

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO
CAMPUS TRINDADE - CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ISABELLA VICTÓRIA BARBOSA SILVA
PAULO MIGUEL DE FARIA SOUZA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS IMPACTOS DA LEI
Nº14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

TRINDADE – GO, 2023

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

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Tese (doutorado) | <input type="checkbox"/> Artigo científico |
| <input type="checkbox"/> Dissertação (mestrado) | <input type="checkbox"/> Capítulo de livro |
| <input type="checkbox"/> Monografia (especialização) | <input type="checkbox"/> Livro |
| <input checked="" type="checkbox"/> TCC (graduação) | <input type="checkbox"/> Trabalho apresentado em evento |

Produto técnico e educacional - Tipo:

Nome completo do autor:

Isabella Victória Barbosa Silva e Paulo Miguel de Faria Souza

Matrícula:

2020108202640368 / 2018108202640294

Título do trabalho:

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS IMPACTOS DA LEI Nº 14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

 **ISABELLA VICTORIA BARBOSA SILVA**
Data: 09/02/2024 18:01:12-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente

 **PAULO MIGUEL DE FARIA SOUZA**
Data: 09/02/2024 18:56:10-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

TRINDADE - GO


Local

/ /

Data

Ciente e de acordo:

Assinado digitalmente por **ELIO AUGUSTO FRAGA**, titular dos direitos autorais

 **ELIO AUGUSTO FRAGA**
Data: 09/02/2024 22:58:11-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

ASSINATURA DO(A) ORIENTADOR(A)

**ISABELLA VICTÓRIA BARBOSA SILVA
PAULO MIGUEL DE FARIA SOUZA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS IMPACTOS DA LEI
Nº14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de curso apresentado ao Instituto Federal Goiano – Campus Trindade no Curso de graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.
Professor Orientador: Dr. Elio A. Fraga

TRINDADE – GO, 2023

Sistema desenvolvido pelo ICMC/USP
Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema Integrado de Bibliotecas - Instituto Federal Goiano

S586e Silva; Souza, Isabella Victória Barbosa; Paulo Miguel de Faria

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS
IMPACTOS DA LEI Nº14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E
MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA / Isabella Victória
Barbosa; Paulo Miguel de Faria Silva; Souza;
orientadora Élio Augusto Fraga. -- Trindade, 2023.
97 p.

TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) --
Instituto Federal Goiano, Campus Trindade, 2023.

1. Energia Solar. 2. Regulação Setorial. 3.
Viabilidade Econômica. I. Fraga, Élio Augusto, orient.
II. Título.



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

Ata nº 121/2023 - CE-TRI/GE-TRI/CMPTRI/IFGOIANO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CURSO

Ao(s) 19 dia(s) do mês de dezembro de 2023, às 17 horas e 25 minutos, reuniu-se a banca examinadora composta pelos docentes: Prof. Dr. Elio Augusto Fraga, Prof^a. Dr^a. Priscilla Araújo Juá Stecanella, Prof Dr. Rodrigo Rodrigues da Cunha Paiva, para examinar o Trabalho de Curso intitulado “ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS IMPACTOS DA LEI Nº14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ” dos estudantes ISABELLA VICTÓRIA BARBOSA SILVA Matrícula nº 2020108202640368 e PAULO MIGUEL DE FARIA SOUZA, Matrícula nº 2018108202640294 do Curso de Engenharia Elétrica do IF Goiano – Campus Trindade - Goiás. A palavra foi concedida aos estudantes para a apresentação oral do TC, houve arguição dos candidatos pelos membros da banca examinadora. Após tal etapa, a banca examinadora decidiu pela APROVAÇÃO dos estudantes. Ao final da sessão pública de defesa foi lavrada a presente ata que segue assinada pelos membros da Banca Examinadora.

(Assinado Eletronicamente)

Prof Dr. Elio Augusto Fraga

Orientador(a)

(Assinado Eletronicamente)

Prof^a. Dr^a. Priscilla Araújo Juá Stecanella

Membro

(Assinado Eletronicamente)

Prof Dr. Rodrigo Rodrigues da Cunha Paiva

Membro

Observação: Fazer as devidas correções indicadas pela banca no trabalho enviado por e-mail pelos avaliadores.

() O(a) estudante não compareceu à defesa do TC.

Documento assinado eletronicamente por:

- Elio Augusto Fraga, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 20/12/2023 18:32:59.
- Priscilla Araujo Jua Stecanella, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 20/12/2023 20:52:03.
- Rodrigo Rodrigues da Cunha Paiva, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 20/12/2023 21:31:45.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 20/12/2023. 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: 560299

Código de Autenticação: 33b4e44c5c



INSTITUTO FEDERAL GOIANO

Campus Trindade

Av. Wilton Monteiro da Rocha, S/N, Setor Cristina II, TRINDADE / GO, CEP 75380-000

(62) 3506-8000

Inspirai ó Senhor, as nossas ações e ajudai-nos a realizá-las, para que em vós comece e para vós termine tudo aquilo que fizemos. Por Cristo Senhor Nosso,
Amém.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, à Deus. Por nos presentear com o dom da vida e por ser o maior benfeitor nos abençoando todos os dias, nada disso seria possível sem Ele e tudo que Ele nos permitiu viver pra chegar até aqui.

Eu Isabella Victória, agradeço à minha família, meus pais Sirlene Barbosa Coelho, Ivan Lopes da Silva, e meu irmão João Victor Barbosa Silva. Obrigada por sempre confiarem em mim e acreditarem nos meus sonhos. Tudo é por vocês. Todas as vezes que encontrei obstáculos no caminho, vocês nunca mediram esforços para me ajudar vencê-los.

Às minhas amigas, Nayara Fernandes, Anna Luísa Carreiro e Mably Elvida, agradeço o incentivo, preocupação, amor e carinho que me foi dado nesse período. Amigos são anjos que nos deixam em pé quando nossas asas se esquecem como voar. Minha eterna gratidão.

Eu Paulo Miguel, agradeço à Lindinalva Aparecida e Márcio Pedro, por aceitarem ser instrumentos de Deus e assumido a enorme responsabilidade de serem meus pais e se doando ao máximo para educar e direcionar a mim e minha irmã Rafaela Guimarães, agradeço a Deus todos os dias por escolher essa família para ser minha.

Agradeço também Noel Miranda de Oliveira e a Adryel César Martins Bueno dos Santos, grandes amigos que me abriram as portas para conhecer a Engenharia Elétrica, em suas diversas áreas de atuação, obrigado por toda paciência e atenção em me ensinar e conduzir minha vida profissional me inspirando a dedicar nessa área de tamanha relevância de nosso tempo.

Ao nosso orientador, Élio Augusto Fraga. Pela paciência, disposição, encorajamento e conselhos. Nos momentos de dificuldade foi quem nos deu apoio, confiou e nos incentivou com a pesquisa.

Aos nossos professores, nossos maiores formadores como pessoas e profissionais. Nossa eterna gratidão por todos os ensinamentos. Em especial, Cléber Asmar Ganzaroli, coordenador do curso e um grande amigo.

RESUMO

Devido à crescente expansão do mercado energético, especialmente no segmento de energia solar, tornou-se necessária a implementação de um contexto regulatório que proporcionasse segurança jurídica para o setor. Anteriormente, a regulação estava fundamentada na Resolução Normativa 482/2012 que não oferecia a devida estabilidade jurídica. Diante desse contexto, o Congresso Nacional promulgou a Lei nº 14.300/2022, em colaboração com a ANEEL, com o propósito de regulamentar o setor, introduzindo diversas modificações no mercado fotovoltaico. Com a promulgação da lei, surgiram questionamentos sobre a viabilidade da instalação de novas usinas fotovoltaicas a partir de 2023, uma vez que a legislação impõe uma taxa sobre a energia injetada na rede da concessionária. O presente estudo visa abordar as alterações fundamentadas na legislação no que diz respeito à compensação de energia, destacando a maneira como os valores podem ser calculados. Neste estudo, empregou-se uma abordagem metodológica quantitativa que abarcou a coleta, análise, interpretação e discussão de dados. A pesquisa de campo foi conduzida junto a oito empresas, as quais responderam a um formulário delineando suas expectativas em relação ao mercado após a implementação da lei. A fim de avaliar a viabilidade econômico-financeira, torna-se imperativo conduzir um estudo sobre os potenciais investimentos, uma vez que é necessário estabelecer uma taxa mínima de atratividade para o negócio. Essa taxa representa o retorno mínimo exigido para o projeto de investimento. No escopo deste estudo, a taxa mínima adotada foi a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), estabelecida atualmente em 12,25% pelo Comitê de Política Monetária (COPOM). A comprovação da viabilidade ocorre quando a taxa interna de retorno é superior à taxa de atratividade selecionada. Para analisar a viabilidade econômica-financeira, foram analisados 3 casos A, B e C com autoconsumo local de 1.600, 8.300 e 16.600 kWh/mês respectivamente. Para os casos estudados, constatou-se que o tempo de recuperação do capital é ligeiramente mais longo, a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto é um menor que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) quando o valor do projeto é baixo, o caso A, porém, essa mesma taxa é maior para os projetos de custo mais elevado, tal observação se aplica para os casos B e C. De ante dos indicativos apresentados, constata-se que os projetos B e C devem ser aceitos por demonstrar retorno positivo, porém, o projeto A mesmo tendo retorno negativo, poderá ser aceito devido ao seu benefício social, econômico e ambiental.

Palavras-chave: Energia Solar, Regulação Setorial, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

Due to the growing expansion of the energy market, especially in the solar energy segment, it became necessary to implement a regulatory framework that provided legal certainty for the sector. Previously, regulation was based on Normative Resolution 482/2012, which did not offer the necessary legal stability. In light of this context, the National Congress enacted Law No. 14,300/2022, in collaboration with ANEEL, with the purpose of regulating the sector and introducing several modifications to the photovoltaic market. With the enactment of the law, questions arose about the feasibility of installing new photovoltaic plants from 2023, as the legislation imposes a fee on the energy injected into the utility's grid. This study aims to address the changes grounded in legislation regarding energy compensation, highlighting how the values can be calculated. In this study, a quantitative methodological approach was employed, encompassing data collection, analysis, interpretation, and discussion. Field research was conducted with eight companies, which responded to a questionnaire outlining their expectations regarding the market after the law's implementation. To evaluate economic and financial viability, it becomes imperative to conduct a study on potential investments, as it is necessary to establish a minimum appeal rate for the business. This rate represents the minimum required return for the investment project. In the scope of this study, the adopted minimum rate was the Special System for Settlement and Custody (SELIC) rate, currently set at 12.25% by the Monetary Policy Committee (COPOM). Viability is confirmed when the internal rate of return exceeds the selected appeal rate. To analyze economic and financial viability, three cases A, B, and C were examined with local self-consumption of 1,600, 8,300, and 16,600 kWh/month, respectively. For the studied cases, it was found that the payback period is slightly longer, the project's Internal Rate of Return (IRR) is lower than the Minimum Attractive Rate (MAR) when the project value is low, case A. However, this same rate is higher for higher-cost projects, which applies to cases B and C. Given the indicators presented, it is observed that projects B and C should be accepted for demonstrating positive returns. However, even with a negative return, project A may be accepted due to its social, economic, and environmental benefits.

Keywords: Solar Energy, Sectoral Regulation, Economic Viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistema de geração fotovoltaico conectado à rede - on-grid	22
--	----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2022	16
Gráfico 2 - Quantidade anual de conexão de usinas.....	42
Gráfico 3 - Cenário fotovoltaico de 07/01/2022 à 18/11/2022 - BRASIL	44
Gráfico 4 - Cenário fotovoltaico de 07/01/2023 à 18/11/2023 - GOIÁS	44
Gráfico 5 - Impacto de vendas com a Lei nº 14.300/2022	49
Gráfico 6 - Alteração global no preço dos materiais fotovoltaicos	50
Gráfico 7 - Variação dos preços dos materiais fotovoltaicos e sua contribuição para o crescimento de vendas	50
Gráfico 8 - Variação nos custos da mão de obra.....	51
Gráfico 9 - Perspectiva de investimento em marketing.....	52
Gráfico 10 - Perspectiva de crescimento do mercado fotovoltaico	53
Gráfico 11 - Impacto no ânimo das empresas com a chegada da Lei 14.300.....	53
Gráfico 12 - Comparação fluxo de caixa Caso A	76
Gráfico 13 - Comparação fluxo de caixa Caso B	82
Gráfico 14 - Comparação fluxo de caixa Caso C	88
Gráfico 15 - Comparação preço do kWh/mês estimado e ajustado pela Lei nº 14.300/2022 ..	89

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Comparação da Lei nº 14.300/2022 com a REN 482/2012 - Potência instalada e valor de compensação.....	26
Quadro 2 - Componentes Tarifárias na Tarifa de Eletricidade	27
Quadro 3 - Comparação da Lei nº 14.300/2022 com a REN 482/2012 - Custo de disponibilidade	28
Quadro 4 - Regra de transição da lei	29
Quadro 5 - Cenário fotovoltaico de 17/04/2012 à 18/11/2023.....	43
Quadro 6 – Visão do mercado sobre vendas, preços, custo de mão de obra e investimento ..	45
Quadro 7 – Impactos financeiros nas taxas de juros, nível de confiança e perspectivas de crescimento	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Irradiação média diária	57
Tabela 2 - Apresentação dos casos A, B e C.....	57
Tabela 3 - Estimativa de geração para o ano de 2023.....	58
Tabela 4 - Tarifas de energia sem impostos	59
Tabela 5 – Tarifas de energia com impostos.....	59
Tabela 6 – Custos de limpeza por módulo	60
Tabela 7 – Caso A – REN 482/2012 – Dados 1	61
Tabela 8 – Caso A – REN 482/2012 – Dados 2.....	62
Tabela 9 – Caso A – REN 482/2012 – Dados anuais para kit de 10kW.....	62
Tabela 10 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Dados 1	62
Tabela 11 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Dados 2.....	63
Tabela 12 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Dados anuais para kit de 10kW.....	63
Tabela 13 – Caso B – REN 482/2012 – Dados 1.....	64
Tabela 14 – Caso B – REN 482/2012 – Dados 2.....	65
Tabela 15 – Caso B – REN 482/2012 – Dados anuais para kit de 50kW.....	65
Tabela 16 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Dados 1	65
Tabela 17 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Dados 2	66
Tabela 18 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Dados anuais para kit de 50kW	66
Tabela 19 – Caso C – REN 482/2012 – Dados 1	67
Tabela 20 – Caso C – REN 482/2012 – Dados 2.....	68
Tabela 21 – Caso C – REN 482/2012 – Dados anuais para kit de 100kW.....	68
Tabela 22 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Dados 1	68
Tabela 23 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Dados 2	69
Tabela 24 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Dados anuais para kit de 100kW	69
Tabela 25 – Lista de materiais – Caso A.....	70
Tabela 26 – Lista de materiais – Caso B.....	70
Tabela 27 – Lista de materiais – Caso C.....	70
Tabela 28 – Precificação – Caso A	71
Tabela 29 – Precificação – Caso B	71
Tabela 30 – Precificação – Caso C	71
Tabela 31 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira Geral	72
Tabela 32 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2023	72

Tabela 33 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2024	73
Tabela 34 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2025	73
Tabela 35 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Análise Financeira Geral	74
Tabela 36 – Caso A – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2023	75
Tabela 37 – Caso A – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2024	75
Tabela 38 – Caso A – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2025	76
Tabela 39 – Caso A – Comparação dos indicadores financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	77
Tabela 40 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira Geral	77
Tabela 41 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2023	78
Tabela 42 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2024	79
Tabela 43 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2025	79
Tabela 44 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Análise Financeira Geral	80
Tabela 45 – Caso B – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2023	81
Tabela 46 – Caso B – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2024	81
Tabela 47 – Caso B – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2025	82
Tabela 48 – Caso B – Comparação dos indicadores financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	83
Tabela 49 – Caso C – REN 482/2012 – Análise Financeira Geral	83
Tabela 50 – Caso C – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2023	83
Tabela 51 – Caso C – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2024	84
Tabela 52 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Análise Financeira Geral	85
Tabela 53 – Caso C – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2023	86
Tabela 54 – Caso C – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2024	86
Tabela 55 – Caso C – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2025	87
Tabela 56 – Caso C – Comparação dos indicadores financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	88
Tabela 57 – Comparação Global dos indicadores Financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
AT	Alta Tensão
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CF	Fluxo de Caixa
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GW	GigaWatt
GWh	GigaWatt-hora
Hz	Hertz
JUCEG	Junta Comercial do Estado de Goiás
kHz	Quilo Hertz
kW	QuiloWatts
kWh	QuiloWatts-hora
kWp	QuiloWatts-pico
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso de Serviços e Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Justificativa e relevância.....	18
1.2 Objetivos e problema de pesquisa	19
1.3 Delimitação de pesquisa	20
2. REVISÃO DE LITERATURA.....	21
2.1 Funcionamento do sistema fotovoltaico	21
2.2 Legislação dos Sistemas Fotovoltaicos até a Lei nº 14.300 de janeiro de 2022.....	22
2.3 Engenharia Econômica: avaliação econômico-financeira.....	30
3. METODOLOGIA DE PESQUISA	35
3.1. População e critério de seleção da população e amostra de pesquisa.	36
3.2. Instrumento de Pesquisa e Coleta de Dados.....	37
3.3. Caracterização da Amostra de Pesquisa.	38
3.4. Método de dimensionamento do sistema fotovoltaico	39
4. APRESENTAÇÃO DOS DADOS E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	42
4.1 Análise da demanda no mercado de micro e minigeração após a vigência da Lei nº 14.300/2022.	42
4.2 Descrição do cenário na visão das empresas integradoras atuantes no mercado de energia fotovoltaica após a vigência da Lei nº 14.300/2022.	45
4.3 Dados reais para prospecção dos custos de implantação, após a taxação da Lei nº 14.300/2022.	54
4.3.1 Dados dos sistemas fotovoltaicos projetados e usados para a análise econômico-financeira.	55
4.3.2 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos.	56
4.4 Análise econômica e financeira e identificação dos impactos nos negócios com a aplicação da Lei 14.300/2022.....	60
4.4.1 Caso A – Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022.....	60
4.4.2 Caso B – Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022.....	63
4.4.3 Caso C – Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022.....	66
4.4.4 Precificação dos materiais.	69
4.5.1 Caso A – Análise financeira pela REN 482/2012	72
4.5.1.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso A – REN 482/2012	72
4.5.2 Caso A – Análise financeira pela Lei nº 14.300/2022	73
4.5.2.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso A – Lei nº 14.300/2022.....	74
4.5.3 Comparação dos indicadores financeiros para o caso A pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	76

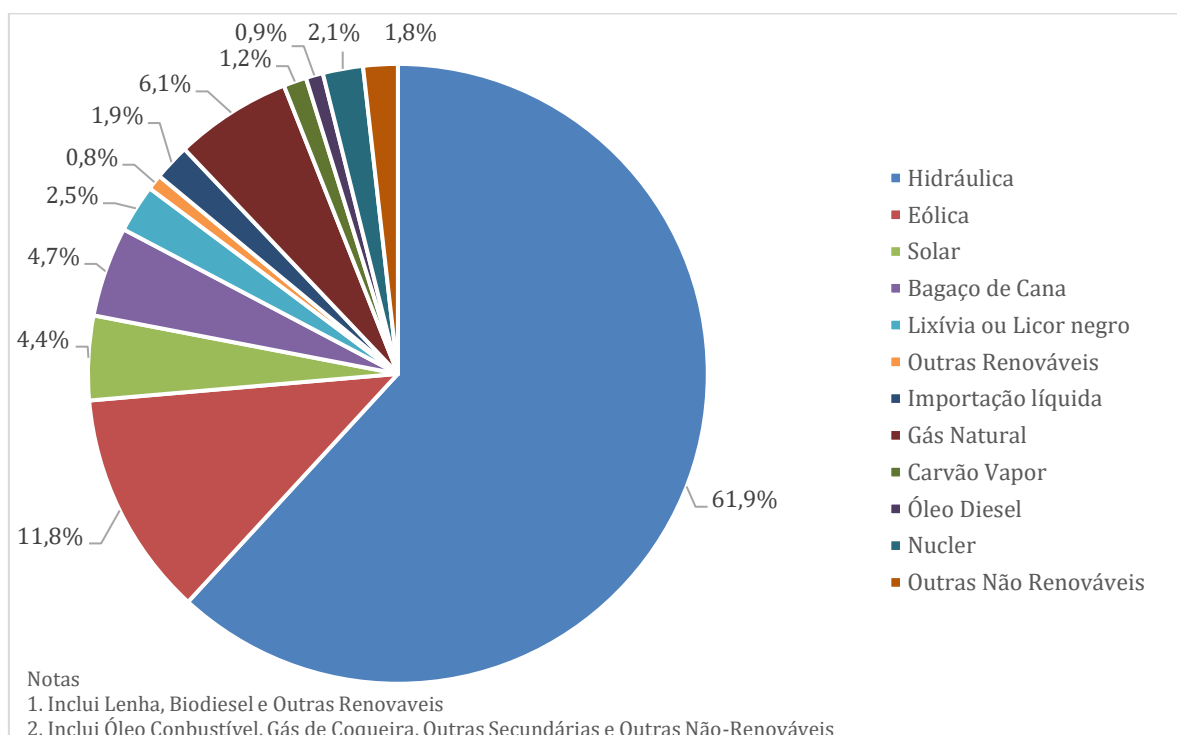
4.5.4 Caso B – Análise financeira pela REN 482/2012.....	77
4.5.4.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso B – REN 482/2012.....	78
4.5.5 Caso B – Análise financeira pela Lei nº 14.300/2022	79
4.5.5.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso B – Lei nº 14.300/2022	80
4.5.6 Comparação dos indicadores financeiros para o caso B pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	82
4.5.7 Caso C – Análise financeira pela REN 482/2012.....	83
4.5.7.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso C – REN 482/2012.....	83
4.5.8 Caso C – Análise financeira pela Lei nº 14.300/2022	84
4.5.8 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso C – Lei nº 14.300/2022	85
4.5.9 Comparação dos indicadores financeiros para o caso C pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022	87
5. CONCLUSÕES	90
REFERÊNCIAS	92
APÊNDICE A.....	95

1. INTRODUÇÃO

Objetiva o presente, analisar os impactos econômico-financeiros no mercado de micro e minigeração distribuída (MMGD) fotovoltaica, provocados pela vigência da Lei nº 14.300/2022 de 7 de janeiro de 2022. Considera-se ainda, a importância de acesso e uso da energia elétrica como um instrumento de desenvolvimento e inclusão social, pois a cobrança como previsto na lei impacta no custo da energia elétrica e consequentemente, nas atividades.

Neste contexto, observa-se que o mundo busca por fontes alternativas de produção de energia limpa, desta forma, surgem as fontes renováveis de energia em oposição às energias tradicionais, como por exemplo o carvão mineral, gás natural, petróleo e energia nuclear. Razão pela qual, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresenta anualmente o Balanço Energético Nacional (BEN), e, em sua matriz elétrica há o predomínio de energia renovável. Com destaque para a fonte hídrica, onde a usina hidrelétrica de Itaipú participa com 64%, sendo 61,9% de hidráulica e com 2,1% de importação líquida da oferta interna de energia elétrica no Brasil em 2022, como pode ser observado no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2022



Fonte: (EPE-BEN, 2023) Adaptado pelo autor.

Dentre as fontes renováveis, a energia fotovoltaica foi a que apresentou maior crescimento, incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida (EPE-BEN, 2023). Por que as fontes de energia devem ser utilizadas de maneira sustentável e econômica para garantir sua utilização de forma contínua e segura (Guardabassi, 2006).

Conforme apresentado pela EPE-BEN (2023), a micro e minigeração distribuída atingiu a geração de 18.423 GWh com uma potência instalada de 17.325 MW em 2022, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 17.378 GWh e 17.006 MW de geração e potência instalada, respectivamente.

Segundo Pereira et al. (2017), a energia solar é uma das alternativas energéticas mais promissoras por ser gerada por um fenômeno natural inesgotável. O Brasil é privilegiado com uma intensa irradiação solar, com uma média de 280 dias de sol por ano, o que o torna um local ideal para a geração de energia fotovoltaica.

Além da fonte de geração de energia fotovoltaica, o país possui uma das maiores reservas globais de silício, um elemento crucial na produção de células fotovoltaicas, que são a base dos módulos solares. No entanto, o país ainda apresenta uma deficiência na existência de indústrias dedicadas à fabricação desses sistemas fotovoltaicos (Cabral; Torres; Senna, 2013).

Salamoni e Rüther (2007) realizaram um estudo comparativo entre a radiação solar anual máxima do Brasil e da Alemanha, país referência em energia solar. Com dados de 2006, concluíram que a radiação solar mínima do Brasil é aproximadamente 1,4 vezes maior do que a radiação máxima da Alemanha durante o ano. Enquanto o Brasil atinge uma média de 1645 kWh/m² a 2300 kWh/m², a Alemanha atinge uma média de 900 kWh/m² a 1200 kWh/m².

Além do sol, matéria prima essencial para a geração de energia, o Brasil se destaca pela mão de obra especializada e pela capacidade de geração e venda da tecnologia de energia solar fotovoltaica, que é composta por células fotovoltaicas que são agrupadas formando os módulos solares. As mesmas são feitas de materiais semicondutores, geralmente de silício, que absorvem fótons de luz solar e liberam elétrons, gerando uma corrente elétrica.

A medição do consumo de energia elétrica é feita utilizando medidores de energia convencionais, equipamento que mede apenas o consumo da unidade consumidora, quando instalados os sistemas fotovoltaicos, os medidores convencionais são substituídos por

medidores bidirecionais, para medir o consumo e também a energia gerada em excesso pelo sistema fotovoltaico (Kilson, 2016).

O mercado de energia fotovoltaica tem crescimento progressivo devido aos seus benefícios e atrai interesse dos consumidores. Em termos comerciais, a proposta tem como base substituir a maior parte do valor da conta de energia pelas parcelas do financiamento de uma usina fotovoltaica. Desta maneira, a concessionária passa a receber apenas a taxa mínima exigida pela mesma de acordo com o padrão usado. Por conseguinte, ao finalizar o pagamento das parcelas do financiamento, todo o valor monetário economizado, representa o lucro do investimento realizado.

Com isso surgiu questionamentos sobre quais seriam os impactos para o setor, em função da implantação da Lei nº 14.300 de 7 de janeiro de 2022? Razão essa que estimulou o desenvolvimento deste estudo para identificar os reais impactos econômicos, financeiros e regulatórios em função da aplicação da lei, tanto para os consumidores como para as empresas que atuam com base na visão do mercado, usando como ferramenta de negociação a análise de viabilidade de implantação de novos projetos fotovoltaicos conforme a legislação vigente.

1.1 Justificativa e relevância

O estudo de sistemas fotovoltaicos é importante devido à sua capacidade de converter diretamente a irradiação solar em energia elétrica, proporcionando uma fonte de energia sustentável. A eficiência desses sistemas, a redução das emissões de carbono, a independência energética e a viabilidade econômica são fatores que impulsionam sua importância. Além disso, com o avanço da tecnologia, os sistemas fotovoltaicos estão se tornando cada vez mais acessíveis, contribuindo para a transição global para uma matriz energética mais limpa (Alves, 2019).

O estudo se justifica, pois o marco legal da Geração Distribuída (GD) de micro e minigeração distribuída é crucial para avaliar as implicações da promulgação da Lei nº 14.300/2022 no mercado energético. Contribui para a geração de conhecimento relevante para integradores de sistemas fotovoltaicos, consumidores de pequena escala e investidores em sistemas de médio e grande porte. Porque é imprescindível que todos os interessados na integração do sistema compreendam a influência da nova legislação para a viabilidade dos projetos futuros, bem como as alterações que podem ocorrer no retorno de novos investimentos.

O estudo contribui para a expansão do conhecimento acadêmico, dada a escassez de publicações sobre o tema, e tem o potencial de estimular e indicar uma agenda de pesquisa na área. A sua importância reside na sua capacidade de preencher as lacunas existentes na literatura e fornecer *insights* valiosos para futuros estudos.

1.2 Objetivos e problema de pesquisa

Objetivo conforme Severino (2013) é a forma de explicar o movimento desenvolvido para a construção do texto. Neste contexto, o objetivo desta pesquisa é analisar os impactos da Lei nº 14.300/2022 no mercado fotovoltaico de micro e minigeração distribuída tendo com base nos indicadores da análise da viabilidade econômico-financeira. Para essa finalidade formulou-se a pergunta problema a partir de uma situação real, concreta e que completa a proposta de pesquisa: como a análise da viabilidade econômico-financeira do mercado fotovoltaico de micro e minigeração distribuída pode contribuir para a melhoria na compreensão da Lei nº 14.300/2022 e dos impactos comerciais e no investimento?

O objetivo geral e a pergunta problema orientou a definição dos objetivos específicos, como segue:

- Analisar a demanda no mercado de micro e minigeração após a vigência da Lei nº 14.300/2022.
- Descrever o cenário na visão das empresas integradoras atuantes no mercado de energia fotovoltaica após a vigência da Lei nº 14.300/2022.
- Identificar os dados reais para projeção dos custos de implantação, após a taxação da Lei nº 14.300/2022.
- Realizar a análise de viabilidade econômica e financeira para identificar os impactos nos negócios com a aplicação da Lei nº 14.300/2022.
- Comparar a análise de viabilidade econômica e financeira com a identificação dos custos para os consumidores antes e após a implementação da Lei nº 14.300/2022, bem como identificar os seus impactos.

A definição dos objetivos orientou as contribuições teórica e empírica sobre o tema e indicou os pontos importantes para o mercado de micro e minigeração, bem como para a academia como descrito na justificativa.

1.3 Delimitação de pesquisa

A pesquisa foi estrategicamente delimitada para abordar especificamente o mercado de micro e minigeração distribuída, o impacto da Lei nº 14.300/2022, bem como a compensação de energia injetada no sistema. Essa perspectiva desvenda o mistério usado como argumento comercial sobre o impacto da Lei em termos de direitos adquiridos para os consumidores que instalassem o sistema de GD pelas regras e vigência da lei anterior.

Para tanto, a pesquisa envolve um ponto de impacto que todos os agentes de mercado compreendem e é a parte mais sensível ao consumidor, a questão financeira. É importante ressaltar que, se trata de uma legislação que proporciona segurança jurídica e transparência ao setor.

2. REVISÃO DE LITERATURA

Esta seção destinou apresentar os fundamentos teóricos que delimitam e conduzem a pesquisa. Inicia-se com uma síntese sobre o funcionamento do sistema fotovoltaico, passando pelo processo regulatório para homologação do sistema de geração fotovoltaico, finalizando com a análise econômico-financeira do projeto.

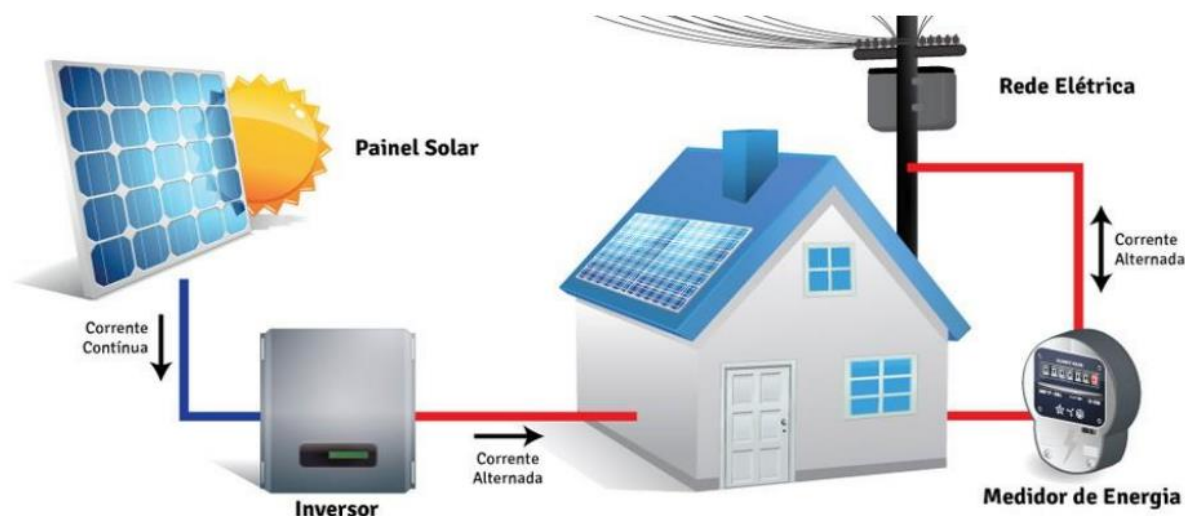
2.1 Funcionamento do sistema fotovoltaico

O setor fotovoltaico é totalmente regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), razão pela qual os conceitos usados e o seu funcionamento são definidos em lei, por pesquisadores, e, também por agentes participantes do mercado. Desta forma, a geração fotovoltaica pode ser definida como a energia gerada por meio da conversão direta da radiação solar em eletricidade. O dispositivo fundamental para a conversão de luz em energia elétrica é a célula fotovoltaica que, por meio do fenômeno fotovoltaico, converte de modo direto a energia proveniente do sol em energia elétrica (Imhoff et al., 2017).

O inversor solar CC/CA converte a potência em corrente contínua proveniente do arranjo fotovoltaico em potência em corrente alternada que em condições normais (qualidade aceitável) será injetada na rede elétrica de distribuição de energia (Rampinelli, 2010). As residências, comércios e indústrias são atendidas pelas concessionárias de energia em CA.

O quadro de proteção CA, comumente chamado de String Box CA, é conectado diretamente ao quadro de geral de baixa tensão existente do cliente, onde após a aprovação do projeto e execução do projeto por parte da concessionária, a mesma realiza a troca do medidor de energia, sem gerar um custo adicional ao cliente final. O sistema de geração fotovoltaico conectado à rede da concessionária pode ser melhor entendido através da Figura 1.

Figura 1 - Sistema de geração fotovoltaico conectado à rede - on-grid



Fonte: BORTOLOTO, Valter A. et al. 2014.

O sistema on-grid, objeto de estudo deste trabalho, é definido por Silva, Bruno e Florian (2022), como o “sistema que permanece conectado à rede de distribuição, assim, em momentos em que não há produção de energia, é possível utilizá-la da distribuidora e, em casos de excesso de produção, recebem-se créditos de energia”.

O sistema fotovoltaico on-grid é formado por equipamentos com a função de converter a energia solar em eletricidade e, por serem ligados à rede, também podem inseri-la diretamente na rede elétrica, transferindo o excesso de energia gerada para a distribuidora e economizando até 95% da conta de luz, o sistema on-grid, não é necessário um investimento em baterias solares, barateando a instalação do sistema, além de reduzir sua conta de luz com a utilização dos créditos de energia, conforme o Artigo 14 do Decreto-lei nº 5.163, de 2004, que define a geração distribuída. O sistema fotovoltaico conectado à rede (on-grid) funciona a partir da captação da luz solar por meio dos painéis solares, gerando eletricidade em corrente contínua (CC), que passa pelo inversor solar e é convertida em corrente alternada (CA) e é distribuída para o imóvel. (Silva; Bruno; Florian, 2022).

A diferença do sistema on-grid para o off-grid é relacionado ao que acontece com a gestão da energia excedente. O sistema off-grid armazena a energia em baterias solares, enquanto o sistema on-grid transfere para a rede elétrica, gerando créditos de energia para serem usados posteriormente (Silva; Bruno; Florian, 2022).

2.2 Legislação dos Sistemas Fotovoltaicos até a Lei nº 14.300 de janeiro de 2022

A legislação ou o conjunto de leis com valor jurídico no setor elétrico origina-se de uma sucessão atos, fatos e decisões políticas do Poder Legislativo, que tem como base a Constituição

Federal de 1988, no Título IV – Da Organização dos Poderes, os poderes são divididos em Poder Legislativo, Poder Executivo e Poder Judiciário (Brasil, 1988, Art. 44º).

Nesta perspectiva, a criação de leis no Brasil deve seguir o Art. 61 da CF/1988, que descreve o roteiro a seguir:

A iniciativa das leis complementares e ordinárias cabe a qualquer membro ou Comissão da Câmara dos Deputados, do Senado Federal ou do Congresso Nacional, ao Presidente da República, ao Supremo Tribunal Federal, aos Tribunais Superiores, ao Procurador-Geral da República e aos cidadãos, na forma e nos casos previstos nesta Constituição. (Brasil, 1988, Art. 61º)

Assim sendo, existem diversos tipos de leis e normas, entre estas as normas dispositivas e as normas cogentes, descritas a seguir conforme o MPRJ (2021), onde:

- Normas dispositivas: servem como padrões básicos que podem ser alteradas por meio de acordos, contratos ou transações entre as partes interessadas.
- Normas cogentes: são de interesse público e têm como objetivo proteger os direitos fundamentais, garantir a segurança, a ordem pública e a equidade nas relações jurídicas.

Logo, a flexibilização das normas dispositivas possibilita a realização de acordo entre as partes, enquanto as normas cogentes são imutáveis independente da vontade das partes e têm um caráter protetor dos interesses públicos ou de grupos vulneráveis.

Assim como existem as normas que possibilitam flexibilidade de acordo ou não, no mercado de energia existe o mercado livre e o cativo, definidos no Decreto nº 5.163 que regulamenta a comercialização de energia elétrica, como:

Art. 1º, § 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Todos os consumidores residenciais estão no mercado ACR, assim como a maioria das empresas comerciais, pequenas indústrias e consumidores rurais. Logo, os consumidores que fazem parte do ACR e desejam gerar sua própria energia se enquadram na categoria de geração distribuída, que foi regulamentada pela Resolução Normativa (REN) nº 482 de 17 de abril de

2012, que foi substituída pela Lei nº 14.300/2022, conhecida como Nova Legislação do Marco Legal, a qual estabelece diretrizes e modifica os regulamentos desta modalidade de geração de energia.

A REN nº 482/2012, possibilitou que o consumidor brasileiro pudesse gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. Entende-se por geração própria de energia a parte dos consumidores que possuem sistema de MMGD. Possibilitou ainda, a implantação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE (ANEEL, 2023a).

As definições de microgeração distribuída, minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia, foi regulamentado pelo art. 2º, da REN nº 482/2012. Estes conceitos permitiram que a ANEEL delineasse o sistema para as empresas que atuam com a autorização e regulação de projetos aos consumidores junto ao sistema de geração e distribuição (ANEEL, 2012).

No Brasil, a energia fotovoltaica tem evoluído com base nos problemas reais do mercado a regulação tem se aperfeiçoado no sentido de resolver os conflitos e demandas do setor, como mostra as publicações consecutivas de regulações da ANEEL, iniciando com a REN nº 517/2012, REN nº 687/2015, REN nº 786/2017 e finalizando a Lei nº 14.300/2022.

A Lei nº 14.300/2022, que institui o Marco Legal da MMGD, seguiu os passos recomendados pela CF/1988, pois iniciou sua tramitação com o Projeto de Lei (PL) nº 5.829/2019 aprovado na Câmara dos Deputados e no Senado Federal dia 16 de dezembro de 2021 e sancionado em 07 de janeiro de 2022 pelo Presidente da República. A sua publicação indica a data de vigência a partir de 07 de janeiro de 2023 (ANEEL, 2022).

Segundo a Greener (2022a), o Marco Legal é responsável por proporcionar segurança jurídica e estabilidade regulatória para o mercado fotovoltaico, além de preservar os investimentos realizados e dar maior previsibilidade do retorno de investimentos futuros. Mantendo o princípio da REN nº482/2012, garante o direito do consumidor em gerar a própria energia com a finalidade de reduzir a conta de energia elétrica, porém, com um arcabouço legal e regulatório mais robusto, dessa forma, reconhecendo a MMGD como estratégia para a política energética nacional.

A implantação da Lei nº 14.300/2022 atingiu o mercado de energia fotovoltaica, e alterou toda a legislação vigente no país sobre MMDG e o SCEE, os quais passaram a vigorar conforme a redação do art. 1º, incisos VI, VIII, XI, XIII e XIV, como segue:

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

[...]

VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora;

[...]

VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor-gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

[...]

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

[...]

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as **fontes despacháveis*** e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as **fontes não despacháveis****, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

Quadro 1 - Comparação da Lei nº 14.300/2022 com a REN 482/2012 - Potência instalada e valor de compensação

ITEM	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD)
Potência Instalada	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW
	Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW	Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis* e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis**.
Valor da compensação	Compensação considerando todas as componentes da tarifa de eletricidade***	Compensação considerando todas as componentes menos a TUSD Fio B.
		Na modalidade de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada****, compensação considerando todas as componentes menos: a TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE, e P&D.

Fonte: Adaptado de Greener (2022a).

No Art 1º da Lei nº 14.300/2022, o inciso IX define ***fontes despacháveis** da seguinte forma:

XI - fontes despacháveis: hidrelétricas (incluindo aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia); cogeração qualificada; biomassa; biogás; e fontes de geração fotovoltaica com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração através do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados através de um controlador local ou remoto.

Segundo a Greener (2022a), as ****fontes não despacháveis** podem ser definidas como solar fotovoltaica sem armazenamento, e estão sujeitas a uma nova definição de acordo com o a Lei nº 14.300/2022. Este propõe uma redução do limite de potência instalada para minigeração dessas fontes para 3 MW. Esta mudança pode resultar em uma diminuição do mercado potencial e da escalabilidade de MMGD para estas fontes.

Ao que se refere ao valor da compensação, considerando todas as componentes da *****tarifa de eletricidade** na REN nº 482/2012, diz respeito às tarifas sem impostos, visto que os impostos aplicados às tarifas de eletricidade provocam diferenças financeiras na compensação. Alterado na Lei nº 14.300/2022, o valor de compensação que antes se tratava de todas as componentes da tarifa de eletricidade, na modalidade de autoconsumo remoto com potência maior que 500kW ou ******geração compartilhada**, onde um único titular detenha mais de 25% da participação do excedente de energia elétrica, é considerado a compensação em todas as componentes, exceto a Tarifa de Uso de Serviços e Distribuição (TUSD) Fio B, 40% da TUSD Fio A, 100% da TFSEE e P&D, conforme visto no Quadro 1.

Para o SCEE, a alteração na resolução impacta no valor da compensação dos créditos de energia, pois tem influência direta nas componentes da tarifa de eletricidade. As componentes da tarifa se referem aos diferentes itens que compõem a cobrança total da conta de energia elétrica. Esses componentes fornecem transparência aos consumidores sobre o custo da eletricidade. As tarifas elétricas podem variar de acordo com o local e entre diferentes fornecedores de energia. Para melhor compreensão, observe o Quadro 2.

Quadro 2 - Componentes Tarifárias na Tarifa de Eletricidade

TARIFA	TE	ENCARGOS	CDE	
			P&D_EE	
			ESS/EER	
			CFURH	
	PERDAS	RB SOBRE MERCADO CATIVO		
		ENERGIA		
		TRANSPORTE	REDE BÁSICA ITAIPÚ	
	TRANSPORTE ITAIPÚ			
	TUSD	ENCARGOS	PROINFA	
			CDE	
			P&D_EE	
			OND	
			TFSEE	
		PERDAS	RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	
NÃO TÉCNICAS				
PERDAS RB/D				
TRANSPORTE		TÉCNICAS		
		FIO B		
FIO A		CONEXÃO T		
		CONEXÃO D		
		CUSD		
		FRONTEIRA		
		REDE BÁSICA		

Fonte: Adaptado de Greener (2022a).

Com base na observação do Quadro 2, a TE é a tarifa de energia elétrica que diz respeito à energia consumida. A ANEEL estabeleceu o valor em R\$/MWh, e é composta por encargos, perdas, energia e transporte.

Ainda observando o Quadro 2, a TUSD, diz respeito a utilização do sistema de distribuição das concessionárias ou permissionárias nas residências ou estabelecimentos. Deste modo, a TUSD cobre despesas como instalações, equipamentos e componentes que são utilizados pelas Redes de Distribuição para fornecer energia elétrica. Fica também estabelecido que seu valor em R\$/MWh, é composto por encargos, perdas e transporte.

Na TUSD utiliza-se os termos Fio A e Fio B no que se refere ao transporte de energia. Sendo que a componente Fio A é relacionada aos custos de manutenção das linhas de transmissão, e a componente Fio B está relacionada aos custos da utilização da rede de

distribuição, que é distribuída em 13,8 kV ou 34,5 kV, suficiente para alimentar residências, comércios, pequenas empresas e empreendimento rurais.

Ainda comparando as mudanças da REN nº 482/2012 com a Lei nº 14.300/2022, tem-se alterações importantes como no custo de disponibilidade, por exemplo, conforme visto no Quadro 3.

Custo de disponibilidade é a taxa mínima que remunera as concessionárias de distribuição de energia pela disponibilidade da rede elétrica aos consumidores de baixa tensão (BT), de acordo com o tipo de ligação da Unidade Consumidora (UC), monofásico, bifásico e trifásico. Se um consumidor, por exemplo, não consumiu energia num determinado mês, ou consumiu energia abaixo do valor de referência do custo de disponibilidade, ele deve pagar esse valor mínimo em sua conta de energia (GREENER, 2022b).

Quadro 3 - Comparação da Lei nº 14.300/2022 com a REN 482/2012 - Custo de disponibilidade

ITEM	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMDG)
Custo de disponibilidade	Para o Grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência: Ligação Monofásica: 30 kWh Ligação Bifásica: 50 kWh Ligação Trifásica: 100 kWh	O custo de disponibilidade continua com os valores mínimos de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação. Para projetos com direito adquirido: • Se o consumo medido for maior do que o valor de referência, a compensação ocorre somente até o valor de referência, que é cobrado na conta. • Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. Para projetos na regra de transição: • Se o consumo medido for maior que o valor de referência, ocorre toda a compensação do consumo sem a cobrança do custo de disponibilidade. • Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade.

Fonte: Adaptado de Greener (2022a).

Na REN nº 482/2012 a compensação dos créditos considerava todos os componentes da tarifa de eletricidade, enquanto pela Lei nº 14.300/2022 a compensação considera todos os componentes, com exceção da Tarifa de Uso dos Serviços de Distribuição (TUSD) - Fio B, onde parte desta componente sofrerá uma cobrança de 15% ao ano até o ano de 2028, chegando a 90% de desconto na compensação de energia. Os percentuais ficam definidos da seguinte forma:

Quadro 4 - Regra de transição da lei

2023	2024	2025	2026	2027	2028
15%	30%	45%	60%	75%	90%

Fonte: Adaptado de Greener (2022a).

A nova normativa estabelece que a transição depende de dois fatores principais: data da solicitação de acesso e modalidade de compensação. Além de considerar o aumento gradativo conforme visualizado no Quadro 4.

Considerando que a data de solicitação de acesso seja anterior a 07 de janeiro de 2023, o consumidor será enquadrado no sistema anterior à lei, e permanece com o direito adquirido até 2045, ou seja, não fará parte do período de transição da lei e não sofrerá o aumento gradativo das componentes tarifárias relativas à TUSD Fio B até 2045. Mas, a partir de 07 de janeiro de 2023, o consumidor será enquadrado na nova regra e passará pela transição com aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias relativas à TUSD Fio B.

Na modalidade de compensação, a classe de GD entra na regra de transição do pagamento gradativo de até 90% da TUSD Fio B até o ano de 2028, e para 2029 está sendo estudada uma nova regra. Já na Geração Centralizada (GC) e Autoconsumo Remoto acima de 500 kW de potência instalada, vale a regra de transição de pagamento 100% TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, 100% de Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

De acordo com o § 1º do Art. 27 da Lei nº 14.300/2022, na modalidade de minigeração distribuída acima de 500 kW, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:

I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;

II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e

IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

De acordo com o contexto regulatório apresentado, entende-se que a promulgação da Lei 14.300 proporcionou uma base mais sólida no âmbito jurídico para os consumidores, introduzindo alterações significativas no processo de compensação da energia injetada na rede de distribuição da concessionária de energia elétrica.

2.3 Engenharia Econômica: avaliação econômico-financeira

A Engenharia Econômica objetiva a análise econômica de decisões sobre investimentos. Possui aplicações amplas, pois os investimentos poderão tanto ser de empresas, como de particulares ou de entidades governamentais (Casarotto, 1994).

O estudo econômico-financeiro é o que viabiliza ou não um projeto de forma correta. A viabilidade de projetos muitas vezes requer um investimento significativo de capital, e a engenharia econômico-financeira objetiva identificar as melhores soluções para atrair capital e otimizar o retorno do investimento. Neste sentido, a engenharia econômico-financeira envolve a aplicação de princípios e instrumentos financeiros para criar estruturas que permitam mitigar riscos, maximizar os ganhos e atender às necessidades financeiras do projeto.

Geralmente, os projetos envolvem a avaliação dos diversos riscos e dentre eles, o financeiro, que considera proteger o investidor de flutuações cambiais, nas taxas de juros, de inflação, riscos políticos e de mercado. Razão pela qual o ponto central da decisão envolve identificar a taxa mínima de atratividade e o custo de oportunidade, que são essenciais para aceitar ou rejeitar um projeto.

Considerando esse raciocínio, Casarotto (1994) argumenta que ao realizar a análise econômico-financeira, são considerados os fatores conversíveis em dinheiro. Razão pela qual se considera na decisão da implantação de um projeto, os seguintes critérios:

- 1) Critérios Econômicos: rentabilidade do investimento;
- 2) Critérios Financeiros: disponibilidade de recursos.

Nesse sentido, esses critérios são considerados por se tratar de análise de viabilidade econômico-financeira de implantação de novos projetos de energia fotovoltaica de micro e minigeração, após a vigência da Lei nº 14.300/2022.

Corroborando com esta visão de Casarotto, Weston e Brigham (2000) enumeram quatro métodos que complementam a avaliação de projetos e indicam se devem ser aceitos ou rejeitados. Essas técnicas estão descritas a seguir, conforme as definições de Weston e Brigham.

- 1) Período de payback é o período de tempo necessário para que as receitas líquidas de um investimento recuperem o custo do investimento.
- 2) Payback descontado, também conhecido como payback atualizado, é o período de tempo exigido para recuperar o investimento a partir dos fluxos de caixa líquidos descontados, também conhecido como valor atual dos fluxos de caixa. Neste caso, aplica-se à taxa de retorno exigida no projeto.
- 3) Valor Presente Líquido (VPL) é um método sofisticado de avaliação de projetos de investimento de capital que é obtido subtraindo o investimento inicial do projeto do valor presente dos fluxos de caixa futuros líquidos, descontados ao custo de capital da empresa ou à taxa de retorno exigida. Os critérios de decisão são: se o VPL for maior que zero, aceita-se o projeto, pois a empresa terá um retorno maior do que o seu custo de capital. Em contrapartida, se o VPL for menor que zero, rejeita-se o projeto.
- 4) Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa esperadas de um projeto ao valor presente de suas saídas esperadas de caixa.

Casarotto (1994) afirma que ao se analisar uma proposta de investimento deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de auferir retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. Por esse motivo deve ser considerada a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Assim, Casarotto (1994) define a TMA como a taxa de juros equivalente à rentabilidade de outras aplicações correntes de baixo risco.

Conforme Weston e Brigham (2000), para realizar o cálculo do payback simples, é necessário dispor das informações referentes ao investimento inicial e ao fluxo de caixa anual médio.

$$Ps = Aa + \frac{C}{CF} \quad (1)$$

Onde:

Ps = Payback Simples;

Aa = Ano antes da recuperação plena;

C = Custo não-coberto no início do ano em módulo (R\$);

CF = Fluxo De Caixa Durante o Ano (R\$);

O cálculo do payback descontado envolve a utilização da TMA para trazer os valores futuros a valor presente. Neste caso, a TMA é a taxa de desconto aplicada aos fluxos anuais, e representa o custo de oportunidade dos recursos financeiros.

Os critérios de VPL e da TIR são fundamentados em fluxos de caixa (CF) descontados por uma taxa específica. Essa taxa é conhecida como TMA, que representa o retorno mínimo exigido para o projeto de investimento. O valor da TMA é determinado pela política de cada empresa, podendo variar (Schroeder et al, 2005).

Para realizar o cálculo do VPL e sua aplicação no cálculo do payback descontado, aplica-se a fórmula (2).

$$CF_0 + \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \frac{CF_3}{(1+k)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} = 0 \quad (2)$$

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (2)$$

O CF representa o fluxo de caixa líquido esperado no período "t", enquanto "k" representa o custo de capital do projeto, aplicado como TMA. Quando o VPL for positivo, o projeto deverá ser aceito, enquanto, o VPL negativo, o projeto deve ser rejeitado (Welston e Brigham, 2000).

De acordo com Assaf Neto (2010) o Payback descontado, ou atualizado, é calculado ao dividir o investimento inicial pelo fluxo de caixa líquido descontado e multiplicando o mesmo pelo período em que o investimento se paga, para isso temos a seguinte equação;

$$\text{Payback descontado} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{CFd} * t \quad (3)$$

Onde o t é o período em que o investimento se paga e CFd é definido como:

$$CFd = \frac{CF_1}{(1 + TMA)^1} + \frac{CF_2}{(1 + TMA)^2} + \frac{CF_3}{(1 + TMA)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1 + TMA)^n} \quad (4)$$

Onde:

CFd = Fluxo de caixa líquido descontado;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

CF = fluxo de caixa;

Segundo Weston e Brigham (2000), a TIR é definida como a taxa de desconto que irá igualar o VPL das entradas de caixa ao VPL de saída do caixa;

$$VPL(\text{Entradas de Caixa}) = VPL(\text{Saídas de caixa}) \quad (5)$$

Uma forma equivalente para esse cálculo é a seguinte equação:

$$CF_0 + \frac{CF_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{CF_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{CF_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (6)$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (6)$$

Na análise financeira, o fluxo de caixa (CF) do período desempenha um papel crucial, enquanto a TIR é a variável a ser determinada. Porque, o resultado da TIR é avaliado em relação ao resultado da TMA e também ao índice de lucratividade, além de servir como taxa usada para o cálculo do VPL do projeto. A TIR foi obtida usando calculadoras financeiras HP 12c ou aplicativos de planilhas, como Excel, LibreOffice Calc e Google Sheets.

Este desafio é particularmente pronunciado em situações de fluxo de caixa não constante, o que é comum em análises de investimentos em usinas fotovoltaicas. Nessas circunstâncias, a receita mensal e anual está sujeita a mudanças devido à variação na geração do sistema (Welston e Brigham, 2000). Determinar a TIR nessas condições requer uma abordagem cuidadosa e uso de ferramentas específicas, para lidar eficientemente com a complexidade inerente a essas análises financeiras.

Segundo Schroeder et al. (2005), quando a TIR de um projeto for superior a TMA, o projeto deve ser aceito, pois, além de superar os custos do projeto de investimento e pagar o custo de capital, um possível remanescente da taxa adicionaria valor à firma.

3. METODOLOGIA DE PESQUISA

A pesquisa é uma atividade voltada para a solução de problemas, por meio do emprego de processos científicos. Mas também a aquisição de conhecimentos e descobertas. Este trabalho, discute as reais possibilidades do mercado de energia elétrica e impactos da Lei nº 14.300/2022 no mercado fotovoltaico de micro e minigeração distribuída.

A abordagem metodológica foi a quantitativa, definida por Creswell (2010, p. 26) como “um meio para testar teorias objetivas, examinando a relação entre as variáveis”. O autor esclarece ainda, que as variáveis podem ser medidas por instrumentos para avaliar os dados econômico-financeiros. O método quantitativo envolve o processo de coleta, análise, interpretação e discussão dos resultados de um estudo.

Para realizar uma pesquisa é necessário selecionar sujeitos. Assim sendo, Gil (2002, p.98) argumenta que essa tarefa é importante, porque “tem por objetivo generalizar os resultados obtidos para a população da qual os sujeitos pesquisados constituem uma amostra.” Devido a necessidade de adequação da operadora do setor elétrico em Goiás, optou-se pela pesquisa teórico-empírica, que permite a análise comparativa com a bibliografia mais relevante em relação com a pesquisa de campo desenvolvida junto às empresas.

A concessionária de energia do estado estava em fase de transição da Enel Energia – GO para a Equatorial Energia – GO. A Enel, aplicava as tarifas e bases econômicas previamente determinadas pela Resolução Homologatória nº3.130, de 18 outubro de 2022 e o prazo final concedido para implementar a adequação foi 21 de outubro de 2023.

Para a implementação da Lei 14.300 que cobra o custo sobre o que for injetado na rede elétrica foi instituída em janeiro de 2023, mas a conclusão deste trabalho finalizou em novembro de 2023. Utilizou-se dados secundários retirados do *Dashboard* (ANEEL, 2023a) referente aos períodos de janeiro a novembro de 2022 e de janeiro a novembro de 2023.

Realizou-se pesquisa de campo com empresas integradoras do sistema elétrico para identificar dados primários sobre o cenário de atuação das empresas que operam no sistema após a aplicação da lei. Essas empresas constitui a amostra pesquisada do cenário descrito nos resultados. O relatório final escrito tem uma estrutura fixa, a qual consiste em introdução, revisão de literatura, métodos, resultados, discussão e conclusão (Creswell, 2010).

3.1. População e critério de seleção da população e amostra de pesquisa.

Para atender o objetivo deste trabalho, procurou obter uma amostra de pesquisa real sobre mercado fotovoltaico de MMGD no Estado de Goiás, e para tanto, usou-se o *google maps* no mês de outubro de 2023 para identificar as empresas integradoras do sistema fotovoltaico. Na pesquisa inicial foram identificadas uma população de 12 (doze) empresas. Após as verificações e contatos iniciais dos pesquisadores, foi selecionada uma amostra de pesquisa de 8 (oito) empresas. Esse total de empresas segundo Eisenhardt (1989) para estudo de caso o número de empresas pesquisadas deve ser entre (5) cinco e 8 (oito), logo a amostra de pesquisa funciona bem para o propósito analisado.

A identificação das empresas teve como base uma pesquisa na *internet* de empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos atuantes no estado de Goiás, confirmação do CNPJ junto a Receita Federal como pessoa jurídica autorizada a atuar no sistema, seguida de um primeiro contato telefônico para certificar se a empresa continuava atuando no setor.

Na primeira ligação os pesquisadores faziam uma abordagem inicial se apresentando como pesquisador, apresentando a instituição e explicavam o motivo da ligação, o objetivo da pesquisa e sentiam a aceitação dos possíveis respondentes. Quando os pesquisadores tinham uma resposta positiva, eram anotados os dados de contato, como nome, e-mail comercial, horário mais adequado para contatos futuros etc.

Procurou-se realizar a pesquisa por senso, mas devido às dificuldades em obter as respostas e procurando melhorar a compreensão sobre o mercado pesquisado, optou-se pelo sistema de amostragem, que segundo Mattar (1996, p.130) a “essência de uma boa amostra consiste em meios para inferir, o mais precisamente possível, as características da população por meio das medidas da amostra.”

Neste sentido, a amostra de pesquisa foi constituída de 8 (oito) empresas selecionadas de uma população de 12 (doze) empresas identificadas como integradoras do sistema fotovoltaico. O critério de seleção da amostra de pesquisa foi aleatório e por conveniência, pois o envio do questionário (apêndice A) via *google forms* foi somente para os gestores que os pesquisadores tiveram acesso, e que demonstraram interesse em participar da pesquisa.

Na fase de coleta de dados houve uma série de dificuldades, a primeira foi a dificuldade de definir a população exata. Inicialmente, usou-se o cadastro da Junta Comercial do Estado de

Goiás (JUCEG) para identificar as empresas registradas no Estado, mas essa tentativa mostrou-se inadequada, porque o cadastro estava desatualizado, razão pela qual usou-se o *google maps*.

3.2. Instrumento de Pesquisa e Coleta de Dados

O instrumento de pesquisa utilizado foi o questionário (apêndice A), e foi elaborado com base nos estudos teóricos da revisão de literatura, especialmente com base na Lei nº 14.300/2022. A primeira versão do questionário foi usada para fazer um pré-teste com profissionais atuantes no mercado pesquisado. A aplicação foi presencial e serviu de base para minimizar possíveis erros no momento da coleta de dados e para dar maior clareza aos respondentes da pesquisa.

Para a elaboração do questionário levou-se em consideração o conhecimento profissional da empresa quanto ao sistema de integração fotovoltaico disponíveis para as mesmas, além de estruturar questões que fizesse a conexão entre a teoria e prática observadas e percebidas pelos pesquisadores para permitir a análise das inter-relações entre variáveis mercado e sistema operacional fotovoltaico.

O pré-teste avaliou a adequação do instrumento nos seguintes aspectos: os respondentes conseguiram entender as perguntas sem explicações adicionais, os dados coletados eram suficientes para concluir a pesquisa e desenvolver os objetivos propostos, se o público-alvo, em função das experiências técnicas, estavam aptos a responder o questionário, a linguagem do questionário estava adequada ao mercado, e se as perguntas seguiam uma ordem lógica para explorar devidamente o tema proposto.

A coleta de dados contou com a atuação dos pesquisadores por meio de envio do link do questionário com o termo de consentimento livre e esclarecido, seguido de uma ligação para avisar e para assegurar que o destinatário tinha recebido e falar da importância da sua resposta, as vezes para perguntar se o respondente encontrou dificuldade e cobrar uma resposta. Essa rotina seguiu o período de 23 de setembro a 06 de novembro, onde segundo o *dashboard* fornecido pela (JUCEG, 2023), analisando os dados do sistema de indicadores ao buscar por registro, ou seja, abertura de empresas, selecionando como natureza jurídica consórcio de sociedades, cooperativa, sociedade anônima fechada e sociedade empresarial limitada para a cidade de Goiânia – GO, selecionando como natureza jurídica geração de energia elétrica, obtemos que entre os anos de 2018 a 2022 tiveram 70 novas empresas abertas, assim como no mesmo período a extinção de 7 empresas, totalizando assim 63 empresas atuantes nesse período,

nossa amostra de 8 respondentes equivale a 12,698% das empresas atuantes, momento que chegou a uma amostra considerada boa, segundo Eisenhardt (1989) em estudo caso uma amostra boa deve ser entre (5) cinco e 8 (oito) empresas pesquisadas.

3.3. Caracterização da Amostra de Pesquisa.

No mercado de Sistemas Fotovoltaicos, as empresas comercializadoras são nomeadas como integradores fotovoltaicos, das 08 (oito) empresas que responderam ao questionário, 07 (sete) ou 87,5% possuem sua sede na Capital Goiana e uma (12,5%) está localizada em Montes Claros de Goiás. Apenas uma das empresas participantes informou que houve queda moderada de vendas e em 87,5% a queda foi significativa quanto a sistemas instalados após 7 de janeiro de 2023, como mostra o Quadro 5.

Os respondentes apresentaram algumas observações que impactaram no mercado, como por exemplo, o marketing negativo para o ano de 2023 que foi reforçado, por parte das empresas atuantes no mercado, com o discurso que o investimento em sistemas fotovoltaicos apenas seria viável no ano de 2022, além da falta de clareza sobre como seria o reajuste no valor a ser pago em cada ano distribuído ao longo do tempo até o início do ano de 2029.

Pode-se observar ainda, no Quadro 5, que 87,50% das empresas tiveram uma queda significativa nas vendas, enquanto 12,50% tiveram uma queda moderada. Portanto, a redução nas vendas foi geral, a partir da vigência da lei. Observa-se ainda que 25% das empresas os preços impactaram nas vendas e dificultou um pouco a realização de negócios, contra 75% de empresas que não sofreram qualquer impacto nos preços.

Quanto aos custos de mão de obra para realizar a integração, 62,50% das empresas conseguiram manter os seus custos, 25% dos respondentes indicaram um aumento moderado e 12,50% indicaram uma queda significativa. Enquanto o investimento em marketing para garantir as vendas aumentou significativamente para 25% das empresas, outras 25% conseguiram manter, enquanto 37,50% tiveram uma queda significativa, 12,50% tiveram uma queda moderada em seus investimentos em marketing.

Na visão dos respondentes, as justificativas para os impactos nas vendas no início de 2023 foi o marketing usado pelas empresa antes da lei entrar em vigor, onde muitas empresas utilizaram a lei como gatilho para aumentar as vendas, com o argumento de que era preciso fazer antes de entrar em vigor para continuar com os benefícios e isso afetou bastante os

negócios, após a vigência da lei, além de um movimento geral de queda em todas as áreas de negócios, provocando uma redução no poder de investimento no mercado, que juntamente com as instabilidades e mudanças políticas afetaram o mercado.

3.4. Método de dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para iniciar o dimensionamento de uma usina fotovoltaica, é necessário considerar a carta solar e conhecimento do local para garantir a irradiação no local de instalação. Logo, os dados solarimétricos usados neste trabalho estão em conformidade com o Atlas (2017). Esses dados são medidos por cidade e em plano horizontal, ou seja, com inclinação de 0°.

Nesta perspectiva considera-se além da irradiação, as perdas na geração, que é o percentual que se perde na conversão da energia solar em energia elétrica, conforme descrito por Silva, Florian e Pestana (2018) os fatores que influenciam essas perdas podem ser elencados como: orientação e inclinação dos módulos, sombreamento e sombreamento parcial, acúmulo de sujeiras, temperatura, mismatch, degradação e células rachadas/ quebradas.

Dessa forma, há uma discussão acerca da eficiência dos módulos, e Torres (2012) argumenta que os módulos possuem um rendimento médio de 80%. E completa que há um consenso sobre o rendimento do sistema, que na maioria dos casos varia entre 70% e 90%. Por outro lado, Marinoski, Salamoni, Ruther (2004), explica que essa é uma metodologia que foi aplicada por alguns trabalhos, mas não indica outro percentual. Razão pela qual, neste trabalho, considerou-se um rendimento médio de 80%, que é um valor intermediário entre as publicações e as práticas da indústria.

Definida a geração necessária, conhecida a irradiação local e as possíveis perdas na geração, é necessário definir a potência dos módulos a serem utilizados. Para isto, utilizou a equação (7), utilizada por Torres (2012) para definir a potência nominal necessária para atender à demanda.

$$P_{cc} = \frac{E}{G \times R \times 30} \quad (7)$$

Onde:

P_{cc} = potência total em corrente contínua necessária (kWp);

E = consumo médio durante o ano (kWh/mês);

G = Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m²) dividida pela irradiância de referência de 1.000 W/m², expressa em horas (h);

R = Rendimento do Sistema, inversor e conexões.

Para definir a quantidade de módulos necessários, Torres (2012) utiliza a equação (8):

$$Q = \frac{P_{cc}}{P_{mod}} \quad (8)$$

Onde:

Q = Quantidade de módulos necessários para atingir a potência nominal;

P_{cc} = Potência total em corrente contínua (kWp);

P_{mód} = Potência nominal do módulo (kWp).

Como não é possível trabalhar com fração de módulos, esse valor deve ser corrigido. Considera-se a quantidade inteira de módulos arredondando para um valor inteiro superior ao encontrado, e multiplica pela potência do módulo a ser trabalhada (Torres, 2012). Para representar a quantidade de módulos com o valor inteiro, será adotado como Q'.

Com a quantidade adequada de módulos determinada, multiplica-se a quantidade corrigida de módulos pela potência do módulo a ser instalado, resultando na potência total dos módulos fotovoltaicos para o sistema em kWp, conforme a equação (9).

$$P_t = Q' * P_{mod} \quad (9)$$

Onde:

Q' = Quantidade corrigida de módulos necessários para atingir a potência nominal;

P_{mód} = Potência nominal do módulo (kWp);

P_t = Potencia total dos módulos fotovoltaicos (kWp).

Após determinar a potência total do sistema fotovoltaico em quilowatts-pico (kWp), é necessário estimar a energia mensal gerada pelo sistema, expressa em quilowatts-hora por mês (kWh/mês), por meio da equação (10). Essa análise possibilita a obtenção de uma estimativa de receita monetária aproximada.

Para os cálculos não estão sendo consideradas perdas de geração devido à temperatura de operação (Torres, 2012).

$$E = D * P_{cc} * G * R \quad (10)$$

Onde:

E = Energia mensal produzida (kWh)

D = Número de dias no mês (dias)

Pcc = Potência total em corrente contínua necessária (kWp)

G = Irradiação solar diária média (kWh/m². dia)

R = Rendimento do Sistema, inversor e conexões (%)

Para realizar os cálculos financeiros, é necessário ter conhecimento dos valores das tarifas aplicadas.

A tarifa média de energia cobrada pela Equatorial – GO é estabelecida em R\$ 0,71063, sem a inclusão de impostos. O cálculo do valor com os encargos, ou seja, com PIS/Cofins, que correspondem a 4%, e o ICMS, que representa 17%, totalizando 21% em impostos, é obtido usando a equação (11) conforme o modelo de Assaf Neto (2021).

$$T_f = \frac{T}{(1 - \text{Imp})} \quad (11)$$

Onde:

T_f = tarifa final (R\$)

T = tarifa a ser corrigida (R\$)

Imp = Imposto a ser aplicado (%)

Outro ponto importante a ser considerado é a precificação dos materiais, que pode ser calculada de acordo com a equação (12).

$$\begin{aligned} P_f &= (M_t + 5\% * M_t) * (1 + 65\%) + (3\% * M_t) \\ P_f &= (1 + 5\%) * M_t * (1 + 65\%) + (3\% * M_t) \\ P_f &= ((1 + 5\%) * (1 + 65\%) + 3\%) * M_t \end{aligned} \quad (12)$$

Onde:

P_f = Preço Final (R\$)

M_t = Material Fotovoltaico (R\$)

4. APRESENTAÇÃO DOS DADOS E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

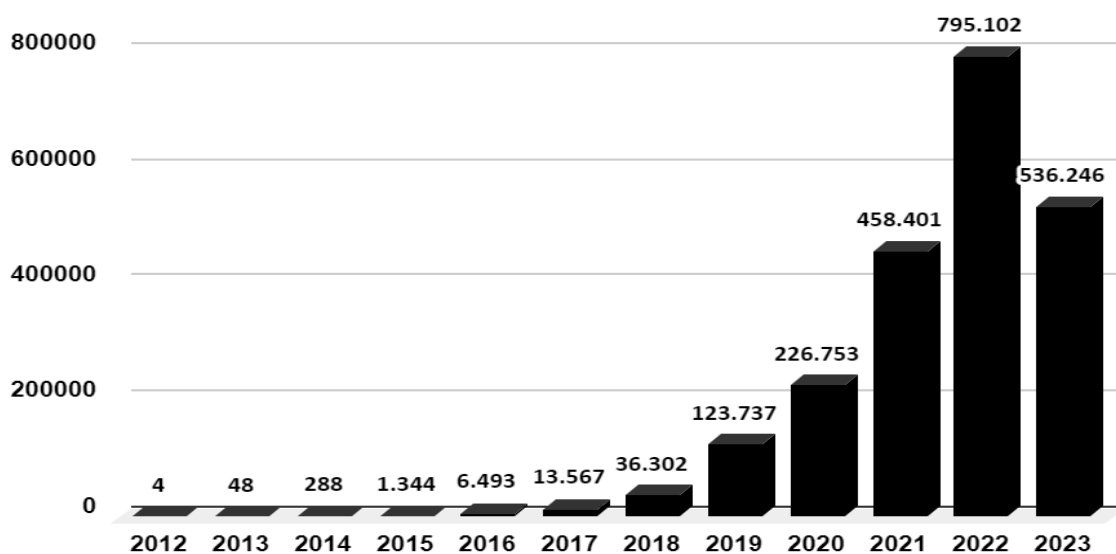
Esta seção foi destinada ao desenvolvimento dos objetivos específicos do trabalho, como segue.

4.1 Análise da demanda no mercado de micro e minigeração após a vigência da Lei nº 14.300/2022.

A caracterização da amostra de pesquisa possibilitou uma breve visão das operações do mercado integrador e indicam que a expansão da energia solar tem sido exponencial, tornando essencial recorrer aos dados da ANEEL no *Dashboard* da ANEEL (ANEEL, 2023b) para complementar a visão do mercado discutido nesta pesquisa. Ressalta-se que esses dados estão sujeitos a alterações de acordo com a data de acesso.

O Gráfico 2 ilustra uma tendência ascendente no número de usinas instaladas no Brasil ao longo dos anos, desde o ano base de 2012, ano em que a REN nº 482/2012 foi sancionada. É importante ressaltar que os dados para o ano de 2023, que abrangem o período de 01/01/2023 a 18/11/2023, ainda estão sujeitos a alterações, uma vez que o ano ainda não terminou. Portanto, as estatísticas finais para 2023 podem variar.

Gráfico 2 - Quantidade anual de conexão de usinas



Fonte: ANEEL, 2023b. Adaptado pelo autor.

O Quadro 5, descreve-se os dados sobre as quantidades de usinas instaladas e seus respectivos município, bem como a quantidade de UC's receptoras de créditos e a quantidade de potência instalada em kW. Os dados foram levantados no período de 17/04/2012 a 18/11/2023 conforme prevista pela REN nº 482/2012 em vigência, era um período de adequação e transição para a Lei nº 14.300/2022.

Quadro 5 - Cenário fotovoltaico de 17/04/2012 à 18/11/2023

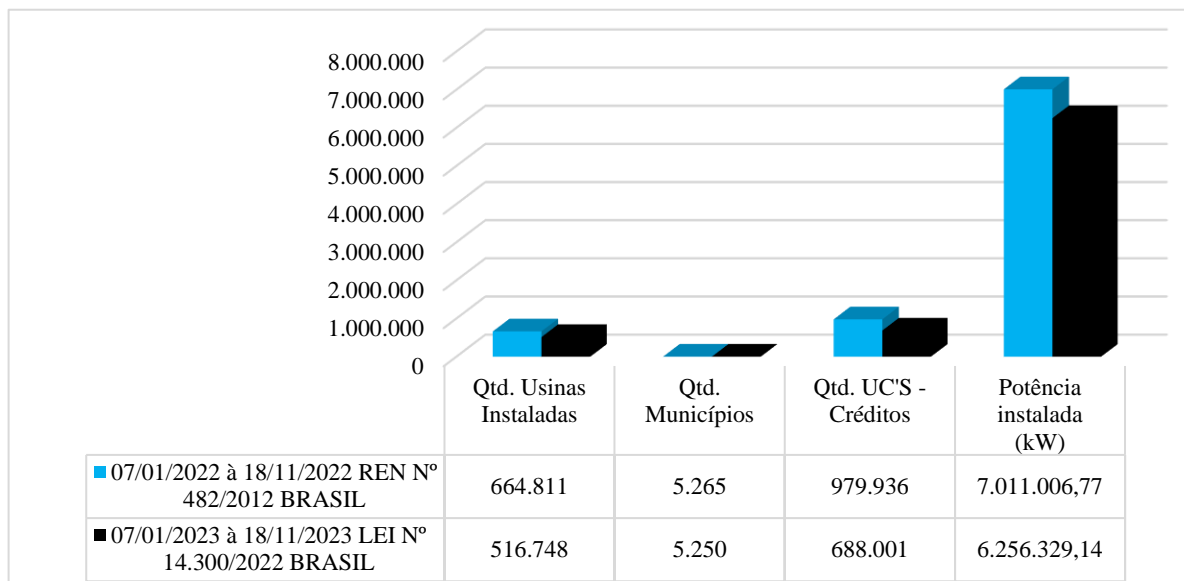
Quantidade de usinas instaladas	2.198.491
Quantidade de municípios	5.541
Quantidade UC's – Créditos	3.208.393
Potência instalada (kW)	24.809.036,00

Fonte: ANEEL, 2023. Adaptado pelo autor.

A análise do mercado de energia fotovoltaica, foco deste estudo é a comparação entre os períodos de 07/01/2022 a 18/11/2022 e de 07/01/2023 a 18/11/2023. Neste intervalo de tempo foi considerado suficiente para fornecer uma base de dados comparativa em relação ao período após a sanção da Lei nº 14.300/2022 em 07/01/2023. Além de demonstrar que o crescimento tem sido impulsionado pela evolução das normativas até a implementação da Lei nº 14.300/2022, e que o aprimoramento contínuo da tecnologia solar tem desempenhado um papel crucial neste progresso.

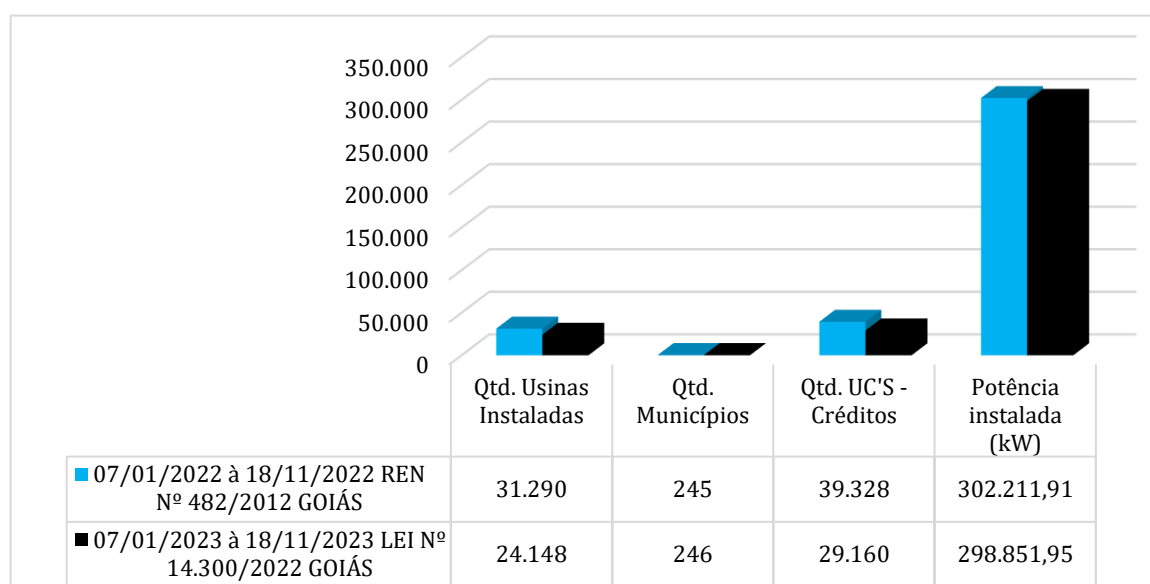
Os Gráficos 3 e 4 demonstram valores oriundos do *Dashboard* (ANEEL, 2023b) no Brasil e em Goiás respectivamente, para os anos de 2022 e de 2023 no mesmo período. Sendo que o Gráfico 3 apresenta o monitoramento e avaliação do setor de energia solar em relação ao desempenho e ao progresso do setor analisando o Brasil. Enquanto o Gráfico 4 analisando a perspectiva de desempenho e progresso apenas em Goiás.

Gráfico 3 - Cenário fotovoltaico de 07/01/2022 à 18/11/2022 - BRASIL



Fonte: ANEEL, 2023b. Adaptado pelo autor.

Gráfico 4 - Cenário fotovoltaico de 07/01/2023 à 18/11/2023 - GOIÁS



Fonte: ANEEL, 2023b. Adaptado pelo autor.

No Brasil, o ano de 2022 contava com total de 664.811 usinas instaladas, enquanto em 2023 esse número reduziu para 516.748. Consequentemente houve a redução nos indicadores relacionados às UC's beneficiadas por créditos excedentes e à capacidade instalada em kW também tiveram valores superiores em 2022. Esse mesmo raciocínio se aplica ao estado de Goiás.

Com base na análise dos dados pode-se afirmar que redução na quantidade de usinas instaladas em 2023 é uma das consequências das práticas de mercado relacionada a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022. Razão pela qual ocorreu uma restrição ao progresso e por conseguinte, limitou a aplicação dos avanços tecnológicos e das inovações praticadas no setor.

Portanto, observa-se como que a desinformação por parte dos profissionais de mercado sobre a Lei nº 14.300/2022, provocou um impacto negativo no setor elétrico fotovoltaico no ano de 2023, indicando uma lacuna na comunicação entre a agência reguladora e o mercado. Essa lacuna pode ser constatada na divergência de opiniões dos respondentes, descrita no tópico a seguir.

4.2 Descrição do cenário na visão das empresas integradoras atuantes no mercado de energia fotovoltaica após a vigência da Lei nº 14.300/2022.

Com base nos dados da demanda de mercado, bem como os dados da ANEEL (2023b), o Brasil ultrapassou 500 mil sistemas de geração de energia solar instalados no segmento de geração distribuída. A pesquisa de campo realizada corrobora com os dados da ANEEL e analisa os dados conforme as convenções definidas junto ao mercado. Visando compreender a situação na perspectiva dos respondentes iniciou-se com o impacto nas vendas, preços, custo de mão de obra e investimento. Os resultados estão apresentados no Quadro 6.

Ao analisar os impactos da vigência da Lei nº 14.300/2022 no mercado, questionou-se aos respondentes como reagiu as vendas da empresa. Para mensurar a situação convencionou-se os seguintes intervalos de variação para mais (+) ou para menos (-) até 10% variação normal do mercado; entre 15% e 20% variação moderada, e acima 20% variação significativa.

Quadro 6 – Visão do mercado sobre vendas, preços, custo de mão de obra e investimento

Empresa	Impacto nas vendas com a vigência da lei	Impacto - Variação - 2022 x 2023		
		Preço impactou nas vendas 2022 x 2023	Custos de mão de obra 2022 x 2023	Investimento em marketing - garantir as vendas
A	Queda significativa	Sim	Manteve	Aumento significativo
B	Queda significativa	Não	Queda significativa	Queda significativa
C	Queda significativa	Sim	Manteve	Queda significativa
D	Queda significativa	Não	Manteve	Manteve
E	Queda significativa	Não	Aumento moderado	Aumento significativo
F	Queda significativa	Sim	Manteve	Queda significativa
G	Queda significativa	Sim	Aumento moderado	Queda moderada
H	Queda moderada	Sim	Manteve	Manteve

Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023).

O Gráfico 6 mostra que 87,5% dos respondentes informaram que houve queda significativa nas vendas enquanto 12,5% informaram uma queda moderada nas vendas a partir da vigência da lei, informaram ainda que em 62,5% dos casos os preços impactaram nas vendas, enquanto 37,5% informaram que não houve impactos nas vendas dos módulos fotovoltaicos. Mas o custo da mão de obra se manteve em 62,5% dos casos, 12,5% tiveram uma redução moderada, enquanto 25% dos casos tiveram um aumento moderado.

Pode-se observar que os investimentos em marketing não representaram uma ação significativa no contexto, em 25% dos casos houve um aumento ou a manutenção dos investimentos, em 37,5% dos casos houve uma redução nos investimentos e em 12,5% dos casos houve uma redução moderada nos investimentos. Portanto, o mercado seguiu a sua rotina de maneira natural e conseqüentemente sofreu os impactos em termos de instalações de UC's.

Ainda, com a finalidade de avaliar o impacto nos negócios de energia solar fotovoltaica no ano de 2023, buscou entender o quanto a lei influenciou o financiamento dos negócios e a sua perspectiva de crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica, os pesquisadores procuraram entender o ânimo dos empresários do ramo para financiar os seus negócios, como o crescimento das taxas de juros para o financiamento de novas usinas fotovoltaicas influenciou nas vendas das empresas, bem como a perspectiva de crescimento do mercado. Os resultados estão no Quadro 7.

Quadro 7 – Impactos financeiros nas taxas de juros, nível de confiança e perspectivas de crescimento

Empresa	Impactos financeiros e perspectivas de crescimento		
	Taxas de juros	Nível de confiança	Crescimento
A	Queda significativa	Redução moderado	Crescimento significativo
B	Queda significativa	Redução significativa	Crescimento se mantém
C	Queda moderada	Melhoria moderada	Crescimento moderado
D	Queda significativa	Manteve	Crescimento moderado
E	Queda moderada	Redução moderado	Redução significativa
F	Queda moderada	Manteve	Crescimento significativo
G	Queda significativa	Manteve	Crescimento moderado
H	Queda significativa	Redução moderado	Redução moderada

Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023).

Com base no Quadro 7 pode-se observar que em relação às taxas de juros na visão dos respondentes, 62,5% perceberam uma redução significativa nas vendas devido à alta dos juros

para energia solar fotovoltaica. Enquanto 37,5% dos respondentes perceberam uma redução moderada. Portanto, pode-se concluir que de uma maneira geral os juros para financiar usinas fotovoltaica aumentaram, impactando no crescimento de tais empresas.

Quanto ao nível de confiança no mercado os respondentes estão pessimistas, considerando que 12,50% percebem uma redução significativa pelo ambiente instável e indefinições da área tributário do governo federal, enquanto 37,50% têm a percepção de uma redução moderada e sentem que o ambiente de instabilidade se ajusta com o tempo. Outros 37,50% têm a percepção que o ambiente de negócios se manteve e, portanto, há uma tendência de retomada natural dos negócios. Já 12,5% possuem a visão de que o mercado teve uma melhoria moderada.

Em relação a perspectiva de crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica após a Lei nº 14.300/2022, os respondentes vislumbram bons negócios, sendo que 25% dos respondentes indicaram que o mercado deve crescer significativamente, já 37,50% têm a percepção que o mercado deve crescer moderadamente devido às incertezas políticas. Outros 12,50% têm uma percepção do mercado um pouco retraído e indicaram uma redução moderada, outros 12,50% demonstraram medo de uma redução significativa e 12,50% manifestaram a visão de um mercado estável para os negócios de energia solar fotovoltaica.

Portanto, o que predomina é a visão de mercado cauteloso e que aguarda as decisões políticas para tomar uma posição mais agressiva em relação à integração do sistema fotovoltaico. Em geral, predomina um sentimento de que o mercado por si só se ajusta e que as empresas atuantes no setor vão se ajustar gradativamente para a retomada dos negócios. Tudo que os clientes precisam é entender como ficam as mudanças na operacionalização provocadas pela Lei nº14.300/2022, para retornar aos investimentos em um sistema de MMDG.

O Quadro 7 revela que os respondentes perceberam uma redução nas taxas de juros para financiar o sistema de integração fotovoltaica, evidenciando um ambiente instável com indefinições na área tributária, mesmo assim há uma perspectiva de crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica após a Lei nº 14.300/2022 com uma tendência de retomada natural dos negócios. Esse cenário pode ser melhor compreendido com a análise do Quadro 8.

Quadro 8 - Instalações do sistema de MMGD por categoria

Empresa	Quantitativo de sistemas instalados por categoria						
	De 1 kW até 10 kW	De 11 kW até 30 kW	De 31 kW até 50 kW	De 51 kW até 75 kW	De 76 kW até 100 kW	De 101 kW até 150 kW	Acima de 150kW
A	40	10	5	1	2	0	0
B	1	1	0	6	0	0	0
C	15	7	2	2	0	0	0
D	7	6	3	2	0	0	0
E	3	6	4	3	1	2	1
F	24	15	2	1	0	0	0
G	2	5	0	1	0	0	0
H	29	2	12	0	4	0	3
Total	121	52	28	16	7	2	4

Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023).

A análise do Quadro 8 indica uma queda acentuada de 70% no primeiro semestre de 2023, conforme relatado pela ANEEL (2023a), pode ser atribuída aos fatores sistêmicos entre eles, destaca-se a demanda forçada gerada pela promulgação da Lei 14.300, a qual criou um ambiente regulatório aparentemente rígido. Essa legislação, ao impor certas exigências ou restrições, conforme as práticas de mercado afetou negativamente a dinâmica do setor.

Outro aspecto identificado na pesquisa foi as incertezas políticas, que tendem a gerar um ambiente de instabilidade e indecisão nas tomadas de decisões quanto aos investimentos. Essas indefinições podem dificultar a formulação e implementação de diretrizes operacionais claras para as empresas do setor.

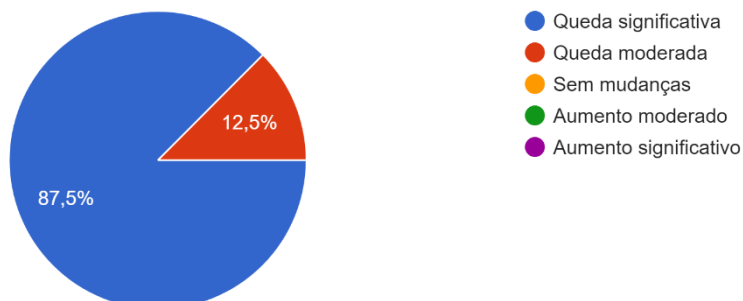
O Quadro 8 revelou que somente a amostra tomada para análise no Estado de Goiás instalou 226 usinas de MMGD com capacidade de geração de até 150 kW e 4 acima de 150 kW, demonstrando um mercado pujante, considerando as usinas instaladas no período de janeiro a setembro de 2023.

Para complementar a análise realizada é importante observar que os Gráficos 5 à 11 apenas ilustram o que foi retratado nos Quadros 6, 7 e 8. O Gráfico 5 deixa claro o que aconteceu no mercado, na visão dos respondentes.

Gráfico 5 - Impacto de vendas com a Lei nº 14.300/2022

Como a vigência da mesma impactou nas vendas da empresa ?

8 respostas



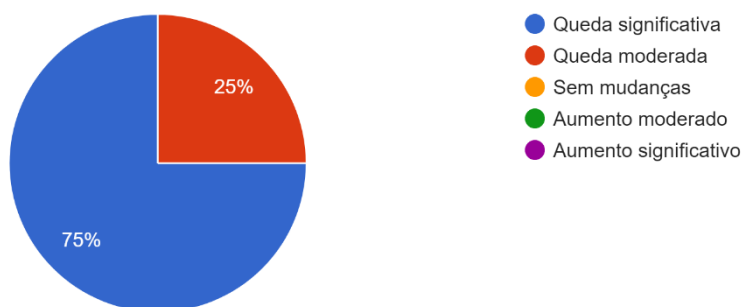
Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023).

Ao observar o Gráfico 5 pode-se perceber que os dados confirmam a análise do *Dashboard* ANEEL (2023a) durante o intervalo de onze meses nos anos de 2022 e 2023. Observa-se uma redução na quantidade de unidades de geração de energia instaladas, tanto em nível nacional quanto no estado de Goiás, no ano de 2023.

Devido a redução da demanda em novas instalações de MMGD, houve uma queda global nos custos com materiais fotovoltaicos, como mostra o Gráfico 6. Já no Gráfico 7, nota-se que a queda global nos custos dos materiais contribuiu para as vendas de novos sistemas para 62,50% dos casos avaliados. A redução de valor dos materiais foi acompanhada com a não alteração dos custos de mão de obra para maioria dos casos até setembro de 2023, quando se deu início ao contato inicial com as empresas que fizeram parte da pesquisa. A informação pode ser analisada no Gráfico 8.

Gráfico 6 - Alteração global no preço dos materiais fotovoltaicos

Após Janeiro de 2023, houve alteração global no preço dos materiais fotovoltaicos ?
8 respostas

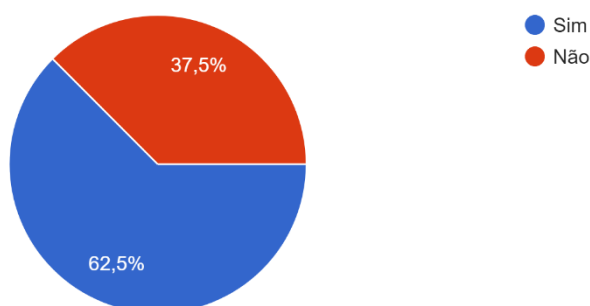


Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023)

Observa-se, adicionalmente, que 25% das empresas relataram uma redução moderada nos preços dos equipamentos fotovoltaicos, enquanto 75% delas observaram uma queda significativa nos custos globais do material. Este padrão de comportamento contribuiu para um impulso leve nas vendas, indicando que, sem a diminuição nos preços, os respondentes teriam recebido uma receita menor.

Gráfico 7 - Variação dos preços dos materiais fotovoltaicos e sua contribuição para o crescimento de vendas

A Variação dos preços dos materiais contribuiu para o crescimento das vendas?
8 respostas



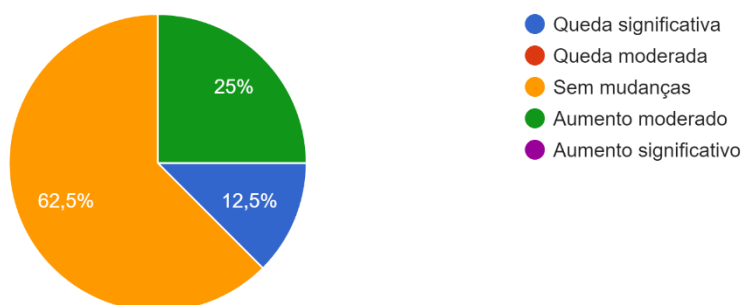
Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023)

O Gráfico 7 mostra que a variação nos preços dos materiais contribuiu para elevar o crescimento das vendas. Esta é a percepção de 62,50% dos respondentes da pesquisa, contra 37,50% que indicam que os preços não contribuem para elevar as vendas.

Gráfico 8 - Variação nos custos da mão de obra

Como você avalia a variação nos custos de mão de obra de janeiro a setembro de 2022 em comparação com o mesmo período de 2023?

8 respostas



Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023)

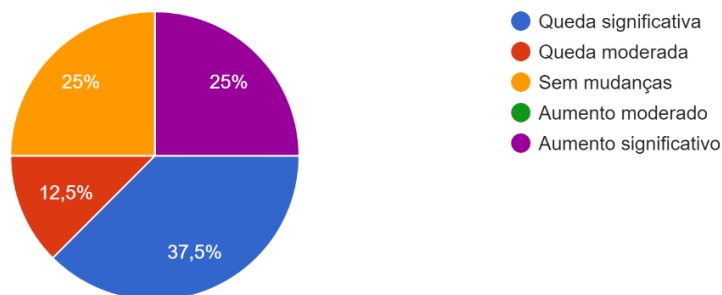
Quanto aos custos de mão de obra para realizar a integração, 62,50% das empresas conseguiram manter os seus custos, 25% dos respondentes indicaram um aumento moderado e 12,50% indicaram uma queda significativa.

Em conjunto, para o mesmo período, as empresas analisadas tiveram comportamentos distintos quanto ao investimento em marketing. As informações podem ser vistas no Gráfico 9.

Gráfico 9 - Perspectiva de investimento em marketing

Como você analisaria o investimento em marketing deste ano para garantir que as vendas da empresa se mantenham no mesmo patamar de janeiro a setembro do ano passado?

8 respostas



Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023)

O investimento em marketing para garantir as vendas aumentou significativamente para 25% das empresas, outras 25% conseguiram manter, enquanto 37,50% tiveram uma queda significativa e 12,50% tiveram uma queda moderada em seus investimentos em marketing.

Analisando a ótica dos respondentes ao escopo investigativo, emergem abordagens distintas em relação ao potencial de expansão do mercado subsequente à promulgação da Lei 14.300. Um contingente de 37,5% percebe uma projeção de aumento moderado, enquanto 25% concebem tal evolução como aumento significativo. Por outro lado, os remanescentes 37,5% se distribuem entre perspectivas de queda significativa, queda moderada e sem mudanças, suscitando uma diversidade de entendimentos quanto às transformações pertinentes.

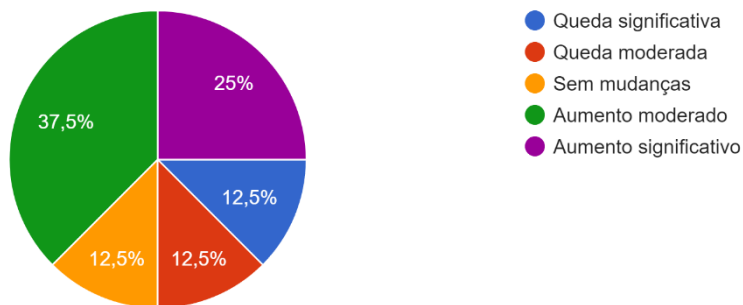
Analisando a ótica dos respondentes ao escopo investigativo, emergem abordagens distintas em relação ao potencial de expansão do mercado subsequente à promulgação da Lei 14.300. Um contingente de 37,5% percebe uma projeção de aumento moderado, enquanto 25% concebem tal evolução como aumento significativo. Por outro lado, os remanescentes 37,5% se distribuem entre perspectivas de queda significativa, queda moderada e sem mudanças, suscitando uma diversidade de entendimentos quanto às transformações pertinentes.

Os Gráficos 10 e 11 apresentam a perspectiva dos integradores.

Gráfico 10 - Perspectiva de crescimento do mercado fotovoltaico

Qual a sua perspectiva de crescimento do mercado de Energia Solar Fotovoltaica após a lei 14.300/2022 passado o terceiro trimestre de 2023?

8 respostas



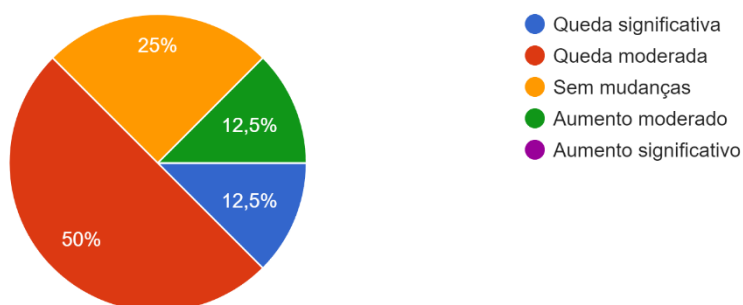
Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023)

O Gráfico 10 demonstra que após a lei nº 14.300/2022 a perspectiva dos respondentes ainda está bem dividida demonstrando que o mercado está parcimonioso em relação as ações de vendas e instalações de UC's.

Gráfico 11 - Impacto no ânimo das empresas com a chegada da Lei 14.300

Como a chegada da Lei 14.300/2022 impactou no ânimo da empresa com o mercado de Energia Solar Fotovoltaica no ano de 2023 ?

8 respostas



Fonte: Elaboração dos autores com base na pesquisa de campo (2023)

Com base nos Gráficos 10 e 11, pode-se observar uma divisão de opiniões em relação à expectativa de expansão do mercado e ao efeito na confiança das empresas diante da implementação da Lei 14.300.

Nesta perspectiva, o alcance do equilíbrio e/ou superar a desconfiança, é essencial que haja uma campanha de esclarecimento sobre a lei por parte do poder público para que os consumidores tenham acesso as informações precisas sobre o conteúdo da Lei 14.300, a fim de incentivar a supervisão de investimentos na instalação de usinas fotovoltaicas.

Por outro lado, observa-se que uma parcela de mercado otimista tem uma expectativa de crescimento e até preveem um aumento de moderado a significativo. Pode-se considerar que esta é uma parcela de consumidores onde há maior disseminação de informações sobre a lei. Isto torna possível um aumento nas vendas. Esse aumento impacta a confiança setorial e pode contagiar aquela parcela do mercado que ainda não internalizou corretamente a implementação da Lei 14.300. Destaca-se que um maior volume de vendas está associado ao nível de satisfação dos entrevistados.

4.3 Dados reais para prospecção dos custos de implantação, após a taxação da Lei nº 14.300/2022.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico requer informações que permitam o cálculo preciso, garantindo que a capacidade de geração atenda integralmente às demandas do consumidor. Para tanto, é necessária obter quantidade necessária de geração, mas, não deve limitar a intenção da unidade consumidora em simplesmente compensar parcial ou integralmente seu consumo próprio, bem como a possibilidade de gerar créditos excedentes para outras unidades consumidoras.

A equação (9) empregou considerar a potência total do sistema fotovoltaico como um indicador-chave, permitindo a projeção da quantidade de energia que o sistema será capaz de gerar mensalmente. Essa proposta é crucial para a avaliação financeira do investimento, possibilitando estimativas mais precisas da receita que poderá ser gerada com a venda ou utilização da energia elétrica produzida.

Após determinar a potência total do sistema e obter os valores finais, que englobam o custo de transporte dos materiais fotovoltaicos, os custos dos materiais do circuito de corrente alternada e a avaliação do custo da mão de obra, dá-se início à análise financeira do investimento. Esta análise leva em consideração a estimativa mensal de energia calculada.

Para calcular o reajuste da tarifa de energia elétrica injetada pelo sistema fotovoltaico, é utilizado o valor da TUSD Fio B (MWh/mês) fornecido pela (ANEEL, 2023c). Para os cálculos, foram adotados os valores correspondentes aos subgrupos B1 e B3, referentes às classes residencial e demais, na modalidade convencional, sendo a classe comercial enquadrada no subgrupo B3.

Uma vez obtido o valor, é necessário ajustá-lo para kWh/mês, realizando a divisão por mil. Isso proporcionará também o valor da tarifa de energia da Concessionária Equatorial - GO, desconsiderando os tributos.

Por se tratar de um cálculo determinístico, a analisar a viabilidade econômica desta pesquisa considera como projeto de investimento três casos de energia fotovoltaica. Foi utilizado o método do VPL considerando a TMA e a TIR, o *payback* simples e descontado, conforme foi descrito.

4.3.1 Dados dos sistemas fotovoltaicos projetados e usados para a análise econômico-financeira.

Para fundamentar este estudo, foram analisados três casos distintos, denominados A, B e C com suas demandas de consumo escolhidas arbitrariamente, com o propósito de avaliar a viabilidade econômica e financeira da instalação de usinas fotovoltaicas, considerando a vigência da Lei nº 14.300/2022. Para cada caso, apresentam-se indicadores que analisam o potencial retorno financeiro tanto sob a regulamentação da REN nº 482/2012 quanto após a promulgação da referida Lei nº 14.300/2022.

Considerações sobre os casos em análise:

- Caso A: Unidade consumidora monofásica. Microgeração com autoconsumo local de 1600 kWh/mês;
- Caso B: Unidade consumidora trifásica. Minigeração com autoconsumo local de 8300 kWh/mês;
- Caso C: Unidade consumidora trifásica com transformador de 112,5 kVA optante grupo B. Minigeração com autoconsumo local de 16600 kWh/mês;
- Todos os inversores considerados estão com 32% de sobrecarga em kWp em relação a sua potência nominal (kW);

Em todos os casos considerou-se as premissas a seguir:

- Irradiação solar média diária de 5,2592 kWh/m²*dia em Goiânia-GO;
- As perdas adotadas pelo mercado de micro e minigeração regional foi adotado 20% nos cálculos de dimensionamento do sistema e estimativa de geração, totalizando 80% de rendimento para ambos;
- Aplicação da tarifa B1 Residencial Convencional para ambos os casos, visto que, B3 Comercial Convencional possui tarifação idêntica segundo ANEEL;

- Que toda a energia gerada foi injetada na rede, desconsiderando a simultaneidade a contabilização do excedente para geração de crédito na conta do consumidor;
- Considerados alíquotas de ICMS em 17% e PIS/COFINS em 4%;
- Considerando ano civil;
- Garantia de módulos, cabos solares e conectores MC4 em 25 anos, dispensando possível troca;
- Desconsiderados bandeiras tarifárias e custo de iluminação pública;
- Desconsideradas perdas por indisponibilidade;
- Desconsiderada inclinação do modulo conforme a latitude do local a ser instalado orientado para o norte geográfico, visto que as possíveis perdas estão inclusas dentro do rendimento do Sistema conforme praticado pelo mercado;
- Degradação dos Módulos Fotovoltaicos de 0,8% ao ano;
- Início da operação das Usinas em fevereiro de 2023;
- Considerando 100% da TUSD Fio B para 2029 e demais anos seguintes;
- Reajuste da tarifa de energia em 10% ao ano;
- Na análise de fluxo de caixa para o período de 25 anos e foram descontados os custos com limpeza de módulos, custo de disponibilidade, troca de inversores e componentes de proteção do circuito de corrente alternada com reajuste de 10% ao ano. Tais custos são descontados igualmente durante os meses do ano;
- Por convenção, os valores financeiros negativos são apresentados entre parênteses;

4.3.2 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos.

Os dados de irradiação média diária no plano horizontal usado foram extraídos do portal CRESESB, e os valores para a cidade de Goiânia, estado de Goiás estão na Tabela 1 (CRESESB, 2018).

Tabela 1 - Irradiação média diária

CRESESB			
Janeiro		5,4800	kWh/m ² dia
Fevereiro		5,5300	kWh/m ² dia
Março		5,1800	kWh/m ² dia
Abril		5,0400	kWh/m ² dia
Mai		4,7900	kWh/m ² dia
Junho		4,5900	kWh/m ² dia
Julho		4,7600	kWh/m ² dia
Agosto		5,6800	kWh/m ² dia
Setembro		5,5600	kWh/m ² dia
Outubro		5,6000	kWh/m ² dia
Novembro		5,4000	kWh/m ² dia
Dezembro		5,5000	kWh/m ² dia
Média		5,2592	kWh/m ² dia
Latitude	16,701° S	Longitude	49,349° O

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

Com base nos valores fornecidos e utilizando a média diária de irradiação ao longo do ano, foi aplicado a equação (6) para os três casos apresentados, a fim de estimar a potência mínima dos módulos fotovoltaicos necessários para atender à demanda específica. Além disso, foi determinado a quantidade apropriada de módulos conforme as equações (7) e (8), aplicou-se as correções necessárias para encontrar a quantidade exata necessária, e considerou módulos de 550 Wp. Os dados estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Apresentação dos casos A, B e C

Caso	A	B	C
Consumo (kWh/mês)	1600	8300	16600
Irradiação local (kWh/m ² dia)	5,2592	5,2592	5,2592
Rendimento (%)	80%	80%	80%
Potência do Módulo (kWp)	0,55	0,55	0,55
Quantidade de módulos final	24	120	240
Potência total dos módulos (kWp)	13,20	66,00	132,00

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Ao determinar a potência total para cada cenário analisado por meio da aplicação da equação (9) e utilizou-se os dados fornecidos na Tabela 1, para calcular a geração correspondente mensal de cada ano, considerando os meses com seus respectivos dias,

totalizando os 365 dias do ano, acrescentando um dia em fevereiro para os anos bissextos. Os dados encontrados estão na Tabela 3 para todos os casos estudados.

A Tabela 3 demonstra os resultados de geração mensal estimada para cada caso apresentado conforme a equação (10) amplamente utilizada pelo mercado para formulação de propostas comerciais, onde é considerado a irradiação média diária do mês, multiplicado pelo número de dias dos mesmos assim como a potência total em corrente contínua junto com o rendimento do sistema a ser considerado.

Tabela 3 - Estimativa de geração para o ano de 2023

Caso			A	B	C
Potência total dos módulos (kWp)			13,20	66,00	132,00
Rendimento (%)			80%	80%	80%
Mês	Dias	Irradiação média (kWh/m ² dia)	Geração (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)
Jan	31	5,4800	1793,9328	8969,6640	17939,3280
Fev	28	5,5300	1635,1104	8175,5520	16351,1040
Mar	31	5,1800	1695,7248	8478,6240	16957,2480
Abr	30	5,0400	1596,6720	7983,3600	15966,7200
Mai	31	4,7900	1568,0544	7840,2720	15680,5440
Jun	30	4,5900	1454,1120	7270,5600	14541,1200
Jul	31	4,7600	1558,2336	7791,1680	15582,3360
Ago	31	5,6800	1859,4048	9297,0240	18594,0480
Set	30	5,5600	1761,4080	8807,0400	17614,0800
Out	31	5,6000	1833,2160	9166,0800	18332,1600
Nov	30	5,4000	1710,7200	8553,6000	17107,2000
Dez	31	5,5000	1800,4800	9002,4000	18004,8000
Média mensal			1688,9224	8444,6120	16889,2240
Geração anual			20267,0688	101335,3440	202670,6880

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Com os valores de geração estimados, é necessário determinar as tarifas de energia. Para tanto, recorreu-se os dados da ANEEL (2023c) para o ano de 2023 em Goiás. Os valores atribuídos pela agência para as duas componentes, TUSD e TE são respectivamente de R\$ 428,29 e R\$ 282,34 por MWh/mês. Na componente TUSD, o custo associado à remuneração da distribuição, TUSD Fio B, é de R\$ 260,94 por MWh/mês, representando 36,7195% do valor total da TUSD.

Ao converter todos os valores para kWh/mês e considerando as porcentagens a serem aplicadas aos geradores de energia de forma gradativa conforme previsto na Lei 14.300, temos as tarifas apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Tarifas de energia sem impostos

TUSD		R\$	0,428290
TE		R\$	0,282340
Total		R\$	0,710630
TUSD Fio B		R\$	0,260940
Ano	%	Valor TUSD Fio B	
2023	15%	R\$	0,039141
2024	30%	R\$	0,078282
2025	45%	R\$	0,117423
2026	60%	R\$	0,156564
2027	75%	R\$	0,195705
2028	90%	R\$	0,234846
2029	100%	R\$	0,260940

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Ao aplicar a equação (11) apurou-se os valores da Tabela 4, determinando os custos com impostos, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Tarifas de energia com impostos

TUSD		R\$	0,542139
TE		R\$	0,357392
Total		R\$	0,899532
TUSD Fio B		R\$	0,330304
Ano	%	Valor	
2023	15%	R\$	0,049546
2024	30%	R\$	0,099091
2025	45%	R\$	0,148637
2026	60%	R\$	0,198182
2027	75%	R\$	0,247728
2028	90%	R\$	0,297273
2029	100%	R\$	0,330304

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Considerando os valores atualizados do custo final da tarifa de energia, a TUSD Fio B e os ajustes propostos pela Lei nº 14.300/2022 a serem deduzidos pelas concessionárias de energia nos anos de 2023 a 2028, e assumindo como previsto que no ano de 2029 atinja 100%, uma vez que até o momento da conclusão deste trabalho não foram divulgadas as novas regras

para esse ano. Então, pode-se calcular os valores multiplicando as tarifas pelos dados de geração, excluindo o mês de janeiro de 2023.

Em todos os casos apresentados, levou-se em consideração os custos de limpeza periódica anual dos módulos, com valores alinhados aos valores do mercado regional, ou seja, os valores praticados pelo mercado. Observou-se que o custo por módulo fotovoltaico diminui de maneira gradual conforme a quantidade de módulos do sistema, os números estão na Tabela 6.

Tabela 6 – Custos de limpeza por módulo

Quantidade de módulos	Valor por módulo
1 a 20	R\$ 20,00
20 a 50	R\$ 18,00
50 a 100	R\$ 17,00
100 a 240	R\$ 15,00
240 a 300	R\$ 9,00
300 a 500	R\$ 7,00

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Esses custos foram agregados ao resultado final no ano de 2023 para cada caso apresentado, tanto antes como depois da entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022. Apesar de não estar explicitamente discriminados na fatura do sistema, o montante total referente à limpeza foi distribuído ao longo dos meses do ano, para efeito de fluxo de caixa. De maneira análoga, os custos associados à substituição de inversores e materiais para o circuito CA estão contemplados nos anos correspondentes às trocas, no balanço financeiro final para cada caso. É importante ressaltar que, os valores monetários refletem a geração do sistema.

Esta seção foi dedicada a análise dos casos projetados conforme os parâmetros definidos neste trabalho.

4.4 Análise econômica e financeira e identificação dos impactos nos negócios com a aplicação da Lei 14.300/2022.

4.4.1 Caso A – Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

As tabelas 7, 8, 9,10, 11 e 12 teve como objetivo apresentar a diferença entre o valor de uma fatura sem o sistema e o valor correspondente com a implementação do sistema para o Caso A. Essa comparação possibilitou considerar a mesma quantidade de geração para as

regulamentações conforme a REN nº 482 e Lei nº 14.300. O propósito é avaliar o impacto dos 15% que está sendo cobrado gradativamente de forma anual, visando compreender quais implicações econômicas e financeiras associadas a modalidade de regulação.

A Tabela 2, apresenta os dados para o caso A e considera 24 módulos de 550Wp, e um inversor de 10kW, para um consumo de 1.600kWh/mês. Para o caso A, as Tabelas 7 e 8 apresentam para a REN 482/2012 constam os dados de consumo, geração, fatura sem o sistema fotovoltaico, identificando valor gerado, crédito gerado, crédito acumulado, valor da tarifa, fio B cobrado e por fim, o valor da fatura com sistema.

Já na Tabela 9 demonstra a comparação dos custos anuais para o caso A, com e sem o sistema fotovoltaico, observa-se que os custos anuais aplicados para o cenário com o sistema fotovoltaico se dividem no custo mínimo a ser pago para a concessionária somado com os custos com a limpeza dos módulos no decorrer do ano. Pode-se observar que a geração anual sem o sistema apresenta resultado inferior ao custo anual, uma vez que a geração fotovoltaica do mês de janeiro não foi considerada.

As Tabelas 10 e 11 apresentam de forma análoga as informações das Tabelas 7 e 8 aplicadas para a Lei nº 14.300/2022, já a Tabela 12 apresenta os dados referentes ao primeiro ano, destacando que o valor a ser pago anualmente já incorpora os custos no valor de R\$ 432,00 ao ano para limpeza dos módulos para o ano de 2023 do caso A.

Tabela 7 – Caso A – REN 482/2012 – Dados 1

Caso A - REN 482/2012				
Mês	Consumo (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Fatura sem FV (R\$)	Valor Gerado (R\$)
Janeiro	1.600	1793,932800	R\$ 1.439,25	R\$ -
Fevereiro	1.600	1635,110400	R\$ 1.439,25	R\$ 1.470,83
Março	1.600	1695,724800	R\$ 1.439,25	R\$ 1.525,36
Abril	1.600	1596,672000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.436,26
Mai	1.600	1568,054400	R\$ 1.439,25	R\$ 1.410,51
Junho	1.600	1454,112000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.308,02
Julho	1.600	1558,233600	R\$ 1.439,25	R\$ 1.401,68
Agosto	1.600	1859,404800	R\$ 1.439,25	R\$ 1.672,59
Setembro	1.600	1761,408000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.584,44
Outubro	1.600	1833,216000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.649,04
Novembro	1.600	1710,720000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.538,85
Dezembro	1.600	1800,480000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.619,59

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 8 – Caso A – REN 482/2012 – Dados 2

Caso A - REN 482/2012					
Mês	Credito gerado (kWh/mês)	Crédito Acumulado (kWh/mês)	Valor da tarifa (R\$)	Fio B cobrado (R\$)	Fatura com Sistema (R\$)
Janeiro	0	0	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ -
Fevereiro	35,110400	35,110400	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Março	95,724800	130,835200	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Abril	-3,328000	127,507200	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Maiο	-31,945600	95,561600	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Junho	-145,888000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 45,27
Julho	-41,766400	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 37,57
Agosto	259,404800	259,404800	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Setembro	161,408000	420,812800	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Outubro	233,216000	654,028800	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Novembro	110,720000	764,748800	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99
Dezembro	200,480000	965,228800	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 26,99

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 9 – Caso A – REN 482/2012 – Dados anuais para kit de 10kW

Anual sem Sistema (R\$)	Geração Anual (R\$)	Produção de Energia (kWh/Ano)	Tarifa (R\$)	Tarifa reajustada (R\$)	Valor a ser pago com sistema em 2023 (R\$)
R\$ 17.271,01	R\$ 16.617,17	18473,136	R\$ 0,899532	R\$ 0,899532	R\$ 757,71

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 10 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Dados 1

Caso A - 14.300/2022				
Mês	Consumo (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Fatura sem FV (R\$)	Valor Gerado (R\$)
Janeiro	1.600	1793,932800	R\$ 1.439,25	R\$ -
Fevereiro	1.600	1635,110400	R\$ 1.439,25	R\$ 1.389,82
Março	1.600	1695,724800	R\$ 1.439,25	R\$ 1.441,34
Abril	1.600	1596,672000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.357,15
Maiο	1.600	1568,054400	R\$ 1.439,25	R\$ 1.332,82
Junho	1.600	1454,112000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.235,97
Julho	1.600	1558,233600	R\$ 1.439,25	R\$ 1.324,48
Agosto	1.600	1859,404800	R\$ 1.439,25	R\$ 1.580,47
Setembro	1.600	1761,408000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.497,17
Outubro	1.600	1833,216000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.558,21
Novembro	1.600	1710,720000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.454,09
Dezembro	1.600	1800,480000	R\$ 1.439,25	R\$ 1.530,38

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 11 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Dados 2

Caso A - 14.300/2022					
Mês	Credito gerado (kWh/mês)	Crédito Acumulado (kWh/mês)	Valor da tarifa (R\$)	Fio B cobrado (R\$)	Fatura com Sistema (R\$)
Janeiro	0	0	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ -
Fevereiro	35,110400	35,110400	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 81,01
Março	95,724800	130,835200	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 84,02
Abril	-3,328000	127,507200	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 79,11
Maiο	-31,945600	95,561600	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 77,69
Junho	-145,888000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 203,28
Julho	-41,766400	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 114,77
Agosto	259,404800	259,404800	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 92,13
Setembro	161,408000	420,812800	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 87,27
Outubro	233,216000	654,028800	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 90,83
Novembro	110,720000	764,748800	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 84,76
Dezembro	200,480000	965,228800	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 89,21

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 12 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Dados anuais para kit de 10kW

Anual sem Sistema (R\$)	Geração Anual (R\$)	Produção de Energia (kWh/Ano)	Tarifa (R\$)	Tarifa reajustada (R\$)	Valor a ser pago com sistema em 2023 (R\$)
R\$ 17.271,01	R\$ 15.701,91	18473,136	R\$ 0,899532	R\$ 0,849986	R\$ 1.516,06

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.4.2 Caso B – Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

As tabelas 13, 14, 15, 16, 17 e 18 teve como objetivo apresentar a diferença entre o valor de uma fatura sem o sistema e o valor correspondente com a implementação do sistema para o Caso B. Essa comparação possibilitou considerar a mesma quantidade de geração para as regulamentações conforme a REN nº 482 e Lei nº 14.300. O propósito é avaliar o impacto dos 15% que está sendo cobrado gradativamente de forma anual, visando compreender quais implicações econômicas e financeiras associadas a modalidade de regulação.

A Tabela 2, apresenta os dados para o caso B e considera 120 módulos de 550Wp, e um inversor de 50kW, para um consumo de 8.300kWh/mês. Para o caso B, as Tabelas 13 e 14 apresentam para a REN 482/2012 constam os dados de consumo, geração, fatura sem o sistema fotovoltaico, identificando valor gerado, crédito gerado, crédito acumulado, valor da tarifa, fio B cobrado e por fim, o valor da fatura com sistema.

Já a Tabela 15 apresenta uma comparação dos custos anuais para o caso B, com e sem o sistema fotovoltaico, observa-se que os custos anuais aplicados para o cenário com o sistema fotovoltaico se dividem no custo mínimo a ser pago para a concessionária somado com os custos com a limpeza dos módulos no decorrer do ano. Pode-se observar que a geração anual sem o sistema apresenta resultado inferior ao custo anual, uma vez que a geração fotovoltaica do mês de janeiro não foi considerada.

As Tabelas 16 e 17 apresentam de forma análoga as informações das Tabelas 13 e 14 aplicadas para a Lei nº 14.300/2022, já a Tabela 18 apresenta os dados referentes ao primeiro ano, destacando que o valor a ser pago anualmente já incorpora os custos no valor de R\$ 1.800,00 ao ano para limpeza dos módulos para o ano de 2023 do caso B.

Tabela 13 – Caso B – REN 482/2012 – Dados 1

Caso B - REN 482/2012				
Mês	Consumo (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Fatura sem FV (R\$)	Valor Gerado (R\$)
Janeiro	8.300	8969,664000	R\$ 7.466,11	R\$ -
Fevereiro	8.300	8175,552000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.354,17
Março	8.300	8478,624000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.626,79
Abril	8.300	7983,360000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.181,28
Maiο	8.300	7840,272000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.052,57
Junho	8.300	7270,560000	R\$ 7.466,11	R\$ 6.540,10
Julho	8.300	7791,168000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.008,40
Agosto	8.300	9297,024000	R\$ 7.466,11	R\$ 8.362,97
Setembro	8.300	8807,040000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.922,21
Outubro	8.300	9166,080000	R\$ 7.466,11	R\$ 8.245,18
Novembro	8.300	8553,600000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.694,23
Dezembro	8.300	9002,400000	R\$ 7.466,11	R\$ 8.097,94

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 14 – Caso B – REN 482/2012 – Dados 2

Caso B - REN 482/2012					
Mês	Credito gerado (kWh/mês)	Crédito Acumulado (kWh/mês)	Valor da tarifa (R\$)	Fio B cobrado (R\$)	Fatura com Sistema (R\$)
Janeiro	0	0	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ -
Fevereiro	-124,448000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 111,94
Março	178,624000	178,624000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Abril	-316,640000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 124,15
Maiο	-459,728000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 413,54
Junho	-1029,440000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 926,01
Julho	-508,832000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 457,71
Agosto	997,024000	997,024000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Setembro	507,040000	1504,064000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Outubro	866,080000	2370,144000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Novembro	253,600000	2623,744000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Dezembro	702,400000	3326,144000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 15 – Caso B – REN 482/2012 – Dados anuais para kit de 50kW

Anual sem Sistema (R\$)	Geração Anual (R\$)	Produção de Energia (kWh/Ano)	Tarifa (R\$)	Tarifa reajustada (R\$)	Valor a ser pago com sistema em 2023 (R\$)
R\$ 89.593,35	R\$ 83.085,85	92365,68	R\$ 0,899532	R\$ 0,899532	R\$ 4.373,08

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 16 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Dados 1

Caso B - 14.300/2022				
Mês	Consumo (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Fatura sem FV (R\$)	Valor Gerado (R\$)
Janeiro	8.300	8969,664000	R\$ 7.466,11	R\$ -
Fevereiro	8.300	8175,552000	R\$ 7.466,11	R\$ 6.949,11
Março	8.300	8478,624000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.206,71
Abril	8.300	7983,360000	R\$ 7.466,11	R\$ 6.785,74
Maiο	8.300	7840,272000	R\$ 7.466,11	R\$ 6.664,12
Junho	8.300	7270,560000	R\$ 7.466,11	R\$ 6.179,87
Julho	8.300	7791,168000	R\$ 7.466,11	R\$ 6.622,38
Agosto	8.300	9297,024000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.902,34
Setembro	8.300	8807,040000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.485,86
Outubro	8.300	9166,080000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.791,04
Novembro	8.300	8553,600000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.270,44
Dezembro	8.300	9002,400000	R\$ 7.466,11	R\$ 7.651,91

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 17 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Dados 2

Caso B - 14.300/2022					
Mês	Credito gerado (kWh/mês)	Crédito Acumulado (kWh/mês)	Valor da tarifa (R\$)	Fio B cobrado (R\$)	Fatura com Sistema (R\$)
Janeiro	0	0	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ -
Fevereiro	-124,448000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 517,01
Março	178,624000	178,624000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 420,08
Abril	-316,640000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 680,37
Maiο	-459,728000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 801,99
Junho	-1029,440000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 1.286,24
Julho	-508,832000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 843,73
Agosto	997,024000	997,024000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 460,63
Setembro	507,040000	1504,064000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 436,35
Outubro	866,080000	2370,144000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 454,14
Novembro	253,600000	2623,744000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 423,79
Dezembro	702,400000	3326,144000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 446,03

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 18 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Dados anuais para kit de 50kW

Anual sem Sistema (R\$)	Geração Anual (R\$)	Produção de Energia (kWh/Ano)	Tarifa (R\$)	Tarifa reajustada (R\$)	Valor a ser pago com sistema em 2023 (R\$)
R\$ 89.593,35	R\$ 78.509,54	92365,68	R\$ 0,899532	R\$ 0,849986	R\$ 8.570,35

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.4.3 Caso C – Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

As tabelas 19, 20, 21, 22, 23 e 24 teve como objetivo apresentar a diferença entre o valor de uma fatura sem o sistema e o valor correspondente com a implementação do sistema para o Caso C. Essa comparação possibilitou considerar a mesma quantidade de geração para as regulamentações conforme a REN nº 482 e Lei nº 14.300. O propósito é avaliar o impacto dos 15% que está sendo cobrado gradativamente de forma anual, visando compreender quais implicações econômicas e financeiras associadas a modalidade de regulação.

A Tabela 2, apresenta os dados para o caso C e considera 240 módulos de 550Wp, e um inversor de 100kW, para um consumo de 16.600kWh/mês. Para o caso C, as Tabelas 19 e 20 apresentam para a REN 482/2012 constam os dados de consumo, geração, fatura sem o sistema fotovoltaico, identificando valor gerado, crédito gerado, crédito acumulado, valor da tarifa, fio B cobrado e por fim, o valor da fatura com sistema.

Já a Tabela 21 apresenta uma comparação dos custos anuais para o caso C, com e sem o sistema fotovoltaico, observa-se que os custos anuais aplicados para o cenário com o sistema

fotovoltaico se dividem no custo mínimo a ser pago para a concessionária somado com os custos com a limpeza dos módulos no decorrer do ano. Pode-se observar que a geração anual sem o sistema apresenta resultado inferior ao custo anual, uma vez que a geração fotovoltaica do mês de janeiro não foi considerada.

As Tabelas 22 e 23 apresentam de forma análoga as informações das Tabelas 19 e 20 aplicadas para a Lei nº 14.300/2022, já a Tabela 24 apresenta os dados referentes ao primeiro ano, destacando que o valor a ser pago anualmente já incorpora os custos no valor de R\$ 3.600,00 ao ano para limpeza dos módulos para o ano de 2023 do caso C.

Tabela 19 – Caso C – REN 482/2012 – Dados 1

Caso C - REN 482/2012				
Mês	Consumo (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Fatura sem FV (R\$)	Valor Gerado (R\$)
Janeiro	16.600	17939,328000	R\$ 14.932,23	R\$ -
Fevereiro	16.600	16351,104000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.708,34
Março	16.600	16957,248000	R\$ 14.932,23	R\$ 15.253,58
Abril	16.600	15966,720000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.362,57
Mai	16.600	15680,544000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.105,15
Junho	16.600	14541,120000	R\$ 14.932,23	R\$ 13.080,20
Julho	16.600	15582,336000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.016,80
Agosto	16.600	18594,048000	R\$ 14.932,23	R\$ 16.725,93
Setembro	16.600	17614,080000	R\$ 14.932,23	R\$ 15.844,42
Outubro	16.600	18332,160000	R\$ 14.932,23	R\$ 16.490,36
Novembro	16.600	17107,200000	R\$ 14.932,23	R\$ 15.388,47
Dezembro	16.600	18004,800000	R\$ 14.932,23	R\$ 16.195,89

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 20 – Caso C – REN 482/2012 – Dados 2

Caso C - REN 482/2012					
Mês	Credito gerado (kWh/mês)	Crédito Acumulado (kWh/mês)	Valor da tarifa (R\$)	Fio B cobrado (R\$)	Fatura com Sistema (R\$)
Janeiro	0	0	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ -
Fevereiro	-248,896000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 223,89
Março	357,248000	357,248000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Abril	-633,280000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 248,30
Maiο	-919,456000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 827,08
Junho	-2058,880000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 1.852,03
Julho	-1017,664000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 915,42
Agosto	1994,048000	1994,048000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Setembro	1014,080000	3008,128000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Outubro	1732,160000	4740,288000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Novembro	507,200000	5247,488000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95
Dezembro	1404,800000	6652,288000	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ 89,95

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 21 – Caso C – REN 482/2012 – Dados anuais para kit de 100kW

Anual sem Sistema (R\$)	Geração Anual (R\$)	Produção de Energia (kWh/Ano)	Tarifa (R\$)	Tarifa reajustada (R\$)	Valor a ser pago com sistema em 2023 (R\$)
R\$ 179.186,70	R\$ 166.171,70	184731,36	R\$ 0,899532	R\$ 0,899532	R\$ 8.206,44

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 22 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Dados 1

Caso C - 14.300/2022				
Mês	Consumo (kWh/mês)	Geração (kWh/mês)	Fatura sem FV (R\$)	Valor Gerado (R\$)
Janeiro	16.600	17939,328000	R\$ 14.932,23	R\$ -
Fevereiro	16.600	16351,104000	R\$ 14.932,23	R\$ 13.898,21
Março	16.600	16957,248000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.413,42
Abril	16.600	15966,720000	R\$ 14.932,23	R\$ 13.571,49
Maiο	16.600	15680,544000	R\$ 14.932,23	R\$ 13.328,24
Junho	16.600	14541,120000	R\$ 14.932,23	R\$ 12.359,75
Julho	16.600	15582,336000	R\$ 14.932,23	R\$ 13.244,77
Agosto	16.600	18594,048000	R\$ 14.932,23	R\$ 15.804,68
Setembro	16.600	17614,080000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.971,72
Outubro	16.600	18332,160000	R\$ 14.932,23	R\$ 15.582,08
Novembro	16.600	17107,200000	R\$ 14.932,23	R\$ 14.540,88
Dezembro	16.600	18004,800000	R\$ 14.932,23	R\$ 15.303,83

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 23 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Dados 2

Caso C - 14.300/2022					
Mês	Credito gerado (kWh/mês)	Crédito Acumulado (kWh/mês)	Valor da tarifa (R\$)	Fio B cobrado (R\$)	Fatura com Sistema (R\$)
Janeiro	0	0	R\$ 0,899532	R\$ -	R\$ -
Fevereiro	-248,896000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 1.034,01
Março	357,248000	357,248000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 840,16
Abril	-633,280000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 1.360,74
Maiο	-919,456000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 1.603,98
Junho	-2058,880000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 2.572,48
Julho	-1017,664000	0,000000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 1.687,46
Agosto	1994,048000	1994,048000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 921,25
Setembro	1014,080000	3008,128000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 872,70
Outubro	1732,160000	4740,288000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 908,28
Novembro	507,200000	5247,488000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 847,59
Dezembro	1404,800000	6652,288000	R\$ 0,899532	R\$ 0,0495456	R\$ 892,06

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 24 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Dados anuais para kit de 100kW

Anual sem Sistema (R\$)	Geração Anual (R\$)	Produção de Energia (kWh/Ano)	Tarifa (R\$)	Tarifa reajustada (R\$)	Valor a ser pago com sistema em 2023 (R\$)
R\$ 179.186,70	R\$ 157.019,08	184731,36	R\$ 0,899532	R\$ 0,849986	R\$ 17.140,69

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.4.4 Precificação dos materiais.

Para a precificação dos sistemas fotovoltaicos foi realizada seguindo os padrões comerciais estabelecidos. Os valores considerados são os praticados por uma distribuidora local. Considerou-se um comprimento de 3 metros de cabo para cada módulo, ajustando essa quantidade de acordo com as bobinas disponíveis. Após solicitar ao vendedor atendente, prontamente foi fornecida a lista de materiais solicitada para cada caso específico, como nas Tabelas 25, 26 e 27.

Tabela 25 – Lista de materiais – Caso A

PRODUTO	QTD
Módulo 550W	24
INVERSOR 10 KW ON-GRID 220V 3 MPPT	1
ACESSÓRIOS CERAMICA 4 MD	6
PERFIL ALUMINIO 2,4 MT FIB/CE	24
BOBINA CABO SOLAR 6mm PRETO 100MT	1
BOBINA CABO SOLAR 6mm VERMELHO 100MT	1
MC4 MACHO E FEMEA	8
VALOR TOTAL	R\$ 21.624,86

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 26 – Lista de materiais – Caso B

PRODUTO	QTD
Módulo 550W	120
INVERSOR 50KW 4MPPT TRIFÁSICO 380V	1
ACESSÓRIOS CERAMICA 4 MD	30
PERFIL ALUMINIO 2,4 MT FIB/CE	120
BOBINA CABO SOLAR 6mm PRETO 100MT	3
BOBINA CABO SOLAR 6mm VERMELHO 100MT	3
BOBINA CABO SOLAR 6mm PRETO 25MT	3
BOBINA CABO SOLAR 6mm VERMELHO 25MT	3
MC4 MACHO E FEMEA	16
VALOR TOTAL	R\$ 100.103,16

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 27 – Lista de materiais – Caso C

PRODUTO	QTD
Módulo 550W	240
INVERSOR 100K TRIF 380V 6MPPT	1
ACESSÓRIOS CERAMICA 4 MD	60
PERFIL ALUMINIO 2,4 MT FIB/CE	240
BOBINA CABO SOLAR 6mm PRETO 100MT	7
BOBINA CABO SOLAR 6mm VERMELHO 100MT	7
BOBINA CABO SOLAR 6mm PRETO 25MT	1
BOBINA CABO SOLAR 6mm VERMELHO 25MT	1
MC4 MACHO E FEMEA	48
TOTAL	R\$ 185.501,86

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Para os casos A, B e C, foram aplicados ajustes levando em consideração os custos de frete, correspondendo a 3% do preço do material fotovoltaico. Além disso, foi incorporado um adicional de 5% para o material destinado ao circuito CA e um acréscimo de 65% para a

execução da mão de obra. Esses ajustes foram calculados com base nos valores do material fotovoltaico e do material CA, seguindo a equação (12).

Portanto, ao empregar a equação (12), são obtidos os seguintes valores para cada caso analisado.

Tabela 28 – Precificação – Caso A

Valor do Material Fotovoltaico	R\$	21.624,86
Material CA - 5%	R\$	1.081,24
Frete - 3%	R\$	648,75
Mão de obra - 65%	R\$	14.758,97
Valor do inversor	R\$	4.999,90
<hr/>		
Preço final	R\$	38.113,82

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 29 – Precificação – Caso B

Valor do Material Fotovoltaico	R\$	100.103,16
Material CA - 5%	R\$	5.005,16
Frete - 3%	R\$	3.003,09
Mão de obra - 65%	R\$	68.320,41
Valor do inversor	R\$	18.364,70
<hr/>		
Preço final	R\$	176.431,82

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 30 – Precificação – Caso C

Valor do Material Fotovoltaico	R\$	185.501,86
Material CA - 5%	R\$	9.275,09
Frete - 3%	R\$	5.565,06
Mão de obra - 65%	R\$	126.605,02
Valor do inversor	R\$	22.199,90
<hr/>		
Preço final	R\$	326.947,03

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Nas Tabelas 28, 29 e 30, o valor do inversor é abertamente apresentado. Isso se deve ao fato de que esse montante será somado ao custo do material CA. A cada intervalo de dez anos, esse valor, ajustado com o reajuste anual correspondente ao ano de substituição de materiais, será deduzido do fluxo de caixa líquido. 4.5 Comparação da análise de viabilidade econômica e financeira com a identificação dos custos para os consumidores antes e após a implementação da Lei nº 14.300/2022, bem como identificar os seus impactos. Com base na projeção mensal

de geração para cada cenário analisado, levando em consideração a depreciação dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos e aplicando as tarifas de energia pertinentes à energia gerada, apresentamos as Tabelas correspondentes.

4.5.1 Caso A – Análise financeira pela REN 482/2012

Tabela 31 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira Geral

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

A Tabela 31 expõe o desempenho financeiro, obtido pela soma do saldo inicial de caixa do ano anterior com o Fluxo de Caixa (CF) Líquido. O CF é calculado após descontar os custos de limpeza, os pagamentos à concessionária de energia e possíveis despesas com a substituição de materiais ao longo de seus anos correspondentes. Além disso, é destacado o valor da tarifa de energia, ajustada anualmente em 10%. Por fim, são apresentados os registros da produção de energia em kWh por ano, juntamente com o montante acumulado em termos monetários resultante da geração anual dos anos anteriores.

4.5.1.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso A – REN 482/2012

As Tabelas 32, 33 e 34 detalham os CF mensais até o ano de atingimento do *Payback*, considerando a dedução dos custos de limpeza. O montante total desses custos é distribuído de maneira uniforme ao longo dos meses de geração, juntamente com os valores mensais pagos à concessionária de energia.

Tabela 32 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2023

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 38.113,82	R\$ -
Fevereiro	-R\$ 36.709,24	R\$ 1.404,57
Março	-R\$ 35.250,14	R\$ 1.459,10
Abril	-R\$ 33.880,14	R\$ 1.370,00
Maio	-R\$ 32.535,89	R\$ 1.344,26
Junho	-R\$ 31.312,41	R\$ 1.223,48
Julho	-R\$ 29.987,57	R\$ 1.324,84
Agosto	-R\$ 28.381,24	R\$ 1.606,33
Setembro	-R\$ 26.863,05	R\$ 1.518,18
Outubro	-R\$ 25.280,28	R\$ 1.582,78
Novembro	-R\$ 23.807,69	R\$ 1.472,59
Dezembro	-R\$ 22.254,36	R\$ 1.553,33

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 33 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2024

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 20.562,78	R\$ 1.691,58
Fevereiro	-R\$ 18.969,77	R\$ 1.593,01
Março	-R\$ 17.374,58	R\$ 1.595,19
Abril	-R\$ 15.876,62	R\$ 1.497,96
Maio	-R\$ 14.406,75	R\$ 1.469,87
Junho	-R\$ 13.048,72	R\$ 1.358,03
Julho	-R\$ 11.588,50	R\$ 1.460,23
Agosto	-R\$ 9.832,65	R\$ 1.755,85
Setembro	-R\$ 8.172,99	R\$ 1.659,66
Outubro	-R\$ 6.442,84	R\$ 1.730,14
Novembro	-R\$ 4.832,94	R\$ 1.609,91
Dezembro	-R\$ 3.134,93	R\$ 1.698,01

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 34 – Caso A – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2025

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 1.289,68	R\$ 1.845,25
Fevereiro	R\$ 385,45	R\$ 1.675,13
Março	R\$ 2.125,51	R\$ 1.740,06
Abril	R\$ 3.759,47	R\$ 1.633,96
Maio	R\$ 5.362,78	R\$ 1.603,31
Junho	R\$ 6.844,05	R\$ 1.481,27
Julho	R\$ 8.436,85	R\$ 1.592,79
Agosto	R\$ 10.352,22	R\$ 1.915,37
Setembro	R\$ 12.162,63	R\$ 1.810,41
Outubro	R\$ 14.049,95	R\$ 1.887,32
Novembro	R\$ 15.806,07	R\$ 1.756,12
Dezembro	R\$ 17.658,33	R\$ 1.852,26

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.2 Caso A – Análise financeira pela Lei nº 14.300/2022

As Tabela 31 a Tabela 35 demonstra o resultado financeiro, levando em consideração a tarifação implementada após a vigência da Lei nº 14.300/2022. Apresenta ainda, os valores da tarifa de energia ajustados de acordo com as disposições legais.

Tabela 35 – Caso A – Lei nº 14.300/2022 – Análise Financeira Geral

Ano		Resultado Financeiro	Tarifa	Tarifa Ajustada	Produção de Energia (kWh/Ano)	Economia Acumulada	Fluxo de Caixa Líquido
2023	0	(R\$ 38.113,82)	R\$ 0,899532	R\$ 0,849986	0,0000	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2024	1	(R\$ 23.927,97)	R\$ 0,989485	R\$ 0,890394	18473,1360	R\$ 15.701,91	R\$ 14.185,85
2025	2	(R\$ 8.448,25)	R\$ 1,088433	R\$ 0,939797	20162,8619	R\$ 33.654,79	R\$ 15.479,72
2026	3	R\$ 6.808,00	R\$ 1,197277	R\$ 0,999094	19944,0928	R\$ 52.398,18	R\$ 15.256,25
2027	4	R\$ 22.078,68	R\$ 1,317004	R\$ 1,069276	19784,5400	R\$ 72.164,81	R\$ 15.270,68
2028	5	R\$ 37.570,12	R\$ 1,448705	R\$ 1,151431	19626,2637	R\$ 93.150,71	R\$ 15.491,44
2029	6	R\$ 53.552,11	R\$ 1,593575	R\$ 1,263271	19525,3516	R\$ 115.632,81	R\$ 15.981,99
2030	7	R\$ 70.805,67	R\$ 1,752933	R\$ 1,422629	19313,4996	R\$ 140.031,00	R\$ 17.253,55
2031	8	R\$ 90.891,67	R\$ 1,928226	R\$ 1,597922	19158,9916	R\$ 167.287,13	R\$ 20.086,00
2032	9	R\$ 114.057,64	R\$ 2,121049	R\$ 1,790745	19005,7197	R\$ 197.656,79	R\$ 23.165,97
2033	10	R\$ 140.653,02	R\$ 2,333153	R\$ 2,002850	18907,9982	R\$ 231.516,19	R\$ 26.595,38
2034	11	R\$ 155.040,97	R\$ 2,566469	R\$ 2,236165	18702,8445	R\$ 268.975,18	R\$ 14.387,95
2035	12	R\$ 189.168,29	R\$ 2,823116	R\$ 2,492812	18553,2218	R\$ 310.463,24	R\$ 34.127,32
2036	13	R\$ 227.613,01	R\$ 3,105427	R\$ 2,775123	18404,7960	R\$ 356.342,94	R\$ 38.444,72
2037	14	R\$ 270.886,68	R\$ 3,415970	R\$ 3,085666	18310,1643	R\$ 407.155,90	R\$ 43.273,67
2038	15	R\$ 317.414,44	R\$ 3,757567	R\$ 3,427263	18111,4972	R\$ 463.041,94	R\$ 46.527,76
2039	16	R\$ 366.522,22	R\$ 4,133324	R\$ 3,803020	17966,6052	R\$ 524.618,22	R\$ 49.107,78
2040	17	R\$ 420.543,37	R\$ 4,546656	R\$ 4,216352	17822,8723	R\$ 592.398,96	R\$ 54.021,15
2041	18	R\$ 480.485,90	R\$ 5,001322	R\$ 4,671018	17731,2327	R\$ 667.160,08	R\$ 59.942,53
2042	19	R\$ 545.861,64	R\$ 5,501454	R\$ 5,171150	17538,8470	R\$ 749.084,34	R\$ 65.375,74
2043	20	R\$ 617.532,53	R\$ 6,051599	R\$ 5,721295	17398,5363	R\$ 839.054,78	R\$ 71.670,89
2044	21	R\$ 655.016,31	R\$ 6,656759	R\$ 6,326455	17259,3480	R\$ 937.800,61	R\$ 37.483,78
2045	22	R\$ 741.267,77	R\$ 7,322435	R\$ 6,992131	17170,6058	R\$ 1.046.429,68	R\$ 86.251,46
2046	23	R\$ 834.673,37	R\$ 8,054678	R\$ 7,724375	16984,3030	R\$ 1.165.186,15	R\$ 93.405,60
2047	24	R\$ 936.442,43	R\$ 8,860146	R\$ 8,529842	16848,4286	R\$ 1.295.329,73	R\$ 101.769,06

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.2.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso A – Lei nº 14.300/2022

As Tabelas 36, 37 e 38 delinham os fluxos de caixa mensais até o ano de atingimento do *Payback*, seguindo uma abordagem semelhante ao detalhamento do fluxo de caixa conforme a REN 482/2012. No entanto, essas Tabelas consideram as disposições da regulamentação proposta pela Lei nº 14.300/2022.

Tabela 36 – Caso A – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2023

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 38.113,82	R\$ -
Fevereiro	-R\$ 36.844,28	R\$ 1.269,54
Março	-R\$ 35.526,23	R\$ 1.318,05
Abril	-R\$ 34.287,46	R\$ 1.238,77
Mai	-R\$ 33.071,60	R\$ 1.215,86
Junho	-R\$ 32.078,17	R\$ 993,43
Julho	-R\$ 30.907,74	R\$ 1.170,43
Agosto	-R\$ 29.458,67	R\$ 1.449,07
Setembro	-R\$ 28.088,04	R\$ 1.370,63
Outubro	-R\$ 26.659,93	R\$ 1.428,11
Novembro	-R\$ 25.329,87	R\$ 1.330,06
Dezembro	-R\$ 23.927,97	R\$ 1.401,90

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 37 – Caso A – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2024

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 22.559,38	R\$ 1.368,59
Fevereiro	-R\$ 21.269,63	R\$ 1.289,76
Março	-R\$ 19.978,13	R\$ 1.291,50
Abril	-R\$ 18.764,39	R\$ 1.213,74
Mai	-R\$ 17.573,11	R\$ 1.191,28
Junho	-R\$ 16.471,27	R\$ 1.101,84
Julho	-R\$ 15.287,70	R\$ 1.183,57
Agosto	-R\$ 13.867,72	R\$ 1.419,98
Setembro	-R\$ 12.524,66	R\$ 1.343,06
Outubro	-R\$ 11.125,24	R\$ 1.399,42
Novembro	-R\$ 9.821,97	R\$ 1.303,27
Dezembro	-R\$ 8.448,25	R\$ 1.373,73

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 38 – Caso A – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2025

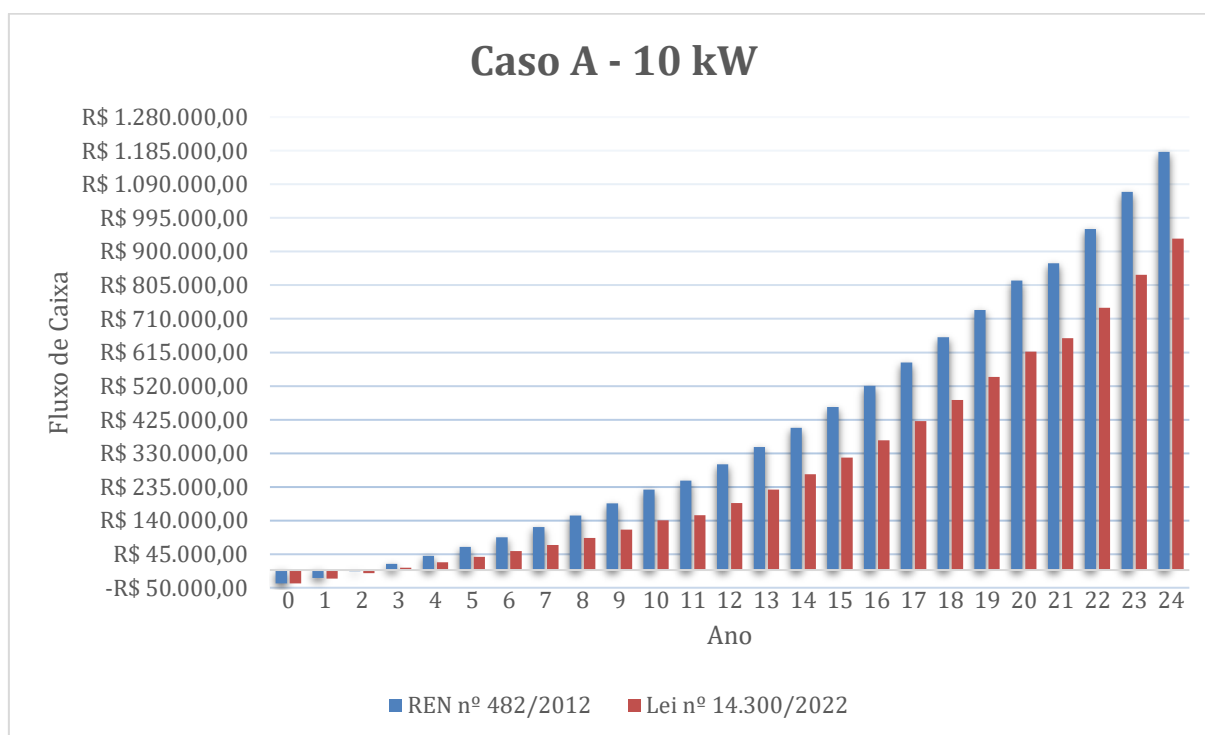
Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 7.095,14	R\$ 1.353,11
Fevereiro	-R\$ 5.865,68	R\$ 1.229,46
Março	-R\$ 4.589,03	R\$ 1.276,65
Abril	-R\$ 3.389,50	R\$ 1.199,53
Maio	-R\$ 2.212,24	R\$ 1.177,25
Junho	-R\$ 1.123,70	R\$ 1.088,54
Julho	R\$ 45,90	R\$ 1.169,61
Agosto	R\$ 1.449,99	R\$ 1.404,08
Setembro	R\$ 2.777,77	R\$ 1.327,79
Outubro	R\$ 4.161,47	R\$ 1.383,69
Novembro	R\$ 5.449,79	R\$ 1.288,32
Dezembro	R\$ 6.808,00	R\$ 1.358,21

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.3 Comparação dos indicadores financeiros para o caso A pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

O Gráfico 12 apresenta a comparação entre o fluxo de caixa para o Caso A nos regimes da REN nº 482/2012 e da Lei nº 14.300/2022, assim como a tabela 39 revela os resultados dos indicadores financeiros aplicados na análise econômico-financeira proposta.

Gráfico 12 - Comparação fluxo de caixa Caso A



Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 39 – Caso A – Comparação dos indicadores financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

Caso A	REN - 482/2012	Lei nº 14.300/2022
<i>Payback</i>	2 anos, 1 mês	2 anos, 6 meses
<i>Payback</i> descontado	2 anos, 7 meses	3 anos, 2 meses
TIR	20,65901%	8,57839%
TMA	12,25000%	12,25000%
VPL	R\$ 5.247,68	(R\$ 2.141,61)

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.4 Caso B – Análise financeira pela REN 482/2012

Tabela 40 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira Geral

Ano	Resultado Financeiro	Tarifa	Produção de Energia (kWh/Ano)	Economia Acumulada	Fluxo de Caixa Líquido
2023	0	(R\$ 176.431,82)	R\$ 0,899532	0,0000	R\$ 0,00
2024	1	(R\$ 97.719,05)	R\$ 0,989485	92365,6800	R\$ 83.085,85
2025	2	(R\$ 1.132,20)	R\$ 1,088433	100814,3094	R\$ 182.840,08
2026	3	R\$ 103.922,75	R\$ 1,197277	99720,4640	R\$ 291.379,15
2027	4	R\$ 218.528,06	R\$ 1,317004	98922,7002	R\$ 409.816,99
2028	5	R\$ 343.551,64	R\$ 1,448705	98131,3186	R\$ 539.056,36
2029	6	R\$ 479.158,88	R\$ 1,593575	97626,7581	R\$ 680.488,70
2030	7	R\$ 624.139,87	R\$ 1,752933	96567,4980	R\$ 834.376,27
2031	8	R\$ 781.081,01	R\$ 1,928226	95794,9580	R\$ 1.002.298,38
2032	9	R\$ 950.755,56	R\$ 2,121049	95028,5983	R\$ 1.185.534,99
2033	10	R\$ 1.135.531,20	R\$ 2,333153	94539,9910	R\$ 1.386.058,91
2034	11	R\$ 1.273.513,47	R\$ 2,566469	93514,2226	R\$ 1.604.241,93
2035	12	R\$ 1.488.085,04	R\$ 2,823116	92766,1088	R\$ 1.842.323,26
2036	13	R\$ 1.720.277,60	R\$ 3,105427	92023,9799	R\$ 2.102.117,59
2037	14	R\$ 1.972.883,46	R\$ 3,415970	91550,8214	R\$ 2.386.422,00
2038	15	R\$ 2.244.159,06	R\$ 3,757567	90557,4858	R\$ 2.695.763,65
2039	16	R\$ 2.537.336,71	R\$ 4,133324	89833,0259	R\$ 3.033.317,26
2040	17	R\$ 2.854.063,72	R\$ 4,546656	89114,3617	R\$ 3.401.655,75
2041	18	R\$ 3.198.296,89	R\$ 5,001322	88656,1635	R\$ 3.804.744,83
2042	19	R\$ 3.567.331,55	R\$ 5,501454	87694,2352	R\$ 4.243.331,90
2043	20	R\$ 3.965.550,54	R\$ 6,051599	86992,6813	R\$ 4.721.918,11
2044	21	R\$ 4.237.947,60	R\$ 6,656759	86296,7399	R\$ 5.244.151,38
2045	22	R\$ 4.704.619,80	R\$ 7,322435	85853,0290	R\$ 5.815.654,31
2046	23	R\$ 5.204.317,32	R\$ 8,054678	84921,5150	R\$ 6.437.486,57
2047	24	R\$ 5.743.040,35	R\$ 8,860146	84242,1429	R\$ 7.116.029,94

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

A Tabela 40 apresenta o desempenho financeiro, caracterizado pela soma do saldo inicial de caixa do ano anterior com o CF Líquido. O CF é calculado após a dedução dos custos de limpeza, dos pagamentos à concessionária de energia e das possíveis despesas com a troca de materiais em seus anos correspondentes. Além disso, são apresentados o valor da tarifa de energia, reajustada anualmente em 10%, a produção de energia em kWh por ano e o montante acumulado em termos monetários resultante da geração anual dos anos anteriores.

4.5.4.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso B – REN 482/2012

As Tabelas 41, 42 e 43 oferecem uma visão detalhada dos fluxos de caixa mensais até o ano de alcance do *payback*. Nesse contexto, os custos de limpeza são deduzidos, sendo que o valor total é distribuído uniformemente ao longo dos meses de geração. Adicionalmente, são apresentados os valores mensais pagos à concessionária de energia.

Tabela 41 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2023

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 176.431,82	R\$ -
Fevereiro	-R\$ 169.353,23	R\$ 7.078,59
Março	-R\$ 161.980,03	R\$ 7.373,20
Abril	-R\$ 155.086,53	R\$ 6.893,50
Mai	-R\$ 148.611,14	R\$ 6.475,40
Junho	-R\$ 143.160,69	R\$ 5.450,45
Julho	-R\$ 136.773,63	R\$ 6.387,06
Agosto	-R\$ 128.664,25	R\$ 8.109,38
Setembro	-R\$ 120.995,63	R\$ 7.668,62
Outubro	-R\$ 113.004,04	R\$ 7.991,59
Novembro	-R\$ 105.563,40	R\$ 7.440,64
Dezembro	-R\$ 97.719,05	R\$ 7.844,35

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 42 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2024

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 89.178,65	R\$ 8.540,40
Fevereiro	-R\$ 81.131,13	R\$ 8.047,52
Março	-R\$ 73.072,72	R\$ 8.058,41
Abril	-R\$ 65.500,45	R\$ 7.572,27
Maiο	-R\$ 58.068,63	R\$ 7.431,82
Junho	-R\$ 51.196,03	R\$ 6.872,61
Julho	-R\$ 43.812,41	R\$ 7.383,62
Agosto	-R\$ 34.950,69	R\$ 8.861,72
Setembro	-R\$ 26.569,92	R\$ 8.380,77
Outubro	-R\$ 17.836,73	R\$ 8.733,19
Novembro	-R\$ 9.704,73	R\$ 8.132,00
Dezembro	-R\$ 1.132,20	R\$ 8.572,53

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 43 – Caso B – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2025

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	R\$ 8.184,76	R\$ 9.316,96
Fevereiro	R\$ 16.651,15	R\$ 8.466,39
Março	R\$ 25.442,16	R\$ 8.791,01
Abril	R\$ 33.702,70	R\$ 8.260,54
Maiο	R\$ 41.809,97	R\$ 8.107,28
Junho	R\$ 49.307,04	R\$ 7.497,07
Julho	R\$ 57.361,72	R\$ 8.054,68
Agosto	R\$ 67.029,31	R\$ 9.667,59
Setembro	R\$ 76.172,08	R\$ 9.142,77
Outubro	R\$ 85.699,42	R\$ 9.527,34
Novembro	R\$ 94.570,73	R\$ 8.871,32
Dezembro	R\$ 103.922,75	R\$ 9.352,02

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.5 Caso B – Análise financeira pela Lei nº 14.300/2022

De maneira análoga à Tabela 40, a Tabela 44 exibe o resultado financeiro, considerando a tarifação implementada após a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022. Além disso, são destacados os valores da tarifa de energia ajustados de acordo com as disposições dessa legislação.

Tabela 44 – Caso B – Lei nº 14.300/2022 – Análise Financeira Geral

Ano		Resultado Financeiro	Tarifa	Tarifa Ajustada	Produção de Energia (kWh/Ano)	Economia Acumulada	Fluxo de Caixa Líquido
2023	0	(R\$ 176.431,82)	R\$ 0,899532	R\$ 0,849986	0,0000	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2024	1	(R\$ 106.492,62)	R\$ 0,989485	R\$ 0,890394	92365,6800	R\$ 78.509,54	R\$ 69.939,19
2025	2	(R\$ 28.698,01)	R\$ 1,088433	R\$ 0,939797	100814,3094	R\$ 168.273,96	R\$ 77.794,62
2026	3	R\$ 48.018,82	R\$ 1,197277	R\$ 0,999094	99720,4640	R\$ 261.990,92	R\$ 76.716,83
2027	4	R\$ 124.851,41	R\$ 1,317004	R\$ 1,069276	98922,7002	R\$ 360.824,03	R\$ 76.832,58
2028	5	R\$ 202.835,67	R\$ 1,448705	R\$ 1,151431	98131,3186	R\$ 465.753,53	R\$ 77.984,27
2029	6	R\$ 280.237,97	R\$ 1,593575	R\$ 1,263271	97626,7581	R\$ 578.164,04	R\$ 77.402,30
2030	7	R\$ 362.242,40	R\$ 1,752933	R\$ 1,422629	96567,4980	R\$ 700.154,99	R\$ 82.004,43
2031	8	R\$ 456.356,50	R\$ 1,928226	R\$ 1,597922	95794,9580	R\$ 836.435,67	R\$ 94.114,10
2032	9	R\$ 564.788,47	R\$ 2,121049	R\$ 1,790745	95028,5983	R\$ 988.283,97	R\$ 108.431,97
2033	10	R\$ 688.260,97	R\$ 2,333153	R\$ 2,002850	94539,9910	R\$ 1.157.580,97	R\$ 123.472,51
2034	11	R\$ 764.600,42	R\$ 2,566469	R\$ 2,236165	93514,2226	R\$ 1.344.875,89	R\$ 76.339,45
2035	12	R\$ 917.950,59	R\$ 2,823116	R\$ 2,492812	92766,1088	R\$ 1.552.316,22	R\$ 153.350,17
2036	13	R\$ 1.089.445,73	R\$ 3,105427	R\$ 2,775123	92023,9799	R\$ 1.781.714,68	R\$ 171.495,14
2037	14	R\$ 1.281.827,19	R\$ 3,415970	R\$ 3,085666	91550,8214	R\$ 2.035.779,51	R\$ 192.381,46
2038	15	R\$ 1.493.593,38	R\$ 3,757567	R\$ 3,427263	90557,4858	R\$ 2.315.209,68	R\$ 211.766,19
2039	16	R\$ 1.727.583,50	R\$ 4,133324	R\$ 3,803020	89833,0259	R\$ 2.623.091,09	R\$ 233.990,12
2040	17	R\$ 1.985.440,89	R\$ 4,546656	R\$ 4,216352	89114,3617	R\$ 2.961.994,78	R\$ 257.857,38
2041	18	R\$ 2.271.107,12	R\$ 5,001322	R\$ 4,671018	88656,1635	R\$ 3.335.800,39	R\$ 285.666,23
2042	19	R\$ 2.582.210,30	R\$ 5,501454	R\$ 5,171150	87694,2352	R\$ 3.745.421,72	R\$ 311.103,18
2043	20	R\$ 2.922.961,27	R\$ 6,051599	R\$ 5,721295	86992,6813	R\$ 4.195.273,91	R\$ 340.750,97
2044	21	R\$ 3.138.350,05	R\$ 6,656759	R\$ 6,326455	86296,7399	R\$ 4.689.003,05	R\$ 215.388,78
2045	22	R\$ 3.548.307,09	R\$ 7,322435	R\$ 6,992131	85853,0290	R\$ 5.232.148,39	R\$ 409.957,04
2046	23	R\$ 3.991.904,81	R\$ 8,054678	R\$ 7,724375	84921,5150	R\$ 5.825.930,76	R\$ 443.597,72
2047	24	R\$ 4.474.976,83	R\$ 8,860146	R\$ 8,529842	84242,1429	R\$ 6.476.648,63	R\$ 483.072,03

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.5.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso B – Lei nº 14.300/2022

As Tabelas 45, 46 e 47 oferecem uma análise dos fluxos de caixa mensais até o ano de atingimento do Payback. Essa abordagem é semelhante ao detalhamento do fluxo de caixa conforme a REN 482/2012, mas considera as regulamentações propostas pela Lei nº 14.300/2022.

Tabela 45 – Caso B – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2023

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 176.431,82	R\$ -
Fevereiro	-R\$ 170.163,36	R\$ 6.268,46
Março	-R\$ 163.540,36	R\$ 6.623,00
Abril	-R\$ 157.598,62	R\$ 5.941,74
Maio	-R\$ 151.900,12	R\$ 5.698,50
Junho	-R\$ 147.170,12	R\$ 4.730,00
Julho	-R\$ 141.555,10	R\$ 5.615,02
Agosto	-R\$ 134.277,03	R\$ 7.278,08
Setembro	-R\$ 127.391,15	R\$ 6.885,88
Outubro	-R\$ 120.217,89	R\$ 7.173,27
Novembro	-R\$ 113.534,87	R\$ 6.683,01
Dezembro	-R\$ 106.492,62	R\$ 7.042,25

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 46 – Caso B – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2024

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 99.616,69	R\$ 6.875,94
Fevereiro	-R\$ 93.134,91	R\$ 6.481,78
Março	-R\$ 86.644,43	R\$ 6.490,48
Abril	-R\$ 80.542,71	R\$ 6.101,71
Maio	-R\$ 74.553,32	R\$ 5.989,39
Junho	-R\$ 69.011,13	R\$ 5.542,19
Julho	-R\$ 63.060,28	R\$ 5.950,85
Agosto	-R\$ 55.927,37	R\$ 7.132,90
Setembro	-R\$ 49.179,09	R\$ 6.748,28
Outubro	-R\$ 42.148,98	R\$ 7.030,12
Novembro	-R\$ 35.599,64	R\$ 6.549,34
Dezembro	-R\$ 28.698,01	R\$ 6.901,63

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 47 – Caso B – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2025

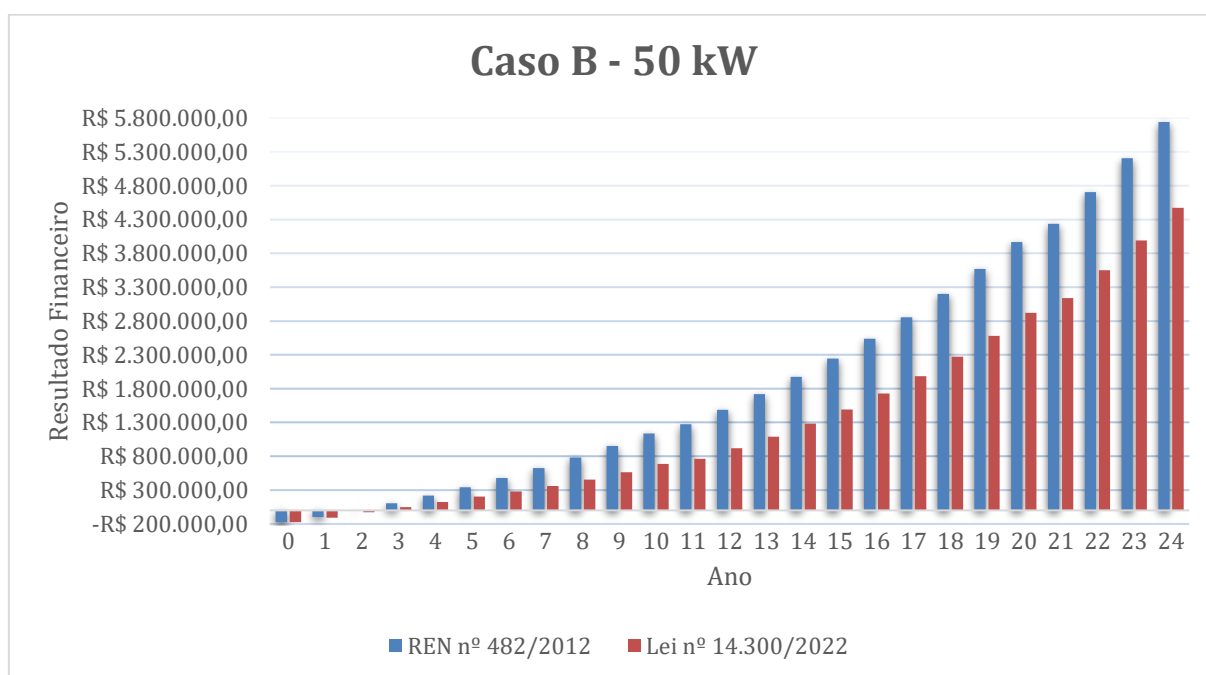
Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 21.896,16	R\$ 6.801,85
Fevereiro	-R\$ 15.712,57	R\$ 6.183,59
Março	-R\$ 9.293,02	R\$ 6.419,55
Abril	-R\$ 3.259,06	R\$ 6.033,96
Maio	R\$ 2.663,50	R\$ 5.922,56
Junho	R\$ 8.142,51	R\$ 5.479,01
Julho	R\$ 14.026,84	R\$ 5.884,33
Agosto	R\$ 21.083,56	R\$ 7.056,72
Setembro	R\$ 27.758,80	R\$ 6.675,24
Outubro	R\$ 34.713,57	R\$ 6.954,77
Novembro	R\$ 41.191,49	R\$ 6.477,92
Dezembro	R\$ 48.018,82	R\$ 6.827,34

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.6 Comparação dos indicadores financeiros para o caso B pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

O Gráfico 13 apresenta a comparação entre o fluxo de caixa para o Caso B nos regimes da REN nº 482/2012 e da Lei nº 14.300/2022, assim como a tabela 48 revela os resultados dos indicadores financeiros aplicados na análise econômico-financeira proposta.

Gráfico 13 - Comparação fluxo de caixa Caso B



Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 48 – Caso B – Comparação dos indicadores financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

Caso B	REN - 482/2012	Lei nº 14.300/2022
Payback	2 anos	2 anos, 4 meses
Payback descontado	2 anos, 4 meses	2 anos, 11 meses
TIR	25,77738%	12,85364%
TMA	12,25000%	12,25000%
VPL	R\$ 39.754,39	R\$ 1.655,02

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.7 Caso C – Análise financeira pela REN 482/2012

4.5.7.1 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso C – REN 482/2012

As Tabelas 50 e 51 fornecem uma análise dos fluxos de caixa mensais até o ano de atingimento do Payback, considerando a dedução dos custos de limpeza. Nesse contexto, o valor total desses custos é distribuído uniformemente ao longo dos meses de geração, juntamente com os valores mensais pagos à concessionária de energia.

Tabela 50 – Caso C – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2023

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 326.947,03	R\$ -
Fevereiro	-R\$ 312.789,86	R\$ 14.157,17
Março	-R\$ 297.953,50	R\$ 14.836,36
Abril	-R\$ 284.166,50	R\$ 13.787,00
Mai	-R\$ 271.215,71	R\$ 12.950,79
Junho	-R\$ 260.314,81	R\$ 10.900,90
Julho	-R\$ 247.540,70	R\$ 12.774,11
Agosto	-R\$ 231.231,99	R\$ 16.308,71
Setembro	-R\$ 215.804,80	R\$ 15.427,20
Outubro	-R\$ 199.731,66	R\$ 16.073,13
Novembro	-R\$ 184.760,42	R\$ 14.971,24
Dezembro	-R\$ 168.981,76	R\$ 15.778,66

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 51 – Caso C – REN 482/2012 – Análise Financeira mensal ano 2024

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 151.802,02	R\$ 17.179,74
Fevereiro	-R\$ 135.608,03	R\$ 16.193,99
Março	-R\$ 119.392,27	R\$ 16.215,76
Abril	-R\$ 104.148,78	R\$ 15.243,49
Mai	-R\$ 89.186,20	R\$ 14.962,59
Junho	-R\$ 75.342,03	R\$ 13.844,16
Julho	-R\$ 60.475,85	R\$ 14.866,19
Agosto	-R\$ 42.653,45	R\$ 17.822,39
Setembro	-R\$ 25.792,97	R\$ 16.860,49
Outubro	-R\$ 8.227,64	R\$ 17.565,33
Novembro	R\$ 8.135,31	R\$ 16.362,95
Dezembro	R\$ 25.379,31	R\$ 17.244,00

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.8 Caso C – Análise financeira pela Lei nº 14.300/2022

Semelhante à Tabela 49, a Tabela 52 exibe o resultado financeiro, levando em consideração a tarifação implementada após a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022. Além disso, são destacados os valores da tarifa de energia ajustados de acordo com as disposições dessa legislação.

Tabela 52 – Caso C – Lei nº 14.300/2022 – Análise Financeira Geral

Ano		Resultado Financeiro	Tarifa	Tarifa Ajustada	Produção de Energia (kWh/Ano)	Economia Acumulada	Fluxo de Caixa Líquido
2023	0	(R\$ 326.947,03)	R\$ 0,899532	R\$ 0,849986	0,0000	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2024	1	(R\$ 187.068,64)	R\$ 0,989485	R\$ 0,890394	184731,3600	R\$ 157.019,08	R\$ 139.878,39
2025	2	(R\$ 31.479,40)	R\$ 1,088433	R\$ 0,939797	201628,6188	R\$ 336.547,93	R\$ 155.589,24
2026	3	R\$ 121.954,26	R\$ 1,197277	R\$ 0,999094	199440,9279	R\$ 523.981,83	R\$ 153.433,66
2027	4	R\$ 275.619,43	R\$ 1,317004	R\$ 1,069276	197845,4005	R\$ 721.648,05	R\$ 153.665,17
2028	5	R\$ 431.587,96	R\$ 1,448705	R\$ 1,151431	196262,6373	R\$ 931.507,07	R\$ 155.968,53
2029	6	R\$ 586.392,55	R\$ 1,593575	R\$ 1,263271	195253,5162	R\$ 1.156.328,07	R\$ 154.804,60
2030	7	R\$ 750.401,41	R\$ 1,752933	R\$ 1,422629	193134,9959	R\$ 1.400.309,99	R\$ 164.008,85
2031	8	R\$ 938.629,61	R\$ 1,928226	R\$ 1,597922	191589,9159	R\$ 1.672.871,34	R\$ 188.228,21
2032	9	R\$ 1.155.493,54	R\$ 2,121049	R\$ 1,790745	190057,1966	R\$ 1.976.567,95	R\$ 216.863,93
2033	10	R\$ 1.402.438,55	R\$ 2,333153	R\$ 2,002850	189079,9820	R\$ 2.315.161,94	R\$ 246.945,01
2034	11	R\$ 1.594.710,21	R\$ 2,566469	R\$ 2,236165	187028,4451	R\$ 2.689.751,79	R\$ 192.271,66
2035	12	R\$ 1.901.410,55	R\$ 2,823116	R\$ 2,492812	185532,2176	R\$ 3.104.632,43	R\$ 306.700,34
2036	13	R\$ 2.244.400,83	R\$ 3,105427	R\$ 2,775123	184047,9598	R\$ 3.563.429,37	R\$ 342.990,28
2037	14	R\$ 2.629.163,75	R\$ 3,415970	R\$ 3,085666	183101,6428	R\$ 4.071.559,02	R\$ 384.762,92
2038	15	R\$ 3.052.696,13	R\$ 3,757567	R\$ 3,427263	181114,9715	R\$ 4.630.419,36	R\$ 423.532,39
2039	16	R\$ 3.520.676,38	R\$ 4,133324	R\$ 3,803020	179666,0518	R\$ 5.246.182,19	R\$ 467.980,24
2040	17	R\$ 4.036.391,14	R\$ 4,546656	R\$ 4,216352	178228,7233	R\$ 5.923.989,56	R\$ 515.714,77
2041	18	R\$ 4.607.723,61	R\$ 5,001322	R\$ 4,671018	177312,3270	R\$ 6.671.600,77	R\$ 571.332,47
2042	19	R\$ 5.229.929,98	R\$ 5,501454	R\$ 5,171150	175388,4704	R\$ 7.490.843,43	R\$ 622.206,37
2043	20	R\$ 5.911.431,91	R\$ 6,051599	R\$ 5,721295	173985,3626	R\$ 8.390.547,83	R\$ 681.501,94
2044	21	R\$ 6.444.902,89	R\$ 6,656759	R\$ 6,326455	172593,4797	R\$ 9.378.006,09	R\$ 533.470,98
2045	22	R\$ 7.264.816,97	R\$ 7,322435	R\$ 6,992131	171706,0581	R\$ 10.464.296,78	R\$ 819.914,08
2046	23	R\$ 8.152.012,41	R\$ 8,054678	R\$ 7,724375	169843,0301	R\$ 11.651.861,52	R\$ 887.195,45
2047	24	R\$ 9.118.156,46	R\$ 8,860146	R\$ 8,529842	168484,2858	R\$ 12.953.297,25	R\$ 966.144,05

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.8 Detalhamento do fluxo de caixa mensal Caso C – Lei nº 14.300/2022

As Tabelas 53, 54 e 55 fornecem uma análise dos CF mensais até o ano de atingimento do Payback, seguindo uma abordagem semelhante ao detalhamento do fluxo de caixa conforme a REN 482/2012. No entanto, essas Tabelas consideram as regulamentações propostas pela Lei nº 14.300/2022.

Tabela 53 – Caso C – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2023

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 326.947,03	R\$ -
Fevereiro	-R\$ 314.410,10	R\$ 12.536,92
Março	-R\$ 301.164,11	R\$ 13.246,00
Abril	-R\$ 289.280,63	R\$ 11.883,48
Maió	-R\$ 277.883,64	R\$ 11.396,99
Junho	-R\$ 268.423,64	R\$ 9.460,00
Julho	-R\$ 257.193,60	R\$ 11.230,04
Agosto	-R\$ 242.637,44	R\$ 14.556,16
Setembro	-R\$ 228.865,69	R\$ 13.771,75
Outubro	-R\$ 214.519,16	R\$ 14.346,53
Novembro	-R\$ 201.153,14	R\$ 13.366,02
Dezembro	-R\$ 187.068,64	R\$ 14.084,50

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 54 – Caso C – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2024

Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 173.316,77	R\$ 13.751,87
Fevereiro	-R\$ 160.353,21	R\$ 12.963,56
Março	-R\$ 147.372,24	R\$ 12.980,97
Abril	-R\$ 135.168,81	R\$ 12.203,43
Maió	-R\$ 123.190,02	R\$ 11.978,79
Junho	-R\$ 112.105,65	R\$ 11.084,37
Julho	-R\$ 100.203,95	R\$ 11.901,70
Agosto	-R\$ 85.938,14	R\$ 14.265,81
Setembro	-R\$ 72.441,58	R\$ 13.496,56
Outubro	-R\$ 58.381,34	R\$ 14.060,23
Novembro	-R\$ 45.282,67	R\$ 13.098,67
Dezembro	-R\$ 31.479,40	R\$ 13.803,27

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 55 – Caso C – Lei nº 14.300 – Análise Financeira mensal ano 2025

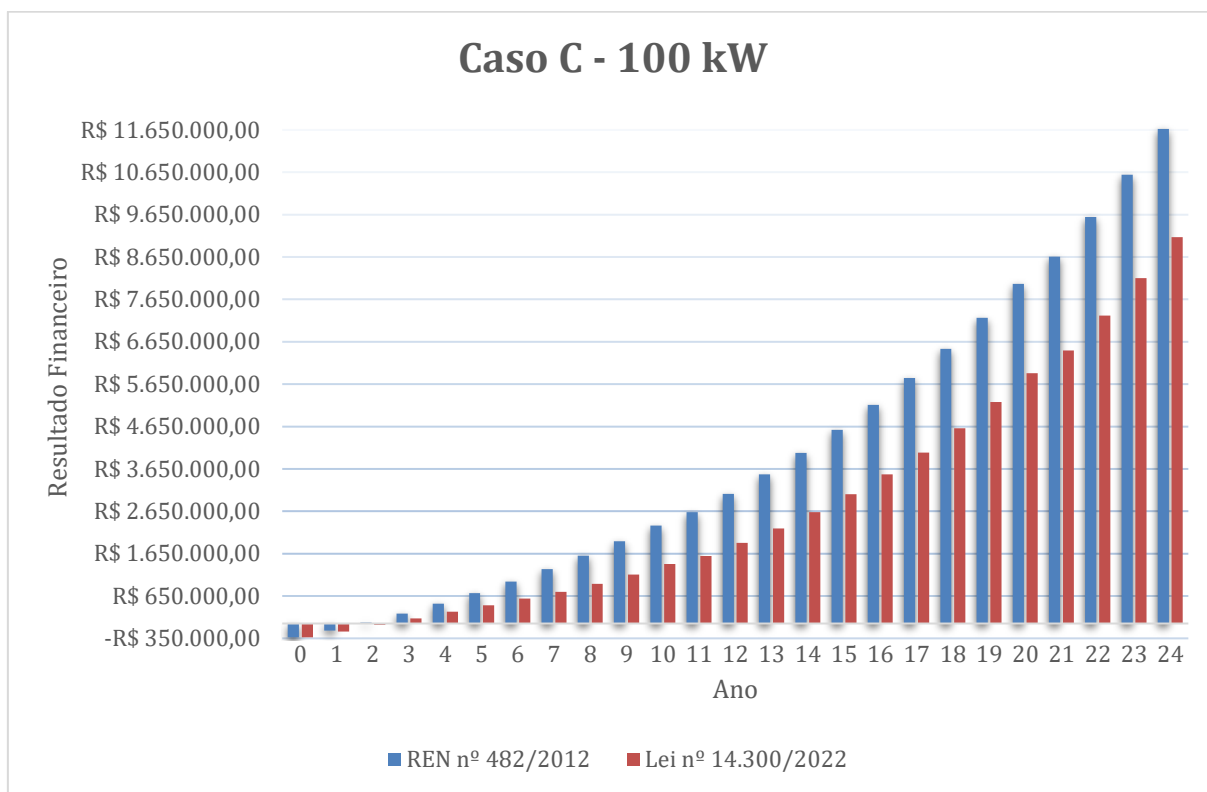
Mês	Resultado Financeiro	Fluxo de Caixa ao mês
Janeiro	-R\$ 17.875,70	R\$ 13.603,70
Fevereiro	-R\$ 5.508,52	R\$ 12.367,18
Março	R\$ 7.330,58	R\$ 12.839,10
Abril	R\$ 19.398,50	R\$ 12.067,92
Maiο	R\$ 31.243,62	R\$ 11.845,12
Junho	R\$ 42.201,64	R\$ 10.958,02
Julho	R\$ 53.970,29	R\$ 11.768,66
Agosto	R\$ 68.083,73	R\$ 14.113,43
Setembro	R\$ 81.434,20	R\$ 13.350,48
Outubro	R\$ 95.343,74	R\$ 13.909,54
Novembro	R\$ 108.299,59	R\$ 12.955,84
Dezembro	R\$ 121.954,26	R\$ 13.654,67

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

4.5.9 Comparação dos indicadores financeiros para o caso C pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

O Gráfico 14 apresenta a comparação entre o fluxo de caixa para o Caso C nos regimes da REN nº 482/2012 e da Lei nº 14.300/2022, assim como a tabela 56 revela os resultados dos indicadores financeiros aplicados na análise econômico-financeira proposta.

Gráfico 14 - Comparação fluxo de caixa Caso C



Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Tabela 56 – Caso C – Comparação dos indicadores financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

Caso C	REN - 482/2012	Lei nº 14.300/2022
<i>Payback</i>	1 ano, 10 meses	2 anos, 2 meses
<i>Payback</i> descontado	2 anos, 2 meses	2 anos, 9 meses
TIR	4,95563%	17,38326%
TMA	12,25000%	12,25000%
VPL	(R\$ 28.478,11)	R\$ 26.398,33

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Para ilustrar e melhorar a visualização apresenta-se a tabela 57 resumindo o estudo comparativo com os indicadores financeiros dos casos A, B e C analisados pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022.

Tabela 57 – Comparação Global dos indicadores Financeiros - Análise pela REN 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022

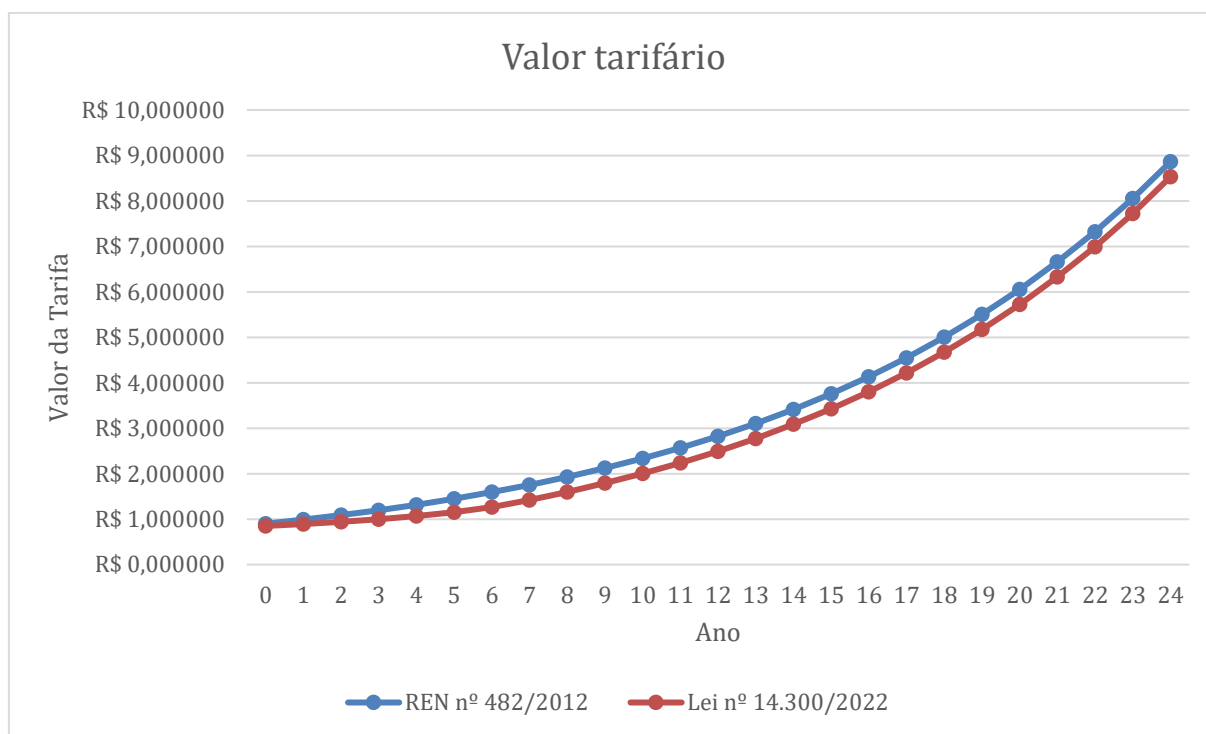
CASOS	CASO A		CASO B		CASO C	
	REN - 482/2012	Lei nº 14.300/2022	REN - 482/2012	Lei nº 14.300/2022	REN - 482/2012	Lei nº 14.300/2022
<i>Payback simples</i>	2 anos, 1 mês	2 anos, 6 meses	2 anos	2 anos, 4 meses	1 ano, 10 meses	2 anos, 2 meses
<i>Payback descontado</i>	2 anos, 7 meses	3 anos, 2 meses	2 anos, 4 meses	2 anos, 11 meses	2 anos, 2 meses	2 anos, 9 meses
TIR	20,6590%	8,5784%	25,7774%	12,8536%	4,9556%	17,3833%
TMA	12,2500%	12,2500%	12,2500%	12,2500%	12,2500%	12,2500%
VPL	R\$ 5.247,68	(R\$ 2.141,61)	R\$ 39.754,39	R\$ 1.655,02	(R\$ 28.478,11)	R\$ 26.398,33

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Os valores da TIR nos casos apresentados foram encontrados por meio do software Excel, que executou o cálculo de interpolação matemática. Essa abordagem permitiu encontrar de maneira precisa o valor exato da TIR para cada caso analisado.

O Gráfico 15 apresenta o estudo comparativo entre o preço do kWh/mês estimado e a tarifa ajustada pela Lei nº 14.300/2022, observando que a partir do sexto ano o comportamento do desconto, realizado na tarifa, se mantém nos anos seguintes. Os valores são apresentados nas tabelas 35, 44.

Gráfico 15 - Comparação preço do kWh/mês estimado e ajustado pela Lei nº 14.300/2022



Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

5. CONCLUSÕES

Considerando o objetivo proposto que foi analisar os impactos da Lei nº 14.300/2022 no mercado fotovoltaico de micro e minigeração distribuída tendo como base a análise da viabilidade econômico-financeira, os resultados da pesquisa de campo que identificou:

1. Uma amostra de 08 (oito) empresas que responderam à pesquisa e indicou que em um primeiro momento os impactos nas vendas de serviços para instalação de usinas foram significativos, os custos com mão de obra se mantiveram no mesmo preço para 62,5% dos respondentes. O investimento em marketing para esclarecer os consumidores se manteve equilibrado, onde 50,00% dos respondentes aumentaram o investimento, enquanto 50,00% reduziram os investimentos, como mostra os Quadros 6 e 7. Como mostra também o Gráfico 2, reduziu a quantidade anual de conexão de usinas.
2. A quantidade de usinas fotovoltaicas instaladas no país no período analisado, até 18/11/2023 dos anos de 2012 à 2023, teve uma queda na quantidade de usinas conectadas nas redes de distribuição no ano de 2023, como mostra o Gráfico 2, isto corresponde a uma queda de 32,56% quando comparada com o ano anterior.
3. Entretanto, a pesquisa de campo com as empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos, mostrou que com a vigência da Lei nº 14.300/2022, houve queda significativa na quantidade de vendas, e que a redução parcial do preço dos materiais fotovoltaicos, não foi incentivo suficiente para a retomada dos investimentos, pois o marketing popular de vendas usado como instrumento para alavancar faturamento ficou como referência da lei.
4. Além do fato negativo usado pela equipe de vendas somou-se a redução no investimento de marketing onde o principal motivo foi a cultura de que a lei nº 14.300/2022 iria inviabilizar os investimentos futuros.
5. Da mesma forma aconteceu com a taxa de juros que elevou o nível de restrição para a liberação de crédito para financiamento por parte dos bancos contribuiu para redução das vendas, no entanto, as mesmas empresas comemoraram um crescimento nas vendas no terceiro trimestre de 2023.
6. Considerou-se a análise de três casos projetados nesta pesquisa onde ficou demonstrado que dois casos de microgeração de 10 kW e de 50 kW e um caso de minigeração de 100 kW, todos classificados com autoconsumo local, comparando os indicadores financeiros tanto pela REN nº 482/2012 como pela Lei nº 14.300/2022, como mostra a tabela (57).

Os projetos A, B e C apresentam indicadores positivos, embora tenha tempo mais longo para recuperar o capital após a lei nº 14.300/2022 tanto pelo Payback simples, como pelo Payback descontado, já a taxa interna de retorno (TIR) do projeto é superior a taxa mínima de atratividade (TMA) nos casos B e C evidenciando que a medida em que aumenta a potência do sistema a ser instalado, melhora o retorno do projeto e mostrou menos atrativa no caso A. Na análise do VPL, nos casos A, B e C, devem ser aceitos somente os projetos B e C, já o projeto A deve ser rejeitado, pois os fluxos de caixa futura quando trazidos a valor presentes ficou negativo demonstrando prejuízo. Entretanto por se tratar de um setor prioritário por envolver questões sociais e um bem essencial deve ser analisado considerando a possibilidade e ampliação no nível de geração.

7. Em relação à resposta ao problema de pesquisa formulado a análise da viabilidade econômico-financeira mostrou que o tempo de recuperação do capital é um pouco mais longo, a TIR do projeto é um pouco menor que TMA, quando a geração é menor, mas aumenta conforme eleva o nível de geração mostrou que os projetos B e C devem ser aceitos, já o projeto A pode ser considerado pela questão social. Em relação ao VPL o comportamento é o mesmo que aconteceu com a TIR e, portanto, os projetos B e C devem ser aceitos, já o projeto A mesmo tendo retorno negativo, poderá ser aceito devido ao seu benefício social, econômico e ambiental, tal análise contribuiu para a melhor compreensão da Lei nº 14.300/2022 e seus impactos no mercado de micro e mini geração distribuída.

Desta forma considera-se que a pesquisa cumpriu o seu papel de indicar a viabilidade econômico-financeira com base nos indicadores e no cenário de atuação das empresas integradoras do mercado fotovoltaico.

REFERÊNCIAS

ALVES, Marliana de Oliveira Lage. **Energia solar [manuscrito]: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid** / Marliana de Oliveira Lage Alves. - 2019.

ASSAF NETO, Alexandre. **Matemática financeira e suas aplicações** / Alexandre Assaf Neto – 14. Ed. – [2. Reimpr]. – São Paulo: Atlas, 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482/2012**. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 02 de maio de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Lei nº 14.300/2022**. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em 02 de maio de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2023a. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em 02 de maio de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração distribuída**. 2023b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em 18 de novembro de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Aplicações de tarifa**. 2023c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/. Acesso em 03 de dezembro de 2023.

ATLAS. **Atlas brasileiro de energia solar** / Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza -- 2.ed. -- São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>, 80p.: il. (E-BOOK)

BORTOLOTO, Valter A. et al. **Geração de energia solar on-grid e off grid**. In: VI JORNACITEC-Jornada Científica e Tecnológica. 2017.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil**: texto constitucional promulgado em 5 de outubro de 1988, com as alterações determinadas pelas Emendas Constitucionais de Revisão nos 1 a 6/94, pelas Emendas Constitucionais nos 1/92 a 91/2016 e pelo Decreto Legislativo no 186/2008. – Brasília: Senado Federal, Coordenação de Edições Técnicas, 2016. 496 p.

CABRAL, Isabella de Souza; TORRES, Adriana Cazalgrandi; SENNA, Pedro Rocha. **ENERGIA SOLAR – ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE BRASIL E ALEMANHA**. IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. Salvador/BA, 2013.

CASAROTTO, Filho Nelson. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial** / Nelson Casarotto Filho, Bruno Hartmut Kopittke. – 6. ed. São Paulo: Atlas, 1994.

CRESWELL, John W. **Projeto de pesquisa: métodos qualitativo, quantitativo e misto** / John W. Creswell; tradução Magda Lopes; consultoria, supervisão e revisão técnica desta edição Dirceu da Silva. - 3. ed - Porto Alegre: Artmed, 2010.

EISENHARDT, Kathleen M. **Building theories from case study research**. Academy of management review, v. 14, n. 4, p. 532-550, 1989.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balço Energético Nacional 2023: Ano base 2022** / Empresa de Pesquisa Energética - Rio de Janeiro: EPE, 2023.

GIL, Antônio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei nº 14.300/2022**. 2023a. Disponível em: <<https://www.Greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>>. Acesso em: 13 de junho de 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída**. 2023b. Disponível em: <<https://www.Greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2- semestre/>>. Acesso em: 13 de junho de 2023.

GUARDABASSI, Patrícia Maria. **Sustentabilidade da biomassa como fonte de energia, perspectivas para países em desenvolvimento**. 2006. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Acesso em: 05 set. 2023.

J. IMHOFF, G. F. Rodrigues, J. R. Pinheiro, and H. L. Hey, "Dc-Dc Converters in a Multi-String Configuration Applied to a Stand-Alone Photovoltaic System" in COBEP 2007 — 9ª Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, 2007.

JUCEG. Junta Comercial do Estado de Goiás. **Sistemas de Indicadores**. 2023. Disponível em: <http://servicos.juceg.go.gov.br/indicadores/>. Acesso em 07 de fevereiro de 2024.

KILSON, Laís Moisés Salim. **GERAÇÃO DE ENERGIA: ESTUDO DE VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR**. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/42541/1/Monografia%20Laís%20Kilson%20-%20final%20-%20rev2.pdf>. Acesso em 30/09/2023.

MATTAR, Fauze N. **Pesquisa de marketing: edição compacta**. São Paulo: Atlas, 1996.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. Trabalho de pós-graduação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul.

SALAMONI, I.; RÜTHER, R. **Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede**. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, 2007.

SCHROEDER, J. T. et al. **O custo de capital como taxa mínima de atratividade na avaliação de projetos de investimento**. Disponível em: <<https://periodicos.utfpr.edu.br/revistagi/article/view/163/159>>. Acesso em 14 de junho de 2023.

SEVERINO, Antônio Joaquim, 1941- . **Metodologia do trabalho científico** [livro eletrônico] / Antônio Joaquim Severino. --. 1. ed. -- São Paulo : Cortez, 2013.

SILVA, Elcio Carlos; BRUNO, Danver Messias; FLORIAN, Fabiana. **ENERGIA FOTOVOLTAICA: SISTEMA ON-GRID (SISTEMA CONECTADO À REDE ELÉTRICA)**. RECIMA21-Revista Científica Multidisciplinar-ISSN 2675-6218, v. 3, n. 1, p. e3112365-e3112365, 2022.

SILVA, Pedro Henrique Tronco; Florian, Fabiana; Pestana, Fernando Augusto Baptistini. **Estudo de perdas em sistemas fotovoltaicos**. Disponível em: <https://semanaacademica.org.br/system/files/artigos/artigo_pedrohenriquetronco_04dez2018.doc__3.pdf>. Acesso em 10 de dezembro de 2023.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 465/2019**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view>>. Acesso em 02 de maio de 2023.

MPRJ. Revista do Ministério Público do estado do Rio de Janeiro nº 82, out./dez. 2021. **Teoria da Norma Jurídica**. Disponível em: <<https://www.mprj.mp.br/documents/20184/2490901/Reis%20Friede.pdf>>.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil** / Ricardo Rüther. – Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

TORRES, Igor Cavalcante. **Análise do desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias em clima tropical – estudo de caso: sistema fotovoltaico comercial conectado à rede**. / Igor Cavalcante Torres. - Recife: O Autor, 2016.

TORRES, R. C. **Energia Solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

WESTON, J. F.; BRIGHAM, Eugene. F. **Fundamentos da administração financeira**. São Paulo: Makron Books, 2000.

APÊNDICE A

Questionário sobre o Mercado Fotovoltaico após a vigência da Lei Nº 14.300/2022.

Prezado(a),

you are being invited(a) to participate as a volunteer(a) in the research of data collection about the solar energy market contributing to the methodology of the Work of Conclusion of Course titled **“ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS IMPACTOS DA LEI Nº14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA”**. After receiving the clarifications and the information to follow, in the case of accepting to be part of the study, you will have to click on the field **“CONCORDO”**. We clarify that the e-mail will be used exclusively for control and to avoid redundant responses.

Informe a Cidade e o Estado onde localiza a Sede da empresa.

- Resposta

O participante concorda com o termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE) enviado por e-mail em anexo juntamente com o link desse formulário?

- Concordo.

A Lei 14.300, sancionada em 07 de janeiro de 2023, instituiu a criação do Marco Legal da Geração Distribuída e trouxe mudanças significativas para os projetos de geração de energia fotovoltaica, impactando assim o mercado de Energia Solar.

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudança
- d) Aumento moderado
- e) Aumento significativo

Se possível, por favor, explique os impactos nas vendas, se foram positivos ou negativos, se a formação que o time de vendas recebeu sobre o Marco Legal da Geração Distribuída foi suficiente para convencer os clientes a adotarem a energia solar ou alguma observação particular de como a sua empresa reagiu nos primeiros meses do ano. Além disso, qual tem sido o principal desafio do time de vendas desde janeiro de 2023?

- Resposta

SOBRE O MERCADO

Após janeiro de 2023, houve alteração global no preço dos materiais fotovoltaicos? Materiais inclusos: Módulos Fotovoltaicos, Inversores Fotovoltaicos, estruturas para telhado ou solo, cabos solares, Equipamentos de Proteção de corrente contínua.

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudanças
- d) Aumento moderado

- e) Aumento significativo

Como você avalia a variação nos custos de mão de obra de janeiro a setembro de 2022 em comparação com o mesmo período de 2023?

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudanças
- d) Aumento moderado
- e) Aumento significativo

Como você analisaria o investimento em marketing deste ano para garantir que as vendas da empresa se mantenham no mesmo patamar de janeiro a setembro do ano passado?

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudanças
- d) Aumento moderado
- e) Aumento significativo

Como a taxa de juros atual impactou nas vendas para clientes que queriam financiar suas usinas fotovoltaicas?

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudanças
- d) Aumento moderado
- e) Aumento significativo

Como a chegada da Lei 14.300/2022 impactou no ânimo da empresa com o mercado de Energia Solar Fotovoltaica no ano de 2023?

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudanças
- d) Aumento moderado
- e) Aumento significativo

Qual a sua perspectiva de crescimento do mercado de Energia Solar Fotovoltaica após a lei 14.300/2022 passado o terceiro trimestre de 2023?

- a) Queda significativa
- b) Queda moderada
- c) Sem mudanças
- d) Aumento moderado
- e) Aumento significativo

SOBRE AS VENDAS

Qual o número de vendas realizadas entre janeiro á Setembro de 2023 de acordo com as potências de inversor

De 1 kW até 10 kW

Resposta:

De 11 kW até 30 kW

Resposta:

De 31 kW até 50 kW

Resposta:

De 50 kW até 75 kW

Resposta:

De 75 kW até 100 kW

Resposta:

De 101 kW até 150 kW

Resposta:

Acima de 150kW

Resposta: