde o ano de 2012, quando a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) regulamentou, através da resolução nº 482 (ANEEL, 2012), a figura do “prossumidor” (neologismo resultado da junção das palavras produtor e consumido, ou seja, consumidor que também produz energia elétrica). Isto dá a possibilidade de o consumidor de energia elétrica conectado à rede elétrica da distribuidora poder injetar seu excedente de energia na rede, criando o sistema de créditos compensáveis e incentivos para o início da geração distribuída no país. Logo após, em 2015, a resolução nº 687 normalizou os créditos solares (Netto, 2022).

Apesar dos avanços proporcionados pelas Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015 da ANEEL, que impulsionaram significativamente a expansão da geração distribuída no Brasil ao instituírem o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e conferirem maior segurança regulatória, diversos desafios começaram a emergir diante do crescimento exponencial de sistemas conectados à rede. Entre os principais entraves, destacam-se: a ausência de metodologias consolidadas para a valoração dos custos e benefícios associados à energia injetada na rede elétrica pública; o desequilíbrio na repartição dos encargos entre os usuários da geração distribuída e os demais consumidores da rede; além da insegurança jurídica relacionada à sustentabilidade do modelo de compensação vigente. Esses fatores intensificaram as pressões por parte das concessionárias, órgãos reguladores e demais agentes do setor, que passaram a demandar a construção de um marco legal mais robusto e perene, capaz de conciliar o incentivo à expansão da geração distribuída com a garantia da viabilidade técnica e econômica do sistema elétrico nacional (MME, 2022).

A aprovação da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (IPEA, 2022), representa um avanço significativo para o setor, ao estabelecer maior segurança jurídica para concessionárias, empresas prestadoras de serviços e, sobretudo, para pessoas físicas e jurídicas que investem na geração da própria de energia (ABSOLAR, 2023). No entanto, a nova legislação também tem gerado polêmicas, especialmente em relação aos impactos financeiros sobre os novos entrantes no sistema de compensação e sobre a própria sustentabilidade econômica das distribuidoras e dos consumidores que não aderem à geração distribuída.

Entre as alterações relevantes, destaca-se a modificação na forma de remuneração das distribuidoras, incluindo a aplicação da TUSD G (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Grupo Geração) no lugar da TUSD C (Consumo) para os prossumidores do Grupo A,

resultando em uma redução nos custos para esse perfil de usuário. Por outro lado, um dos principais pontos críticos da Lei está na introdução da cobrança gradual sobre a energia compensada, por meio de um "pedágio" incidente sobre cada kWh injetado na rede da distribuidora (SOETHE; BLANCHET, 2020). Esse mecanismo visa a internalizar parte dos custos da infraestrutura elétrica, mas acarreta efeitos negativos para os prosumidores com menores taxas de simultaneidade, que passarão a ter uma parcela não compensada da energia gerada.

Diante desse novo cenário, torna-se fundamental a realização de análises financeiras criteriosas, que considerem diferentes perfis de consumo e geração, para mensurar com precisão os impactos da Lei nº 14.300/2022 sobre a viabilidade da MMGD no Brasil.

As análises econômico-financeiras realizadas antes da Lei 14.300/22 não necessitavam de dados de taxa de simultaneidade, pois toda energia injetada na rede era devolvida aos prosumidor. Os que já possuem usinas fotovoltaicas conectadas por meio da geração distribuída geralmente possuem um sistema de monitoramento da produção de energia destes inversores, que, aliados às contas de energia, são a base de dados para determinação desta taxa de simultaneidade, que será crucial para abordagem dos custos que irão compor as análises econômico-financeiras abordadas nesta pesquisa.

Diante desse cenário, foi necessário aprofundar a análise sobre o processo de consolidação do marco legal da micro e minigeração distribuída (MMGD) no Brasil, culminando na promulgação da Lei nº 14.300/2022. São abordadas as principais motivações para a formulação do novo arcabouço regulatório, especialmente as críticas relativas à onerosidade da compensação integral do excedente de energia injetado na rede, que geram desequilíbrios financeiros e operacionais no setor elétrico. A revisão também examina as regras de transição previstas até 2029 e os desafios associados à internalização gradual dos custos de uso da infraestrutura elétrica, sobretudo o chamado "Fio B".

Além disso, o usuário contará com a sistematização das contribuições técnicas mais relevantes apresentadas na Consulta Pública nº 129/2022, que subsidiaram as Diretrizes do CNPE, estabelecidas na Resolução nº 2/2024. São destacadas as posições de instituições estratégicas, como a EPE, ONS, CCEE e ANEEL, que expressaram preocupações com aspectos metodológicos, operacionais e econômicos da expansão da MMGD. A análise dessas contribuições evidencia o caráter complexo e multidimensional do tema, reforçando a necessidade de processos decisórios participativos e contínuos, capazes de integrar critérios

técnicos e regulatórios para assegurar a sustentabilidade e a equidade na transição energética brasileira.

OBJETIVOS

O objetivo geral desta pesquisa foi analisar os impactos atuais e potenciais da Lei nº 14.300/2022 sobre a expansão da geração distribuída no Brasil, por meio da avaliação do Payback do investimento em usina fotovoltaica, bem como avaliar as implicações regulatórias e setoriais decorrentes das novas Diretrizes estabelecidas para o segmento.

Objetivos específicos:

1 – Fazer uma análise econômico-financeiro de 3 usinas fotovoltaicas conectadas na rede por meio da GD: prosumidor residencial, comercial e rural no Estado de Goiás.

2 - Calcular o tempo de retorno do investimento das usinas instaladas em GDI e os novos tempos de retorno considerando dois cenários impostos pela Lei nº 14.300/22: o cenário de aplicação das regras da GDII com mesmo valor de CAPEX e o cenário de aplicação das regras da GDII com valor de CAPEX 30% menor.

3 – Analisar as contribuições técnicas submetidas à Consulta Pública nº 129/2022, com ênfase nas manifestações das principais instituições do Setor Elétrico (EPE, ONS, CCEE e ANEEL), visando a compreender como influenciam a formulação das Diretrizes do CNPE estabelecidas na Resolução nº 2/2024.

4 - Investigar os principais desafios regulatórios da micro e minigeração distribuída (MMGD) no cenário pós-2029, com foco na internalização dos custos e benefícios ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e nas metodologias para valoração das externalidades.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **ABSOLAR vê avanços com a aprovação do marco Legal da micro e minigeração distribuída, mas sugere ajustes.** *ABSOLAR*, 8 fev. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-ve-avancos-com-a-aprovacao-do-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida-mas-sugere-ajustes/>>. Acesso em: 21 jan. 2024

ANEEL. **Lei nº 9.427/1996.** Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/aneel?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14469158&_101_type=content&_101_urlTitle=informacoes-institucionais&inheritRedirect=true>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 13 maio. 2025.

BCE. **Taxas de juros básicas – Histórico.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 8 jun. 2024.

BRASIL. **LEI Nº 14.300.** Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 21 jan. 2024.

BURGER, Scott *et al.* Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. *In: SIOSHANSI, Fereidoon (Org.). Consumer, Prosumer, Prosumager. [S.l.]: Academic Press, 2019. p. 155–188.*

CORDEIRO, Alexander Magno *et al.* Revisão sistemática: uma revisão narrativa. **Revista do Colégio Brasileiro de Cirurgiões**, v. 34, p. 428–431, dez. 2007.

COSTA, Vinicius B. F. *et al.* Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. **Energy Policy**, v. 169, p. 113176, 1 out. 2022.

DENHOLM, P. *et al.* **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.** *[S.l.]: National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 1 set. 2014.* Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1159357>>. Acesso em: 9 jun. 2025.

DSOUZA, Keith *et al.* The Challenges of Valuing Distributed Generation. *In: 2020 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT). 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT).* fev. 2020. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9087715>>. Acesso em: 9 jun. 2025

ENETEC/UNB. **O consumo de energia elétrica vai aumentar com o tempo?** Disponível em: <<https://enetec.unb.br/blog/o-consumo-de-energia-eletrica-vai-aumentar-com-o-tempo/>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

EPE. **Balanco Energético Nacional.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

FARIA, Vitor Rezende; SPÍNDOLA, Guilherme Morais. Análise Econômico-Financeira da Instalação de um Sistema de Energia Solar Fotovoltaica na Modalidade Geração Compartilhada em Goiás. *In: ANAIS DA VI ESCOLA REGIONAL DE INFORMÁTICA DE GOIÁS. Anais da Escola Regional de Informática de Goiás (ERI-GO)*. SBC, 8 ago. 2018. Disponível em: <<https://sol.sbc.org.br/index.php/erigo/article/view/7131>>. Acesso em: 21 jan. 2024

FERRONATO, Jéferson. Análise da degradação e sujidade de módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício de diferentes tecnologias após 6 anos de operação. 23 mar. 2022.

GODINHO, Emmanuel Zullo *et al.* Benefícios da energia solar associados à emissão de dióxido de carbono na matriz elétrica brasileira. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 19, n. 58, p. 246–258, 10 dez. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2023 | Dados do 1º semestre 2023 / Setembro 2023.** Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>>. Acesso em: 16 jun. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2024 | Dados de 2023.** , 2024.

HEIN, Henrique. **Solar levou 70 anos para 1 TW, mas apenas dois para atingir 2 TW.** **Canal Solar**, 7 maio 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/capacidade-instalada-energia-solar-global-intersolar/>>. Acesso em: 11 maio. 2025

IEA. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets – Analysis.** Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/distributed-generation-in-liberalised-electricity-markets>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IPEA. **TD 2388 - Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico.** Disponível em: <https://portalantigo.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=33431&catid=411&Itemid=433>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017. **International Renewable Energy Agency**, 2018.

JUAREZ, Everson José *et al.* Energia solar fotovoltaica e sustentabilidade empresarial: um protocolo contábil para o desenvolvimento sustentável. **Peer Review**, v. 5, n. 21, p. 515–539, 3 out. 2023.

MAESTRI, Cláudia Olímpia Neves Mamede. Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio. 20 ago. 2021.

MITSUHASHI, Nicolle Suemy; BLANCHET, Luiz Alberto. O fomento público e a energia solar fotovoltaica a partir da Lei nº 14.300/2022. **Prisma Jurídico**, v. 22, n. 2, p. 389–402, 27 dez. 2023.

MME. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 21 fev. 2025b.

MME. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 9 jun. 2025a.

NÓBREGA, André Pepitone da. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

ONS. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

O'SHAUGHNESSY, Eric; ARDANI, Kristen. Distributed rate design: A review of early approaches and practical considerations for value of solar tariffs. **The Electricity Journal**, v. 33, n. 3, p. 106713, 1 abr. 2020.

SECOVI-SP. **Anuário do Mercado Imobiliário 2024**. , 2025.

SILVEIRA, Geraldo. **Lei 14.300: O que é e como calcular o fator de simultaneidade?** Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-o-que-e-e-como-calcular-o-fator-de-simultaneidade/>>. Acesso em: 15 jun. 2024.

UNFCCC. **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-11/Brazil%20First%20NDC%202023%20adjustment.pdf>>. Acesso em: 7 jun. 2024.

VINÍCIUS B. F. COSTA *et al.* Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing. **Solar Energy**, v. 249, p. 694–711, 1 jan. 2023.

CAPÍTULO 1**O PAPEL DAS CONTRIBUIÇÕES TÉCNICAS NA DEFINIÇÃO DAS
DIRETRIZES PARA ENERGIA SOLAR NO BRASIL**

Artigo a ser submetido à Revista de Economia e Sociologia Rural (impresso), pois um dos tópicos que lhe interessam é a agropecuária, o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável. Esta revista está classificada com o Qualis A1 e seu ISSN é o 1806-9479.

RIO VERDE, GO**2025**

RESUMO

A Lei 14.300/2022 instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída (MMGD), regulando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e introduzindo regras transitórias até 2029 para internalização gradual dos custos de rede (Fio B). Emergiram após debates entre ANEEL, prossumidores e concessionárias, que criticavam o alto custo proposto das tarifas para injeção do excedente de energia na rede elétrica pública, o que oneraria excessivamente os geradores distribuídos. O estudo analisa as contribuições técnicas da Consulta Pública nº 129/2022, que subsidiaram as Diretrizes do CNPE (Resolução nº 2/2024). Entidades como EPE, ONS, CCEE e ANEEL destacaram que EPE enfatizou metodologias reprodutíveis e adaptáveis, como tarifas Value of Solar; ONS alertou para os riscos operacionais (desconexões em cascata) e a necessidade de reserva de potência; ANEEL priorizou benefícios mensuráveis e alertou sobre a não duplicidade na contabilização; e CCEE focou em impactos sistêmicos (perdas elétricas, sobrecontratação involuntária). Das 30 contribuições analisadas, 70% foram submetidas no último dia, com predominância do tema "perdas elétricas". As Diretrizes finais mantiveram 11 propostas originais, acrescentando a Diretriz VIII (diferença entre geração despachável e não despachável), refletindo preocupações do ONS para com a operação do Sistema Elétrico. Apesar do consenso entre as partes, desafios persistem, incluindo discricionariedade regulatória pós-2029, aprimoramento metodológico para externalidades e impactos da transição tarifária em regiões menos atendidas. Conclui-se que a MMGD requer processos participativos contínuos, integrando critérios técnicos, econômicos, sociais e ambientais para garantir equidade na transição energética.

Palavras-chave: Regulamentação ANEEL. Energia fotovoltaica. Lei 14.300/22

ABSTRACT

Law 14,300/2022 established the legal framework for micro and mini distributed generation (MMGD), regulating the Electric Energy Compensation System (SCEE) and introducing transitional rules until 2029 for the gradual internalization of grid costs (Fio B). It emerged after debates between ANEEL, prosumers and concessionaires, who criticized the proposed high cost of tariffs for injecting surplus energy into the public electricity grid, which would excessively burden distributed generators. The study analyzes the technical contributions of Public Consultation No. 129/2022, which supported the CNPE Guidelines (Resolution No. 2/2024). Entities such as EPE, ONS, CCEE and ANEEL highlighted: EPE emphasized reproducible and adaptable methodologies, such as Value of Solar tariffs; ONS warned of operational risks (cascading disconnections) and the need for power reserve; ANEEL prioritized measurable benefits and warned against duplication in accounting; CCEE focused on systemic impacts (electrical losses, involuntary overcontracting). Of the 30 contributions analyzed, 70% were submitted on the last day, with the theme "electrical losses" predominating. The final Guidelines maintained 11 original proposals, adding Guideline VIII (difference between dispatchable and non-dispatchable generation), reflecting ONS's concerns about the operation of the Electric System. Despite the consensus between the parties, challenges persist: regulatory discretion post-2029, methodological improvement for externalities and impacts of the tariff transition in less served regions. It is concluded that the MMGD requires continuous participatory processes, integrating technical, economic, social and environmental criteria to ensure equity in the energy transition.

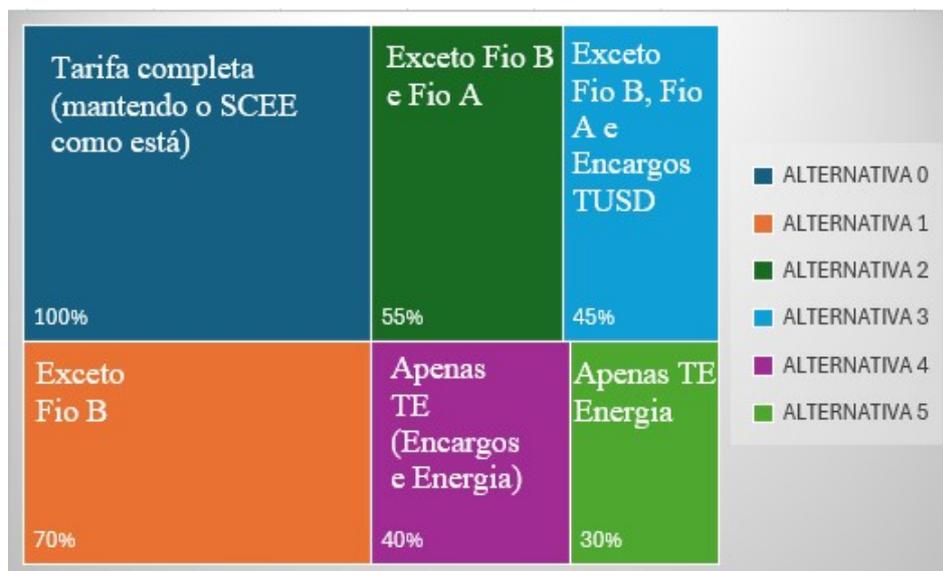
Keywords: ANEEL regulation. Photovoltaic energy. Law 14.300/22

1.1. INTRODUÇÃO

A Lei 14.300/2022 instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, além de regular o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Por meio desse sistema, a energia ativa injetada na rede da distribuidora local por unidades consumidoras (UCs) com microgeração ou minigeração distribuída (MMGD) é caracterizada como um empréstimo gratuito à concessionária. Posteriormente, essa energia é compensada por meio da dedução do consumo de energia elétrica ativa da própria unidade geradora ou convertida em créditos energéticos. Tais créditos podem ser utilizados para abater o consumo de outras unidades consumidoras participantes do SCEE, desde que vinculadas ao mesmo titular e dentro do prazo de validade estabelecido.

Mas antes da publicação deste marco legal, as normas que regulamentavam o SCEE eram definidas exclusivamente pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde a primeira resolução que instituiu o SCEE, que foi a Resolução 482/2012. Em 2019, a ANEEL abriu um processo de consulta pública para discutir os custos que deveriam ser repassados às concessionárias de energia com relação à injeção de energia em suas redes e à devolução do excedente na forma de créditos. O objetivo era avaliar os impactos econômico-financeiros e encontrar um equilíbrio entre os interesses das concessionárias e dos consumidores (ANEEL, 2019).

Figura 1: Percentual compensável da tarifa de energia considerada em cada Alternativa.



Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 1 apresenta as seis alternativas propostas pela ANEEL, que partiam da manutenção da compensação em 100%, como já era desde 2012, até a Alternativa 5, que propunha a compensação apenas da TE – Energia, ou seja, apenas a componente tarifária que representa os custos da distribuidora com a compra da energia dos geradores centralizados, a exemplo de Furnas e Itaipu, para citar algumas hidrelétricas.

Ao final da consulta pública de 2022, a ANEEL optou por não incorporar as contribuições técnicas recebidas, adotando a Alternativa 5, sendo este o modelo de maior custo para os prossumidores (denominação para o consumidor que também gera sua energia, depois estabelecida pela Lei 14.300/2022 para consumidores-geradores), entre as seis alternativas apresentadas. A justificativa centrou-se na necessidade de equidade na alocação dos custos associados à cessão temporária de energia às concessionárias, conforme fundamentado em análise regulatória (ANEEL, 2022; BRASIL, 2022).

A proposta de alteração na regulamentação de compensação de créditos de energia era muito onerosa ao setor fotovoltaico e trazia insatisfação para quem já estava usufruindo das regras de compensação. Os impactos financeiros seriam enormes, tanto para os futuros investidores no setor, quanto para os atuais usuários, com suas usinas conectadas nas redes elétricas por todo o país. Nesse modelo, o prossumidor arcaria com custos de transmissão, encargos e outras parcelas consideradas questionáveis por entidades como a ABSOLAR e por

especialistas do setor, com exceção de algumas associações representantes das concessionárias e outras supostamente representantes dos consumidores de energia (ABSOLAR, 2022).

A ANEEL propôs um período de transição para que o impacto ao setor fotovoltaico fosse minimizado, mas os estudos apresentados pela reguladora mostravam um cenário futuro de grande transferência de custo dos prosumidores para os consumidores, que teriam que arcar com cerca de 55 bilhões de reais, no período compreendido entre 2020 e 2035, sendo que a proposta apresentada pela ANEEL conseguiria reduzir estes custos em cerca de 1 bilhão. Em um dos gráficos apresentados no relatório da AIR nº003/2019, é mostrado um impacto na tarifa de energia que poderia chegar a R\$3,21 por kWh gerado pelas usinas remotas conectadas na rede elétrica, mesmo aplicando a Alternativa 5 às novas usinas a partir de 2025 (ABSOLAR, 2019).

Com isso, uma ampla mobilização social foi desencadeada diante da insatisfação dos prosumidores. Além disso, agentes do setor e consumidores que aguardavam o momento oportuno para aderir ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) manifestaram receio, à medida que circulavam informações no mercado de que a aprovação das novas regras representaria o fim da micro e minigeração distribuída (MMGD), interrompendo a instalação de novas conexões à rede. Havia também o temor de que as novas tarifas fossem aplicadas retroativamente a todas as usinas já instaladas, comprometendo a segurança jurídica dos investimentos realizados (LIMA, 2020).

O Congresso Nacional precisou se mobilizar após manifestações populares e diante de alertas do próprio TCU, que já havia advertido a ANEEL de estar impondo obrigações financeiras sem respaldo legal, extrapolando sua competência normativa (TCU, 2020). A pressão popular levou manifestantes às portas do Congresso, em defesa de regras mais justas que garantissem o retorno financeiro dos investimentos já realizados e permitissem a continuidade do crescimento da geração distribuída. Diante desse cenário, teve início a construção do marco legal da geração distribuída, com o objetivo de harmonizar a expansão da geração distribuída com a sustentabilidade econômica do sistema.

Nesse contexto de geração distribuída, destaca-se a energia solar fotovoltaica, que responde por 98,9% da potência instalada nessa modalidade, conforme dados da ABSOLAR (2023). Após intensos debates entre associações do setor fotovoltaico e concessionárias de

energia elétrica, o processo resultou na promulgação da Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu um texto consensual, equilibrando os interesses das partes envolvidas.

A Lei nº 14.300/2022 assegurou o direito adquirido a quem conectasse sua unidade de micro ou minigeração distribuída em até doze meses após sua publicação. Posteriormente, a ANEEL classificou essa modalidade como Geração Distribuída I (GDI). Além disso, a Resolução Normativa nº 1.059/2023 instituiu duas novas categorias com vigência até 2030: Geração Distribuída II (GDII), aplicável a usinas de menor porte, e Geração Distribuída III (GDIII), voltada a usinas de maior porte, conforme detalhado na Tabela 1(ANEEL, 2023).

Tabela 1: Categorização para novas regras de compensação da energia.

Categoria	Descrição	Características	Regras Aplicáveis
GDI	Usinas com solicitação de acesso feita até 07/01/2023 (um ano após a publicação da Lei 14.300/22).	Todas as modalidades.	Direito adquirido à compensação integral das componentes tarifárias até 2045.
GDII	Usinas com solicitação de acesso feita após 07/01/2023, enquadradas como micro ou minigeradores, conforme a Lei 14.300/2022.	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo Local. • Autoconsumo Remoto até 500 kW. • Geração Compartilhada sem UC com 25% ou mais dos excedentes de energia. • EMUC. • Fontes Despacháveis. 	Desconta a componente Fio B da tarifa compensável de forma escalonada, começando com 15% do Fio B em 2023 até 90% em 2028, aumentando em 15% a cada ano.
GDIII	Usinas com solicitação de acesso feita após 07/01/2023, enquadradas	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo Remoto acima de 500 kW. • Geração Compartilhada com pelo menos uma UC com 25% ou mais dos excedentes de 	Desconta da tarifa compensável a componente Fio B em 100%, a partir de 2023, e 40% da

	como micro ou minigeradores, conforme a Lei 14.300/2022.	energia.	componente Fio A e os Encargos TFSEE e P&D.
--	--	----------	---

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A Tabela 1 apresenta a categorização estabelecida pela ANEEL para a aplicação das novas regras de compensação de energia elétrica no âmbito da geração distribuída, conforme definido pela Lei nº 14.300/2022 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.059/2023. A categoria GDI contempla os sistemas com solicitação de acesso protocolada até 7 de janeiro de 2023, garantindo a seus titulares o direito adquirido à compensação integral das componentes tarifárias até 2045. Já as categorias GDII e GDIII são aplicadas a sistemas com solicitação de acesso realizada após essa data, diferenciando-se conforme a configuração e o porte da usina. A GDII abrange quase todas as usinas instaladas após 7 de janeiro de 2023, sendo que os sistemas de autoconsumo local incluem o remoto (até 500 kW), a geração compartilhada com critérios de participação mínima, os empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (EMUC) e as fontes despacháveis. Essa categoria é progressivamente impactada pela cobrança da componente Fio B da tarifa de uso do sistema de distribuição, tendo sido iniciado com 15% em 2023 e atingido 90% em 2028. Por sua vez, a GDIII engloba usinas de maior porte, incluindo um autoconsumo remoto acima de 500 kW e geração compartilhada com ao menos uma unidade consumidora detendo 25% dos excedentes. Para essa categoria, a compensação é reduzida de forma mais incisiva, com desconto integral da componente Fio B a partir de 2023, além de 40% da Fio A e encargos associados à TFSEE (Tarifa de Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica) e P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), refletindo um tratamento regulatório mais restritivo.

As regras de transição previstas na Lei 14.300/2022 vigorarão até 2029, estabelecendo um marco temporal para a consolidação de metodologias de valoração dos custos e benefícios da MMGD no sistema elétrico. Conforme o Art. 17, após esse período, as unidades integrantes do SCEE estarão submetidas às normas tarifárias definidas pela ANEEL para microgeração e minigeração distribuída (BRASIL, 2022). A redação do dispositivo sugere a manutenção da chamada "Alternativa 5" após a fase transitória, uma vez que a competência regulatória retorna integralmente à ANEEL para definição de encargos e subsídios, passando

a ter um custo na tarifa para compensação dos créditos de cerca de 70% da tarifa comum, onerando o prosumidor, que teria sua energia compensada em 30%, não mais em 100%, que estava estabelecido pela Resolução 482/12 (ANEEL, 2022).

Com o objetivo de mitigar a discricionariedade regulatória, a Lei nº 14.300/2022 estabelece, em seu §2º do Artigo 17, que caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvida a sociedade civil, associações, entidades representativas e agentes do setor elétrico, definir diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da MMGD (BRASIL, 2022). Dessa forma, a ANEEL deverá regulamentar o tema com base nessas diretrizes, indicando a priorização de um processo regulatório participativo. Esse mecanismo busca assegurar que os impactos da MMGD sejam analisados sob critérios técnicos e socioeconômicos equilibrados, visando a harmonizar os interesses dos diversos atores envolvidos (ANEEL, 2022).

Para subsidiar a elaboração das diretrizes previstas na Lei nº 14.300/2022, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) solicitou contribuições preliminares da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essas contribuições foram publicadas para orientar os proponentes durante o processo de formulação das diretrizes.

Com o mesmo objetivo, foi publicada a Nota Técnica NT nº 11/2022/SE-MME. Além de propor a Consulta Pública nº 129/2022, destinada a receber propostas conceituais para as *Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)*, conforme estabelecido no §2º do artigo 17 da Lei nº 14.300/2022, o documento traçou um histórico da regulamentação da MMGD, desde suas origens até as atualizações que culminaram na Lei 14.300/22. A NT nº 11/2022/SE-MME também apresentou premissas para a redação das diretrizes. No mesmo dia, foi publicada a NT nº 14/2022/SE-MME, que sugeria a adoção de 11 diretrizes preestabelecidas, passíveis de ajustes com base nas contribuições recebidas durante a consulta pública.

Este estudo analisa as contribuições recebidas nesta Consulta Pública, mapeando os argumentos, os posicionamentos e as sugestões dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Esta análise visa a sistematizar criticamente o efeito dessas sugestões na formulação

das Diretrizes consolidadas pela Resolução CNPE nº 2, de 22 de abril de 2024 (BRASIL, 2024).

1.2. MATERIAL E MÉTODOS

Primeiramente foi analisado o conteúdo composto pelas contribuições preliminares solicitadas pelo CNPE à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O estudo destacou as sugestões submetidas à Consulta Pública nº 129/2022, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em atendimento à Nota Técnica NT nº 11/2022/SE-MME do CNPE. A análise priorizou os argumentos apresentados pelos agentes do SEB, buscando correlacioná-los com as diretrizes posteriormente formalizadas pela Resolução CNPE nº 2/2024 (MME, 2024).

A revisão narrativa não segue critérios explícitos e sistemáticos para a busca e análise crítica da literatura (Cordeiro et al., 2007). Portanto, ela não pretendeu esgotar todas as fontes de informações sobre o tema, mas, sim, reunir as opiniões de diversos especialistas do mercado, representantes das principais associações do setor elétrico e solar fotovoltaico, bem como empresas e distribuidoras que estejam envolvidas neste setor e, principalmente, os agentes públicos como a ANEEL, EPE, ONS e CNPE, que exercem influência técnica e política nas regulamentações do SEB.

Das 32 contribuições protocoladas no MME, duas foram desconsideradas: uma por replicação textual e outra por substituição via envio posterior do mesmo proponente contendo informações complementares. Portanto foram analisadas as 30 contribuições recebidas nesta Consulta Pública de nº 129 de 23/06/2022. O Quadro 1 mostra o nome da instituição, associação ou empresa proponente, bem como a data em que foram recebidos a contribuição e o título apresentado pelo CNPE (MME, 2022b):

Quadro 1: Contribuições às Diretrizes para valoração da MMGD ao CNPE.

Nº	Nome do proponente	Título da contribuição	Data da contribuição	Nº de páginas
1	Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD	Contribuições ABGD_CP 129/2022	13/07/2022	5
2	Pacto Energia	Principais diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída	15/07/2022	2
3	Dínamo Energia	Contribuições para a Consulta Pública MME nº 129/22	03/07/2022	1
4	Nova Palma Energia Ltda	Contribuição da Nova Palma à Energia Ltda.	01/07/2022	6
5	ABRACE	Contribuição da ABRACE para a CP 129/2022	14/07/2022	3
6	Associação Brasileira do Biogás	Contribuição ABiogás	15/07/2022	3
7	Instituto Acende Brasil	Contribuição do Instituto Acende Brasil para a Definição de Diretrizes para a Valorização dos Custos e Benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída	15/07/2022	13
8	Energisa MS	Proposta Conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMGD.	15/07/2022	5
9	Idec - Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor	Consulta Pública nº 129 de 23/06/2022- Proposta Conceitual para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída - MMGD	15/07/2022	3
10	EDP	Contribuições EDP	15/07/2022	7
11	Pessoa Física	Não vamos errar de novo!	10/07/2022	1
12	ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia	Contribuição ANACE - consulta pública 129/2022 MME: Proposta Conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída - MMGD	13/07/2022	2
13	INEL	Consulta pública nº 129	15/07/2022	14

14	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia	Contribuição Abraceel - Valoração dos custos e benefícios da MMGD	15/07/2022	5
15	Fórum de Energias Renováveis	Propostas do Fórum de Energias Renováveis quanto à Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMGD, conforme disposto no §2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022	15/07/2022	4
16	Ômega Energia	Contribuição conjunta da AES Brasil, Auren Energia, Brenmand Energia, Echoenergia, Enel, Omega Energia, SPIC Brasil	15/07/2022	9
17	CPFL	CPFL Energia - CP129-2022 - Proposta das Diretrizes para Valoração de Custos e Benefícios da MMGD	15/07/2022	44
18	Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul	Contribuição do Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul	15/07/2022	1
19	ABEEólica	Contribuição da ABEEólica à CP 129 2022	15/07/2022	8
20	Neoenergia	Contribuição Neoenergia	15/07/2022	18
21	Instituto Pólis	Contribuição Instituto Pólis	15/07/2022	4
22	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	Contribuições ONS - CP MME 129/2022 - MMGD	15/07/2022	1
23	Instituto Clima e Sociedade	Contribuição do Instituto Clima e Sociedade (iCS)	15/07/2022	6
24	Conselho de Consumidores da Enel CE	Contribuição do Conselho de Consumidores da Enel CE	15/07/2022	1
25	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE	Contribuição ABRADEE - CP 1292022MME	15/07/2022	39

26	ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia	Contribuição ABIAPE para a CP MME nº 129 - Valoração MMGD	01/07/2022	5
27	Comerc Energia	Contribuição Comerc Energia	15/07/2022	5
28	UNICA	Contribuição da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA)	01/07/2022	2
29	COGEN Associação da Indústria de Cogeração de Energia	Contribuições da COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia à Consulta Pública MME nº 129/2022	01/07/2022	3
30	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR	Contribuições ABSOLAR para a CP MME 129/2022	15/07/2022	96

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A metodologia de organização do Quadro 1 adotou a mesma sequência cronológica das contribuições disponibilizadas no portal do Ministério de Minas e Energia (MME). Quanto à distribuição temporal das contribuições, observa-se uma concentração de submissões no término do prazo, ou seja, 21 das 30 contribuições (70% do total) foram protocoladas no último dia do período de contribuição, compreendido entre 23 de junho e 15 de julho de 2022 (MME, 2022b).

A última coluna informa a quantidade de páginas contidas em cada contribuição. Nota-se que 12 contribuições (40% do total) contêm menos que 3 páginas e apenas 6 contribuições contêm mais de 10 páginas (20% do total).

O Quadro 2 apresenta as sugestões de Diretrizes na NT nº 14/2022/SE-MME de 21/06/2022 e as Diretrizes definitivas publicadas em 07/05/2024 por meio da Resolução nº 2, de 22 de abril de 2024.

Quadro 2 - Diretrizes Sugeridas versus Diretrizes Definitivas

Diretrizes sugeridas na NT n° 14/2022 do CNPE	Diretrizes definitivas publicadas por meio da Resolução n° 2 do CNPE
a) Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição; da transmissão; da geração centralizada nos aspectos de energia e potência; e dos serviços ancilares de que trata o § 10 do art.1° da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004;	I - Considerar os efeitos relativos à redução ou expansão da rede de distribuição; da rede de transmissão; da geração centralizada no aspecto de potência; e dos serviços ancilares de que trata o § 10 do art. 1° da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, observados o inciso VIII deste artigo e a não duplicidade de benefícios, tendo em vista a condição disposta no art. 23 da Lei n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
b) Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão;	II - Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e de distribuição, bem como os efeitos relacionados aos custos operacionais das distribuidoras;
c) Considerar os efeitos relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição;	III - Considerar os efeitos relativos às perdas técnicas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição e à qualidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores;
d) Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão ou distribuição;	V - Considerar os efeitos locacionais na rede de distribuição e na rede de transmissão, decorrentes da localização do ponto de conexão da unidade consumidora com MMGD, observadas as especificidades técnicas das redes de distribuição de cada distribuidora, garantindo os aspectos de reprodutibilidade e transparência previstos nos incisos XI e XII;
e) Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia;	VI - Considerar os efeitos relativos à simultaneidade , sazonalidade e ao horário de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia;

f) Contemplar as diferenças de efeitos entre as modalidades de autoconsumo local e remoto;	VII - Contemplar eventuais diferenças de efeitos entre a geração próxima à carga e a geração remota;
g) Considerar os efeitos de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD;	IX - Considerar os efeitos de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das distribuidoras em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD;
h) Sem diretriz sugerida.	VIII - Considerar as eventuais diferenças de efeitos entre sistemas de geração despacháveis e não despacháveis de MMGD;
i) Considerar os efeitos nos Encargos Setoriais e nas tarifas atribuídas aos demais consumidores;	IV - Considerar os efeitos à operação do sistema elétrico e aos encargos setoriais;
j) Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios;	X - Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios, inclusive quanto aos custos e benefícios já contemplados no Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
k) Primar pela eficiência, baixa complexidade , economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias;	XI - Primar pela eficiência, simplicidade, clareza , economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias, garantindo o atendimento à determinação do § 3º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 2022;
l) Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.	XII - Garantir transparência e publicidade do processo, metodologia , custos e benefícios sistêmicos da MMGD, inclusive as bases de dados utilizadas e memoriais de cálculo realizados.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O Quadro 2 segue a mesma ordem alfabética estabelecida na NT nº 14/2022/SE-MME e a mesma sequência de algarismos romanos constantes nas Diretrizes definitivas pela Resolução nº 2/2024 do CNPE.

A coluna da esquerda (itens a, i, k e l), que cita as Diretrizes preestabelecidas, contém palavras em tachado que foram excluídas da versão definitiva constante na coluna da direita. Já as palavras em negrito da coluna da direita (todos os itens exceto, o item IX), que apresenta a versão definitiva da Diretrizes, são acréscimos de palavras que não eram contidas no texto das Diretrizes preestabelecidas.

A Diretriz, *VIII-Considerar as eventuais diferenças de efeitos entre sistemas de geração despacháveis e não despacháveis de MMGD*, foi a única diretriz acrescentada à lista definitiva, que não havia sido sugerida através da NT nº 14/2022/SE-MME. E não houve nenhuma diretriz preestabelecida que tenha sido excluída integralmente na versão definitiva.

Para analisar todas as contribuições de forma consistente, foram analisadas as 12 Diretrizes do CNPE. A ideia foi buscar expressões relevantes que aparecessem nas sugestões das contribuições e que tivessem o mesmo significado nas Diretrizes. As expressões selecionadas foram: expansão/redução do SEB; perdas elétricas; efeito locacional; efeito sazonalidade; autoconsumo local e remoto; exposição contratual involuntária; encargos setoriais; dupla contagem; complexidade do método; e transparência das informações. As escolhas dessas expressões foram baseadas nos temas extraídos de cada uma das diretrizes.

Apresentadas as contribuições ao CNPE, bem como as redações preestabelecidas e estabelecidas de forma definitivas pelo Conselho, a próxima seção irá discutir as contribuições apresentadas, levando em consideração alguns aspectos quantitativos e outros qualitativos, para obtenção de uma análise sistêmica e crítica do efeito dessas sugestões na formulação das diretrizes.

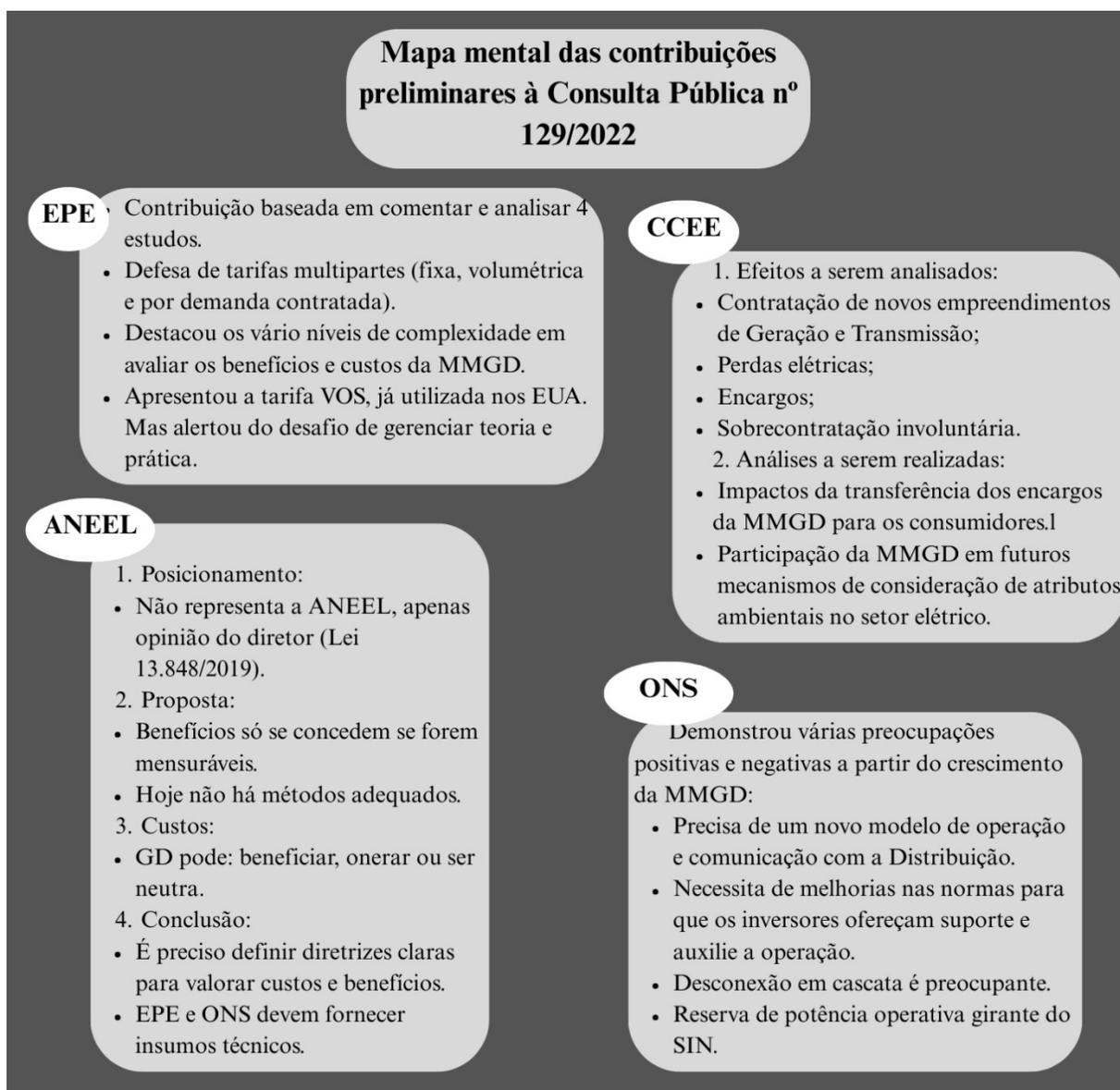
1.3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

1.3.1 Análise das contribuições preliminares à Consulta Pública nº 129/2022

Para contextualizar o tema e demonstrar como as contribuições preliminares da EPE, ONS, CCEE e ANEEL nortearam a elaboração das diretrizes pelo CNPE, foi imprescindível uma análise aprofundada do conteúdo técnico apresentado por essas instituições. Esses

insumos não apenas delimitaram os parâmetros do debate, mas também forneceram bases concretas para que o Conselho estabelecesse critérios equilibrados, incorporando perspectivas operacionais, metodológicas e regulatórias, essenciais à valoração MMGD.

Figura 2: Contribuições preliminares das principais instituições do SEB à Consulta Pública nº 129/2022.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

1.3.1.1 Contribuição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE trouxe em suas análises uma revisão narrativa da literatura, baseando em pesquisa na plataforma Scopus e no conhecimento de sua equipe.

O primeiro trabalho faz uma defesa das tarifas multipartes, em que ocorrem uma cobrança fixa mensal (\$/mês), outra pela demanda contratada (\$/kW) e uma volumétrica (\$/kWh). Em resumo, os autores defendem que tarifas 100% volumétricas irão trazer desigualdade alocativa, sendo insustentável no futuro (Burger et al., 2019).

O segundo caso foi um relatório técnico do NREL de 2014, onde os autores fazem um levantamento sobre as metodologias que podem ser utilizadas no cálculo de custos e benefícios da MMGD para o setor elétrico. Para cada aspecto, são elencadas as metodologias por ordem de complexidade e as ferramentas necessárias ao cálculo. Um terceiro estudo apenas atualiza em 2019 o estudo anterior com metodologias já avançadas (Denholm et al., 2014).

Um quarto estudo explora o estudo de dois casos de aplicação de tarifas do tipo *Value of Solar (Vos)*, um em Nova Iorque e outro na Califórnia. Esse tipo de tarifa já vem sendo utilizado em alguns lugares do mundo e certamente é o que será aplicado no Brasil, pois atende o que preconiza no Art. 17 da Lei 14300/22. Uma tarifa específica calculada de acordo com os benefícios líquidos da MMGD à rede elétrica. Os autores atentam para o desafio que é o de gerenciar o que ocorre entre a teoria e a prática (O'Shaughnessy; Ardani, 2020).

O quinto artigo analisou 20 estudos de custos e benefícios da Geração Distribuída (GD) nos EUA, trazendo a metodologia utilizada em cada um. Um desses vinte estudos trata dos “benefícios ambientais”, mas a EPE não trouxe nenhum detalhe deste estudo, pois já se posicionou contrária à consideração deste benefício, alegando que ele já é contemplado em outras legislações, principalmente na Lei 14.120/2021 (Dsouza et al., 2020).

A EPE encerra sua contribuição fazendo reflexões para a definição das diretrizes, elencando 10 temas: reprodutibilidade; metodologia flexível às alterações no modelo do setor elétrico; mecanismo de contestação de valor; granularidade e a consideração do valor locacional e temporal dos recursos; periodicidade para revisão; definição dos custos e benefícios passíveis de valoração; governança dos dados e modelos, complexidade metodológica; capacidade de transmissão e/ou distribuição postergada ou antecipada; redução ou aumento de Perdas Elétricas; e serviços ancilares. Cabe um destaque para o tema “complexidade metodológica”, em que ela argumenta ser necessário que os métodos não

agreguem um custo exorbitante, porém métodos, base de dados e ferramentas computacionais que hoje (lembrando que essa contribuição foi dada em 2022) estão fora de alcance, mas que podem ser comuns até o final da década.

1.3.1.2 Contribuição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE apenas apresentou uma lista de sugestão de 6 temas para compor a discussão. Quatro são efeitos a serem analisados e dois são análises a serem feitas. Entre os efeitos foram contemplados o de contratação de novos empreendimentos de geração e transmissão, o de perdas elétricas, o de encargos e o de sobrecontratação involuntária. Entre as análises, estão os impactos de transferir os encargos da MMGD para os consumidores em geral e a participação da MMGD em futuros mecanismos de consideração de atributos ambientais no setor elétrico.

1.3.1.3 Contribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Já no início do ofício apresentado ao CNPE, o diretor, na época, da ANEEL, André Pepitone, deixa claro que as contribuições ali presentes não são contribuições da instituição ANEEL, pois esse posicionamento institucional cabe somente à Diretoria Colegiada da Agência, conforme artigo 7º, da Lei 13.848/2019.

A contribuição enfatiza que os benefícios devem ser concedidos quando forem “mensuráveis”. Entende-se por este argumento que a Agência considera que não existem métodos capazes de mensurar estes benefícios no momento. E complementa que no que diz respeito a custos de distribuição, custos de transmissão e perdas técnicas, a presença de geradores distribuídos pode trazer benefícios, aumentar custo ou ser indiferente, a depender da circunstância (Nóbrega, 2022, n.p).

A ANEEL conclui, lembrando que a devida atuação da Agência passa pela correta definição das diretrizes de valoração dos custos e dos benefícios da MMGD ao SEB, e enfatiza a importância da EPE e do ONS nessa consulta para que tragam insumos sobre efetivos custos e benefícios à MMGD.

1.3.1.4 Contribuição da Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS destacou a preocupação de curto, médio e longo prazo com a MMGD, e relatou que vem fazendo estudos e avaliando um novo modelo de operação e relacionamento do ONS com os operadores dos sistemas de distribuição, pois o assunto traz sérias preocupações.

Uma das preocupações do ONS é com as atualizações de normas da ABNT e INMETRO para que os equipamentos, principalmente os inversores, tendo em vista que o operador considera precários estes equipamentos sob a ótica do sistema de transmissão, fornecendo pouco suporte para auxiliar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Outra grande preocupação do ONS é quanto às “desconexões em cascata” da MMGD, após contingências na rede de transmissão, que podem causar grandes blecautes no SIN. O ONS cita:

o aumento da penetração da MMGD exigirá que o ONS programe uma reserva de potência operativa girante do SIN, para fazer frente às necessidades de preparar o sistema para uma rampa acentuada de geração no final do dia (devido à redução da geração injetada proveniente da MMGD Solar).(ONS, 2022, n.p)

O ONS mostra gráficos em que o perfil de carga global no verão já está sendo afetado pela MMGD, pois nessas épocas, o pico de demanda costuma ocorrer no meio da tarde, devido ao uso de ar-condicionado pelas unidades consumidoras, o que comprova a existência de um benefício ao SIN.

1.3.2 Análise das contribuições à Consulta Pública nº 129/2022

Uma primeira observação passa pelo exíguo período aberto às contribuições pelo CNPE. Apesar de a Consulta Pública de nº 129 de 23/06/2022 ter ficado aberta por 22 dias corridos, do dia 23/06/2022 até o dia 15/07/2022, e recebido 32 contribuições, só foi constatada a reclamação de um proponente, que considerou o prazo curto para uma discussão



Fonte: Elaborado pelo Autor.

A única contribuição a citar todas as expressões foi a da ABSOLAR, o que não surpreende, uma vez que esse também foi o documento com maior número de páginas. E em apenas 5 contribuições não foi citada nenhuma das expressões relevantes, e suas contribuições não passaram de 3 páginas.

Contribuições que tiveram poucas citações ou não tiveram nenhuma expressão utilizada provavelmente não atentaram ao item 4 da NT nº 14/2022/SE-MME, que já estabelecia a proposta conceitual das diretrizes para valoração de custos e benefícios da MMGD ou simplesmente quiseram considerar novos aspectos.

A maioria das expressões adotadas tem como efeito a introdução de custos ou benefícios na valoração da MMGD. Dessa forma, a inclusão de uma expressão indica que o proponente considera tais custos e/ou benefícios em sua análise. Em algumas exceções, entretanto, entendeu-se que o efeito deveria ser excluído das Diretrizes. É o caso da contribuição da ABGD e da ABSOLAR, que solicitaram a exclusão da expressão "baixa complexidade". Ambas argumentaram que o mais relevante é valorar custos e benefícios essenciais, mesmo que sua quantificação exija métodos mais complexos, já consolidados no conhecimento dos agentes do SEB.

De modo geral, observou-se que os proponentes concordaram com as Diretrizes preestabelecidas pelo CNPE. As exceções se limitaram a críticas pontuais sobre termos passíveis de ambiguidade, sugestões de expressões alternativas para aprimorar a clareza ou abrangência textual e propostas de inclusão de aspectos não contemplados na versão original.

O Quadro 3 destaca os principais participantes do debate, indicando quais argumentos contêm expressões relacionadas às Diretrizes. Já a Figura 3 avalia a relevância de cada expressão, quantificando o número de proponentes que a utilizaram. Assim, é possível classificar a importância de cada tema na discussão, tendo em vista que quanto mais frequente a citação, maior sua relevância.

Figura 3: Distribuição de Expressões Relevantes nas Contribuições à CP nº 129/2022



Fonte: Elaborado pelo Autor.

A expressão mais utilizada foi "perdas elétricas", presente em 19 das 30 contribuições, mostrando-se uma questão relevante na discussão de custos e benefícios da MMGD. Apenas a expressão "dupla contagem" não teve presença significativa, as demais tiveram aparições acima de 37%, o que significa uma aparição superior a 1 em cada 3 contribuições à Consulta

Pública. Isso demonstra o foco das contribuições nas predefinições apresentadas pelo CNPE e o alinhamento ao escopo da discussão.

1.4. CONCLUSÃO

A análise das contribuições à Consulta Pública nº 129/2022 e do processo regulatório que culminou na Resolução CNPE nº 2/2024 evidencia um esforço coletivo para equilibrar os interesses dos diversos atores do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) no contexto da microgeração e minigeração distribuída (MMGD). A Lei nº 14.300/2022 surgiu como resposta a um cenário de incertezas e disputas tarifárias, consolidando um marco legal que busca harmonizar a expansão da geração distribuída com a sustentabilidade econômica do sistema. Ao estabelecer regras transitórias até 2029, a legislação proporcionou um período de adaptação tanto para os prosumidores quanto para as concessionárias, mitigando impactos abruptos e permitindo a gradual internalização dos custos associados à infraestrutura de rede.

Os resultados demonstram que as diretrizes finais do CNPE refletem, em grande parte, o consenso entre os agentes, incorporando contribuições técnicas e críticas pontuais. A inclusão da Diretriz VIII, que diferencia geração despachável e não despachável, revela a sensibilidade do processo a nuances operacionais críticas para a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN). Por outro lado, a manutenção de princípios como transparência, reprodutibilidade e economicidade metodológica reforça o compromisso com critérios objetivos, essenciais para evitar distorções tarifárias.

A participação ativa de entidades como ABSOLAR, ABRADÉE, EPE e ONS destacou divergências previsíveis entre geradores distribuídos e concessionárias, mas também convergências em temas como a necessidade de levar em conta efeitos sazonais e locais nos custos e benefícios. A ênfase em métodos robustos, mesmo que complexos, sugere um amadurecimento do debate, priorizando precisão sobre simplificações que poderiam comprometer a equidade.

Contudo, os desafios persistem. A discricionariedade regulatória da ANEEL pós-2029 exige monitoramento contínuo para evitar retrocessos, enquanto a valoração de externalidades ambientais e socioeconômico demanda aprimoramento metodológico. A transição gradual do

Fio B, embora equilibrada, precisará voltar à discussão em relação a seu impacto na atratividade de novos investimentos, especialmente em regiões e comunidades mais pobres, onde o atendimento da rede pública ainda é precário, e em regiões remotas que são abastecidas por combustível fóssil, caro e poluente.

Por fim, o estudo reforça a importância de processos participativos na regulação do SEB, capazes de integrar perspectivas técnicas, econômicas, sociais e ambientais. A consolidação da MMDG como pilar da transição energética brasileira dependerá não apenas da aplicação rigorosa das diretrizes do CNPE, mas também de uma avaliação contínua dos efeitos sistêmicos, garantindo que os benefícios e os custos da geração distribuída sejam compartilhados de forma justa e sustentável.

1.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **ABSOLAR vê avanços com a aprovação do marco Legal da micro e minigeração distribuída, mas sugere ajustes.** ABSOLAR, 8 fev. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-ve-avancos-com-a-aprovacao-do-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida-mas-sugere-ajustes/>>. Acesso em: 21 jan. 2024

ANEEL. **Lei nº 9.427/1996.** Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/aneel?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14469158&_101_type=content&_101_urlTitle=informacoes-institucionais&inheritRedirect=true>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 13 maio. 2025.

BCE. **Taxas de juros básicas – Histórico.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 8 jun. 2024.

BRASIL. **LEI Nº 14.300.** Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/14300.htm>. Acesso em: 21 jan. 2024.

BURGER, Scott *et al.* Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. *In: SIOSHANSI, Fereidoon (Org.). Consumer, Prosumer, Prosumager. [S.l.]: Academic Press, 2019. p. 155–188.*

CORDEIRO, Alexander Magno *et al.* Revisão sistemática: uma revisão narrativa. **Revista do Colégio Brasileiro de Cirurgiões**, v. 34, p. 428–431, dez. 2007.

COSTA, Vinicius B. F. *et al.* Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. **Energy Policy**, v. 169, p. 113176, 1 out. 2022.

DENHOLM, P. *et al.* **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.** [S.l.]: National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 1 set. 2014. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1159357>>. Acesso em: 9 jun. 2025.

DSOUZA, Keith *et al.* The Challenges of Valuing Distributed Generation. *In: 2020 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT). 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT).* fev. 2020. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9087715>>. Acesso em: 9 jun. 2025

ENETEC/UNB. **O consumo de energia elétrica vai aumentar com o tempo?** Disponível em: <<https://enetec.unb.br/blog/o-consumo-de-energia-eletrica-vai-aumentar-com-o-tempo/>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

EPE. **Balanco Energético Nacional.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

FARIA, Vitor Rezende; SPÍNDOLA, Guilherme Morais. Análise Econômico-Financeira da Instalação de um Sistema de Energia Solar Fotovoltaica na Modalidade Geração Compartilhada em Goiás. *In: ANAIS DA VI ESCOLA REGIONAL DE INFORMÁTICA DE GOIÁS. Anais da Escola Regional de Informática de Goiás (ERI-GO)*. SBC, 8 ago. 2018. Disponível em: <<https://sol.sbc.org.br/index.php/erigo/article/view/7131>>. Acesso em: 21 jan. 2024

FERRONATO, Jéferson. Análise da degradação e sujidade de módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício de diferentes tecnologias após 6 anos de operação. 23 mar. 2022.

GODINHO, Emmanuel Zullo *et al.* Benefícios da energia solar associados à emissão de dióxido de carbono na matriz elétrica brasileira. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 19, n. 58, p. 246–258, 10 dez. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2023 | Dados do 1º semestre 2023 / Setembro 2023.** Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>>. Acesso em: 16 jun. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2024 | Dados de 2023.** , 2024.

HEIN, Henrique. **Solar levou 70 anos para 1 TW, mas apenas dois para atingir 2 TW.** **Canal Solar**, 7 maio 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/capacidade-instalada-energia-solar-global-intersolar/>>. Acesso em: 11 maio. 2025

IEA. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets – Analysis.** Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/distributed-generation-in-liberalised-electricity-markets>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IPEA. **TD 2388 - Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico.** Disponível em: <https://portalantigo.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=33431&catid=411&Itemid=433>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017. **International Renewable Energy Agency**, 2018.

JUAREZ, Everson José *et al.* Energia solar fotovoltaica e sustentabilidade empresarial: um protocolo contábil para o desenvolvimento sustentável. **Peer Review**, v. 5, n. 21, p. 515–539, 3 out. 2023.

MAESTRI, Cláudia Olímpia Neves Mamede. Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio. 20 ago. 2021.

MITSUHASHI, Nicolle Suemy; BLANCHET, Luiz Alberto. O fomento público e a energia solar fotovoltaica a partir da Lei nº 14.300/2022. **Prisma Jurídico**, v. 22, n. 2, p. 389–402, 27 dez. 2023.

MME. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 21 fev. 2025b.

MME. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 9 jun. 2025a.

NÓBREGA, André Pepitone da. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

ONS. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

O'SHAUGHNESSY, Eric; ARDANI, Kristen. Distributed rate design: A review of early approaches and practical considerations for value of solar tariffs. **The Electricity Journal**, v. 33, n. 3, p. 106713, 1 abr. 2020.

SECOVI-SP. **Anuário do Mercado Imobiliário 2024**. , 2025.

SILVEIRA, Geraldo. **Lei 14.300: O que é e como calcular o fator de simultaneidade?** Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-o-que-e-e-como-calculer-o-fator-de-simultaneidade/>>. Acesso em: 15 jun. 2024.

UNFCCC. **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-11/Brazil%20First%20NDC%202023%20adjustment.pdf>>. Acesso em: 7 jun. 2024.

VINÍCIUS B. F. COSTA *et al.* Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing. **Solar Energy**, v. 249, p. 694–711, 1 jan. 2023.

CAPÍTULO 2

LEI N° 14.300/22: UM COMPARATIVO ECONÔMICO-FINANCEIRO ANTES E PÓS-IMPLANTAÇÃO DA LEI PARA TRÊS USINAS FOTOVOLTAICAS EM GOIÁS

Artigo a ser submetido ao Fórum Ambiental da Alta Paulista. Esta revista está classificada com o Qualis A2 e seu ISSN é o 1980-0827.

RIO VERDE, GO

2025

RESUMO

A análise econômico-financeira é um processo decisivo para o investidor implantar uma usina fotovoltaica por meio da geração distribuída de energia elétrica, auxiliando na tomada de decisão e avaliando a viabilidade desse negócio. O indicador financeiro utilizado foi o Payback, já descontada uma taxa de juros de 15% ao ano. Foi analisada a viabilidade econômico-financeira da implantação de usinas fotovoltaicas de geração distribuída no Brasil, após a promulgação da Lei 14.300/22. Esta pesquisa foi realizada por meio de uma análise de dados de geração de energia elétrica, em diferentes tipos de usinas fotovoltaicas (residencial, comercial e rural), instaladas em locais distintos, dentro do estado de Goiás. Os sistemas escolhidos tiveram seus dados de produção e injeção de energia elétrica coletados e utilizados no cálculo da taxa de simultaneidade e no de Payback dessas usinas fotovoltaicas. Os resultados mostraram que os projetos de microgeração distribuída ainda permanecem viáveis após a aplicação da Lei, pois o cenário mais desfavorável resultou num Payback de 5,84 anos, já descontada uma TMA de 15% ao ano, tendo ainda sido possível concluir que houve diminuição no tempo de retorno do investimento quando se levou em consideração a queda nos preços dos últimos anos nos equipamentos de energia fotovoltaica. Os resultados da pesquisa contribuem para a tomada de decisão por parte de investidores interessados na implantação de usinas fotovoltaicas de geração distribuída no Brasil.

Palavras-chave: Energia Solar. Regulamentação ANEEL. Geração Distribuída.

ABSTRACT

The economic and financial analysis is a decisive process for the investor to implement a photovoltaic plant through distributed generation of electric energy, assisting in decision-making and assessing the viability of this business. The financial indicator used was the Payback, already discounted from an interest rate of 15% per year. The economic and financial viability of implementing distributed generation photovoltaic plants in Brazil was analyzed, after the enactment of Law 14.300/22. The research was carried out through an analysis of electric energy generation data, in different types of photovoltaic plants (residential, commercial and rural), installed in different locations, within the state of Goiás. The chosen systems had their electric energy production and injection data collected and used in the calculation of the simultaneity rate and Payback of these photovoltaic plants. The results showed that distributed microgeneration projects remain viable after the application of the Law, since the most unfavorable scenario resulted in a Payback of 5.84 years already discounted a TMA of 15% per year and it was also possible to conclude that there was a reduction in the return on investment time when taking into account the drop in prices in recent years for photovoltaic energy equipment. The results of the research contribute to the decision-making of investors interested in implementing distributed generation photovoltaic plants in Brazil.

Keywords: Solar Energy. ANEEL regulation. Distributed Generation.

2.1 INTRODUÇÃO

Os benefícios em implantar uma usina fotovoltaica são enormes, o principal deles é a possibilidade de ser uma alternativa aos derivados de petróleo, causando menos impacto ao meio ambiente, diminuindo os efeitos das mudanças no clima global (Godinho et al., 2023). Porém o crescimento desta fonte de energia no Brasil só apresentou viabilidade econômico-financeira a partir de 2012, com a criação da resolução 482 da ANEEL, quando foi criado o sistema de compensação de créditos de energia com as concessionárias distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2012). O funcionamento da usina fotovoltaica, conectada à rede elétrica, resolve o maior obstáculo desta tecnologia, que é a questão da intermitência. Sem a conexão na rede elétrica, o investimento torna-se extremamente maior, pois, além dos equipamentos para produção da energia, são necessários equipamentos para sua armazenagem. No modelo anterior à Lei 14.300/22 não havia cobrança de nenhuma tarifa para compensação dos créditos de energia e bastava homologar uma usina na concessionária, que ela faria a troca do medidor para contabilizar os créditos e devolvê-los na mesma quantidade que recebeu.

A principal atribuição da ANEEL é dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores (ANEEL, 1996). Para tanto, desde a publicação da resolução 482 em 2012, a agência vem observando o crescimento do mercado de geração distribuída e avaliando a implantação de custos para a compensação da energia excedente, por meio da geração distribuída, para que os demais consumidores de energia não tenham que pagar algum custo advindo do sistema de compensação de créditos. Em decorrência desta preocupação, foi promulgada a Lei 14.300/22 (BRASIL, 2022), que definiu regras para que estes custos sejam implantados e fosse minimizada a transferência de custos ao consumidor sem usina própria. Com a implantação desta lei, os créditos de energia gerados pela injeção de energia na rede não retornarão para as unidades consumidoras na mesma quantidade que as concessionárias receberam na rede, havendo um percentual cobrado pelas concessionárias para pagar pelo uso da rede elétrica (ABSOLAR, 2023).

O pagamento de uma tarifa, para injeção da energia excedente, envolve um custo ao consumidor-gerador que impacta na viabilidade econômica do investimento em usina para

produção de energia. O que antes da lei poderia reduzir o custo de energia de uma Unidade Consumidora (UC) em aproximadamente 95%, após a lei estima-se que esse valor chegue a cerca 70% de economia ao final do período de transição (Costa et al., 2022).

Os equipamentos que compõem a energia solar fotovoltaica vêm evoluindo bastante em tecnologia, sendo disseminado no mundo inteiro. O mundo levou cerca de 70 anos para atingir a potência instalada de 1TW, mas apenas 2 anos para chegar na marca de 2TW. Isso mostra a vantagem competitiva adquirida por esta tecnologia nos últimos anos. Os preços para implantar os sistemas vêm caindo continuamente no mercado internacional (HEIN, 2025).

Assim sendo, há necessidade de avaliar os impactos econômicos negativos causados pela aplicação de tarifas para uso da rede elétrica em conjunto com os impactos positivos causados pela queda dos preços dos equipamentos. Além disso, é fundamental analisar os impactos econômicos causados pela aplicação da nova regra, juntamente com a mitigação desse efeito proporcionado pela redução nos preços dos equipamentos que compõem esta tecnologia.

Este trabalho apresenta a análise financeira de três usinas fotovoltaicas já implantadas em Goiás, todas conectadas antes da vigência da Lei nº 14.300/2022. Serão simuladas duas situações com a aplicação da tarifa escalonada do Fio B, conforme previsto na nova legislação. Em ambas as simulações, será calculado o Payback Descontado e levado em consideração o CAPEX do projeto, que é o valor pago pelo investimento. A primeira situação considera o CAPEX real do projeto; a segunda, uma redução de 30% no CAPEX.

O Payback, indicador financeiro que mede o tempo necessário para recuperar o valor investido, será calculado com base no método do fluxo de caixa descontado, amplamente utilizado no setor por sua simplicidade e eficácia. Com os resultados obtidos, foi feita uma análise comparativa dos Paybacks antes da Lei 14.300/22, que é o Payback utilizando os valores reais de custo e produção de cada projeto, e a após esta Lei, considerando as duas simulações citadas. Pode ser avaliado o impacto econômico que poderá atingir os novos projetos fotovoltaicos, considerando as novas regras em situação de não alteração de preço dos equipamentos, com a redução estimada em 30%.

A partir desta nova regra, o fator crucial para obter uma melhora no retorno do investimento é maximizar a taxa de simultaneidade dos projetos conectados à rede, que representa o percentual de energia consumida instantaneamente pela unidade consumidora em relação ao total gerado pelo sistema fotovoltaico. Portanto, de forma auxiliar e secundária, será calculada a taxa de simultaneidade dos casos analisados.

2.2 MATERIAL E MÉTODOS

Essa pesquisa tem cunho quantitativo, visto que analisa a viabilidade econômico-financeira de três sistemas fotovoltaicos na GD, utilizando dados de geração de energia elétrica em diferentes tipos de usinas fotovoltaicas, instaladas em locais distintos, dentro do estado de Goiás, complementando com os dados de leitura dos medidores bidirecionais, constantes nas contas de energia, das unidades consumidoras de energia da concessionária local. Para isso, foi escolhido um sistema fotovoltaico de cada segmento: comercial, residencial e rural. Estes sistemas tiveram seus dados coletados e serviram de base para o estudo da viabilidade econômico-financeira dessas usinas fotovoltaicas.

Foram selecionadas três usinas fotovoltaicas para este estudo. A seleção partiu do princípio de que fossem analisadas usinas de tipologias diversas. Assim seriam obtidos os impactos econômicos em pelo menos uma usina rural, uma residencial e outra comercial. Outro critério seria que essas usinas tivessem os registros de produção de energia gerados pelos softwares dos inversores, sem falhas, e as leituras de energia da concessionária estivessem confiáveis.

O Quadro 4 apresenta as características dessas instalações, numerando os estudos que elas representam, bem como a tipologia, dados elétricos e o município onde estão situadas.

Quadro 4: Características das Usinas Fotovoltaicas.

Nº do Estudo	Tipologia	Potência Usina (kWp)	Potência Inversores (kW)	Município	Informações
1	Rural	96,48	72,00	Itaberaí-GO	<ul style="list-style-type: none"> • São 288 módulos BYD de 335W. • 4 Inversores de 8kW e 4 Inversores de 10kW da marca Growatt. • São 4 galpões de produção de frango. • Não envia crédito para outras UCs e não produz toda a energia que consome.
2	Residencial	5,52	6,00	Jataí-GO	<ul style="list-style-type: none"> • São 12 módulos Jinko de 460W. • 1 Inversor de 6kW da marca Growatt. • Residência baixo padrão. • Envia excedente de energia para outras UCs.
3	Comercial	1,53	2,50	Jataí-GO	<ul style="list-style-type: none"> • São 3 módulos Jinko de 510W. • 1 Inversor de 2,5kW da marca Growatt. • 3 Salas comerciais de 20m² utilizadas como escritórios de funcionamento diurno. • Não envia crédito para outras UCs e não

					produz toda a energia que consome.
--	--	--	--	--	------------------------------------

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O Estudo 1 está localizado em uma UC no município de Itaberaí-GO, sendo composto por 288 módulos de 335Wp da marca BYD e 8 inversores da marca Growatt, que atingem uma potência nominal de 72 kW. Os módulos estão instalados sobre o telhado de dois dos quatro galpões aviários que estão conectados à rede elétrica da distribuidora através de dois transformadores de 37,5 kVA. A energia produzida alimenta principalmente os ventiladores de alta potência dos galpões e todo o consumo elétrico da unidade, não gerando excedente para outras UCs. Esta usina entrou em operação em outubro de 2021 e foi escolhida para este estudo com o objetivo de mostrar o impacto da taxaço da GD no setor de produção agroindustrial.

Figura 4: Localização e imagem da Usina Rural do Estudo 1
Estudo 1 - Usina Rural



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O Estudo 2 contempla a usina escolhida para representar o setor residencial, que está localizada em uma UC na zona urbana do município de Jataí-GO. Esta usina foi instalada em outubro de 2022 e contém 12 módulos de 460Wp da marca Jinko e um inversor de 6kW da marca Growatt. A energia abastece o consumo elétrico desta família e o excedente é injetado na rede para abastecer outras duas residências.

Figura 5: Localização e imagem da Usina Residencial do Estudo 2



Fonte:

Adaptado do Google Maps.

A representante comercial, Estudo 3, foi instalada em maio de 2022, sendo composta por 3 módulos de 510Wp da marca Jinko e um inversor de 2,5kW da marca Growatt. Esta UC está localizada na parte central do município de Jataí-GO e abastece três salas comerciais com cerca de 20m² cada uma, contendo um ar-condicionado de 12 mil BTUs em cada sala, computadores, bebedouro e iluminação, funcionando apenas no período diurno.

Figura 6: Localização e imagem da Usina Comercial do Estudo 3

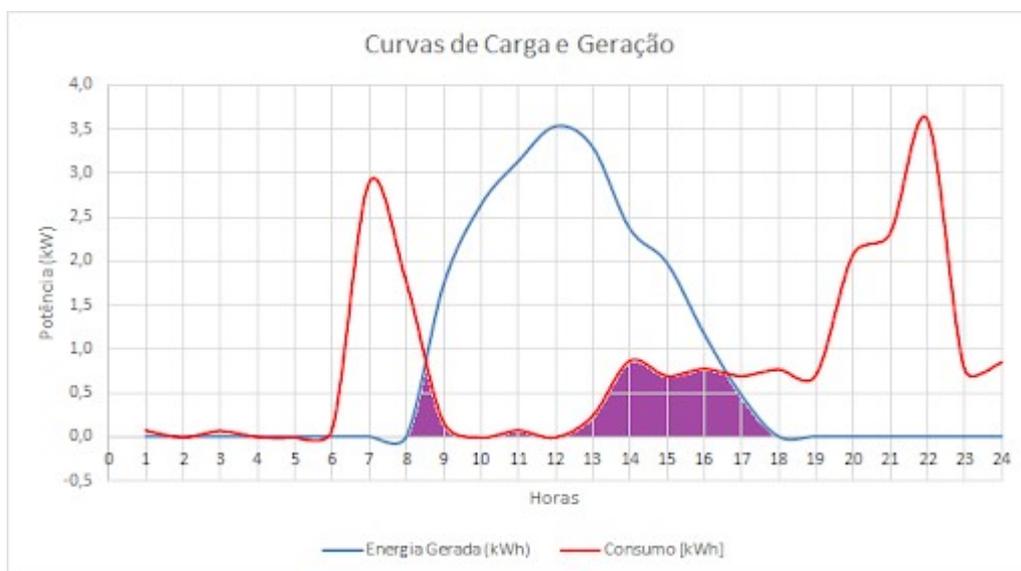


Fonte: Adaptado do Google Maps.

2.2.1 Cálculo das Taxas de Simultaneidades

O estudo começa com o cálculo da taxa de simultaneidade para cada usina em períodos específicos. Para isso, foi necessário selecionar os melhores dados de geração de energia coletados pelos inversores e as leituras de injeção de energia registradas pelos medidores da concessionária. Essa seleção é essencial para sincronizar os dados existentes no monitoramento dos inversores com os dados de leitura de energia fornecidos pela concessionária local, evitando períodos em que os inversores não enviaram dados ao servidor ou em que ocorreram falhas nas leituras da concessionária. A taxa de simultaneidade é um dos principais fatores que interferem na viabilidade econômico-financeira destes projetos, pois, a partir da entrada em vigência da Lei, todo excedente da usina fotovoltaica será tarifado gradualmente na parcela Fio B, remunerando a concessionária de energia elétrica, ou seja, quanto mais a energia produzida da usina for utilizada simultaneamente pela unidade consumidora, menor será o impacto financeiro negativo deste investimento (Maestri, 2021).

Figura 4: Energia autoconsumida em simultaneidade com a geração de energia.



Fonte: Silveira (2023)

A Figura 4 exemplifica na linha vermelha a potência consumida de energia, enquanto a linha azul mostra a potência produzida de energia durante um dia para uma UC hipotética. A área hachurada em roxo representa a energia consumida simultaneamente na UC.

A escolha dos períodos de coletas dos dados de injeção de energia se deu entre intervalos de leituras de faturamento da concessionária, tendo sido extraído das faturas de energia elétrica das UCs. Os dados de produção de energia foram extraídos dos inversores no mesmo período das faturas de energia. O cálculo do Fator de Simultaneidade consiste em dividir a diferença entre a energia produzida e injetada pela energia produzida (Eq 1):

$$FS = \frac{(EP - EI)100}{EP} \quad \text{Eq 1}$$

Em que:

FS = Fator de Simultaneidade;

EP = Energia Produzida pela usina fotovoltaica; e

EI = Energia Injetada na rede elétrica.

Tabela 1: Cálculo do Fator de Simultaneidade

Nº do Estudo	Tipologia	Período da coleta de dados	EP - Energia Produzida (kWh)	EI - Energia Injetada (kWh)	FS - Fator de Simultaneidade (%)
1	Rural	22/07/2022			55%
		a 21/03/2024	252.069,8	114.217,0	
2	Residencial	18/11/2022			15%
		a 17/05/2023	4.113,3	3.477,0	
3	Comercial	10/06/2022			69%
		a 11/01/2024	3.676,8	1.147,0	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os dados de produção de energia foram extraídos do servidor da Growatt para o cálculo do Fator de Simultaneidade da UC Rural, da UC Residencial e da UC Comercial entre os períodos de 22/07/2022 a 21/03/2024, 18/11/2022 a 17/05/2023 e de 10/06/2022 a 11/01/2024, respectivamente. Os dados de injeção de energia na rede foram coletados das contas de energia emitidas pela distribuidora de energia no mesmo período da coleta de dados dos inversores, assim foi calculado o FS para cada usina estudada.

Após a obtenção dos dados de taxa de simultaneidade de cada usina, foi feito o cálculo do Payback (tempo de retorno do investimento). O cálculo consiste em uma análise de fluxo de caixa descontado, em que os rendimentos anuais obtidos com a geração de energia são descontados ao longo do tempo, até que seu valor presente líquido se iguale ao investimento inicial feito na implantação da usina (CAPEX).

2.2.2 Cálculo dos Paybacks

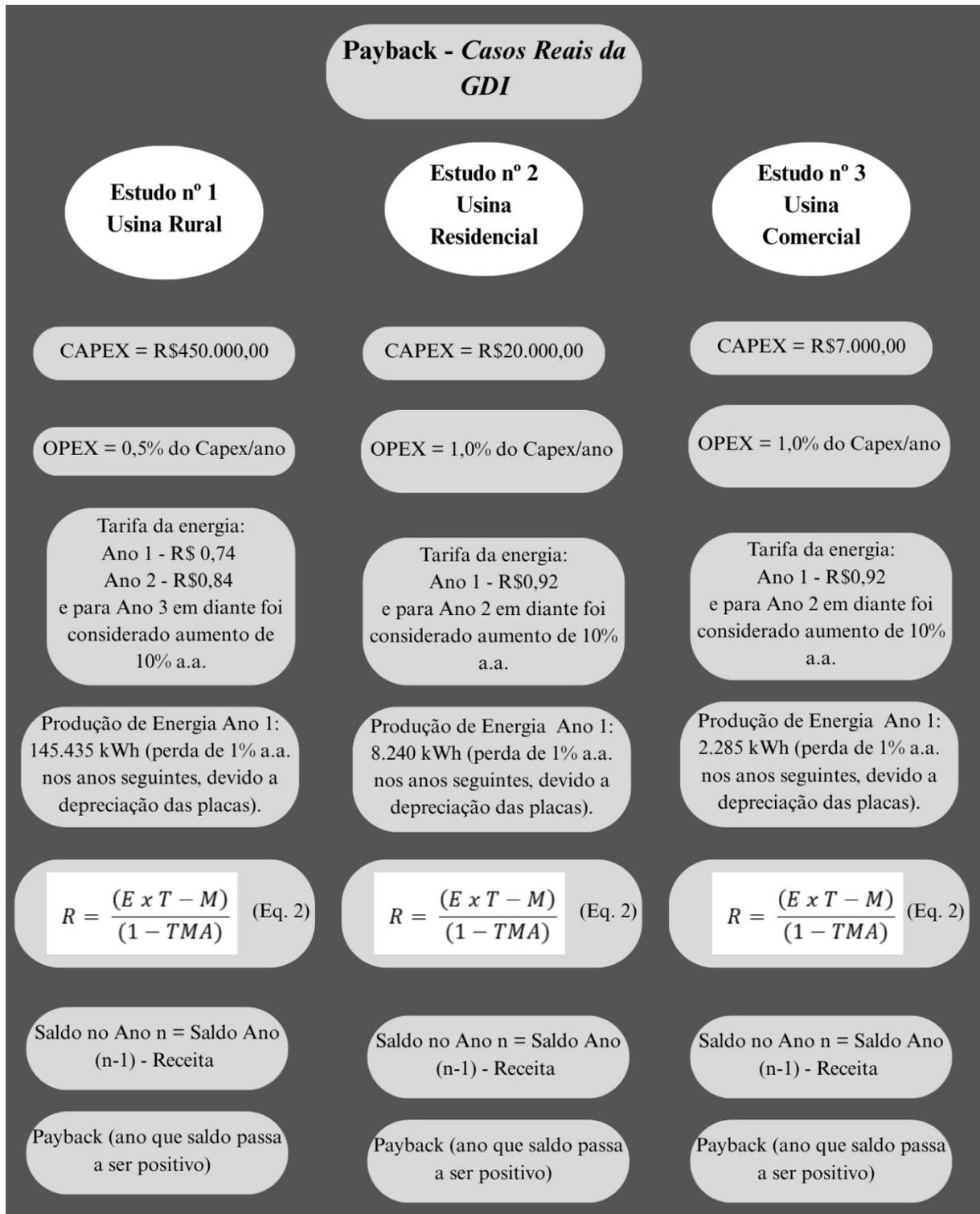
O período marcado pela recuperação de todo valor investido é chamado de Payback, ou Payback Descontado, já que se optou por descontar uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade). Pelo cálculo do Payback, não há comparativos, sendo a decisão de aceitação ou rejeição subjetiva, dependendo dos objetivos do investidor (Faria; Spíndola, 2018). Com o intuito de fazer uma correção de valores no período de retorno do investimento, foi utilizada uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade) arbitrária de 15% ao ano, taxa de juros à qual a maioria dos investidores tem acesso com baixo risco, a exemplo de títulos públicos ou poupança. Uma TMA geralmente utilizada é a Taxa Selic (taxa básica de juros da economia), considerando que ela remunera boa parte dos títulos públicos de baixo risco. Foi verificado que a taxa Selic anualizada esteve abaixo de 15% desde junho de 2006 (BCE, 2024).

O valor 100% da tarifa fio B hoje é de R\$ 0,2671 na concessionária de energia em Goiás, tendo sido considerada com um acréscimo de 10% ano a ano, da mesma forma que a tarifa de energia para obtenção das estimativas de custos e rendimentos financeiros das usinas. Além disso, foi considerada uma perda de 1% ao ano na produção de energia solar das usinas, em razão da depreciação natural do sistema.

O estudo teve como objetivo calcular o Payback real ocorrido em cada uma dessas usinas, posteriormente simular o Payback que teria ocorrido em dois cenários distintos: o primeiro cenário considerando o desconto escalado da componente Fio B, que recebeu o nome da modalidade GDII pela ANEEL(2023); e o segundo cenário considerando o mesmo desconto, porém aplicando um CAPEX 30% menor, pois foi esta a queda nos preços dos equipamentos pesquisada pela Greener e percebida pelo mercado de geração distribuída (GREENER, 2024).

A Figura 4 mostra o diagrama do cálculo dos Paybacks para os três estudos analisados, que são casos típicos de investimentos feitos na modalidade agora nomeada pela ANEEL de GDI, em que não há cobrança para injeção da energia excedente na rede elétrica. Este caso foi chamado neste trabalho de cálculo do “Payback do Caso Real da GDI” (ANEEL, 2023).

Figura 7: Passo a passo para cálculo do Payback dos Casos Reais da GDI.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os CAPEXs considerados foram os valores reais pagos pelos seus investidores e os OPEXs, custos de manutenção, foram atribuídos em 0,5% ao ano para despesas com manutenções e limpezas das usinas. A tarifa de energia adotada foi a real, faturada pela concessionária de energia, para os anos de coleta dos dados e para os anos futuros. Foi considerado um acréscimo de 10% ao ano no valor da tarifa. Foi levantada a produção de energia registrada pelos inversores, e a média anual foi lançada para cada usina, sendo assim obtida a produção do ano 1. Para os demais anos, foi estimada uma produção equivalente à do ano 1, com perda de eficiência de 1% ao ano. Com os dados acima, foi possível calcular a receita ano a ano, em cada estudo, utilizando a seguinte equação (Ferronato, 2022; IRENA, 2018):

$$R = \frac{(E \times T - M)}{(1 - TMA)} \quad \text{Eq 2}$$

Em que:

R = Receita líquida anual (R\$);

E = Energia produzida no ano (kWh);

T = Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh);

M = Custo de manutenção anual (R\$); e

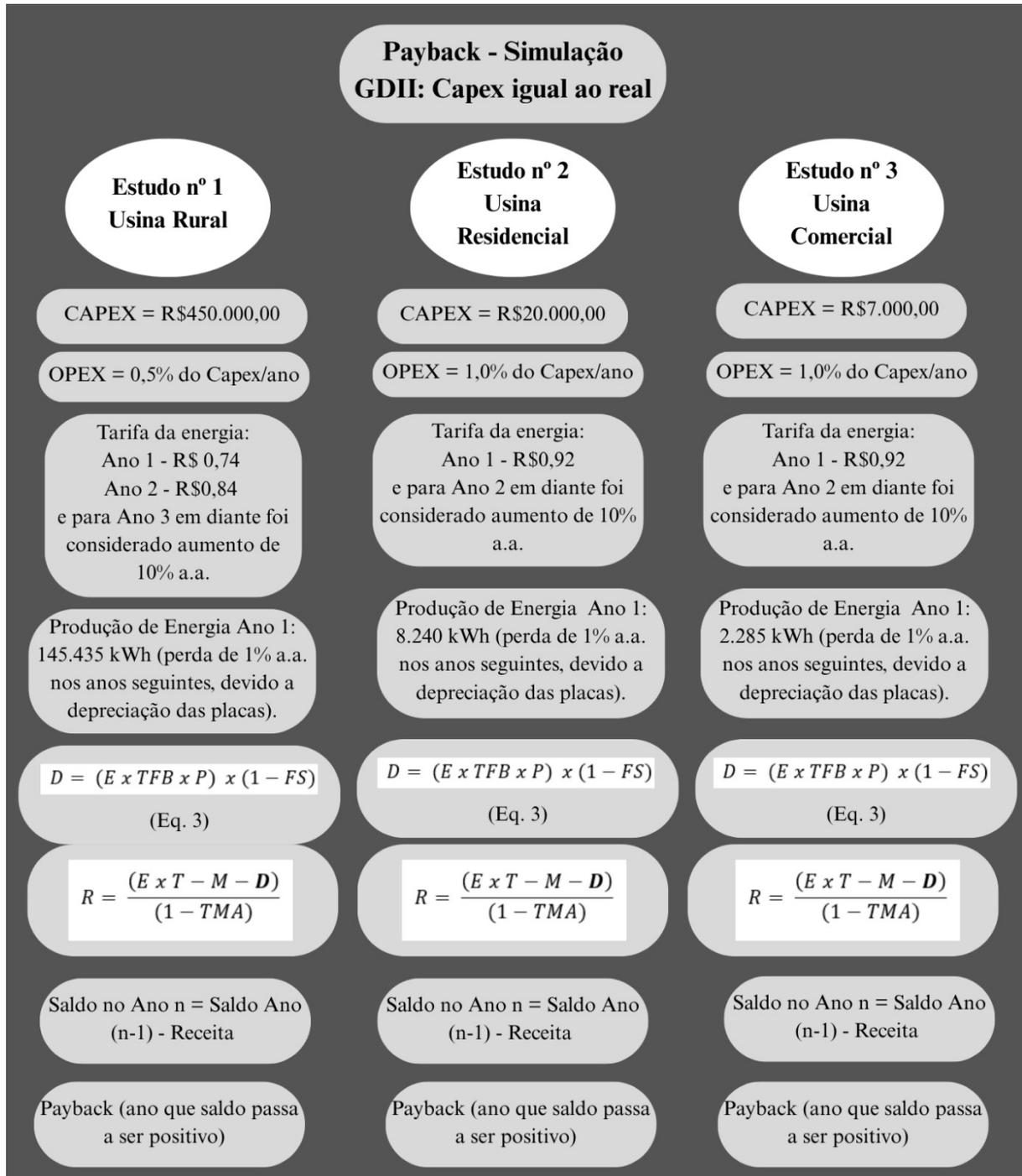
TMA = Taxa Mínima de Atratividade (%).

Tendo como respaldo a obtenção das receitas líquidas anuais, monta-se o fluxo de caixa, partindo com o caixa negativo no ano 0, em que só consta a despesa com o CAPEX. Somam-se ano a ano suas receitas líquidas até obter o ano de inflexão, em que o saldo passa a ser positivo, demonstrando que houve retorno do investimento aplicado, sendo este resultado chamado de Payback.

Nesses primeiros estudos, em que foi calculado o Payback na modalidade GDI e não há cobrança para injeção de energia na rede, os descontos aplicados às receitas foram apenas de manutenção e da taxa mínima de atratividade de 15% ao ano. Já nas simulações a seguir, serão considerados os descontos escalonados da cobrança de Fio B, que parte de 15% do Fio B para o ano 1 até 90% do Fio B no ano 6 (ANEEL, 2023).

A primeira simulação considerou os custos escalonados do Fio B e o CAPEX iguais ao da situação real calculada anteriormente. A Figura 8 mostra que a única alteração no cálculo está destacada em negrito, demonstrando a aplicação do desconto do Fio B.

Figura 8: Passo a passo para cálculo do Payback na Simulação GDII: Capex igual ao real.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

A diferença deste cálculo com o anterior, apresentado na Figura 4, consiste na consideração de uma parcela de desconto nas receitas líquidas, que é o Desconto do Fio B, conforme se pode calcular na expressão abaixo:

$$D = (E \times TFB \times P) \times (1 - FS) \quad \text{Eq 3}$$

Em que:

D = Desconto do Fio B (R\$);

E = Energia produzida no ano (kWh);

TFB = Tarifa do Fio B (R\$/kWh);

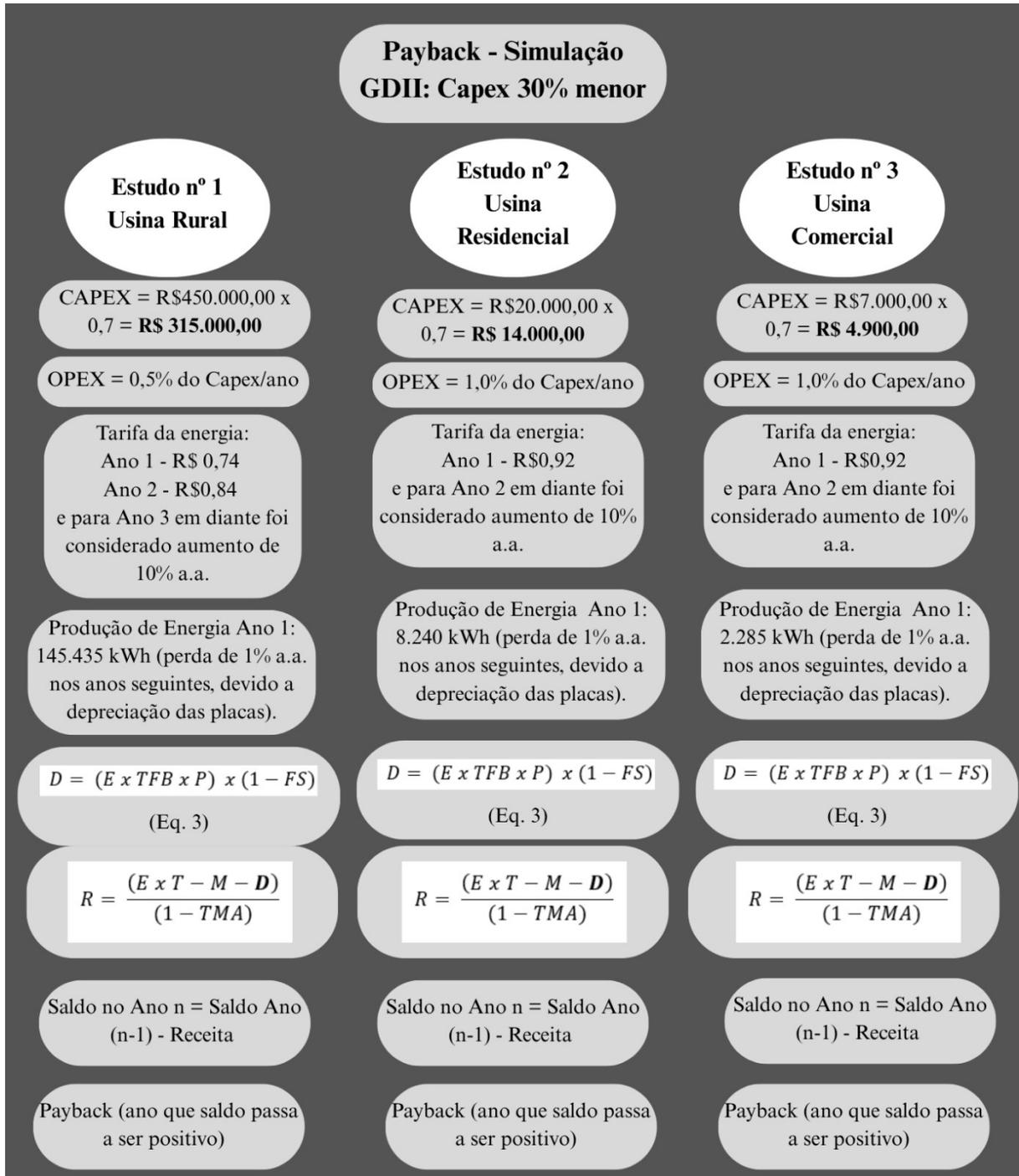
P = Percentual cobrado do Fio B (%); e

FS = Fator de Simultaneidade (%).

Os últimos cálculos consistiram na simulação também da situação de cobrança da componente Fio B, determinada pela modalidade GDII, porém foi aplicado um desconto de 30% no CAPEX, pois essa foi a redução nos preços dos equipamentos apontados pela pesquisa Greener, percebida pelo mercado nos últimos anos (GREENER, 2024).

A Figura 9 apresenta o passo a passo do cálculo do Payback para esta simulação, destacando em **negrito** as alterações em relação ao procedimento mostrado na Figura 7, facilitando a identificação das diferenças. As principais modificações referem-se ao ajuste no CAPEX e à inclusão do desconto referente ao Fio B.

Figura 9: Passo a passo para cálculo do Payback na Simulação GDII: Capex 30% menor.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O cálculo feito e apresentado na Figura 9 seguiu o mesmo passo a passo do apresentado na Figura 8, com apenas uma alteração do valor do investimento inicial,

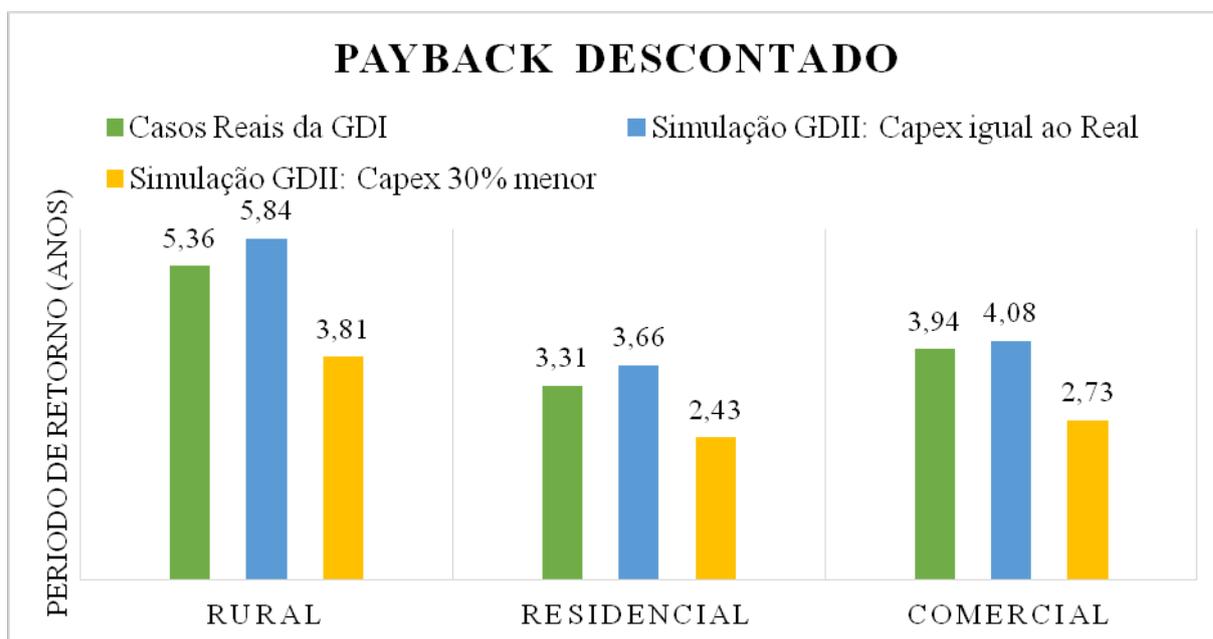
considerando uma redução de 30%, que se efetivou aplicando um fator de 0,7 aos valores dos CAPEXs reais, já calculados nos estudos anteriores.

2.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O fator de simultaneidade (FS), apresentado na Tabela 1, reflete características específicas das unidades consumidoras analisadas, não sendo, portanto, diretamente comparável com valores encontrados em outros estudos. Embora algumas referências indiquem faixas típicas de FS como 30% a 40% para residências e 60% a 70% para estabelecimentos comerciais, esses intervalos servem apenas como estimativas gerais. Na prática, o FS depende de diversos fatores, como o perfil de consumo, o tipo de compensação adotado e a capacidade de geração instalada. Em casos de geração local limitada pelo espaço físico disponível para a instalação de módulos fotovoltaicos, é possível que o FS se aproxime de 100%. Por outro lado, em sistemas remotos, nos quais não há consumo local associado à unidade geradora, o FS pode ser nulo ($FS = 0$). Essa variabilidade reforça a natureza particular desse indicador, o que dificulta a padronização e a comparação direta entre diferentes contextos de análise.

Os resultados dos Paybacks encontrados estão apresentados na Figura 10, para cada um dos 3 estudos, o da usina Rural, a Residencial e a Comercial, bem como as 3 análises de Paybacks, o dos Casos Reais da GDI, o da Simulação da GDII: Capex igual ao Real e o da Simulação da GDII: Capex 30% menor.

Figura 10: Períodos de retornos dos investimentos na situação real e com simulações de novos cenários após a Lei 14300/22.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

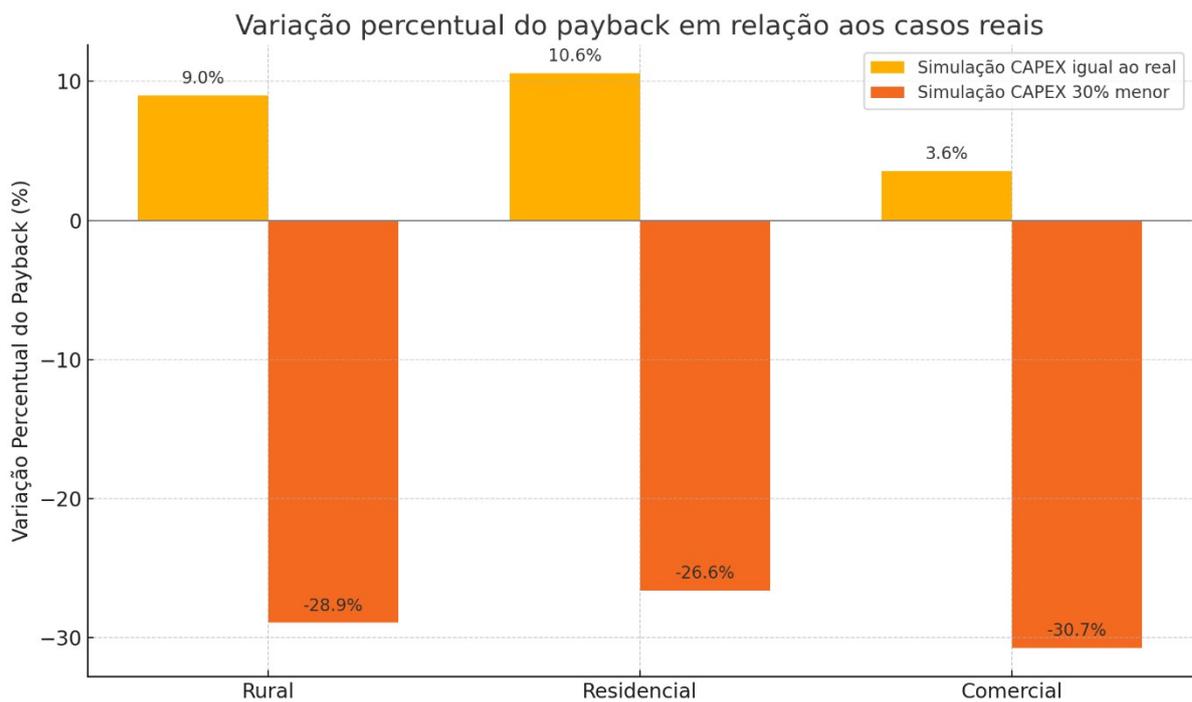
Os Paybacks calculados para o Estudo 1 – Rural foram de 5,36 anos para a situação real do investimento, de acordo com sua produção de energia verificada e custos estimados. Para a “Simulação GDII – Capex igual ao real”, houve um ligeiro aumento para 5,84 anos, porém na “Simulação GDII – Capex 30% menor”, foi obtido o menor valor de Payback do estudo 1 – Rural, 3,81anos, mostrando que o efeito da redução dos custos dos equipamentos teve maior impacto no Payback do que a aplicação dos custos de injeção de energia na rede elétrica pública.

Situação semelhante ocorreu para o “Estudo 2 – Residencial”, que apresentou Payback de 3,31 anos na situação real, 3,66 anos na “Simulação GDII – Capex igual ao real” e 2,43 anos na “Simulação GDII – Capex 30% menor”.

O “Estudo 3 – Comercial” apresentou Paybacks similares ao do Estudo 2, como se observa na Figura 7, tendo sido obtidos 3,94 anos na análise de “Caso Real na GDI”, 4,08 anos na “Simulação GDII – Capex igual ao real” e 2,73 anos na “Simulação GDII – Capex 30% menor”.

Na Figura 11, é possível verificar melhor a variação percentual obtida nas simulações com referência aos casos reais, tendo sido obtido um comparativo entre as tipologias e os impactos econômicos causados pela inserção dos custos de injeção de energia e pela redução do CAPEX.

Figura 11: Variação percentual dos Paybacks, nas simulações, com relação aos casos



reais em cada um dos Estudos.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Comparando o Payback real com a simulação de GDII apenas acrescentando o custo do Fio B, houve aumento de 9,0%, de 10,6% e de 3,6%, respectivamente, para os Estudos 1, 2 e 3. Seria um impacto econômico negativo no investimento em usinas fotovoltaicas conectados na rede por meio da MMGD, porém nota-se um aumento marginal irrelevante, que elevaria o Payback na situação simulada, mas ainda, assim, permaneceria bastante atrativo em comparação a outros investimentos, como é o caso do investimento imobiliário, que leva, em média, de 10 a 20 anos para se obter retorno, mas, mesmo assim, 28% dos imóveis residenciais são alugados no Brasil (SECOVI-SP, 2025).

A comparação do Payback real com a “Simulação GDII – Capex 30% menor” é o caso que reflete a situação mais próxima de ocorrer, pois uma redução tão expressiva no valor dos equipamentos, unido ao alto nível de aceitação da tecnologia no mercado mundial, tende a continuar provocando redução nos preços dos equipamentos ou pelo menos uma estabilização dos preços atuais.

As reduções dos comparativos de Payback real e a “Simulação GDII – Capex 30% menor” trouxeram resultados de 28,9%, 26,6% e 30,7%, respectivamente, nos Estudos 1, 2 e 3, mostrando que o efeito de queda nos equipamentos, para aquisição das usinas, realmente poderá trazer impactos positivos na análise de viabilidade econômica dos investimentos em energia solar fotovoltaica em Goiás e no Brasil.

A empresa Greener, que realiza pesquisas regulares para o mercado de energia fotovoltaica, apresentou em seu relatório um Payback médio por estado com dados de janeiro de 2023 para sistemas fotovoltaicos residenciais de 4kWp entre 3,8 e 5,7 anos (GREENER, 2023). Em junho de 2023, esses valores caíram para entre 3,1 e 4,8 anos em todos os estados brasileiros. Essa redução é atribuída principalmente à queda nos preços para a implantação das usinas. É importante notar que a Greener não considera nenhum desconto no Payback, diferentemente deste trabalho, que já descontou uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 15% ao ano.

Os impactos no tempo de retorno dos investimentos, através do indicador Payback, não são alarmantes em nenhum dos casos analisados. As primeiras usinas conectadas à rede elétrica necessitavam de períodos superiores a 15 anos para retornar o valor investido, mas, atualmente, valores abaixo de 5 anos são considerados atrativos para a maioria dos investidores. Isso é especialmente relevante para aqueles que se preocupam com as emissões de CO₂ na atmosfera e estão engajados em contribuir com as metas estabelecidas pelas conferências climáticas mundiais. Eles veem na geração de energia fotovoltaica um caminho de sustentabilidade que vale a pena seguir, não apenas pelos benefícios próprios, mas também pela contribuição para a humanidade.

Embora as análises de Payback realizadas ao longo deste estudo tenham demonstrado elevada viabilidade econômico-financeira para os sistemas avaliados, é pertinente destacar que a legislação vigente impõe custos associados à injeção de energia na rede elétrica, os quais não devem ser desconsiderados. A título de informação complementar, verificou-se que,

ao longo de um período de 10 anos, de 2023 a 2032, com a aplicação gradual da cobrança da componente tarifária Fio B, conforme previsto na Lei nº 14.300/2022, os custos acumulados alcançariam, aproximadamente, R\$ 188.187,15 para a usina de perfil rural, R\$ 18.121,40 para a residencial e R\$ 1.833,00 para a comercial. Embora tais valores não comprometam a atratividade dos investimentos nos cenários analisados, eles ressaltam que, mesmo em projetos com alta viabilidade, há encargos que devem ser incorporados nas projeções de longo prazo e em futuras avaliações econômico-financeiras.

2.4 CONCLUSÃO

Os diversos cenários apresentados neste estudo nos mostram que o período de retorno para o investimento em usinas fotovoltaicas, conectadas na rede elétrica através da GD, sofreram um impacto econômico e financeiro sutil, que não deverá provocar diminuição no ritmo de crescimento da fonte solar fotovoltaica em Goiás, pois o pior cenário apresentado obteve um Payback, descontada a taxa mínima de atratividade em 15% ao ano, de 5,84 anos, permanecendo bastante atrativo aos investidores.

O estudo, apesar de verificar três usinas de características e perfis de consumo de energia distintos, apresentou resultados para um tempo de retorno aproximado, variando de 2,43 a 5,84 anos. Portanto, nenhuma das usinas seria afetada drasticamente em sua viabilidade econômico-financeira se os cenários apresentados fossem aplicados a elas.

O leitor pode se perguntar por que não foi feita a simulação do payback considerando a cobrança integral de 100% da componente tarifária Fio B. Essa escolha se justifica porque a Lei nº 14.300/2022 não define que, após o período de transição, haverá aplicação total dessa cobrança. O que a lei determina é que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleça as diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) ao sistema elétrico, cabendo à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentar essa cobrança conforme tais diretrizes. Portanto, diante da incerteza regulatória sobre os parâmetros futuros, a inclusão de um cenário com cobrança integral configuraria mera especulação, podendo sugerir uma possibilidade para a qual não há atualmente indícios ou definições concretas.

A apresentação de dados reais de produção de energia e de valores investidos enriquece o estudo, pois a maioria dos trabalhos similares encontrados na literatura, com esse tema, analisam dados estimados por software e estatísticas solarimétricas, os quais podem conter uma precisão menor, já que não refletem situações reais vivenciadas por estas usinas, incluindo a perda de energia por sujidade, a falta de manutenção e imprecisões nas orientações e inclinações dos módulos fotovoltaicos. A dificuldade das estimativas ainda é maior quando se trata de taxa de simultaneidade, em que cada perfil de consumidor tem a sua, que vai depender não só do consumo simultâneo, mas também da quantidade de energia que a usina gera para abater outras contas do mesmo consumidor.

A viabilidade econômico-financeira apresentada atualmente pelos vendedores de energia fotovoltaica tem se preocupado em estimar uma taxa de simultaneidade para os investidores, mas esse trabalho veio revelar uma deficiência dessa prática, pois observou uma grande variabilidade nas taxas de simultaneidade estudadas. A proposta de apresentar essa análise de viabilidade econômico-financeira, considerando a situação mais desfavorável, é prudente, pois a taxa de simultaneidade ao longo do período de retorno do investimento pode oscilar e até mesmo zerar, caso o investidor, por exemplo, se mude do local da instalação da usina e passe a receber os créditos advindos da usina, já instalada na sua antiga moradia, no caso de investidores residenciais.

Esta pesquisa contribui para o mercado de energia solar fotovoltaica ao apresentar uma proposta de mudança na viabilidade das usinas, mostrando uma atratividade econômico-financeira que permanece em todos os cenários estudados em situações favoráveis. Desta forma, ajudará na tomada de decisão de investidores no segmento e auxiliará vendedores deste mercado a apresentar esse modelo de análise econômica a seus clientes, mantendo a fidedignidade e a lisura na apresentação dos resultados, principalmente no período pós-transição de aplicação escalonada do Fio B, cujos efeitos da taxa de simultaneidade devem aumentar.

Estudos considerando a realidade em outros estados da federação se fazem necessários, pois há uma grande variação do peso do Fio B entre as concessões. O impacto demonstrado em Goiás pode não se refletir em estados com peso do Fio B diferente, com relação ao total do custo da tarifa. Neste estudo, não se avaliou o impacto econômico após o período de transição da cobrança dos custos escalonados do Fio B, pois até a momento de sua conclusão, a ANEEL ainda não havia regulamentado a questão pós-2030, quando finaliza o

período de transição, sendo os impactos econômicos diferentes a depender da cobrança de tarifas para injeção do excedente de energia e também das variações no preço que podem ocorrer até lá.

2.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **ABSOLAR vê avanços com a aprovação do marco Legal da micro e minigeração distribuída, mas sugere ajustes.** *ABSOLAR*, 8 fev. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-ve-avancos-com-a-aprovacao-do-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida-mas-sugere-ajustes/>>. Acesso em: 21 jan. 2024

ANEEL. **Lei nº 9.427/1996.** Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/aneel?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14469158&_101_type=content&_101_urlTitle=informacoes-institucionais&inheritRedirect=true>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 13 maio. 2025.

BCE. **Taxas de juros básicas – Histórico.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 8 jun. 2024.

BRASIL. **LEI Nº 14.300.** Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 21 jan. 2024.

BURGER, Scott *et al.* Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. *In: SIOSHANSI, Fereidoon (Org.). Consumer, Prosumer, Prosumer.* [S.l.]: Academic Press, 2019. p. 155–188.

CORDEIRO, Alexander Magno *et al.* Revisão sistemática: uma revisão narrativa. **Revista do Colégio Brasileiro de Cirurgiões**, v. 34, p. 428–431, dez. 2007.

COSTA, Vinicius B. F. *et al.* Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. **Energy Policy**, v. 169, p. 113176, 1 out. 2022.

DENHOLM, P. *et al.* **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.** [S.l.]: National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 1 set. 2014. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1159357>>. Acesso em: 9 jun. 2025.

DSOUZA, Keith *et al.* The Challenges of Valuing Distributed Generation. *In: 2020 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT). 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT).* fev. 2020. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9087715>>. Acesso em: 9 jun. 2025

ENETEC/UNB. **O consumo de energia elétrica vai aumentar com o tempo?** Disponível em: <<https://enetec.unb.br/blog/o-consumo-de-energia-eletrica-vai-aumentar-com-o-tempo/>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

EPE. **Balanco Energético Nacional.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

FARIA, Vitor Rezende; SPÍNDOLA, Guilherme Morais. Análise Econômico-Financeira da Instalação de um Sistema de Energia Solar Fotovoltaica na Modalidade Geração Compartilhada em Goiás. *In: ANAIS DA VI ESCOLA REGIONAL DE INFORMÁTICA DE GOIÁS. Anais da Escola Regional de Informática de Goiás (ERI-GO).* SBC, 8 ago. 2018. Disponível em: <<https://sol.sbc.org.br/index.php/erigo/article/view/7131>>. Acesso em: 21 jan. 2024

FERRONATO, Jéferson. Análise da degradação e sujidade de módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício de diferentes tecnologias após 6 anos de operação. 23 mar. 2022.

GODINHO, Emmanuel Zullo *et al.* Benefícios da energia solar associados à emissão de dióxido de carbono na matriz elétrica brasileira. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 19, n. 58, p. 246–258, 10 dez. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2023 | Dados do 1º semestre 2023 / Setembro 2023.** Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>>. Acesso em: 16 jun. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2024 | Dados de 2023.** , 2024.

HEIN, Henrique. **Solar levou 70 anos para 1 TW, mas apenas dois para atingir 2 TW.** **Canal Solar**, 7 maio 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/capacidade-instalada-energia-solar-global-intersolar/>>. Acesso em: 11 maio. 2025

IEA. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets – Analysis.** Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/distributed-generation-in-liberalised-electricity-markets>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IPEA. **TD 2388 - Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico.** Disponível em: <https://portalantigo.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=33431&catid=411&Itemid=433>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017. **International Renewable Energy Agency**, 2018.

JUAREZ, Everson José *et al.* Energia solar fotovoltaica e sustentabilidade empresarial: um protocolo contábil para o desenvolvimento sustentável. **Peer Review**, v. 5, n. 21, p. 515–539, 3 out. 2023.

MAESTRI, Cláudia Olímpia Neves Mamede. Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio. 20 ago. 2021.

MITSUHASHI, Nicolle Suemy; BLANCHET, Luiz Alberto. O fomento público e a energia solar fotovoltaica a partir da Lei nº 14.300/2022. **Prisma Jurídico**, v. 22, n. 2, p. 389–402, 27 dez. 2023.

MME. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 21 fev. 2025b.

MME. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 9 jun. 2025a.

NÓBREGA, André Pepitone da. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

ONS. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

O'SHAUGHNESSY, Eric; ARDANI, Kristen. Distributed rate design: A review of early approaches and practical considerations for value of solar tariffs. **The Electricity Journal**, v. 33, n. 3, p. 106713, 1 abr. 2020.

SECOVI-SP. **Anuário do Mercado Imobiliário 2024**. , 2025.

SILVEIRA, Geraldo. **Lei 14.300: O que é e como calcular o fator de simultaneidade?** Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-o-que-e-e-como-calculiar-o-fator-de-simultaneidade/>>. Acesso em: 15 jun. 2024. mmmmm

UNFCCC. **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-11/Brazil%20First%20NDC%202023%20adjustment.pdf>>. Acesso em: 7 jun. 2024.

VINÍCIUS B. F. COSTA *et al.* Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing. **Solar Energy**, v. 249, p. 694–711, 1 jan. 2023.

ABSOLAR. **ABSOLAR vê avanços com a aprovação do marco Legal da micro e minigeração distribuída, mas sugere ajustes**. **ABSOLAR**, 8 fev. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-ve-avancos-com-a-aprovacao-do-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida-mas-sugere-ajustes/>>. Acesso em: 21 jan. 2024

ANEEL. **Lei nº 9.427/1996**. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/a-aneel?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14469158&_101_type=content&_101_urlTitle=informacoes-institucionais&inheritRedirect=true>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 13 maio. 2025.

BCE. **Taxas de juros básicas – Histórico**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 8 jun. 2024.

BRASIL. **LEI Nº 14.300**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 21 jan. 2024.

BURGER, Scott *et al.* Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. *In*: SIOSHANSI, Fereidoon (Org.). **Consumer, Prosumer, Prosumer**. [S.l.]: Academic Press, 2019. p. 155–188.

CORDEIRO, Alexander Magno *et al.* Revisão sistemática: uma revisão narrativa. **Revista do Colégio Brasileiro de Cirurgiões**, v. 34, p. 428–431, dez. 2007.

COSTA, Vinicius B. F. *et al.* Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. **Energy Policy**, v. 169, p. 113176, 1 out. 2022.

DENHOLM, P. *et al.* **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System**. [S.l.]: National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 1 set. 2014. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1159357>>. Acesso em: 9 jun. 2025.

DSOUZA, Keith *et al.* The Challenges of Valuing Distributed Generation. *In*: 2020 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT). **2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. fev. 2020. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9087715>>. Acesso em: 9 jun. 2025

ENETEC/UNB. **O consumo de energia elétrica vai aumentar com o tempo?** Disponível em: <<https://enetec.unb.br/blog/o-consumo-de-energia-eletrica-vai-aumentar-com-o-tempo/>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

FARIA, Vitor Rezende; SPÍNDOLA, Guilherme Morais. Análise Econômico-Financeira da Instalação de um Sistema de Energia Solar Fotovoltaica na Modalidade Geração Compartilhada em Goiás. *In*: ANAIS DA VI ESCOLA REGIONAL DE INFORMÁTICA DE GOIÁS. **Anais da Escola Regional de Informática de Goiás (ERI-GO)**. SBC, 8 ago. 2018. Disponível em: <<https://sol.sbc.org.br/index.php/erigo/article/view/7131>>. Acesso em: 21 jan. 2024

FERRONATO, Jéferson. Análise da degradação e sujidade de módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício de diferentes tecnologias após 6 anos de operação. 23 mar. 2022.

GODINHO, Emmanuel Zullo *et al.* Benefícios da energia solar associados à emissão de dióxido de carbono na matriz elétrica brasileira. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 19, n. 58, p. 246–258, 10 dez. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2023 | Dados do 1º semestre 2023 / Setembro 2023**. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>>. Acesso em: 16 jun. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2024 | Dados de 2023**. , 2024.

HEIN, Henrique. **Solar levou 70 anos para 1 TW, mas apenas dois para atingir 2 TW**. **Canal Solar**, 7 maio 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/capacidade-instalada-energia-solar-global-intersolar/>>. Acesso em: 11 maio. 2025

IEA. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets – Analysis**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/distributed-generation-in-liberalised-electricity-markets>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IPEA. **TD 2388 - Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico**. Disponível em: <https://portalantigo.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=33431&catid=411&Itemid=433>. Acesso em: 21 jan. 2024.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017. **International Renewable Energy Agency**, 2018.

JUAREZ, Everson José *et al.* Energia solar fotovoltaica e sustentabilidade empresarial: um protocolo contábil para o desenvolvimento sustentável. **Peer Review**, v. 5, n. 21, p. 515–539, 3 out. 2023.

MAESTRI, Cláudia Olímpia Neves Mamede. Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio. 20 ago. 2021.

MITSUHASHI, Nicolle Suemy; BLANCHET, Luiz Alberto. O fomento público e a energia solar fotovoltaica a partir da Lei nº 14.300/2022. **Prisma Jurídico**, v. 22, n. 2, p. 389–402, 27 dez. 2023.

MME. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 21 fev. 2025b.

MME. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=2495025>. Acesso em: 9 jun. 2025a.

NÓBREGA, André Pepitone da. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

ONS. **Consultas Públicas - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2495023&detalharConsulta=true&entryId=249502>. Acesso em: 22 maio. 2025.

O'SHAUGHNESSY, Eric; ARDANI, Kristen. Distributed rate design: A review of early approaches and practical considerations for value of solar tariffs. **The Electricity Journal**, v. 33, n. 3, p. 106713, 1 abr. 2020.

SECOVI-SP. **Anuário do Mercado Imobiliário 2024**. , 2025.

SILVEIRA, Geraldo. **Lei 14.300: O que é e como calcular o fator de simultaneidade?** Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-o-que-e-e-como-calculiar-o-fator-de-simultaneidade/>>. Acesso em: 15 jun. 2024.

UNFCCC. **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-11/Brazil%20First%20NDC%202023%20adjustment.pdf>>. Acesso em: 7 jun. 2024.

VINÍCIUS B. F. COSTA *et al.* Assessment of the status and trends of photovoltaic distributed generation in Brazil: An in-depth approach based on big data processing. **Solar Energy**, v. 249, p. 694–711, 1 jan. 2023.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo analisou os efeitos regulatórios e econômico-financeiros decorrentes da instituição do marco legal da micro e minigeração distribuída (MMGD) no Brasil, por meio da Lei nº 14.300/2022. Dividido em dois capítulos, o estudo buscou compreender, tanto os fundamentos técnicos e políticos que nortearam as novas diretrizes regulatórias, quanto os impactos práticos dessas mudanças sobre a viabilidade de empreendimentos fotovoltaicos no país.

O primeiro capítulo se concentrou na análise do processo de formulação das Diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), subsidiadas pela Consulta Pública nº 129/2022. A partir das contribuições de agentes como ANEEL, EPE, CCEE e ONS, foi possível identificar os principais vetores de preocupação setorial: a precificação das externalidades positivas e negativas da geração distribuída, a gestão operacional do sistema elétrico com alta penetração de fontes não despacháveis e a transição tarifária, que internaliza gradualmente os custos de uso da rede. As diretrizes finais refletiram avanços, mas também revelaram lacunas que exigem constante aprimoramento regulatório, sobretudo no que diz respeito à previsibilidade para o investidor e à equidade regional no acesso à energia solar.

O segundo capítulo avaliou a viabilidade econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, já sob vigência das novas regras. Foram analisados dados reais de geração de usinas instaladas em diferentes segmentos (residencial, comercial e rural) no estado de Goiás. A partir do cálculo da taxa de simultaneidade e do Payback descontado com taxa mínima de atratividade de 15% ao ano, os resultados indicaram que, mesmo com a redução dos créditos compensáveis, os projetos permanecem financeiramente viáveis. Observou-se ainda que a contínua queda nos preços dos equipamentos contribui para reduzir o tempo de retorno do investimento, atenuando os efeitos da mudança regulatória.

Conclui-se que, embora a Lei nº 14.300/2022 represente um avanço institucional ao estabelecer regras claras e escalonadas para a geração distribuída, sua efetividade depende de um equilíbrio delicado entre previsibilidade regulatória, sustentabilidade econômica dos

projetos e justiça tarifária para todos os usuários do sistema. A MMGD continua sendo uma estratégia relevante para a diversificação da matriz elétrica nacional e para a democratização do acesso à energia renovável, desde que sejam assegurados processos participativos, metodologias transparentes de tarifação e políticas de incentivo que promovam inclusão energética. A articulação entre arcabouço regulatório bem fundamentado e análises de viabilidade econômico-financeira, como as aqui apresentadas, é essencial para orientar a tomada de decisão dos investidores e para sustentar uma transição energética justa, técnica, socialmente robusta e ambientalmente responsável.