

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS
GERAIS – *CAMPUS* FORMIGA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Thaynna Michelle Mendonça

**APLICAÇÃO PROGRESSIVA DA LEI N° 14.300 E NOVAS DIRETRIZES DA REN
N° 1.059/2023 NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: estudo de caso no
âmbito da CEMIG**

FORMIGA – MG

2025

THAYNNA MICHELLE MENDONÇA

**APLICAÇÃO PROGRESSIVA DA LEI Nº 14.300 E NOVAS DIRETRIZES DA REN
Nº 1.059/2023 NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: estudo de caso no
âmbito da CEMIG**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Marco Antônio Silva Pereira

FORMIGA – MG

2025

Mendonça, Thaynna Michelle

M539a Aplicação progressiva da Lei Nº 14.300 e as Novas diretrizes da REN nº 1.059 /2023 na geração distribuída fotovoltaica: estudo de caso no âmbito da CEMIG / Thaynna Michelle Mendonça – Formiga : IFMG, 2025.
66 p. :il. color.

Orientador: Prof. Me. Marco Antônio Silva Pereira

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Geração distribuída. 2. Compensação de energia elétrica. 3. Lei nº 14.300. 4. Estudo de viabilidade econômica. 5. Cemig. I. Pereira, Marco Antônio Silva. II. Título.

CDD 621.3

Ficha catalográfica elaborada pela Bibliotecária Lívia Renata Santos- CRB/6-2561

THAYNNA MICHELLE MENDONÇA

**APLICAÇÃO PROGRESSIVA DA LEI Nº 14.300 E NOVAS DIRETRIZES DA REN Nº 1.059/2023
NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: Estudo de Caso no Âmbito da CEMIG**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - Campus Formiga como requisito parcial para obtenção de título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Marco Antônio Silva Pereira

Avaliado em 10 de outubro de 2025.

Nota: 85 pontos.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Marco Antônio Silva Pereira (Orientador)
Prof. Me. Gabriel Cambraia Soares
Prof. Me. Marcus Vinícius de Paiva

Formiga, 30 de outubro de 2025.



Documento assinado eletronicamente por **Marco Antônio Silva Pereira, Professor**, em 30/10/2025, às 17:48, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Gabriel Cambraia Soares, Professor EBT**, em 30/10/2025, às 18:33, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Marcus Vinícius de Paiva, Professor**, em 30/10/2025, às 20:21, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.ifmg.edu.br/consultadoes> informando o código verificador **2506484** e o código CRC **33E430B6**.

AGRADECIMENTOS

Neste momento especial, sinto a necessidade de expressar minha profunda gratidão à minha mãe, uma mulher forte e com amor incondicional, que enfrentou desafios, e priorizou meu bem-estar e felicidade acima de tudo. Que quando João Lucas chegou em nossa vida mesmo lidando com suas próprias expectativas e sonhos, se tornou meu pilar de apoio, compartilhando comigo as responsabilidades da maternidade com um amor que transcende qualquer palavra. Ela é, sem dúvida, uma mãe exemplar, não só para mim, mas também para o João Lucas, e sou eternamente grata por tê-la ao meu lado, por sua generosidade e por seu coração imenso. Mãe, você é uma inspiração constante e uma dádiva em minha vida.

Desde criança a conexão que compartilho com meu pai é extraordinária, como se sempre estivéssemos em sintonia. Ele sempre foi, um exemplo inabalável de força, humildade e alegria, em cada decisão e em cada passo da minha vida, esteve ao meu lado oferecendo apoio incondicional, livre de julgamentos, buscou minimizar os danos colaterais das minhas escolhas. Sou especialmente grata por todo o apoio que me deu ao longo da minha jornada acadêmica, permitindo que eu conseguisse me formar e realizar meus sonhos. Hoje, ele não é apenas meu pai, mas também a figura paterna que meu filho, João Lucas, tem a sorte de ter em sua vida. Juntos, eles têm construído memórias preciosas que aquecem meu coração. Sou eternamente grata por todo o carinho, cuidado e amor que ele sempre nos proporcionou, nenhuma palavra seria capaz de capturar a imensidão do meu amor por você.

João Lucas, você chegou mudando tudo o que eu pensava sobre a vida, transformando minhas crenças e prioridades de uma forma que eu nunca imaginei ser possível. No dia que você nasceu, descobri um amor tão profundo que parecia não caber em mim, e percebi que um ser tão pequeno poderia trazer consigo tanto carinho e paz. Deus sempre esteve presente em nossas vidas, e você foi uma linda surpresa que ele colocou em minha jornada, você é a razão pela qual busco ser uma pessoa melhor, porque você merece que eu seja. Você é uma criança ímpar, diferente de todas as outras, extremamente carinhoso, inteligente e forte, com o dom de unir as pessoas ao seu redor. Tenho tanto orgulho de você e espero que saiba que você representa tudo de bom que eu conheço. Eu te amo acima de tudo, e sou eternamente grata por ter você em minha vida.

Não dá para não falar de você, que hoje brilha como uma linda estrela Dalva no céu, mas que esteve comigo em todos os momentos da minha vida. Você sempre se preocupou com o meu bem-estar, me entendendo e apoiando de uma forma que poucos conseguem. Sempre senti que você era meu refúgio, especialmente quando as coisas não saíam como eu esperava.

Falar de você agora não é fácil. Eu já havia dedicado este texto a você antes de sua partida e fiquei pensando se deveria retirar essa parte, sabendo que não poderei te entregar uma cópia para que possamos ler juntas. Mas acredito que não seria justo, você merece ser lembrada com a importância que sempre teve na minha vida e que sempre terá. Nunca deixarei que o João Lucas se esqueça da pessoa incrível que você foi, do quanto você o amou e de quantos momentos felizes tiveram, embora a saudade seja imensa e a dor da sua ausência nos acompanhe, guardarei suas memórias com carinho e amor, Deus tem planos diferentes para cada um de nós, e aceitá-los nem sempre é fácil, no entanto, acredito que nos encontraremos novamente, e você continuará sendo meu refúgio, como sempre foi.

Desde o primeiro dia na faculdade, percebi que nossa relação seria algo especial. João Paulo, seu carinho, apoio, amor e dedicação foram pilares que me ajudaram ao longo de toda essa trajetória e foram essenciais não apenas para minha formação acadêmica, mas também para o meu crescimento pessoal. Obrigada por tornar cada desafio mais leve e cada conquista mais significativa.

Gostaria de expressar minha profunda gratidão aos amigos que fiz durante o curso. À Lauriana, você se tornou uma verdadeira irmã para mim, nossa conexão é algo extraordinário, e só tenho a agradecer a Deus por ter colocado você na minha vida, obrigada por todo o apoio, pelos momentos que passamos juntas, os bons e os que nos desafiaram, tenho certeza de que sempre estaremos na vida uma da outra. À Krislley e Jullia, foi maravilhoso poder morar com vocês e aproveitar cada instante, vocês foram essenciais nesta jornada, e levarei comigo cada lembrança com muito carinho. Aos queridos amigos André e Breno, agradeço de coração por todas as vezes que estudamos juntos, por serem pessoas tão boas e por todos os momentos de dificuldade e aprendizado que vivemos. Cada um de vocês contribuiu de forma única para essa conquista, e sou eternamente grata por ter tido a honra de tê-los ao meu lado nesta fase tão especial.

Gostaria também de agradecer ao meu orientador Marco Antônio, que sempre me guiou com paciência e atenção. Sua orientação foi fundamental para que eu pudesse concluir este trabalho com sucesso. A sua dedicação, compreensão e apoio constante fizeram toda a diferença na minha jornada acadêmica. Sou imensamente grata por toda a ajuda, pelos conselhos valiosos e por acreditar no meu potencial. Sua presença foi essencial para que eu pudesse superar os desafios e alcançar esta conquista. Muito obrigada por tudo!

"Uma mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original" (Albert Einstein)

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso analisa os impactos econômicos provocados pela Lei nº 14.300/2022 sobre a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída conectados à rede, com foco em unidades consumidoras de pequeno porte. O objetivo principal é avaliar, por meio de simulações econômicas, como a aplicação gradual do encargo tarifário TUSD Fio B afeta o retorno do investimento em geração fotovoltaico. A metodologia adotada baseia-se na planilha oficial de estimativa de retorno da CEMIG, na qual foram simulados diversos cenários de dimensionamento de sistemas, proporção de consumo simultâneo, tarifa e aplicação da legislação. Os indicadores financeiros analisados incluem o *payback* simples e descontado. Os resultados demonstram que, após a aplicação integral do Fio B em 2029, a economia anual é significativamente reduzida e o tempo de retorno do investimento se prolonga em relação ao cenário anterior, o que evidencia perda de atratividade, mas não implica, necessariamente, a inviabilidade do investimento. A análise confirmou correlações relevantes: maior proporção de consumo simultâneo implica maior economia; tarifas mais elevadas aumentam a atratividade do sistema; e maior percentual de Fio B está associado a prazos de retorno mais longos. Conclui-se que a nova legislação reduz consideravelmente a viabilidade econômica da microgeração para consumidores com baixa simultaneidade e menor poder de investimento, exigindo estratégias técnicas e regulatórias mais eficientes para manutenção da atratividade do setor. Os dados utilizados referem-se às condições operacionais da CEMIG e podem variar em outras concessionárias.

Palavras-Chave: Geração Distribuída. Compensação de Energia Elétrica. Lei nº 14.300. Estudo de viabilidade econômica. CEMIG.

ABSTRACT

This undergraduate thesis analyzes the economic impacts of Law No. 14,300/2022 on the financial viability of photovoltaic distributed generation systems connected to the grid, with a focus on small-scale consumer units. The main objective is to evaluate, through economic simulations, how the gradual application of the TUSD Fio B tariff charge affects the return on investment in photovoltaic generation. The methodology is based on the official *payback* estimation spreadsheet provided by CEMIG, in which several scenarios were simulated considering system sizing, proportion of simultaneous consumption, tariff levels, and regulatory application. The financial indicators analyzed include simple and discounted *payback*. The results show that, after the full implementation of Fio B in 2029, annual savings are significantly reduced and the *payback* period is extended compared to the previous scenario, indicating a loss of attractiveness but not necessarily implying the infeasibility of the investment. The analysis confirmed relevant correlations: a higher proportion of simultaneous consumption leads to greater savings; higher tariffs increase the system's attractiveness; and a higher percentage of Fio B is associated with longer *payback* periods. It is concluded that the new legislation considerably reduces the economic viability of distributed microgeneration for consumers with low simultaneity and lower investment capacity, requiring more efficient technical and regulatory strategies to maintain the sector's attractiveness. The data used refer to CEMIG's operational conditions and may vary in other utilities.

Keyword: Distributed generation. Energy compensation. Photovoltaic generation. Compensation of electrical energy, Law n° 14.300.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Geração de Energia centralizada x geração distribuída.	19
Figura 2- Evolução da Energia fotovoltaica no Brasil.	20
Figura 3 - Fenômeno da Irradiância.	22
Figura 4 - Célula fotovoltaica.....	24
Figura 5 - Composição de um módulo fotovoltaico.....	24
Figura 6 - Módulo fotovoltaico.	25
Figura 7 - Esquemático com a estrutura do Sistema SFV On-grid.	26
Figura 8 - Sistema SFV off-grid.	27
Figura 9 - Medidor bidirecional.	28
Figura 10 - Dados da Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades Próximas.	30
Figura 11 - Gráfico da Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades Próximas.	30
Figura 12 - Dados para Radiação Solar no Plano Inclinado em Belo Horizonte.	30
Figura 13 - Gráfico de Radiação Solar no Plano Inclinado em Belo Horizonte.	31
Figura 14 - Estrutura do Custo de Disponibilidade segundo o Tipo de Ligação Elétrica.....	34
Figura 15 - Representação gráfica da geração simultânea, injeção e consumo ativo.....	36
Figura 16 - Fluxograma da Lei nº 14.300/2022.....	37
Figura 17 - Perfil horário de consumo do tipo X e geração solar.....	44
Figura 18 - Perfil de Consumo Tipo Y e Geração Solar.	45
Figura 19 - Variação do preço médio de sistemas fotovoltaicos (R\$/Wp) de 2021 a 2023.	49
Figura 20 - Payback para consumidor X e Y com consumo mensal de 1000 kWh.	54
Figura 21 - Payback para consumidor X e Y com consumo mensal de 5000 kWh.	56
Figura 22 - Payback para consumidor X e Y com consumo mensal de 10.000 kWh.	59

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA.....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
AGRADECIMENTOS	5
RESUMO.....	8
ABSTRACT	9
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	10
SUMÁRIO.....	11
1. INTRODUÇÃO	13
1.1. PROBLEMA DE PESQUISA.....	14
1.2. JUSTIFICATIVA	15
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 <i>Objetivo Geral</i>	16
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	16
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	18
2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	21
2.2.1 <i>Radiação Solar</i>	21
2.2.2 <i>Módulos Fotovoltaicos</i>	22
2.2.3 <i>Sistemas Fotovoltaicos</i>	25
2.2.4 <i>Inversores</i>	27
2.2.5 <i>Medidor bidirecional</i>	28
2.3. PROCESSOS PARA A INSTALAÇÃO DAS USINAS DE MICRO OU MINIGERAÇÃO.....	29
2.4 LEIS QUE REGEM SOBRE A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	31
2.4.1 <i>Resolução Normativa nº 482/2012 – ANEEL</i>	31
2.4.2 <i>REN nº 687/2015 e REN nº 1.059/2023</i>	33
2.4.3 <i>Lei nº 14.300/2022</i>	35
2.5 MÉTODOS DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	38
2.6 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO E PLANEJAMENTO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	39
3. METODOLOGIA.....	41

3.1. ESTUDO DE CASO	41
3.2 PERFIL DE CONSUMO E MODELAGEM DOS CENÁRIOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	42
3.2.1 <i>Tipificação dos Consumidores</i>	42
3.2.2 <i>Consumo Simultâneo e Consumo Ativo</i>	43
3.2.3 <i>Composição Tarifária e Fio B</i>	46
3.2.4 <i>Composição da Fatura: Tributos e Encargos</i>	47
3.2.5 <i>Cálculo do Payback e Manutenção</i>	49
3.2.6 <i>Dimensionamento Energético</i>	50
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
4.1 CASO 1: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO LOCAL DE POTÊNCIA IGUAL A 1KW	52
4.2 CASO 2: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO LOCAL DE POTÊNCIA IGUAL A 5 KW	54
4.3 CASO 3: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO LOCAL DE POTÊNCIA IGUAL A 10 KW	57
5. CONCLUSÕES.....	60
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

1. INTRODUÇÃO

Na contemporaneidade, as pesquisas voltadas à geração de energia a partir de fontes renováveis tornaram-se estratégicas para enfrentar os desafios da crise climática, da segurança energética e da eficiência no uso de recursos naturais. O Brasil, impulsionado por seu imenso potencial solar e pela necessidade de diversificação da matriz elétrica, tem se destacado globalmente na expansão da geração distribuída (GD), sobretudo por meio de sistemas fotovoltaicos. Segundo o Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020), a expectativa é que a energia solar represente parcela crescente da matriz, com estimativas de crescimento anual superior a 4% na capacidade instalada.

A localização geográfica privilegiada do país, com elevados índices de irradiação solar em praticamente todo o território nacional, confere condições técnicas ideais para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Dados atualizados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024) indicam que o Brasil superou a marca de 29 GW em capacidade instalada de GD, posicionando-se entre os três maiores mercados do mundo nesse segmento (ABSOLAR, 2025).

A geração distribuída, além de mitigar perdas na transmissão, promove autonomia ao consumidor, estimula o desenvolvimento regional e contribui para a transição energética. Além de reduzir custos e aumentar a autonomia energética, a GD promove a descarbonização da matriz elétrica nacional e gera benefícios sociais ao estimular o emprego local e o uso eficiente de recursos (MENEZES, 2022). Em 2022, com a sanção da Lei nº 14.300, instituiu-se um novo Marco Legal da Geração Distribuída, que trouxe maior segurança jurídica ao setor e regulamentou a cobrança gradual da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio B sobre a energia excedente injetada na rede. Essa mudança impacta diretamente a viabilidade econômica de novos projetos, exigindo reavaliação nas estratégias de dimensionamento e consumo (AUADA, 2025).

Em 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.059/2023, que revisa as regras da REN 482/2012 e redefine os limites e condições de acesso à GD, sobretudo no que tange à potência instalada e à participação em projetos de autoconsumo remoto e geração compartilhada. Nesse novo cenário regulatório, surgem desafios e oportunidades que precisam ser analisados com rigor técnico e visão estratégica. Estudos recentes, como Sousa Filho (2023) e Auada (2025), demonstram que, apesar das alterações normativas, a viabilidade econômica da GD fotovoltaica permanece atrativa, especialmente quando há elevada simultaneidade de consumo ou estratégias eficientes de gestão da demanda contratada, como ocorre com

consumidores do Grupo A. Reforça-se, portanto, a importância de compreender os efeitos dessas mudanças nos diferentes perfis de consumidores.

Recomendações do Plano Nacional de Energia (EPE, 2020) e dos Planos Decenais de Expansão de Energia (MME/EPE, 2030, 2031, 2032), além dos programas de outorga e expansão da transmissão (PET e PELP, 2025), apontam para a necessidade de desenvolver ferramentas de previsão e operação para fontes intermitentes, como a solar, e aprimorar os estudos socioambientais considerando os efeitos cumulativos da expansão da geração fotovoltaica. Destaca-se ainda a importância de integrar o planejamento da transmissão à evolução descentralizada da oferta elétrica, em sinergia com o avanço da GD.

Este trabalho tem como propósito analisar, sob um enfoque técnico-econômico, os impactos da aplicação progressiva da Lei nº 14.300 e das diretrizes da REN 1.059/2023 sobre a geração distribuída fotovoltaica no âmbito da concessão da CEMIG. Por meio de estudos de caso com diferentes perfis de consumo, serão realizadas simulações considerando cenários tarifários entre 2022 e 2025, com avaliação do *payback* simples e descontado, além da análise dos efeitos da simultaneidade no consumo, que determina a proporção da energia gerada que é consumida instantaneamente, não sujeita à tarifação do Fio B.

A relevância deste estudo está ancorada na necessidade de fornecer subsídios atualizados para consumidores, empresas e formuladores de políticas energéticas em um momento de transição normativa, econômica e tecnológica. A pesquisa adota abordagem exploratória e quantitativa, com base em simulações tarifárias e dimensionamento técnico aplicados a perfis residenciais com diferentes níveis de simultaneidade de consumo. O objetivo é oferecer instrumentos técnicos e estratégicos que sustentem decisões mais eficientes e alinhadas às novas realidades da geração distribuída no Brasil.

1.1. Problema de pesquisa

A energia solar fotovoltaica tem se consolidado como uma das principais fontes alternativas da matriz elétrica brasileira, especialmente após a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regulamentou a geração distribuída (GD) no país. Este marco regulatório permitiu que consumidores se tornassem também produtores de energia, promovendo um crescimento significativo no número de sistemas instalados, tanto no meio urbano quanto no rural (CASTRO; DANTAS, 2018).

Contudo, a recente promulgação da Lei nº 14.300/2022, que institui o novo Marco Legal da Geração Distribuída, trouxe alterações substanciais na forma de compensação da energia elétrica injetada na rede. Entre as principais mudanças, destaca-se a aplicação gradual de encargos sobre a energia excedente gerada e não consumida instantaneamente, o que altera diretamente o modelo econômico sobre o qual a maioria dos sistemas fotovoltaicos foi projetada (AUADA, 2022).

Nesse novo cenário, surgem incertezas quanto à atratividade dos investimentos em sistemas fotovoltaicos, principalmente para consumidores de pequeno porte, como residências, comércios e propriedades rurais. É necessário, portanto, compreender se os projetos de geração solar distribuída continuam sendo viáveis economicamente à luz das novas regras, considerando fatores como o dimensionamento adequado do sistema, os perfis de consumo, a região geográfica e as opções de financiamento disponíveis (PIACENTINI, 2024).

Diante desse contexto, o presente trabalho busca responder à seguinte pergunta norteadora: **quais são os impactos econômicos provocados pela Lei nº 14.300/2022 sobre a viabilidade financeira de projetos de geração solar fotovoltaica conectados à rede, especialmente em unidades consumidoras de pequeno porte?**

1.2. Justificativa

A rápida expansão da energia solar fotovoltaica no Brasil reflete um movimento global em busca de fontes limpas, sustentáveis e economicamente viáveis. Esse crescimento tem sido impulsionado tanto pela crescente demanda por alternativas energéticas menos poluentes quanto pelos avanços tecnológicos e reduções nos custos de instalação. Com mais de 45 gigawatts (GW) de capacidade instalada em 2024 — um salto expressivo frente aos 7 GW registrados em 2019 — o país consolida-se como um dos protagonistas no uso da energia solar para geração distribuída (ARAÚJO, 2024).

Nesse cenário, a Lei nº 14.300/2022 marca uma inflexão importante na regulamentação da micro e minigeração distribuída, ao instituir novas regras para o sistema de compensação de créditos de energia. Tais mudanças geram impactos diretos sobre o retorno financeiro dos projetos, principalmente para consumidores residenciais e pequenos empreendimentos que, até então, viam na energia solar uma solução acessível e promissora para redução de custos com eletricidade. Estudos recentes, como os de Auada (2025), Piacentini e Araújo (2024), confirmam que, apesar das novas tributações e da revisão nos critérios de compensação, os

projetos fotovoltaicos continuam economicamente viáveis — embora com períodos de *payback* maiores e menor atratividade em determinados perfis de consumo e regiões.

Compreender esses impactos torna-se essencial para orientar futuros investimentos, políticas públicas e decisões estratégicas. A relevância desta pesquisa está justamente em oferecer uma análise atualizada e aprofundada sobre a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos diante das novas exigências regulatórias. A partir de métodos quantitativos de análise financeira, como *payback* simples e descontado, busca-se compreender em que medida a legislação pode afetar a expansão da geração distribuída no Brasil.

Além disso, esta investigação assume uma dimensão social e ambiental importante. Ao promover a análise de tecnologias limpas e descentralizadas, o estudo contribui para o debate sobre justiça energética, inclusão produtiva e sustentabilidade ambiental. Como destacam Barreto et al. (2025) e Rocha et al. (2024), políticas públicas bem estruturadas são fundamentais para assegurar que a transição energética seja equitativa e financeiramente viável para todos os segmentos da população, especialmente aqueles com menor acesso à informação ou crédito.

Assim, a pesquisa se justifica pela urgência de compreender, com base empírica e técnica, os efeitos concretos da Lei nº 14.300/2022 na realidade dos projetos de microgeração fotovoltaica no Brasil, fornecendo subsídios úteis a consumidores, formuladores de políticas, empresas do setor e instituições financeiras.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar os impactos da Lei nº 14.300/2022 sobre a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída, por meio da simulação de diferentes cenários de investimento, utilizando ferramentas de avaliação financeira e a planilha de estimativa de retorno da CEMIG como suporte metodológico.

1.3.2 Objetivos Específicos

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Apresentar o marco regulatório da geração distribuída no Brasil, com ênfase nas mudanças introduzidas pela Lei nº 14.300/2022 e suas implicações para projetos de microgeração fotovoltaica;

- Utilizar a planilha de estimativa de retorno da CEMIG como ferramenta metodológica para simular limites de injeção de energia e prever cenários de compensação e economia;
- Analisar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em diferentes proporções de atendimento da demanda, aplicando indicadores como *payback* simples e descontado;
- Comparar os resultados obtidos nos diferentes cenários simulados, destacando os impactos da nova legislação sobre o retorno financeiro e os desafios para consumidores e investidores do setor de energia solar.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, apresentando a seguinte estrutura:

1. **INTRODUÇÃO:** neste capítulo é apresentado e contextualizado o assunto abordado ao longo do trabalho, bem como a justificativa, problema, objetivos geral e específico, assim como a estrutura geral do trabalho;
2. **REFERENCIAL TEÓRICO:** o capítulo apresenta uma abordagem teórica sobre geração distribuída, leis que regem a geração distribuída e os métodos de análise de viabilidade.
3. **METODOLOGIA:** este capítulo expõe os procedimentos adotados para realização dos estudos de caso propostos.
4. **ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS:** neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos de casos por meio de gráficos e tabelas, com breve discussão sobre o estudo de caso.
5. **CONCLUSÃO:** este capítulo expõe as conclusões e contribuições deste trabalho, assim como sugestões de trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo apresenta o referencial teórico que fundamenta os principais conceitos relacionados à geração distribuída (GD), com ênfase na tecnologia fotovoltaica, seus processos de conexão à rede elétrica e os aspectos técnicos e regulatórios que envolvem sua operação. São discutidas as transformações no marco regulatório da GD, desde a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL até a recente Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu um novo regime de compensação de energia elétrica no Brasil. Também será abordada a Resolução Normativa nº 1.059/2023, que revisa aspectos técnicos da conexão de micro e minigeradores à rede. Por fim, discute-se o uso de ferramentas de planejamento e análise de viabilidade econômica, incluindo o uso prático da planilha de estimativas disponibilizada pela CEMIG.

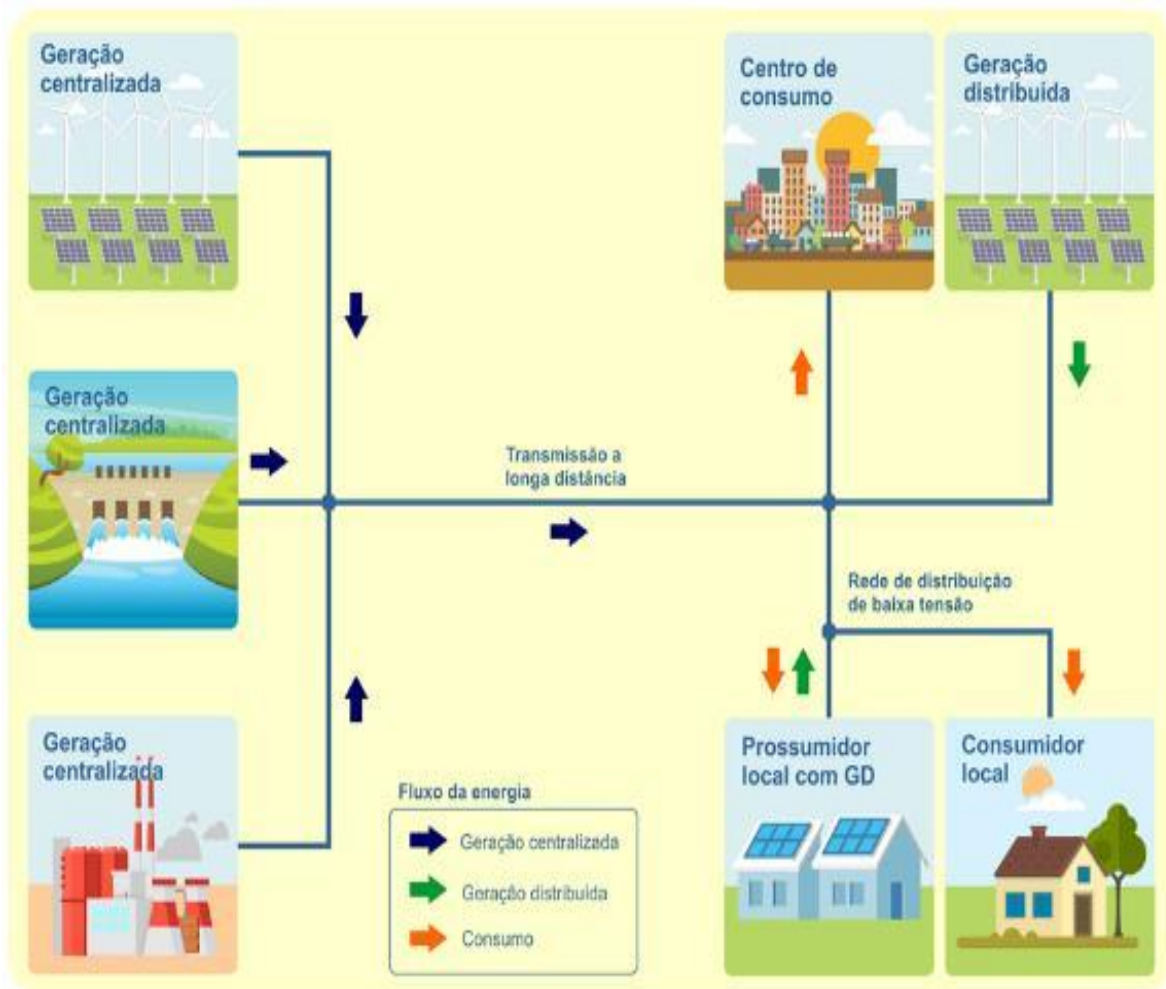
2.1 Geração distribuída

A geração distribuída (GD) caracteriza-se pela produção de energia elétrica junto ou próximo ao ponto de consumo, por meio de sistemas de pequeno porte, geralmente alimentados por fontes renováveis. Esse modelo se contrapõe à geração centralizada, tradicionalmente estruturada em grandes usinas, como hidrelétricas e termelétricas, localizadas a grandes distâncias dos centros consumidores. A centralização implica elevados investimentos em infraestrutura de transmissão e perdas significativas ao longo das linhas (CANAL SOLAR, 2021).

Conforme destaca Pinfildi (2022), a GD pode ser implementada a partir de diversas fontes, como biomassa, eólica e, sobretudo, a solar fotovoltaica, que se sobressai por sua versatilidade, modularidade, custo decrescente e aplicabilidade tanto em áreas urbanas quanto rurais. A Figura 1 ilustra a diferença entre o modelo tradicional de geração centralizada e a alternativa oferecida pela geração distribuída.

Do ponto de vista técnico e ambiental, a GD promove a redução das perdas elétricas, diminui a necessidade de expansão das redes de transmissão e contribui para a diversificação e a descentralização da matriz energética. Sob a ótica econômica e social, o modelo fortalece a autonomia energética dos consumidores, estimula a criação de empregos locais e impulsiona a inovação tecnológica (RICARDI, 2022).

Figura 1 - Geração de Energia centralizada x geração distribuída.



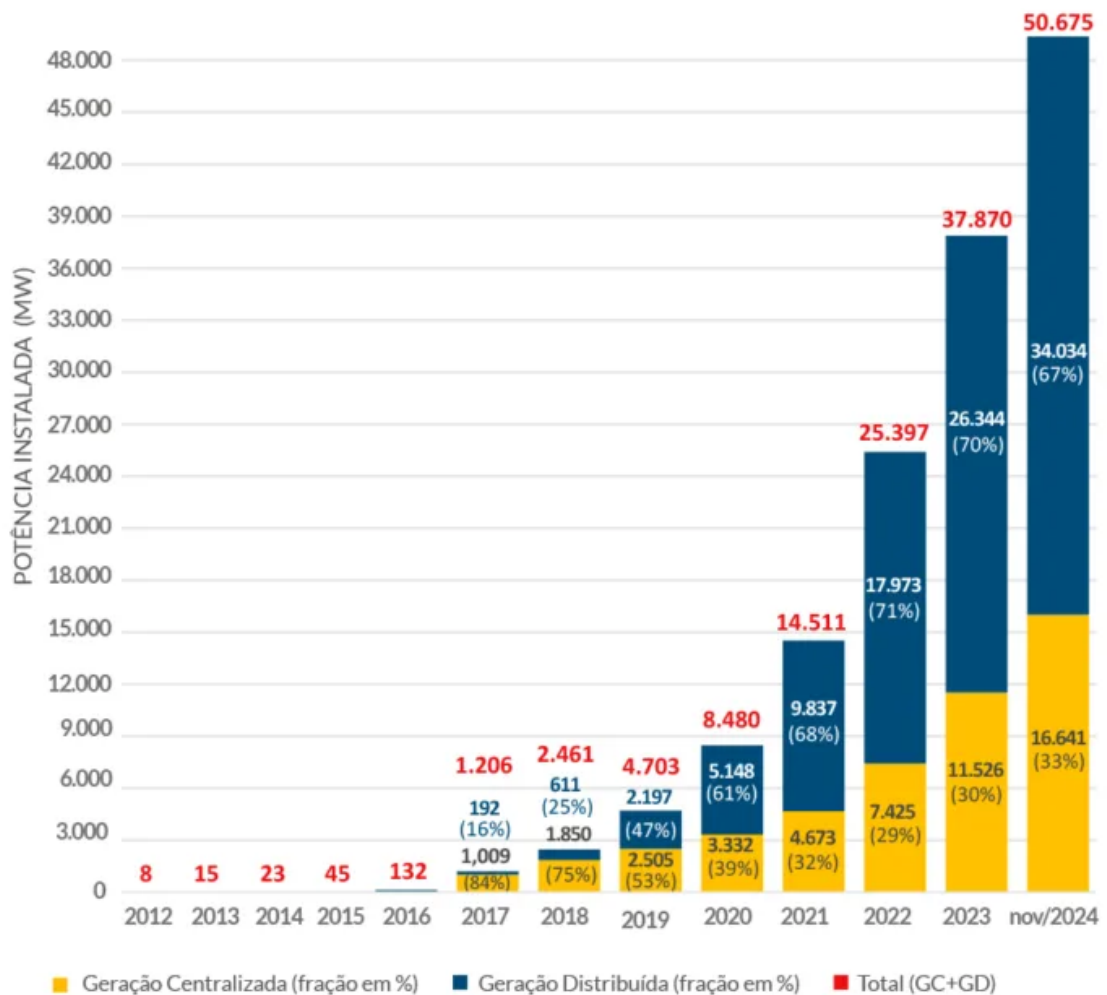
Fonte: CANAL SOLAR 2021.

O marco regulatório que impulsionou a GD no Brasil teve início com a Resolução Normativa nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualizada pelas Resoluções nº 687/2015 e nº 1.059/2023. Essas normas estabeleceram os critérios para conexão à rede e criaram o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conhecido como *net metering*, permitindo que o excedente de energia injetado na rede fosse convertido em créditos a serem abatidos em faturas futuras (ANEEL, 2023).

A promulgação da Lei nº 14.300/2022, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída, consolidou esse cenário ao introduzir um novo modelo jurídico e tarifário. Entre os principais pontos, destaca-se a cobrança escalonada da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD – Fio B) sobre a energia excedente injetada na rede. Tal mudança impactou diretamente a viabilidade econômica de novos projetos e demandou maior precisão no dimensionamento dos sistemas e nos estudos de retorno financeiro (PIMENTEL, 2022).

No plano estratégico, o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), identifica a GD como um vetor essencial para a segurança energética do país e para a transição rumo a uma matriz de baixo carbono. As projeções apontam crescimento sustentado acima de 4% ao ano, com ampliação do acesso a fontes renováveis em áreas urbanas e remotas (EPE, 2020). A Figura 2 ilustra essa trajetória de crescimento.

Figura 2- Evolução da Energia fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ABSOLAR. 2024.

Segundo dados da ABSOLAR (2024), até novembro de 2024 o Brasil superou a marca de 34 GW em geração distribuída, representando cerca de 67% da potência solar total instalada no país. Essa expansão acelerada está em consonância com as orientações dos Planos Decenais de Expansão da Energia (PDE 2030, 2031 e 2032), que reforçam a importância da GD na diversificação da matriz e na eficiência do uso da infraestrutura existente (MME/EPE, 2023).

Além dos benefícios energéticos, a GD tem gerado impactos socioeconômicos positivos, como o fortalecimento das cadeias produtivas regionais e a democratização do acesso à energia limpa (PERIM, 2022). A consolidação de seu marco legal contribuiu para ampliar a segurança jurídica do setor e atrair novos investimentos, criando um ambiente propício à inovação e à sustentabilidade. Nesse contexto, compreender os aspectos regulatórios, técnicos e econômicos que envolvem a GD tornou-se fundamental para consumidores, investidores, formuladores de políticas públicas e agentes do setor elétrico.

2.2 Geração Fotovoltaica

Nessa seção serão apresentados os principais conceitos relacionados a geração de energia através dos módulos solares, bem como o funcionamento de um sistema solar fotovoltaico, sua instalação, e seus principais componentes constituintes.

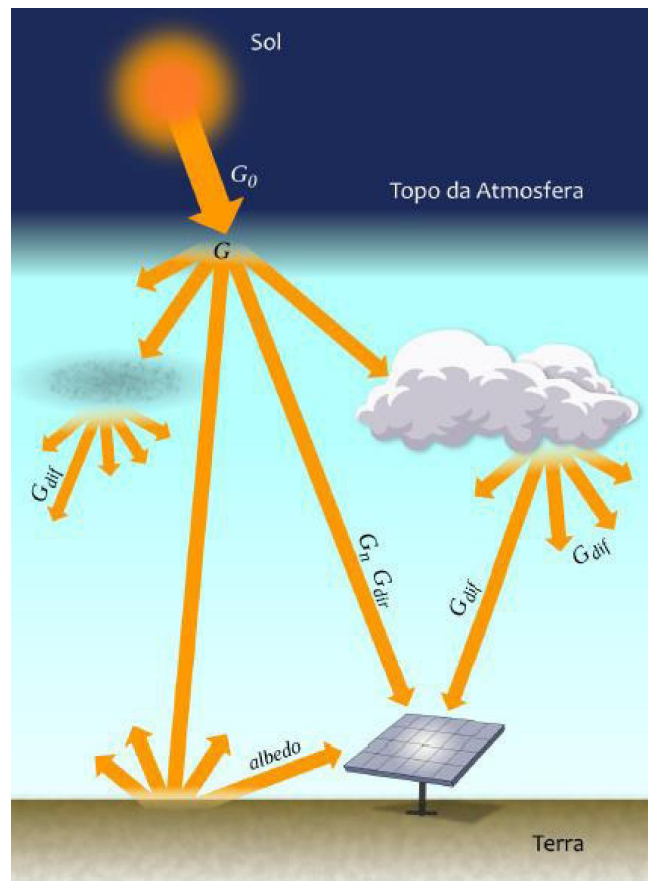
2.2.1 Radiação Solar

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia que utiliza a radiação solar para gerar eletricidade. A radiação solar é a energia liberada pelo sol e transmitida para a Terra sob a forma de ondas eletromagnéticas. Essa energia é uma fonte energética inesgotável e, com a tecnologia que existe atualmente, cada vez mais essa energia tem sido captada e convertida para energia elétrica (SILVA, 2022).

Existem duas grandezas relacionadas com a radiação solar: a irradiância, que determina a potência da radiação por unidade de área, em watt por metro quadrado (W/m^2); e a irradiação que é a quantidade de energia solar incidente em determinada superfície durante um período, em watt-hora por metro quadrado (Wh/m^2) (GOMES, 2019).

A irradiância pode ser direta, incidindo no solo sem se dispersar, ou difusa, que chega ao solo após passar por alguns obstáculos, como nuvens ou moléculas presentes na atmosfera (GOMES, 2019). Esta grandeza pode ser decomposta no plano horizontal, que é dado pela soma de componentes denominadas como direta e difusa, enquanto, no plano inclinado, também existe uma parcela que é obtida através da irradiância refletida pela superfície dos elementos que estão adjacentes, tais como a vegetação, pedras e outros obstáculos (SILVA, 2022), conforme ilustrado pela Figura 3.

Figura 3 - Fenômeno da Irradiância.



Fonte: Gomes, 2019.

A radiação solar varia conforme a localização, horário do dia e o clima da região. Para analisar a previsão solar dos sistemas de geração fotovoltaica, a componente mais relevante é a direta, pois essa terá maior impacto na potência de saída de um sistema fotovoltaico.

2.2.2 Módulos Fotovoltaicos

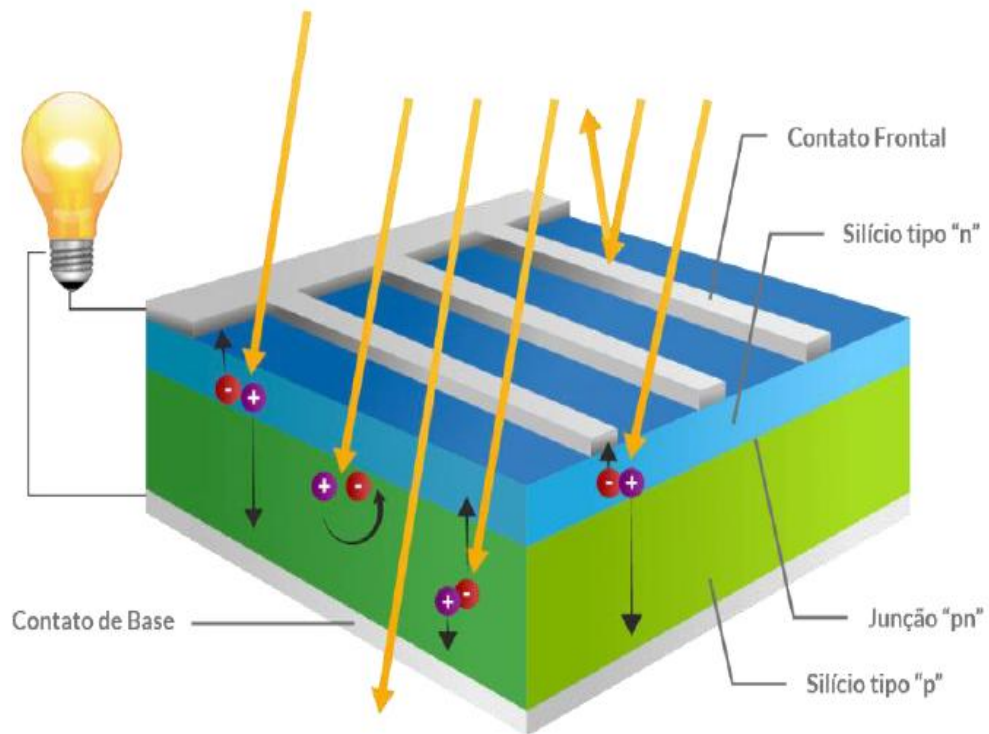
Os módulos fotovoltaicos atualmente disponíveis para uso comercial já incorporam configurações que vão além dos 36 a 72 células ligadas em série mencionadas em trabalhos mais antigos. Por exemplo, alguns módulos utilizam até 96 células completas ou versões *half-cut* com 120 ou 144 células, o que permite elevar a potência nominal e reduzir perdas internas (GÓRECKI, 2024).

O efeito fotovoltaico ocorre quando um fóton de luz é absorvido por um elétron de material semicondutor, normalmente o silício. O acúmulo de cargas elétricas e a separação destas, pela interação descrita, resulta em uma diferença de potencial (DDP), ou seja, em tensão elétrica no material exposto à luz solar (OLIVATI, 2000). Para estabelecer as condições necessárias para que ocorra o efeito fotovoltaico, são adicionadas substâncias dopantes à célula fotovoltaica, pois uma célula de cristais de silício puro não teria capacidade de gerar energia. Sendo assim, é necessário que exista campo elétrico através da DDP entre os dois lados da célula, a qual é produzida pela dopagem do silício.

O processo de dopagem do material consiste em introduzir elementos diferentes à estrutura de silício com o objetivo de alterar suas propriedades elétricas e formar duas camadas na célula: uma camada do tipo p, que é carregada positivamente e outra camada tipo n, carregada negativamente. O Boro é o elemento dopante comumente utilizado para formar a região tipo p, já que este elemento possui três elétrons disponíveis para fazer ligação enquanto o silício possui quatro elétrons, formando, assim, uma lacuna que se comporta como carga positiva. Em contrapartida, utiliza-se o Fósforo para formar a região tipo n, tendo cinco elétrons disponíveis em sua camada de valência para fazer ligações com o Silício, admitindo um elétron livre que se comporta como carga negativa (FREITAS, 2008).

O campo elétrico se dá através da junção p-n criada ao se unir as camadas n e p dos semicondutores. Na presença de luz solar, os elétrons das células solares absorvem os fótons e, assim, a ligação entre os elétrons é quebrada, possibilitando o movimento até a banda de condução, onde são encaminhados pelo campo elétrico para a camada n. As lacunas criadas, no entanto, se movem para a camada p. Ao ligar os terminais da célula a um circuito externo, fechado por uma carga, o circuito terá corrente elétrica contínua, conforme ilustrado pela Figura 4. Caso a célula não estiver ligada a uma carga externa, é medida a tensão de circuito aberto da célula solar (FREITAS, 2008).

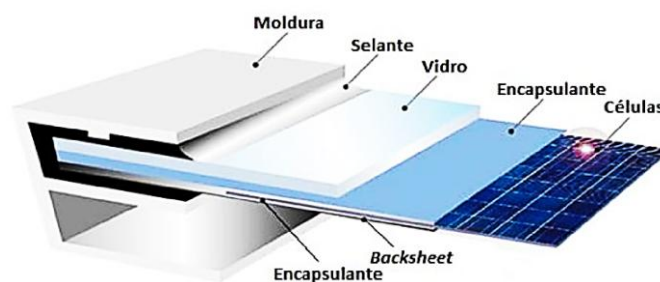
Figura 4 - Célula fotovoltaica



Fonte: Freitas, 2008

As células fotovoltaicas são revestidas por camadas de vidro temperado antirreflexivo para garantir a durabilidade e evitar a perda de radiação por reflexão. Uma moldura de alumínio é utilizada para permitir a fixação adequada do módulo. Um elemento selante é responsável pela vedação, impedindo a entrada de umidade e gases, sendo constituído por um adesivo que une a camada interna (vidro) com a externa (moldura), além de prover proteção contra os choques mecânicos que o módulo possa vir a sofrer. Por fim, ainda é utilizado etil vinil acetado como encapsulante para proteger as células e sua condução elétrica. O *backsheet*, segue os mesmos padrões e funções do encapsulante, no entanto atua na parte inferior do módulo fotovoltaico (PINFILDI, 2022), como pode ser visto na Figura 5.

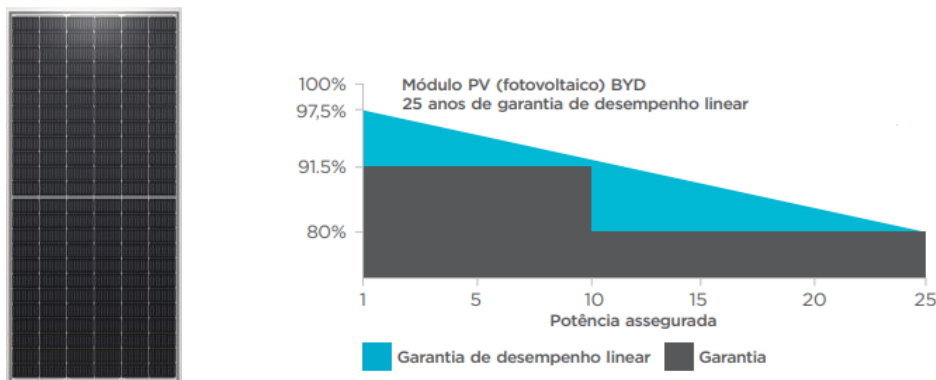
Figura 5 - Composição de um módulo fotovoltaico.



Fonte: PINFILDI, 2022.

Em geral, os módulos apresentam uma vida útil de vinte e cinco anos, fornecendo cerca de 80% de sua geração inicial (PINFILDI, 2022). A Figura 6 apresenta um módulo fotovoltaico comercial e sua respectiva eficiência típica. Nota-se que os fabricantes fornecem garantias com base nesta vida útil.

Figura 6 - Módulo fotovoltaico.



Fonte: BYD, 2023.¹

2.2.3 Sistemas Fotovoltaicos

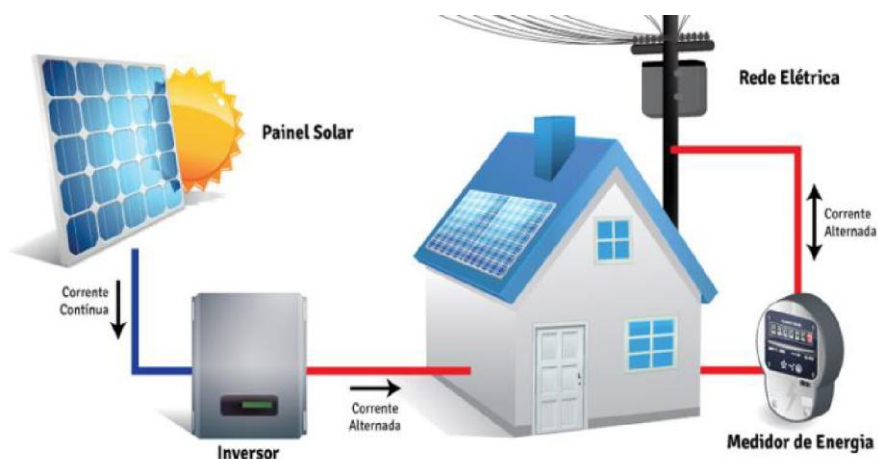
Como visto nas seções anteriores, o processo de geração da energia fotovoltaica é resultado da conversão da radiação solar em eletricidade, que é realizado por células fotovoltaicas, as quais são agrupadas em módulos fotovoltaicos. Um sistema de geração normalmente envolve o uso de vários módulos, que podem ser associados em série e em paralelo, de modo a gerar os arranjos necessários para a geração com correntes e tensões adequadas. Existem, basicamente, dois tipos de sistemas fotovoltaicos (SFVs): Sistema *on-grid* e Sistema *off-grid* (PINFILDI, 2022).

Na primeira situação o sistema é ligado diretamente à rede de distribuição, o que facilita o consumo, pois não há necessidade de fazer o armazenamento de energia. A energia produzida durante o dia é consumida ou injetada na rede, através de um medidor bidirecional, sendo que a energia injetada na rede da distribuidora é contabilizada, gerando créditos. Durante a noite, quando o sistema não gera energia, o consumidor usa a energia da distribuidora. Para que ocorra tudo corretamente, sem que haja prejuízos, é utilizado um sistema de compensação de crédito, que era estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (RODRIGUES, 2022).

¹ <https://www.byd.com.br/produtos/solar/>

É importante mencionar, ainda, que a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos tem característica contínua e, desta forma, deve-se convertê-la em corrente alternada por dispositivos denominados como inversores. A estrutura de um SFV do tipo *on-grid* pode ser visualizada pela Figura 7.

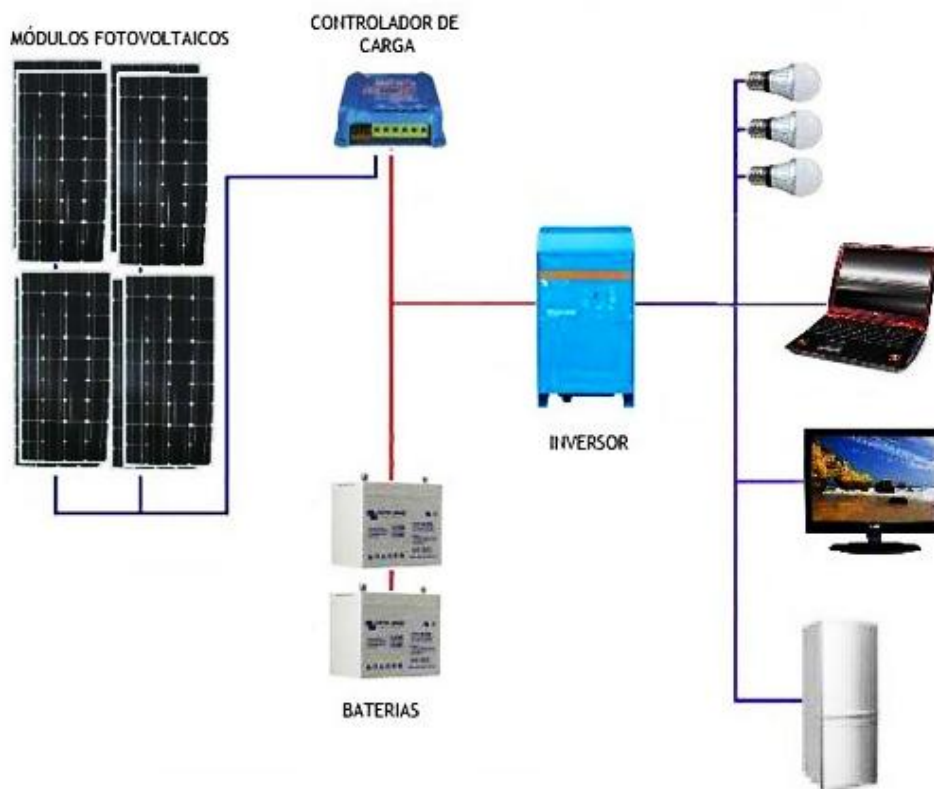
Figura 7 - Esquemático com a estrutura do Sistema SFV On-grid.



Fonte: Rodrigues, 2022.

O sistema SFV *off-grid* é normalmente instalado em locais de difícil acesso para fazer a conexão com a rede de distribuição, esse tipo de sistema faz a conversão de energia solar em energia elétrica da mesma forma que o sistema *on-grid*, através dos módulos fotovoltaicos, e a conversão da energia contínua em alternada, também é feita através de inversores. No entanto, para esse sistema é necessário que haja um banco de baterias, para que o consumidor não fique sem energia nos horários em que o sistema não estiver produzindo energia suficiente para seu consumo. A Figura 8 apresenta um sistema SFV off-grid.

Figura 8 - Sistema SFV off-grid.



Fonte: Bortololo et al., 2017.

A energia solar fotovoltaica oferece muitas vantagens ao ser comparada às demais formas de geração de energia, além de usar um recurso renovável e inesgotável para a geração, não produz poluição sonora, e é considerada uma forma de geração de energia limpa e de fácil instalação, o qual permite que seja feita a instalação em locais isolados necessita de poucas manutenções durante a sua vida útil (FRANCO et al., 2023).

2.2.4 Inversores

A função dos inversores é converter corrente contínua em corrente alternada, sendo que, na saída, a amplitude e frequência devem estar compatíveis com as cargas que serão alimentadas. Os inversores podem se classificar em *off-grid* e *on-grid*, sendo que o modo de operação de ambos é o mesmo, suas diferenças estão apenas na forma de conexão. O inversor *off-grid*, que alimenta diretamente as cargas do sistema e um banco de baterias, são usados em sistemas fotovoltaicos isolados, que não são conectados a uma rede de distribuição de energia. O inversor solar *on-grid* tem seu sinal senoidal sincronizado com a rede elétrica e funciona de

forma automatizada. Em casos de falta de energia, a geração fotovoltaica é desconectada imediatamente para evitar riscos para a manutenção da rede. Ou seja, esses inversores se comportam como unidade de controle do sistema fotovoltaico (ERIC et al., 2022).

A eficiência dos inversores pode chegar até 98%, e podem ser subclassificados em três categorias, inversores centrais, que são inversores maiores, cuja potência pode atingir MW, usados em sua maioria em usinas fotovoltaicas; *strings*, sendo muito instalados em projetos residenciais e comerciais, fazem a união de um grupo de módulos fotovoltaicos em cada inversor de pequeno porte; enquanto os microinversores, são acoplados a cada módulo fotovoltaico da instalação (TOLMASQUIM, 2016).

2.2.5 Medidor bidirecional

Um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição usa a energia gerada para o consumo instantâneo, ou seja, há uma parcela da geração que é consumida simultaneamente e a energia não consumida é injetada na rede de distribuição. Para quantificar o montante de energia injetada na rede, assim como a energia demandada pelo consumidor em momentos de geração distribuída insuficiente, são utilizados medidores bidirecionais. Desta forma é possível realizar compensações futuras sobre possível geração em excesso ou pagamento por consumo em excesso (SOLIS ENERGIA, 2019). A Figura 9 apresenta modelos de medidor bidirecional.

Figura 9 - Medidor bidirecional.



Fonte: SOLIS Energia²

² <https://solisenergia.com.br/como-funciona-o-medidor-bidirecional-da-energia-solar/>

2.3. Processos para a instalação das usinas de micro ou minigeração

A correta instalação de sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD), especialmente aqueles baseados na tecnologia fotovoltaica, exige um conjunto estruturado de etapas técnicas, desde o dimensionamento até a conexão com a rede elétrica. Esta etapa é essencial para garantir o desempenho energético do sistema e viabilizar economicamente sua implantação. A abordagem metodológica adotada neste trabalho baseia-se em parâmetros normativos, dados de irradiação solar local e critérios comerciais adaptados à realidade dos consumidores residenciais da região de Belo Horizonte, Minas Gerais.

Inicialmente, é necessário realizar o cálculo da demanda energética da unidade consumidora, com base no histórico de consumo e em eventuais ampliações previstas de carga. Em seguida, deve-se avaliar o potencial de irradiação solar da localidade, que influencia diretamente a produtividade do sistema. Para isso, utiliza-se o *software SunData*, desenvolvido pelo CRESESB-CEPEL, capaz de fornecer estimativas mensais de irradiação solar em diferentes planos de inclinação, com base em coordenadas geográficas específicas.

Além do perfil de consumo, fatores como características da rede elétrica disponível, padrão de entrada da unidade consumidora, disponibilidade de área para instalação dos módulos e custos logísticos (deslocamento, manutenção e suporte) deve ser considerada. Esses parâmetros são fundamentais tanto para a viabilidade técnica quanto para a elaboração do orçamento da instalação.

A concessionária de energia CEMIG disponibiliza ferramentas específicas que auxiliam na previsão do limite de injeção na rede e no cálculo da economia potencial do sistema fotovoltaico, de acordo com as regras vigentes. A utilização dessas ferramentas foi incorporada à metodologia deste trabalho, a fim de assegurar a compatibilidade dos projetos simulados com os critérios de homologação estabelecidos após a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022 e da Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL, que estabeleceram novas diretrizes para o sistema de compensação de energia elétrica e para a tarifação da TUSD Fio B.

O dimensionamento adequado do sistema envolve, entre outros fatores, o número de módulos fotovoltaicos, a potência dos inversores, o tipo de cabeamento, o dispositivo de proteção e a estrutura de fixação, conforme preconizado pelas normas ABNT NBR 16690:2020 (Sistemas Fotovoltaicos – Requisitos de Projeto e Instalação) e ABNT NBR 5410:2004 (Instalações Elétricas de Baixa Tensão).

Para fins de uniformização da análise, todos os cenários estudados neste trabalho adotaram como base a instalação em Belo Horizonte (MG), cidade com irradiação média anual

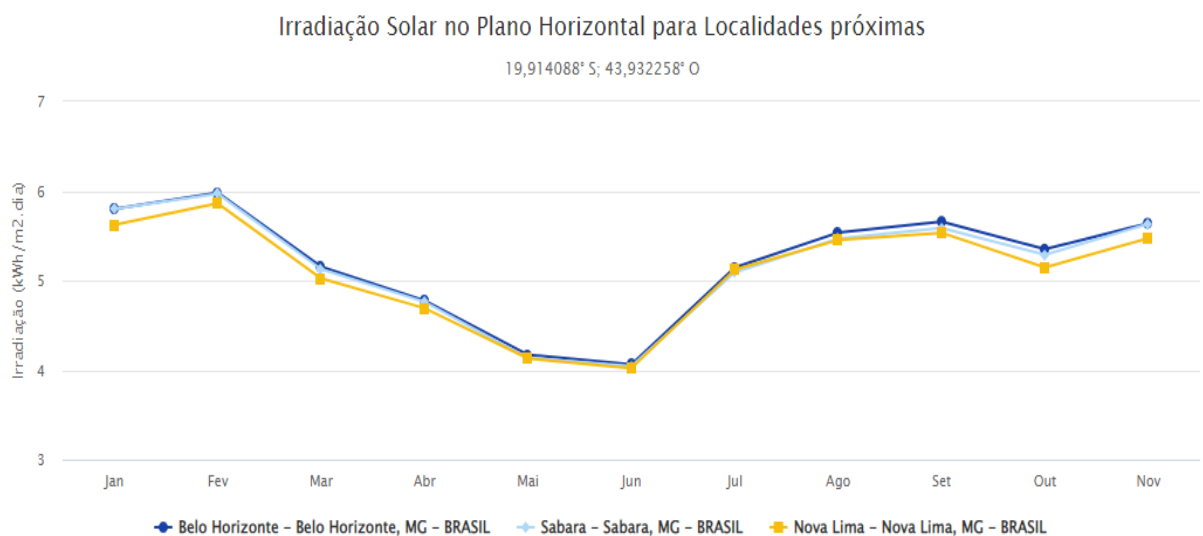
representativa e próxima à média nacional. As Figuras 10 e 11 apresentam os dados de irradiação no plano horizontal para três localidades próximas ao ponto de instalação.

Figura 10 - Dados da Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades Próximas.

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez
<input checked="" type="checkbox"/>	Belo Horizonte	Belo Horizonte	MG	BRASIL	19,901° S	43,949° O	2,3	5,80	5,98	5,15	4,78	4,17	4,06	4,28	5,15	5,54	5,66	5,35	5,64	5,13	1,92
<input checked="" type="checkbox"/>	Sabara	Sabara	MG	BRASIL	19,901° S	43,849° O	8,8	5,80	5,97	5,13	4,76	4,13	4,04	4,26	5,09	5,47	5,59	5,29	5,63	5,10	1,93
<input checked="" type="checkbox"/>	Nova Lima	Nova Lima	MG	BRASIL	20° S	43,949° O	9,7	5,62	5,86	5,02	4,69	4,13	4,02	4,26	5,12	5,45	5,53	5,15	5,47	5,03	1,84

Fonte: SunData.

Figura 11 - Gráfico da Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades Próximas.



A Figura 10 consiste nos dados para os três pontos de medição mais próximos da região metropolitana de Belo Horizonte. Além dos dados referentes ao município, observa-se as coordenadas e a distância do ponto de instalação. Enquanto a irradiação solar média diária em cada mês é dada em kWh/m² dia. A Figura 11 apresenta o gráfico corresponde aos dados supracitados, para os meses no eixo do domínio e a irradiação como imagem.

As Figuras 12 e 13 apresentam a irradiação em função da inclinação em relação ao plano horizontal para a cidade de Belo Horizonte.

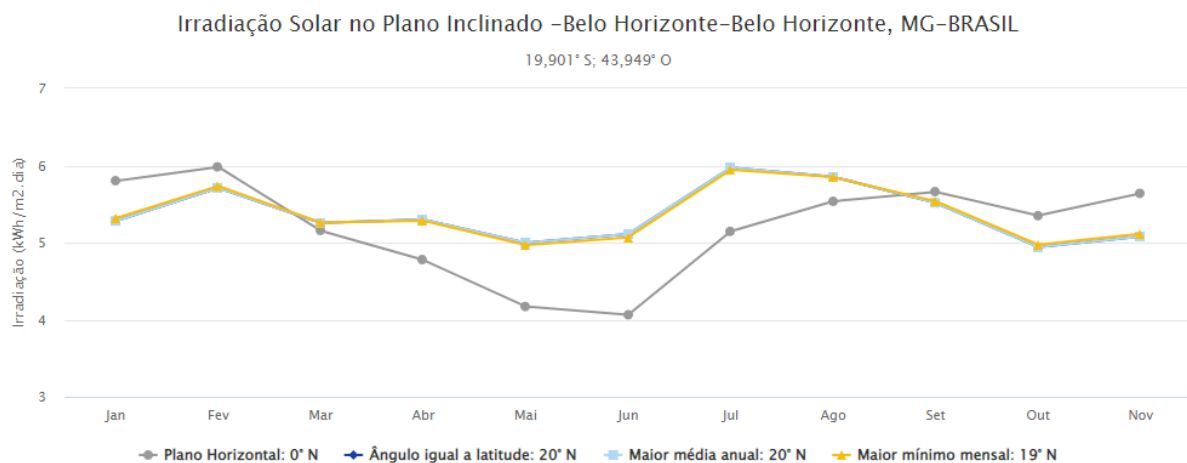
Figura 12 - Dados para Radiação Solar no Plano Inclinado em Belo Horizonte.

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,80	5,98	5,15	4,78	4,17	4,06	4,28	5,15	5,54	5,66	5,35	5,64	5,13	1,92
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	20° N	5,28	5,71	5,25	5,30	5,00	5,11	5,30	5,97	5,85	5,52	4,94	5,08	5,36	1,03
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,28	5,71	5,25	5,30	5,00	5,11	5,30	5,97	5,85	5,52	4,94	5,08	5,36	1,03
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	19° N	5,32	5,73	5,26	5,28	4,97	5,07	5,26	5,94	5,85	5,53	4,97	5,12	5,36	,98

Fonte: SunData.

A Figura 12 apresenta os dados de irradiação solar na estação mais próxima ao ponto de instalação dos painéis fotovoltaicos. Na primeira linha, tem-se o índice de irradiação no plano horizontal, enquanto na segunda linha, o painel é posicionado com inclinação igual a latitude. Enquanto na terceira, tem-se os valores obtidos para inclinação (20°) que resulta na maior média anual de geração de energia. Por fim, na quarta e última linha, tem-se os valores para inclinação que resulta no maior valor mínimo mensal. Observa-se que os valores são bastante próximos entre si no que se refere ao plano inclinado, porém possuem diferenças consideráveis se comparados ao plano horizontal.

Figura 13 - Gráfico de Radiação Solar no Plano Inclinado em Belo Horizonte.



A Figura 13 apresenta os gráficos referentes aos dados supracitados para a cidade de Belo Horizonte. Observa-se que as curvas para os diferentes planos inclinados estão praticamente sobrepostas, havendo uma diferença dessas em relação à irradiação no plano horizontal.

2.4 Leis que regem sobre a geração distribuída

2.4.1 Resolução Normativa nº 482/2012 – ANEEL

A Resolução Normativa nº 482, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, instituiu o marco regulatório da geração distribuída (GD) no Brasil, representando um divisor de águas na democratização do acesso à geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis. A partir dessa normativa, consumidores passaram a ter a possibilidade de gerar sua própria energia elétrica a partir de tecnologias como energia solar

fotovoltaica, eólica, biomassa e cogeração qualificada, com conexão direta à rede de distribuição (ANEEL, 2012).

Entre os principais avanços promovidos pela REN nº 482/2012, destaca-se a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que permite à unidade consumidora injetar energia excedente na rede e utilizá-la posteriormente, por meio de créditos energéticos. Essa inovação viabilizou o retorno econômico sobre investimentos em micro e minigeração distribuída, além de fomentar a autossuficiência e a conscientização energética da sociedade brasileira.

A normativa estabeleceu os seguintes limites de potência instalada para a caracterização das unidades geradoras:

- Microgeração distribuída: sistemas com potência instalada de até 100 kW;
- Minigeração distribuída: sistemas com potência superior a 100 kW e até 1 MW.

Além disso, definiu o prazo de validade dos créditos energéticos em 36 meses e regulamentou modalidades como o autoconsumo remoto, a geração compartilhada por meio de cooperativas ou consórcios, bem como a compensação de créditos entre diferentes unidades consumidoras de um mesmo titular.

A REN nº 482/2012 também estabeleceu as condições técnicas e comerciais para a instalação dos sistemas de micro e minigeração distribuída conectados à rede de distribuição, prevendo que a energia ativa excedente injetada pela unidade consumidora seria registrada pelo medidor bidirecional e compensada nos momentos em que a geração local não fosse suficiente para suprir a demanda da unidade. Essa compensação era feita diretamente pela distribuidora, contribuindo para a redução do valor das faturas mensais.

Outro aspecto relevante foi a possibilidade de envio de créditos para outras instalações desde que cadastradas no nome do mesmo titular, o que ampliou o leque de benefícios e o aproveitamento da energia gerada. Além disso, a normativa possibilitou o desenvolvimento de novos modelos de negócios no setor elétrico, como o de empresas especializadas em instalação e financiamento de sistemas de geração distribuída.

Contudo, com o crescimento expressivo da adesão à GD em todo o país, identificou-se a necessidade de revisar e atualizar a regulamentação, de modo a manter o equilíbrio técnico e financeiro do setor. Esse processo culminou, em 2015, com a publicação da Resolução Normativa nº 687, que ampliou as possibilidades de uso da energia gerada e promoveu ajustes nas regras do sistema de compensação, como será abordado na seção seguinte.

2.4.2 REN n° 687/2015 e REN n° 1.059/2023

Com o rápido crescimento da geração distribuída no Brasil após a entrada em vigor da Resolução Normativa n° 482/2012, tornou-se necessário atualizar e aperfeiçoar o marco regulatório. Em resposta a esse avanço, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou, em 2015, a Resolução Normativa n° 687, que promoveu importantes alterações na regulamentação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), com o objetivo de adaptar as regras à nova realidade do setor.

A REN n° 687/2015 ampliou as possibilidades de adesão à geração distribuída ao permitir a geração compartilhada, por meio da constituição de cooperativas ou consórcios, viabilizando que múltiplos consumidores se beneficiassem da energia gerada em uma única unidade geradora. Essa medida fomentou o desenvolvimento de modelos coletivos de produção energética, como os sistemas instalados em condomínios residenciais ou comerciais, com a possibilidade de divisão da energia gerada entre os condôminos em percentuais previamente acordados (ABSOLAR, 2021).

Outra inovação relevante foi a extensão do prazo de validade dos créditos de energia elétrica, que passou de 36 para 60 meses, proporcionando maior flexibilidade e previsibilidade no uso dos excedentes gerados, especialmente em sistemas com variações sazonais de produção ou consumo. Além disso, a REN n° 687/2015 introduziu maior clareza sobre o autoconsumo remoto, permitindo que unidades consumidoras de um mesmo titular, localizadas em áreas distintas dentro da mesma área de concessão, compartilhassem os créditos energéticos provenientes de uma unidade geradora.

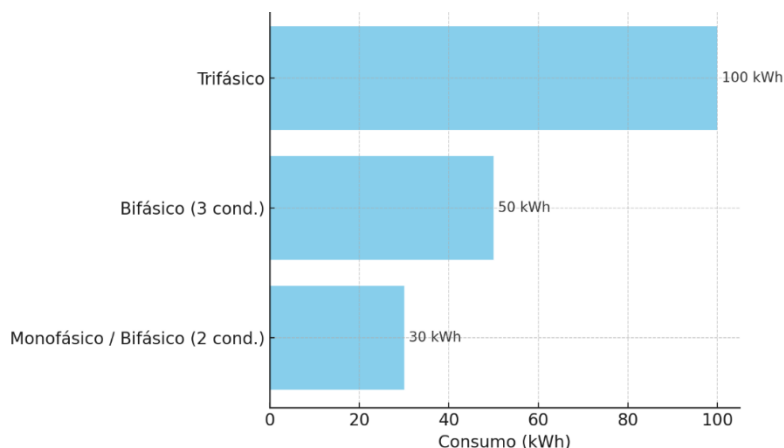
Paralelamente, a norma também definiu os novos limites de potência instalada para as categorias de micro e minigeração distribuída. Posteriormente, a Resolução Normativa n° 1.059/2023 atualizou esses valores, estabelecendo a potência máxima para microgeração em 75 kW, e para minigeração em até 3 MW para fontes hidráulicas e 5 MW para as demais fontes renováveis, como solar, eólica e biomassa.

No contexto tarifário, a REN n° 687 manteve a obrigatoriedade do pagamento da tarifa mínima, ou custo de disponibilidade, mesmo para consumidores com geração suficiente para suprir integralmente sua demanda. Essa cobrança garantiu o custeio mínimo da infraestrutura elétrica, mesmo quando o consumo da rede era reduzido.

A Figura 14 apresenta os valores mínimos de consumo (em kWh) adotados para cálculo do custo de disponibilidade em unidades consumidoras do Grupo B1, conforme o tipo de ligação: monofásica (30 kWh), bifásica (50 kWh) e trifásica (100 kWh). Esses valores são

definidos pela distribuidora local, como a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), com base na Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 e atualizações, e são aplicáveis mesmo a consumidores com geração distribuída.

Figura 14 - Estrutura do Custo de Disponibilidade segundo o Tipo de Ligação Elétrica



Fonte: CEMIG, 2021.

Como exemplificado na Figura 14, o custo de disponibilidade é calculado com base em um consumo mínimo (em kWh) que varia de acordo com o tipo de padrão da ligação elétrica da unidade consumidora. O valor mínimo é multiplicado pela tarifa vigente da distribuidora (em R\$/kWh), resultando em um valor fixo cobrado na fatura de energia. Além dessa tarifa mínima, incidem ainda encargos como PIS, COFINS, ICMS e a Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CCIP), cujo valor varia conforme a legislação de cada município (ANEEL, 2023).

A atualização normativa também fomentou o avanço da minigeração distribuída, tornando economicamente viável a instalação de sistemas em condomínios, cooperativas, associações, empresas de médio e grande porte e outros consumidores com perfil de carga mais elevado. O crescimento da minigeração, por sua vez, contribuiu para a diversificação da matriz elétrica e a descentralização do setor. Por fim, destaca-se que a REN nº 687/2015 serviu como base para as discussões e formulações que resultaram, anos mais tarde, na Lei nº 14.300/2022, o novo marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil, cujos efeitos regulamentares e tarifários são aprofundados nas próximas seções.

2.4.3 Lei nº 14.300/2022

Com o avanço acelerado da geração distribuída no Brasil, tornou-se necessário um novo marco regulatório que atualizasse e consolidasse as diretrizes estabelecidas pelas resoluções anteriores da ANEEL. Nesse contexto, foi sancionada, em 6 de janeiro de 2022, a Lei nº 14.300/2022, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída (BRASIL, 2022). Essa lei estabeleceu um novo modelo de compensação de energia elétrica para sistemas de micro e minigeração distribuída, com alterações significativas nos critérios de tarifação e nas condições de acesso ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

A legislação definiu um período de transição de 12 meses a partir da data de publicação, durante o qual as regras anteriores da Resolução Normativa nº 482/2012 continuariam válidas. Dessa forma, os consumidores que protocolaram suas solicitações de acesso até 6 de janeiro de 2023 permanecem regidos pelas regras anteriores até 2045, caracterizando o chamado período de vacância (BADRA, 2022).

Uma das principais inovações da nova lei foi a introdução da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) incidente sobre a energia excedente injetada na rede. Essa tarifa, dividida em componentes como Fio A (transmissão), Fio B (distribuição local), perdas e encargos, passou a ser cobrada de forma escalonada apenas sobre o Fio B, com a seguinte evolução progressiva (ANEEL, 2023; MARQUES, 2022):

- 2023: 15% da TUSD;
- 2024: 30% da TUSD;
- 2025: 45% da TUSD;
- 2026: 60% da TUSD;
- 2027: 75% da TUSD;
- 2028: 90% da TUSD;
- A partir de 2029: 100% da TUSD.

O valor do Fio B varia conforme a concessionária e a região do país, sendo influenciado principalmente pelo adensamento populacional. Regiões com maior densidade de consumidores tendem a apresentar custos menores, uma vez que a infraestrutura da rede é compartilhada entre mais unidades consumidoras. No caso da concessionária CEMIG, por exemplo, a cobrança de 15% do Fio B em 2023 representou um custo adicional aproximado de R\$ 0,04 por kWh injetado (MARQUES, 2022).

A cobrança incide exclusivamente sobre a energia ativa injetada na rede, ou seja, não se aplica à energia consumida simultaneamente à geração. Essa distinção é fundamental, pois a

energia consumida no exato momento da geração não transita pelo medidor bidirecional, o que a torna isenta de tributação pelo Fio B (MARQUES, 2022). A Figura 15 ilustra essa dinâmica, destacando as áreas de consumo ativo fora do período de geração, energia injetada e consumo simultâneo.

Figura 15 - Representação gráfica da geração simultânea, injeção e consumo ativo.



Fonte: Marques, 2022.

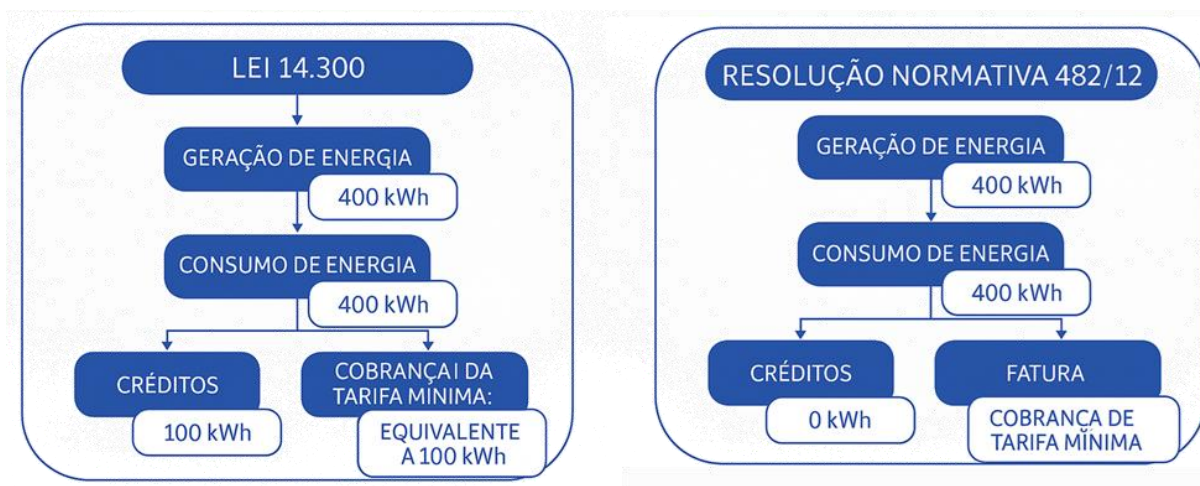
O gráfico da Figura 15 ilustra três regiões distintas: o consumo ativo fora dos períodos de geração (em vermelho), a energia injetada na rede (em verde) e o consumo simultâneo à geração (em azul). Nos momentos de simultaneidade, a energia gerada e consumida instantaneamente não transita pelo medidor bidirecional, razão pela qual não há incidência da cobrança referente ao Fio B. Esse aspecto favorece unidades com alto índice de autoconsumo instantâneo, que serão proporcionalmente menos impactadas pela nova tarifação do que aquelas que injetam grande parte da energia na rede.

A Lei nº 14.300/2022 também promoveu avanços no tratamento do custo de disponibilidade, especialmente para consumidores de pequeno porte. Anteriormente, sob a vigência da Resolução nº 482/2012, era cobrada uma tarifa mínima fixa com base na classe de ligação — por exemplo, 100 kWh para unidades trifásicas — valor esse que não podia ser convertido em créditos, mesmo quando o consumidor gerava e injetava na rede volume igual ou superior ao seu consumo. Esse mecanismo gerava perdas recorrentes e incentivava o subdimensionamento dos projetos fotovoltaicos para evitar excedentes não compensados.

Com a nova legislação, o custo de disponibilidade passa a integrar o saldo de compensação nos casos em que o consumo da unidade seja igual ou superior à injeção de energia. Essa mudança amplia a justiça tarifária e aumenta a previsibilidade econômica dos

sistemas de microgeração distribuída. A Figura 16 apresenta um fluxograma que exemplifica o novo modelo de compensação definido pela Lei nº 14.300/2022.

Figura 16 - Fluxograma da Lei nº 14.300/2022.



Fonte: Desenvolvida pela autora

A Figura 15 apresenta, de forma comparativa, os impactos das normas regulatórias sobre a compensação de energia e a cobrança da tarifa mínima. Considerando o exemplo de uma unidade consumidora que gera 400 kWh e consome integralmente essa mesma quantidade ao longo do mês, observa-se um comportamento distinto entre os dois regimes normativos. Sob a vigência da Resolução Normativa nº 482/2012, mesmo com a equivalência entre geração e consumo, o consumidor era obrigado a arcar com o custo de disponibilidade (100 kWh), valor este não compensável em créditos futuros. Isso gerava perda econômica, sobretudo para consumidores de pequeno porte.

Com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, essa lógica foi alterada. O mesmo consumidor, ao gerar e consumir 400 kWh, agora pode compensar a totalidade da energia gerada. Se a geração superar o consumo, o excedente pode ser convertido em créditos — incluindo o valor equivalente à tarifa mínima — desde que o consumo mensal seja igual ou superior à injeção de energia na rede. Nesse exemplo, o excedente de 100 kWh é transformado em crédito, representando uma maior eficiência econômica do sistema para o usuário.

Essa mudança normativa corrige distorções no modelo anterior e reduz a necessidade de subdimensionamento proposital de sistemas, prática comum até então. Além disso, contribui para tornar a geração distribuída mais previsível e vantajosa, especialmente no segmento de baixa tensão.

2.5 Métodos de análise de viabilidade econômica

De acordo com Bregolin (2017), a análise de investimento busca, por meio de técnicas avançadas de estatística, matemática financeira e informática, uma solução eficiente para uma tomada de decisão compensadora. Como reflexo do estudo dessa técnica, faz-se necessário analisar os indicadores para construir um modelo que busca a otimização dos resultados.

Existem diversas metodologias para a tomada de decisão de um investimento, sendo crucial identificar as alternativas possíveis, estruturar um estudo preliminar de viabilidade, estimativas sobre o custo de capital e operacional. O estudo de viabilidade das alternativas selecionadas, que consiste em um estudo mais elaborado e detalhista, define as melhores opções, considerando, inclusive, o grau de propensão ao risco do organismo empreendedor (MOTTA; CALÔBA, 2009).

Para que o processo de tomada de decisão seja sólido, faz-se necessário ratificar a viabilidade de projeto por meio de ferramentas de investimento. Entre os métodos de análise de viabilidade econômica e financeira de investimentos, cabe-se destacar o *payback* simples e descontado.

O *payback* é o período necessário para recuperação ou retorno do investimento. “O *payback* é utilizado como referência para julgar a atratividade relativa das opções de investimento. Deve ser encarado com reservas, apenas como indicador, não servindo para seleção entre alternativas de investimento” (MOTTA; CALÔBA, 2002, p. 97). Há dois métodos, para analisar o tempo de recuperação de um investido, denominados *payback* simples e *payback* descontado (FCC). O *payback* simples é uma técnica em que se usam “os valores de futuras entradas para amortização do valor presente do investimento a ser realizado na data zero” e no *payback* descontado “as futuras entradas de caixa são apresentadas sob valores presentes para fins de amortização do investimento inicial” (BREGOLIN, 2017). O cálculo do *payback* descontado pode ser visto conforme Equação (1).

$$FCC = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{(R_j - C_j)}{(1 + i)^j} \quad (1)$$

Em que:

I_0 : é o investimento inicial;

R_j : é a receita proveniente do ano j ;

C_j : é o custo proveniente do ano j ;

i : é a taxa de juros empregada;

n : é o período de apuração;

j : é o índice genérico que representa os períodos j de 1 a n .

Portanto, o *payback* é definido como uma metodologia simples e rápida que permite verificar o tempo de retorno do investimento além do tempo de exposição ao risco. Dessa forma, o *payback* se torna efetivo para o processo de tomada de decisão (BREGOLIN, 2017).

Portanto, o *payback* não é método de decisão sobre investimentos, pois trata-se de uma metodologia simples e rápida, porém, é relevante para a efetivação do projeto pois é por meio dele que se verifica o tempo de retorno do investimento. Nesta análise, o investidor terá conhecimento da maturidade do investimento além de saber o tempo de exposição ao risco. Com isso, cabe a ponderação com os outros métodos para a tomada de decisão final (BREGOLIN, 2017 p.33).

2.6 Ferramentas de simulação e planejamento na geração distribuída

Com a promulgação da Lei nº 14.300/2022 e a vigência da Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL, tornou-se essencial o uso de ferramentas de simulação para o correto planejamento técnico e econômico de projetos de microgeração fotovoltaica. Tais recursos permitem estimar, com maior precisão, parâmetros como o limite de injeção de energia, o grau de simultaneidade entre geração e consumo, o retorno financeiro e a economia na fatura, sob o novo modelo de compensação de energia elétrica.

Entre os instrumentos amplamente utilizados por concessionárias e integradores para análise de viabilidade, destaca-se uma planilha desenvolvida pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), empregada internamente ou por profissionais do setor. Esta ferramenta representa uma importante base de apoio ao dimensionamento e análise de viabilidade, pois considera variáveis-chave como consumo médio mensal, potência do sistema, fator de simultaneidade e percentual de cobertura da demanda. Além disso, ela incorpora o cálculo da economia líquida estimada, após a aplicação da TUSD Fio B sobre a energia injetada, conforme previsto na legislação vigente (CEMIG, 2025).

A utilização é particularmente estratégica no contexto atual, pois fornece subsídios concretos para comparar diferentes estratégias de dimensionamento (25%, 50%, 75% e 100% da demanda), possibilitando ao projetista e ao consumidor identificar o ponto de equilíbrio entre

geração, autoconsumo e retorno do investimento. O fator de simultaneidade, por sua vez, assume papel central na otimização dos resultados econômicos, uma vez que apenas a energia injetada na rede está sujeita à tarifação progressiva.

Neste trabalho, a planilha de dados da CEMIG será utilizada como instrumento complementar na metodologia de análise dos casos simulados. Sua aplicação justifica-se não apenas pela confiabilidade dos parâmetros e fórmulas empregadas, mas também por ser uma ferramenta replicável em projetos similares, sobretudo no contexto da região Sudeste, onde Minas Gerais se consolida como o estado com maior potência instalada em geração distribuída (ROCHA et al., 2024).

A adoção de ferramentas como essa fortalece a integração entre os aspectos técnicos e financeiros do planejamento energético, promovendo maior transparência, precisão e segurança nas decisões de investimento. Nesse sentido, sua inserção na fase de concepção dos projetos é fundamental tanto para a elaboração de propostas consistentes quanto para a análise comparativa entre diferentes cenários de viabilidade.

3. METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho, incluindo a abordagem científica adotada, os métodos de coleta de dados, o referencial bibliográfico, a modelagem dos cenários de geração distribuída e o estudo de caso. A pesquisa é caracterizada como um estudo de caso com abordagem qualitativa e quantitativa, de natureza exploratória, visando compreender os impactos tarifários e legais da Lei nº 14.300/2022 em diferentes perfis de consumidores com sistemas de microgeração fotovoltaica.

De acordo com Eisenhardt (1989), o estudo de caso é apropriado para compreender fenômenos contemporâneos em contextos reais, especialmente quando as fronteiras entre o fenômeno e o contexto não estão claramente definidas. Cauchick Miguel (2007) complementa que essa abordagem permite uma análise aprofundada de um ou poucos objetos de estudo, proporcionando maior riqueza de detalhes e aplicabilidade prática dos resultados.

3.1. Estudo de caso

Este trabalho delimita sua análise às unidades consumidoras classificadas no Grupo B, que compreende consumidores em baixa tensão, como residências, pequenos comércios e propriedades rurais. As faturas de energia elétrica desses consumidores são compostas, essencialmente, por dois elementos principais: a Tarifa de Energia (TE), que corresponde ao consumo efetivo de energia elétrica fornecida pela distribuidora, e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que remunera a infraestrutura necessária para o fornecimento da energia.

A TUSD, por sua vez, é composta por diferentes parcelas, das quais se destacam, neste estudo, os componentes Fio A e Fio B. O Fio A está relacionado aos custos de operação e manutenção da rede básica e das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Já o Fio B refere-se aos custos associados à operação da rede de distribuição local, ou seja, à infraestrutura que conecta a energia da distribuidora até as unidades consumidoras finais.

Com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, estabeleceu-se uma nova estrutura de compensação para os sistemas de geração distribuída, com a introdução progressiva da cobrança do componente Fio B sobre a energia ativa injetada na rede. Essa cobrança, no entanto, não incide sobre a energia consumida simultaneamente à sua geração, denominada consumo

simultâneo, uma vez que essa parcela não transita pela rede da distribuidora. Assim, o nível de simultaneidade entre geração e consumo torna-se um fator crítico na análise da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, especialmente para instalações realizadas após o dia 7 de janeiro de 2023.

Considerando as novas diretrizes da legislação e as características tarifárias descritas, este estudo propõe a análise de dois perfis de consumidores fictícios, denominados Tipo X e Tipo Y, os quais se diferenciam, principalmente, quanto ao horário predominante de consumo de energia ao longo do dia. A partir desses perfis, foram definidos três cenários distintos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, com diferentes níveis de potência instalada, conforme descrito:

- **Caso 1:** Microgeração com autoconsumo local e potência instalada de 1 kWp;
- **Caso 2:** Microgeração com autoconsumo local e potência instalada de 5 kWp;
- **Caso 3:** Microgeração com autoconsumo local e potência instalada de 10 kWp.

As simulações foram realizadas com base nos dados tarifários da concessionária CEMIG, considerando as regras vigentes da legislação nacional e os impactos tarifários progressivos definidos pela Lei nº 14.300/2022 para o período de 2023 a 2029. A análise permite avaliar a sensibilidade dos indicadores econômicos, tais como o tempo de retorno do investimento (payback) e a economia acumulada, frente às diferentes combinações de perfil de consumo, potência do sistema e percentual de simultaneidade observada.

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados comparativos entre os perfis Tipo X e Tipo Y, com destaque para a evolução da economia anual e acumulada ao longo dos anos de transição tarifária. Os gráficos e tabelas servirão como base para uma análise aprofundada da viabilidade econômica e do impacto da simultaneidade na compensação da energia gerada.

3.2 Perfil de Consumo e Modelagem dos Cenários de Geração Distribuída

3.2.1 Tipificação dos Consumidores

Para fins de análise, foram definidos dois perfis de consumidores residenciais com base em seus padrões de uso de energia elétrica ao longo do dia:

- **Tipo X:** consumidores cujo pico de consumo ocorre predominantemente fora do período de geração solar, isto é, no início da manhã e à noite.
- **Tipo Y:** consumidores cujo consumo se concentra durante o período de maior irradiação solar, especialmente entre 10h e 16h.

Ambos os perfis foram subdivididos em três categorias, com base no nível médio de consumo mensal: baixo, médio e alto. Os valores de consumo foram mantidos equivalentes entre os perfis X e Y, com o objetivo de permitir uma comparação direta dos impactos tarifários e da eficiência da geração distribuída fotovoltaica em cada caso. Uma síntese da tipificação dos perfis de consumo empregados neste estudo podem ser verificada pela Tabela 1.

Tabela 1 – Tipificação dos perfis de consumo energético analisados.

Perfil de Consumo	Horário Predominante de Consumo	Descrição do Comportamento	Subgrupos	Finalidade da Tipificação
Tipo X	Fora do horário solar (manhã e noite)	Consumidores que utilizam mais energia antes das 8h e após as 18h	Baixo, Médio e Alto consumo	Avaliar impacto do baixo consumo simultâneo com a geração fotovoltaica
Tipo Y	Durante o pico solar (10h às 16h)	Consumidores que utilizam energia principalmente durante o dia, em horário solar	Baixo, Médio e Alto consumo	Estimar maior aproveitamento da simultaneidade e redução dos impactos do Fio B (Lei 14.300/2022)

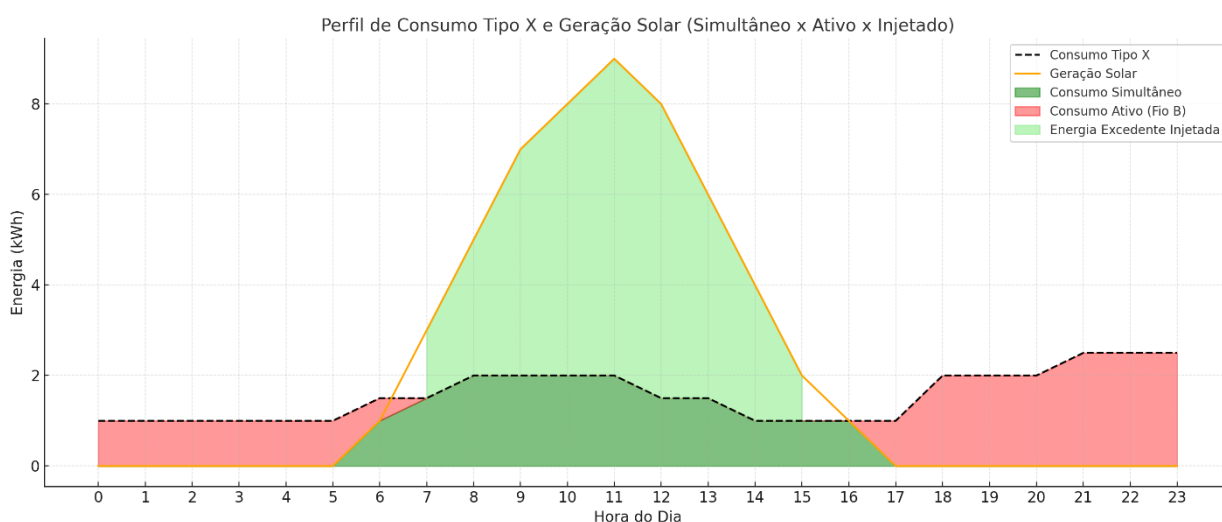
Fonte: Elaborado pelo autor com base no perfil de uso residencial e nos parâmetros de geração solar (ANEEL, 2022; CEMIG, 2023).

3.2.2 Consumo Simultâneo e Consumo Ativo

Consumidores que aderem à geração distribuída apresentam duas modalidades principais de consumo energético: o consumo simultâneo e o consumo ativo. O primeiro ocorre quando a energia solar gerada é utilizada no exato instante de sua produção, sem transitar pela infraestrutura da concessionária, sendo, por isso, isenta de tarifação da TUSD do Fio B. Já o consumo ativo refere-se à energia fornecida pela rede elétrica nos momentos em que a geração fotovoltaica não supre a demanda da unidade consumidora, como no início da manhã, à noite ou em dias nublados. Nesses casos, o consumo é tarifado integralmente, inclusive quanto ao componente Fio B (CEMIG, 2022).

Com base nos perfis horários de carga e geração, calculou-se o percentual de simultaneidade para diferentes tipos de consumidores. A energia ativa mensal é definida pela diferença entre o consumo total e a parcela consumida de forma simultânea à geração. A Figura 17 ilustra o perfil para os consumidores do Tipo X, com destaque visual para as três zonas de interação: simultaneidade (verde escuro), injeção de excedente (verde claro) e consumo ativo (vermelho).

Figura 17 - Perfil horário de consumo do tipo X e geração solar.

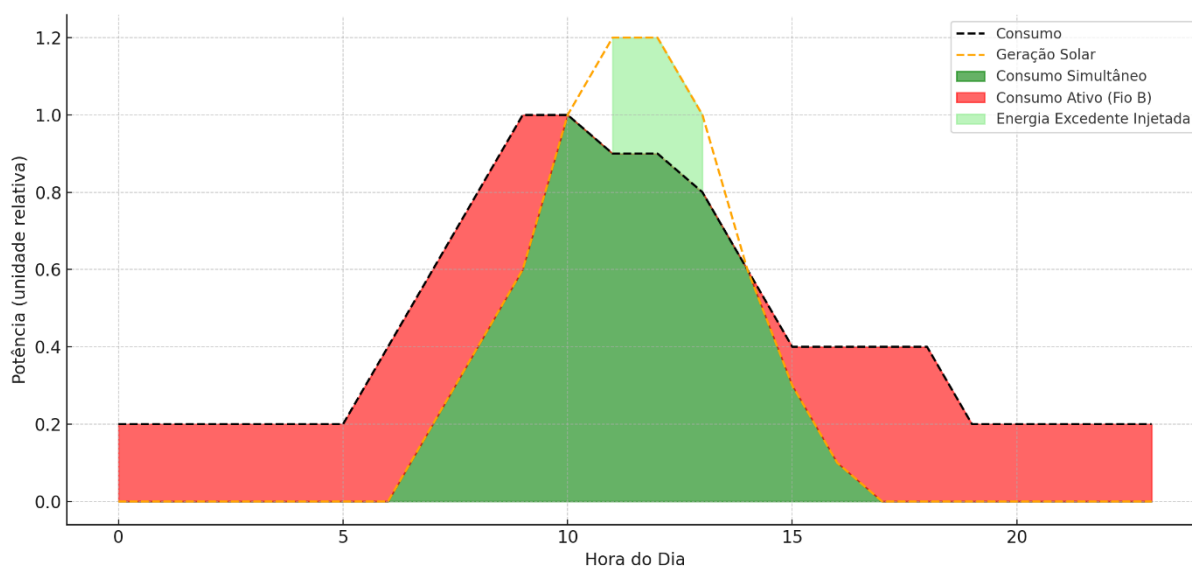


A Figura 17 representa o perfil horário de consumo energético de um consumidor classificado como Tipo X, em comparação com a curva de geração solar fotovoltaica ao longo do dia. Observa-se que a geração (linha laranja) inicia por volta das 6h, atinge seu pico entre 11h e 13h, e encerra-se por volta das 17h. Já o consumo (linha tracejada preta) permanece relativamente constante durante a madrugada, com elevação acentuada no início da manhã e, sobretudo, no período noturno. Essa configuração evidencia um descompasso entre os horários de maior geração e os de maior demanda. Entre 7h e 14h, há sobreposição entre geração e consumo, caracterizando a faixa de consumo simultâneo (área verde escuro), em que a energia é consumida instantaneamente e, portanto, não tarifada.

Quando a geração supera o consumo, observa-se a injeção de excedente (área verde claro), representando a energia enviada à rede e convertida em créditos. Fora desses períodos, predominam faixas de consumo ativo (áreas vermelhas), principalmente no início da manhã e após as 17h, nas quais o consumidor depende integralmente da rede elétrica e está sujeito à tarifação completa, incluindo o componente Fio B. Este perfil, típico de residências com rotina de trabalho diurna, evidencia alta dependência da rede nos horários de baixa geração, o que

compromete a viabilidade econômica da microgeração solar, especialmente diante da transição regulatória estabelecida pela Lei nº 14.300/2022. A Figura 18 mostra o perfil para os consumidores do Tipo Y, com destaque visual para as três zonas de interação: simultaneidade (verde escuro), injeção de excedente (verde claro) e consumo ativo (vermelho).

Figura 18 - Perfil de Consumo Tipo Y e Geração Solar.



A Figura 18 apresenta o perfil horário de consumo energético do consumidor classificado como Tipo Y, evidenciando uma forte correlação entre o horário de geração solar (linha laranja) e o padrão de carga da unidade (linha tracejada preta). A geração inicia por volta das 7h, atinge seu ápice entre 11h e 13h, e encerra-se às 17h. O consumo acompanha essa distribuição, concentrando-se no intervalo entre 8h e 16h. Esse alinhamento favorece significativamente o consumo simultâneo (área verde escuro), em que a energia gerada é consumida no instante da produção, evitando o uso da rede elétrica e, portanto, isentando o consumidor da cobrança de tarifas como o Fio B.

A área em verde claro representa a injeção de excedente, registrada em torno do meio-dia, quando a geração supera momentaneamente a demanda e o excedente é injetado na rede, convertendo-se em créditos conforme regulamentação da REN nº 482/2012. Já as faixas em vermelho, observadas no início da manhã e no final da tarde, indicam o consumo ativo, momento em que a geração é inexistente ou insuficiente, exigindo o suprimento pela rede elétrica, com incidência tarifária integral. O perfil Tipo Y revela uma estratégia de consumo mais eficiente e alinhada à disponibilidade solar, reduzindo a dependência da rede e os custos

associados à energia importada. Em termos regulatórios, essa configuração mitiga os impactos econômicos da Lei nº 14.300/2022, resultando em maior previsibilidade no retorno sobre o investimento e menor exposição à tarifação do componente Fio B.

3.2.3 Composição Tarifária e Fio B

O componente tarifário conhecido como Fio B corresponde aos custos relacionados ao uso da infraestrutura de distribuição de energia elétrica. Tradicionalmente absorvido pelas concessionárias, esse encargo passou a incidir diretamente sobre os consumidores com sistemas de micro e minigeração distribuída conectados a partir de 2023, em decorrência das alterações introduzidas pela Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu o novo marco legal da geração distribuída no Brasil. A cobrança do Fio B será realizada de forma progressiva até atingir 100% da tarifa convencional em 2029.

Neste estudo, foi considerado o valor-base do Fio B praticado pela concessionária CEMIG, equivalente a R\$ 0,23/kWh, conforme dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023). A Tabela 2 apresenta a evolução dos percentuais tarifados ao longo do período de transição regulamentado.

Tabela 2 – Progresso de cobrança do Fio B (2023-2029).

Ano	Percentual Tarifado (%)	Valor Proporcional (R\$/kWh)
2023	15%	R\$ 0,03
2024	30%	R\$ 0,07
2025	45%	R\$ 0,10
2026	60%	R\$ 0,14
2027	75%	R\$ 0,17
2028	90%	R\$ 0,21
2029	100%	R\$ 0,23

Fonte: Adaptado de CEMIG (2022) e ANEEL (2023).

Essa transição tarifária exerce influência direta sobre a viabilidade econômica da geração distribuída, afetando tanto o custo efetivo da energia quanto o tempo de retorno sobre o investimento (payback). Os efeitos, no entanto, variam significativamente conforme o perfil de consumo do usuário, especialmente no que diz respeito ao grau de simultaneidade entre geração e consumo.

Consumidores classificados como Tipo X, cujo padrão de uso de energia elétrica se concentra majoritariamente fora do horário de maior incidência solar, como início da manhã, fim de tarde e noite, apresentam baixo nível de consumo simultâneo. Isso significa que uma parcela menor da energia gerada localmente é consumida diretamente no momento da geração, o que os torna mais dependentes da rede elétrica. Nessa condição, a energia consumida é registrada pelo medidor bidirecional e sujeita à cobrança integral do Fio B, conforme o cronograma de transição. Mesmo com um sistema fotovoltaico instalado e corretamente dimensionado, esse perfil tende a experimentar impactos tarifários mais expressivos, aumentando o tempo necessário para amortização do investimento.

Por outro lado, consumidores do Tipo Y, que concentram seu uso de energia durante o dia, entre aproximadamente 10h e 16h, período de pico da geração solar, conseguem maximizar o consumo simultâneo. Como resultado, reduzem a necessidade de importar energia da rede, o que minimiza a incidência do Fio B e melhora a eficiência econômica do sistema. Esse comportamento os torna menos vulneráveis às alterações tarifárias introduzidas pela Lei nº 14.300/2022 e proporciona um retorno mais rápido sobre o capital investido.

Dessa forma, a análise da composição tarifária e da progressividade do Fio B evidencia a importância de considerar não apenas o dimensionamento técnico do sistema de geração, mas também o alinhamento entre os hábitos de consumo do usuário e a curva de produção solar. Em um cenário de transição regulatória, esse alinhamento é determinante para a sustentabilidade econômica da geração distribuída, especialmente diante das mudanças nos critérios de compensação energética. A compreensão detalhada da estrutura tarifária, em especial da cobrança do Fio B, torna-se, portanto, essencial para a tomada de decisão por parte de consumidores, projetistas, investidores e formuladores de políticas públicas no setor elétrico nacional.

3.2.4 Composição da Fatura: Tributos e Encargos

No contexto da geração distribuída, a fatura de energia elétrica abrange mais do que o consumo de energia ativa e o custo de disponibilidade (conforme descrito na Seção 2.4). Ela incorpora também a incidência de tributos e encargos, que impactam significativamente o valor final pago pelo consumidor.

Entre os tributos federais, destacam-se o PIS (0,71%) e a COFINS (3,29%), aplicados de forma cumulativa sobre o valor da tarifa base, resultando em um acréscimo total aproximado

de 4%. O ICMS, imposto estadual, possui alíquota de 30% para consumidores residenciais do subgrupo B1, conforme a regulamentação da Secretaria da Fazenda do Estado de Minas Gerais.

Além desses, incide a Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CCIP), de caráter municipal. Essa contribuição é regulamentada por leis locais e varia de acordo com a faixa de consumo mensal da unidade consumidora. No presente estudo, adotou-se como referência o modelo praticado pela Prefeitura de Belo Horizonte, em que a CCIP é cobrada de forma escalonada segundo o consumo mensal. Para fins de simulação, utilizou-se o valor estimado de R\$ 10,00/mês por unidade consumidora, com base em faixas médias de consumo residencial urbano. Essa estimativa foi incorporada como variável fixa no modelo de cálculo econômico, podendo ser ajustada conforme a localidade analisada.

A Equação (2) foi utilizada para estimar o valor final da fatura, considerando a incidência dos principais tributos, essa equação representa a tarifa sem impostos:

$$T_{base} = Q_{disp} \times V_{kWh} \quad (2)$$

Em que:

Q_{disp} é a quantidade mínima de energia, conforme o tipo de ligação (30, 50 ou 100 kWh);

$V_{kWh} = 0,79R\$/kWh$ (referência a tarifa unitária vigente para 2024, CEMIG).

A tarifa sem imposto é calculada multiplicando-se a quantidade mínima de energia exigida pelo padrão tarifário, geralmente 30, 50 kWh ou 100 kWh, conforme a tensão contratada, pelo valor unitário do kWh estabelecido para o ano de referência. Para 2024, esse valor foi de R\$ 0,79/kWh, segundo a CEMIG.

- Tarifa com PIS/COFINS:

$$T_{piscofins} = \frac{T_{base}}{1 - 0,0400} \quad (3)$$

- Tarifa com ICMS:

$$T_{total} = \frac{T_{piscofins}}{1 - 0,30} \quad (4)$$

- Valor final com CCIP:

$$T_{final} = T_{total} + CCIP \quad (5)$$

Com CCIP = R\$ 10,00/mês (valor estimado adotado para simulação).

Essa estrutura permite calcular, de forma aproximada, a fatura total a ser paga pelo consumidor, mesmo nos casos em que há geração própria. A compreensão detalhada da composição tarifária, incluindo os tributos e encargos, é essencial para a avaliação da

viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, visto que esses fatores influenciam diretamente o retorno sobre o investimento e a economia líquida gerada pela autoprodução.

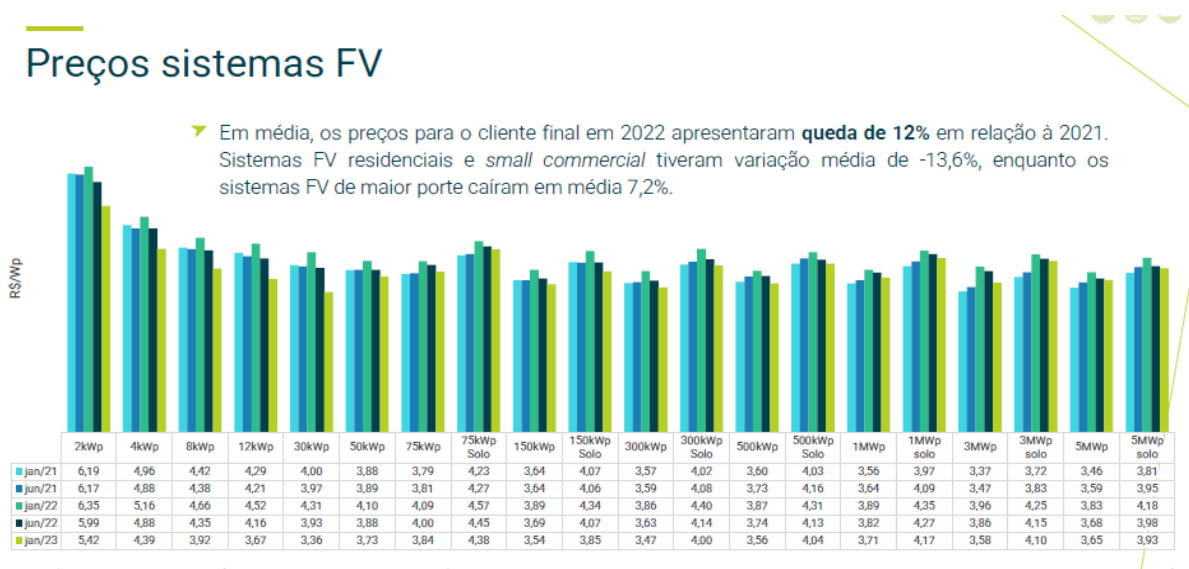
3.2.5 Cálculo do Payback e Manutenção

A estimativa do tempo de retorno do investimento (*payback*) constitui etapa fundamental na avaliação da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Neste estudo, o modelo adotado contempla dois componentes principais: o investimento inicial e os custos de manutenção ao longo da vida útil do sistema.

O investimento inicial foi calculado com base no valor unitário por watt-pico (R\$/Wp), conforme os dados consolidados pelo relatório da Greener (2023), que apresenta os custos médios praticados no mercado nacional entre 2021 e 2023. Esses valores abrangem todos os elementos necessários à instalação do sistema, incluindo módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte, cabeamento, mão de obra e demais equipamentos.

A Figura 19 apresenta a evolução dos preços médios de mercado para sistemas FV no período analisado, segmentados por porte (de 2 kWp a 5 MWp) e tipo de instalação (residencial, comercial ou solo).

Figura 19 - Variação do preço médio de sistemas fotovoltaicos (R\$/Wp) de 2021 a 2023.



Fonte: Greener, 2023.

Os dados demonstram tendência de redução dos custos, com queda média de 12% em 2022 em relação a 2021. Destaca-se uma redução de 13,6% nos sistemas de pequeno porte, tipicamente utilizados em residências e pequenos comércios, e de 7,2% nos sistemas de maior escala (acima de 300 kWp). Para fins de simulação, o investimento total pode ser estimado pela

multiplicação entre a potência instalada (em Wp) e o valor unitário (R\$/Wp), conforme a Equação (6):

$$\text{Investimento Total (R\$)} = \text{Potência Instalada (Wp)} * \text{Valor unitário} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{Wp}} \right) \quad (6)$$

Para exemplificar, considerando um sistema de 8 kWp e o valor de R\$ 3,92/Wp (média de janeiro de 2023), o investimento estimado seria de:

$$\text{Investimento Total (R\$)} = 8.000 \text{ Wp} * \frac{3,92\text{R\$}}{\text{Wp}} = \text{R\$ } 31.360,00$$

Esse valor pode variar conforme condições específicas de mercado, tipo de telhado ou solo, complexidade da instalação e negociações contratuais. A planilha desenvolvida para o estudo de caso foi parametrizada para receber o valor de R\$/Wp como variável de entrada, possibilitando simulações adaptadas a diferentes cenários.

Adicionalmente, foram considerados os custos operacionais recorrentes. Embora relativamente baixos, os serviços de manutenção são indispensáveis para garantir o desempenho e a longevidade do sistema. Com base nas diretrizes da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR (2023), adotou-se um custo anual de manutenção equivalente a 20% do valor investido. Essa estimativa inclui inspeções periódicas, limpeza dos módulos, substituição eventual de componentes e suporte técnico, ao longo de uma vida útil projetada de 25 anos.

Essa abordagem permite uma análise econômica mais completa e realista, personalizável de acordo com o perfil de consumo (Tipo X ou Tipo Y) e o porte do sistema, contribuindo para decisões mais fundamentadas quanto à adoção da geração distribuída.

3.2.6 Dimensionamento Energético

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado com base nas necessidades energéticas mensais de cada unidade consumidora, considerando também uma margem de segurança técnica para compensar a degradação gradual da eficiência dos painéis ao longo de sua vida útil. Para isso, aplicou-se uma metodologia baseada em três etapas: (i) cálculo da geração mensal corrigida, (ii) estimativa da geração diária, e (iii) determinação da potência mínima requerida do sistema fotovoltaico.

Inicialmente, adotou-se uma margem adicional de 20% sobre o consumo médio mensal de energia elétrica da unidade consumidora com o objetivo de compensar as perdas de eficiência

do sistema ao longo dos anos. Assim, a geração mensal corrigida, foi calculada pela seguinte expressão:

$$G_{corr} = C_m \times 1,2 \quad (7)$$

Em que:

C_m é o consumo mensal médio (kWh), e o fator 1,2 representa um acréscimo de 20% para compensar a perda de eficiência ao longo da vida útil do sistema (estimada em 25 anos), conforme recomendações técnicas do setor (Greener, 2022).

A geração diária de energia, G_d , foi obtida pela divisão da geração mensal corrigida pelo número de dias do mês, conforme descrito na Equação 8:

$$G_d = \frac{G_{corr}}{30} \quad (8)$$

Por fim, a potência mínima necessária para suprir a demanda energética da unidade consumidora, expressa em quilowatt-pico (kWp), foi calculada com base na quantidade média de horas de sol pleno por dia, representada por H_s . O valor adotado para Belo Horizonte, segundo dados médios da ANEEL (2017), foi de 5,36 horas diárias. A fórmula utilizada foi:

$$P_{inst} = \frac{G_d}{H_s} \quad (9)$$

Em que:

$H_s = 5,36$ horas de sol pleno por dia, conforme dados médios para a cidade de Belo Horizonte (ANEEL, 2017).

As simulações consideraram sistemas fotovoltaicos instalados sobre telhados ou estruturas metálicas fixas, desconsiderando instalações em solo devido às variações de custo envolvidas nesse tipo de montagem. Além disso, nos casos de minigeração, foi considerada a possibilidade de compensação total da fatura, desde que a energia injetada na rede ao longo do mês fosse igual ou superior ao consumo registrado, em conformidade com a legislação vigente. A contratação prévia de demanda pelas unidades consumidoras foi levada em conta para cenários com maior porte, como indústrias, comércios e condomínios.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da análise e comparação dos estudos de caso considerados. Para a consolidação dos resultados e sua exposição em gráficos e tabelas, foi elaborada uma planilha no *software* Excel, estruturada de acordo com a metodologia descrita no capítulo anterior.

Alguns parâmetros foram mantidos constantes em todos os cenários analisados, tais como: a média de 5,36 horas de sol por dia na região de Belo Horizonte; o valor do encargo TUSD Fio B definido pela ANEEL, de R\$ 0,23/kWh proporcional ao período de transição previsto na Lei nº 14.300/2022; a tarifa de energia vigente da CEMIG, de R\$ 0,79/kWh; e a taxa mínima de disponibilidade da rede, de 50 ou 100 kW, uma vez que a concessionária não permite a instalação de sistemas em padrões monofásicos (CEMIG, 2024).

Cabe destacar que, para fins de simplificação e melhor compreensão dos cenários, considerou-se que tanto o valor do encargo TUSD Fio B quanto a tarifa de fornecimento de energia permanecem inalterados ao longo dos anos.

4.1 Caso 1: Microgeração com autoconsumo local de potência igual a 1KW

Neste primeiro caso, foi analisado um sistema de microgeração conectado em baixa tensão (padrão bifásico), dimensionado para um consumo mensal de 1000 kWh. O objetivo foi avaliar a viabilidade econômica para dois perfis de consumo: perfil X, com 240 kWh de consumo simultâneo e 760 kWh de energia ativa (injetada na rede), e perfil Y, com 897 kWh de consumo simultâneo e apenas 103 kWh de energia ativa. A geração mensal estimada do sistema é de 1200 kWh, o que corresponde a uma geração diária de:

$$Geração\ diária = \frac{Geração\ mensal}{30} = \frac{1200}{30} = 40KWh$$

Com base na média solar de Belo Horizonte (5,36 h de sol por dia), o dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico foi feito por:

$$Kwp = \frac{Geração\ diária}{Horas\ sol} = \frac{40}{5,36} = 7,46\ kWp$$

Utilizando o valor médio de mercado para sistemas de pequeno porte conforme o Estudo Estratégico da Greener (2023), de R\$ 3,92/Wp, o investimento total foi calculado como:

$$\text{Valor do investimento} = 3,92 * 7,46 * 1000 = R\$29.253,73$$

Para estimar os tributos aplicáveis, considerou-se a seguinte estrutura tarifária:

- Valor da tarifa base (sem impostos):

$$\text{Valor da tarifa (sem impostos)} = (50) * 0,79 = R\$39,50$$

- Tarifa com PIS/COFINS:

$$\frac{39,50}{(1 - 0,04)} = \frac{39,50}{0,96} = R\$41,15$$

- Tarifa com ICMS (30%):

$$\text{Custo de disponibilidade com ICMS} = \frac{41,15}{(1 - 0,03)} = R\$58,79$$

- Tarifa final com CCIP:

$$58,79 + 10,00 = R\$ 68,79$$

Com esses valores e uma estimativa de manutenção total de R\$ 5.850,20 ao longo de 25 anos, foi possível calcular o *payback* simples ao longo dos anos, considerando a evolução da legislação e o impacto do Fio B. A Tabela 3 apresenta a projeção do tempo de retorno do investimento para os perfis X e Y com consumo mensal de 1000 kWh.

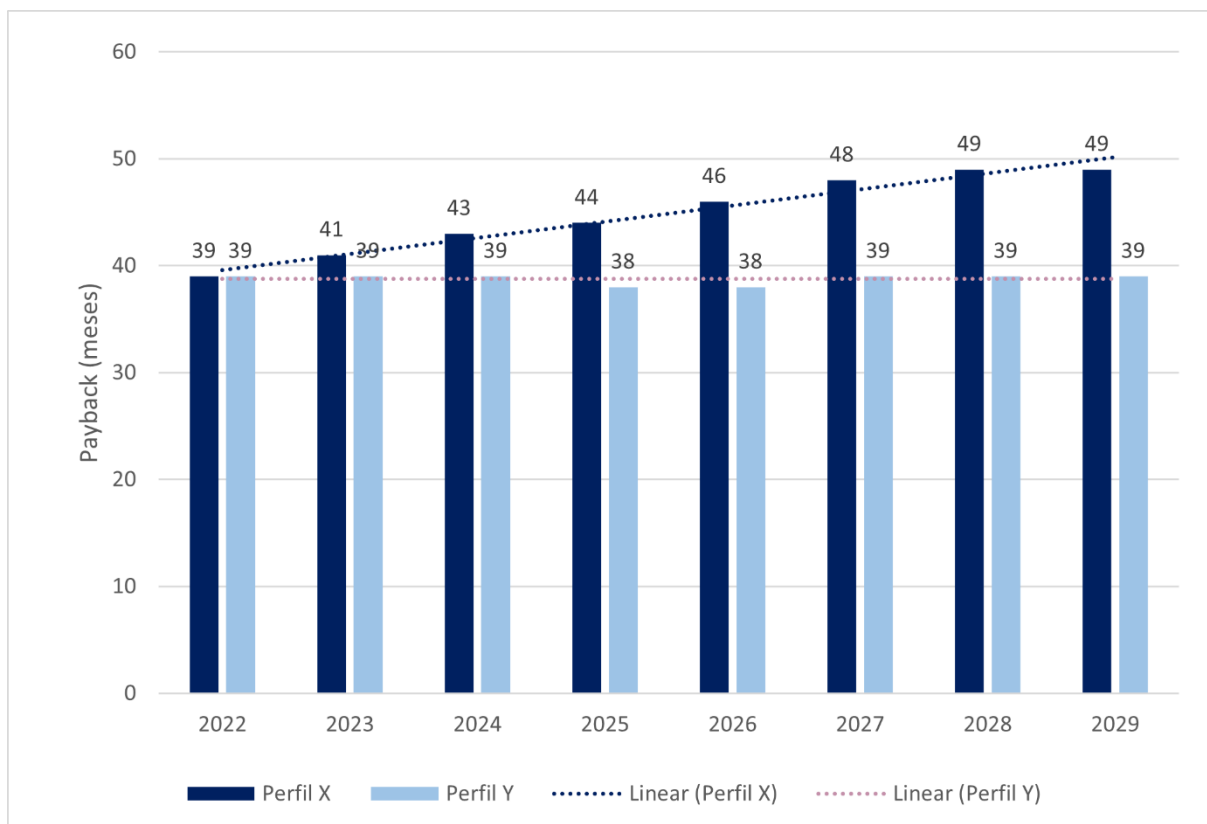
Tabela 3 – *Payback* para consumidor com perfil X e Y com consumo mensal de 1000 kWh.

Ano de Instalação do SF	<i>Payback</i> (meses) de acordo com o Perfil de Consumo	
	X	Y
2022	39	39
2023	41	39
2024	43	39
2025	44	38
2026	46	38
2027	48	39
2028	49	39
2029	49	39

Considerando o perfil X, nota-se que, para instalações realizadas em 2022, ainda não sujeitas à aplicação da Lei nº 14.300/2022, o *payback* estimado foi de 39 meses. Com a progressiva aplicação do encargo TUSD Fio B, o período de retorno aumenta gradualmente: 41 meses para sistemas instalados em 2023, 43 meses em 2024, chegando a 49 meses em 2028 e 2029. Esse alongamento do prazo ocorre porque o perfil em questão injeta uma parcela significativa de energia na rede, sendo, portanto, mais sensível aos impactos da tarifação pelo uso do sistema de distribuição.

Para o perfil Y, o cenário é mais favorável e estável. Com maior consumo simultâneo, o cliente injeta menos energia na rede, o que reduz a incidência do Fio B. Como resultado, o *payback* inicia em 39 meses (2022) e se mantém praticamente constante até 2029, variando entre 38 e 39 meses. Este efeito está mais bem evidenciado pela Figura 20.

Figura 20 - Payback para consumidor X e Y com consumo mensal de 1000 kWh.



Fonte: Desenvolvido pela autora

4.2 Caso 2: Microgeração com autoconsumo local de potência igual a 5 KW

Neste segundo caso, foi avaliada a viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica para consumidores com demanda mensal de 5000 kWh, em um sistema conectado em baixa

tensão (padrão bifásico). Foram considerados dois perfis de consumo: Perfil X com 1200 kWh de consumo simultâneo e 3800 kWh de energia ativa (injetada na rede); e o Perfil Y com 4485 kWh de consumo simultâneo e 515 kWh de energia ativa. A geração mensal do sistema proposto foi de 6000 kWh, resultando em uma geração diária de:

$$Geração\ diária = \frac{Geração\ mensal}{30} = \frac{6000}{30} = 200KWh$$

Com base na irradiância solar média de Belo Horizonte (5,36 h/dia), a potência necessária do sistema é:

$$Kwp = \frac{Geração\ diária}{Horas\ sol} = \frac{200}{5,36} = 37,31\ kWp$$

Tomando como referência o valor médio de R\$ 3,73/Wp conforme o estudo da Greener (2023), o investimento inicial foi estimado em:

$$Valor\ do\ investimento = 3,73 * 37,31 * 1000 = R\$139.179,10$$

Para estimativa de tributos na fatura, utilizaram-se os seguintes parâmetros:

- Tarifa sem impostos:

$$Valor\ da\ tarifa\ sem\ impostos = (50) * 0,79 = R\$39,50$$

- Com PIS/COFINS (4%):

$$\frac{39,50}{(1 - 0,04)} = \frac{39,50}{0,96} = R\$41,15$$

- Com ICMS (30%):

$$Custo\ de\ disponibilidade\ com\ ICMS = \frac{41,15}{1 - 0,03} = R\$58,79$$

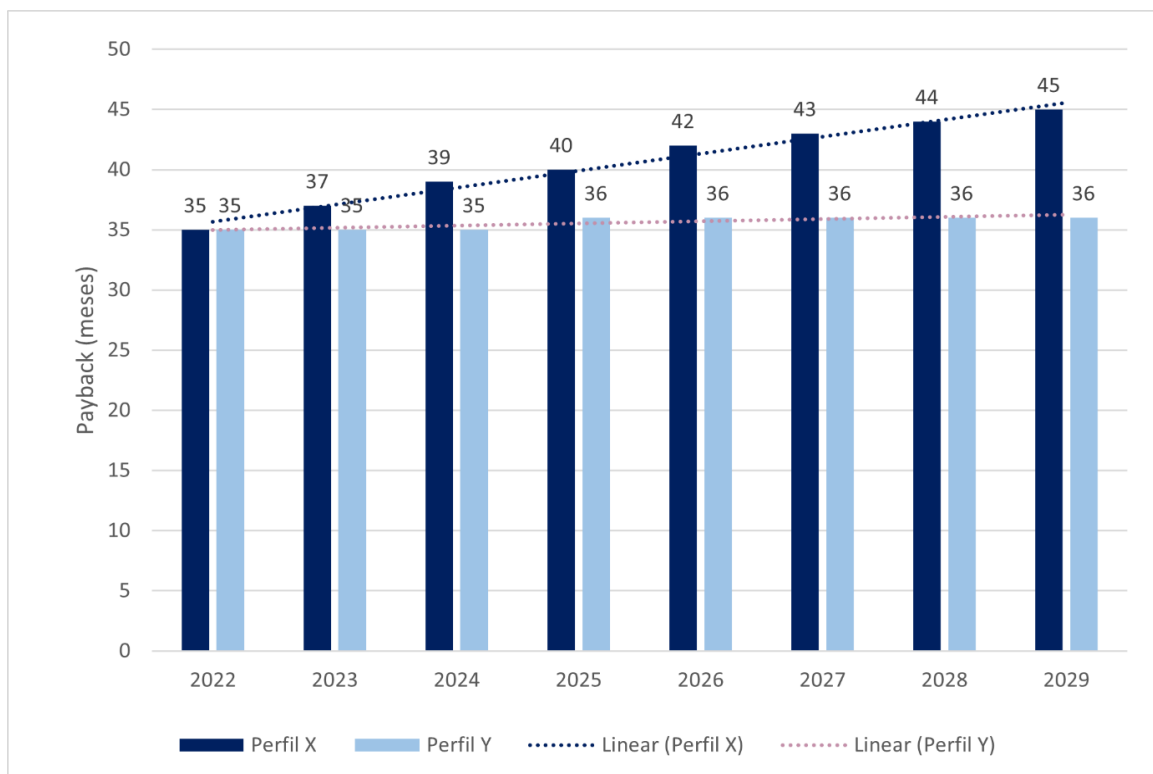
Se desejar considerar também a CCIP (Contribuição para Iluminação Pública), o valor final da fatura pode ser acrescido de R\$ 10,00, totalizando R\$ 68,79.

Considerando o valor proporcional do Fio B a ser pago sobre a energia ativa, foi possível estimar o custo total ao longo de 25 anos, incluindo uma manutenção estimada de R\$ 27.835,82. Com esses dados, foi calculado o *payback* simples, considerando diferentes anos de instalação (2022 a 2029), conforme a progressiva aplicação da tarifa pelo uso da rede (Lei 14.300/2022). A Tabela 4 analisa o *payback* para consumidores com perfis do tipo X e Y e consumo mensal de 5000 Kwh.

Tabela 4 – *Payback* para consumidor com perfil X e Y com consumo mensal de 5000 kWh.

Ano de Instalação do SF	<i>Payback</i> (meses) de acordo com o Perfil de Consumo	
	X	Y
2022	35	35
2023	37	35
2024	39	35
2025	40	36
2026	42	36
2027	43	36
2028	44	36
2029	45	36

Observa-se que o consumidor com perfil X, cuja injeção de energia ativa é mais significativa, tem *payback* inicial de 35 meses em 2022. A partir de 2023, o tempo de retorno aumenta gradualmente, chegando a 45 meses em 2029, devido ao impacto crescente da tarifação do Fio B sobre a energia injetada. Já para o perfil Y, que consome a maior parte da energia gerada instantaneamente e, conseqüentemente, reduz a energia injetada e a aplicação do Fio B, o resultado é um *payback* mais estável, entre 35 e 36 meses, mesmo com o avanço do marco regulatório. Este comportamento pode ser visualizado pela Figura 21.

Figura 21 - *Payback* para consumidor X e Y com consumo mensal de 5000 kWh.

Fonte: Desenvolvida pela autora.

4.3 Caso 3: Microgeração com autoconsumo local de potência igual a 10 KW

Neste terceiro cenário, foi analisada a instalação de um sistema fotovoltaico com potência instalada de 10 kW, projetado para atender consumidores com demanda mensal de 10.000 kWh. Cabe ressaltar, que nesse caso 3, também são considerados dois perfis de consumo: Perfil X com 2400 kWh de consumo simultâneo e 7600 kWh de energia ativa (injetada na rede); e Perfil Y com 8970 kWh de consumo simultâneo e 1030 kWh de energia ativa. A geração mensal estimada do sistema é de 12.000 kWh, resultando em uma média diária de:

$$\text{Geração diária} = \frac{\text{Geração mensal}}{30} = \frac{12000}{30} = 400 \text{ kWh/dia}$$

Considerando a insolação média de Belo Horizonte (5,36 h/dia), a potência necessária do sistema é:

$$Kwp = \frac{\text{Geração diária}}{\text{Horas sol}} = \frac{400}{5,36} = 74,63 \text{ kWp}$$

De acordo com o relatório da Greener (2023), foi adotado o valor médio de R\$ 3,84Wp, o que resulta em um investimento inicial de:

$$\text{Valor do investimento} = 3,84 * 74,63 * 1000 = R\$ 286.579,2$$

Para os tributos na fatura de energia, considerou-se:

- Tarifa sem impostos (100 kWh mínimos):

$$\text{Valor da tarifa sem impostos} = (100) * 0,79 = R\$79,00$$

- Com PIS/COFINS (4%):

$$\frac{79,00}{(1 - 0,04)} = \frac{79,00}{0,96} = R\$82,29$$

- Com ICMS (30%):

$$\text{Custo de disponibilidade com ICMS} = \frac{82,29}{(1 - 0,30)}$$

$$\frac{82,29}{0,70} = R\$117,56$$

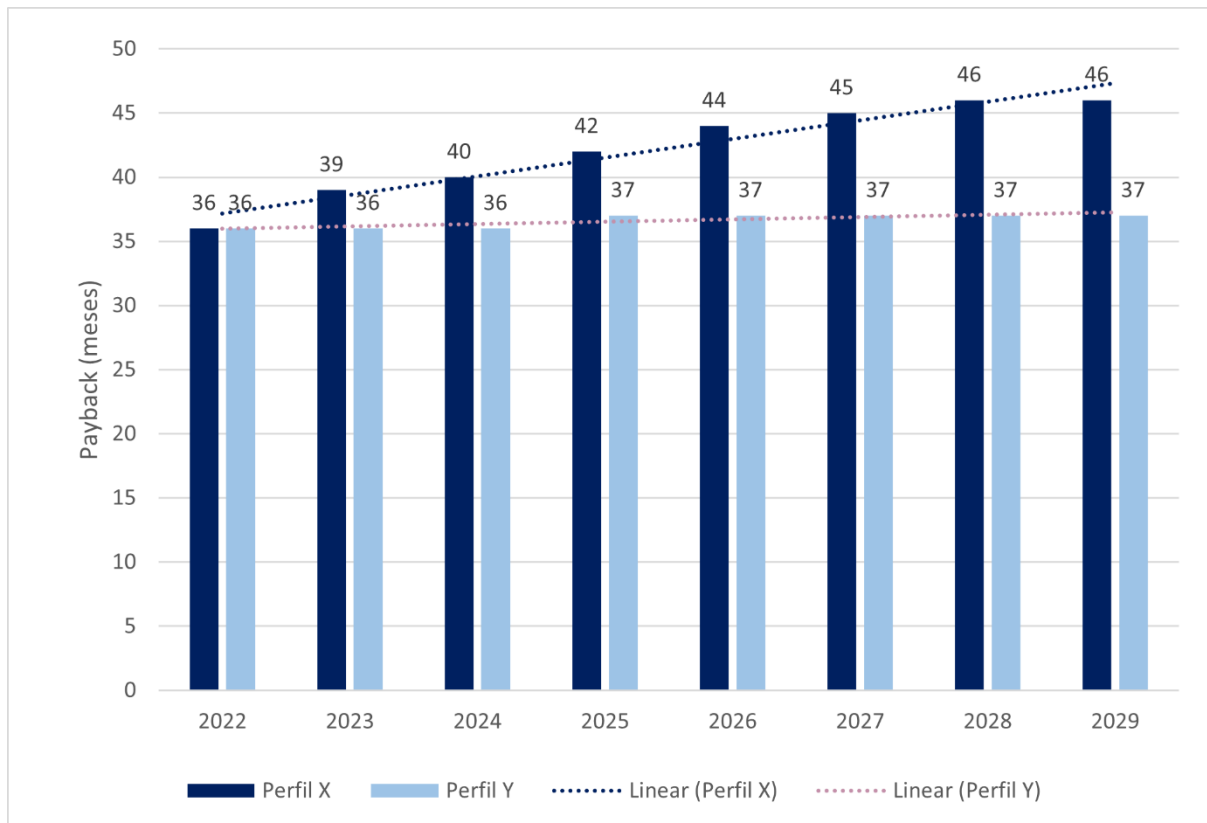
Considerando os custos com o Fio B sobre a energia injetada e uma estimativa de manutenção de R\$ 57.313,43 ao longo de 25 anos, foram simulados os períodos de retorno do investimento (*payback*), variando conforme o ano de instalação do sistema (de 2022 a 2029), refletindo o avanço da cobrança proporcional do uso da rede (conforme a Lei 14.300/2022). A Tabela 5 analisa o *payback* para consumidores com perfis X e Y e consumo mensal de 10000 kWh.

Tabela 5 – *Payback* para consumidor com perfil X e Y com consumo mensal de 10000 kWh.

Ano de Instalação do SF	<i>Payback</i> (meses) de acordo com o Perfil de Consumo	
	X	Y
2022	36	36
2023	39	36
2024	40	36
2025	42	37
2026	44	37
2027	45	37
2028	46	37
2029	46	37

Nota-se que consumidores com perfil X que fizeram a instalação até 2022, têm *payback* de 36 meses. Já quem instalar um sistema fotovoltaico em 2023, terá um *payback* de 39 meses, aqueles que instalarem seus projetos a partir do ano de 2024 já terão *payback* de 40 meses, os que instalarem seus projetos a partir do ano de 2025 terão *payback* de 42 meses, os que instalarem seus projetos a partir do ano de 2026 terão *payback* de 44 meses, os que instalarem seus projetos a partir do ano de 2027 terão *payback* de 45 meses, de 2028 e de 2029 terão *payback* de 46 meses. Já os consumidores do tipo Y que fizeram a instalação entre 2022 e 2025 terão um *payback* de 36 meses, enquanto os que fizerem a instalação entre 2026 e 2029, terão um *payback* em 37 meses. Gráficamente, tem-se o comportamento demonstrado pela Figura 22.

Figura 22 - Payback para consumidor X e Y com consumo mensal de 10.000 kWh.



Fonte: Desenvolvido pela autora.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como propósito central analisar os impactos econômicos da Lei nº 14.300/2022 sobre a viabilidade financeira de projetos de microgeração solar fotovoltaica conectados à rede elétrica, com ênfase em unidades consumidoras de pequeno porte. Com base em simulações realizadas na planilha oficial de estimativa de retorno disponibilizada pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), foram avaliados diferentes cenários de dimensionamento, consumo e geração, considerando tanto o contexto anterior quanto posterior à aplicação integral do encargo tarifário TUSD Fio B.

Os resultados demonstraram que os efeitos econômicos da legislação são significativos, tornando os sistemas fotovoltaicos menos atrativos sob a ótica financeira, sobretudo para consumidores com baixa simultaneidade entre geração e consumo. A aplicação progressiva do Fio B sobre a energia excedente injetada na rede reduziu de forma expressiva a economia anual proporcionada pelos sistemas, impacto ainda mais acentuado em casos de superdimensionamento ou de perfis de consumo pouco compatíveis com a geração solar. Essa redução refletiu-se diretamente nos indicadores financeiros, em especial no aumento do tempo de *payback*.

Verificou-se, ainda, que embora os sistemas continuem gerando economia ao longo do tempo, sua atratividade diminuiu no cenário pós-lei. Em alguns casos, a diferença no *payback* chegou a quase um ano, fator relevante para consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte que dependem de retornos mais rápidos sobre o capital investido. Entre as variáveis analisadas, destacou-se a proporção de consumo simultâneo: quanto maior a simultaneidade, melhores os resultados econômicos, com economias mais estáveis e prazos de retorno significativamente reduzidos. Tal constatação reforça a importância de estratégias de gestão do consumo energético, como o uso de baterias, automação de cargas e programação de equipamentos nos horários de maior geração, como medidas mitigadoras aos efeitos da nova legislação.

Conclui-se, portanto, que a Lei nº 14.300/2022, embora represente um marco regulatório relevante para o equilíbrio do sistema elétrico nacional e para a justiça tarifária, impõe limitações à expansão da geração distribuída, em especial entre consumidores de menor porte. A viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos, daqui em diante, dependerá não apenas de políticas públicas de incentivo, mas também da adoção de estratégias mais eficientes de dimensionamento, consumo e aproveitamento local da energia gerada.

Dessa forma, a pergunta de pesquisa é respondida de maneira conclusiva: a Lei nº 14.300/2022 impacta negativamente a viabilidade financeira dos sistemas de microgeração solar conectados à rede, sendo esse efeito mais severo para consumidores com baixa simultaneidade e restrições de investimento. Os objetivos propostos foram plenamente alcançados, incluindo a caracterização do marco regulatório, a utilização da planilha da CEMIG como ferramenta metodológica, a avaliação de indicadores financeiros e a comparação de cenários, o que permitiu construir uma análise crítica e fundamentada sobre os desafios e perspectivas da geração distribuída no Brasil.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a inclusão do efeito da inflação e das variações tarifárias ao longo dos anos, de modo a obter projeções mais realistas do tempo de *payback*. Além disso, seria pertinente considerar a evolução do valor do Fio B, uma vez que é evidente a correlação negativa entre sua incidência e a atratividade econômica dos sistemas, podendo essa variável gerar impactos significativos em avaliações contínuas da viabilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. *Boletim Mensal de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. 2025.

ANEEL. *Sistema de Informações de Geração Distribuída (SIG-D)*. 2024. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>

ANEEL. *Resolução Normativa nº 1.059/2023*. Publicada em 20 de abril de 2023.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 29 maio de 2025.

ARAÚJO, Samuel Vinícius Medeiros de. **Elaboração de estudo de viabilidade econômica e impactos da Lei 14.300 em usinas fotovoltaicas de microgeração: estudo de caso**. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Departamento de Engenharia Elétrica, 2024. Disponível em: <https://bdtd.ufcg.edu.br/jspui/bitstream/riufcg/38361/1/SAMUEL%20VIN%3%8DCIUS%20MEDEIROS%20DE%20ARA%3%9AJO-MONOGRAFIA-ENGENHARIA%20EL%3%89TRICA-CEEI%20%282024%29.pdf>. Acesso em 29 de maio de 2025.

AUADA, Rafael de Castro Marques. **Lei 14.300: Análise dos impactos na viabilidade financeira de projetos de energia solar fotovoltaica de geração distribuída em São Paulo e Minas Gerais**. 2025. Dissertação (Mestrado em Tecnologia da Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025. doi:10.11606/D.106.2025.tde-14032025-170722. Acesso em: maio de 2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 29 maio de 2025.

BREGOLIN, Lisele. **Análise da Viabilidade econômico-financeira da implantação de uma indústria de confecção de lingerie no município de Putinga/RS**. 2014. Monografia (Ciências Contábeis) - Centro Universitário UNIVATES.

BORTOLOTO, V. A. et al. Geração de energia solar on grid e off grid. 2017. Acessado em 19/11/2020. Disponível em: <<http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069/1234>>.

CAUCHICK MIGUEL, Paulo Augusto et al. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. Rio de Janeiro: Elzevir, 2010.

CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. Geração distribuída: experiências internacionais e análises comparadas. Rio de Janeiro: Publit, 2018. 240 p. Disponível em https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde_de_Castro/4.2018_Geracao_Distribuida_Experiencias_Internacionais_e_Analises_Comparadas.pdf. Acesso em: 29 maio 2025.

CEMIG. **Cartilha Micro Geração distribuída**. Rev. c CEMIG D. 2021

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Planilha de estimativa de retorno para microgeração distribuída**. Documento técnico interno. 2023.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Planilha de estimativa de retorno para sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída**. Disponível em: <https://www.cemig.com.br> (ou outro link direto, se você tiver). Acesso em: 26 set. 2025.

Diário Oficial da União (DOU, 2022) . Lei nº 14.300, 6 de Janeiro de 2022. **Diário Oficial da União** - Seção: 1 - Página: 4, Brasília, 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em 04 mar. 2023.

EISENHARDT, K.M. (1989) **Building theories form case study research**. Academy of Management Review. New York, New York, v. 14 n. 4.

EKIC, A.; WU, D.; JIANG, J. N. Impact of solar inverter dynamics during grid restoration period on protection schemes based on negative-sequence components. *Energies*, Basel, v. 15, n. 12, p. 4360, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15124360>. Acesso em: 3 set. 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2050 – Energia Solar*. Brasília, 2020.

EPE/MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, 2031, 2032*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>

EPE/MME. *Programa de Expansão da Transmissão (PET e PELP)*. 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>

FRANCO, A. C.; RAVAGNANI, M. A. S. S.; FRANCO, L. S. Potential environmental impacts of photovoltaic solar energy on industry. *Exacta*, São Paulo, v. 21, n. 1, p. 249-269, jan./mar. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.5585/exactaep.2021.18998>. Acesso em: 3 set. 2025.

GREENER, 2023. Estudo Estratégico Geração Distribuída. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>>. Acesso em: 18 set. 2025.

GÓRECKI, K.; KRAC, E.; DABROWSKI, J. Modelling an Influence of Solar Cells' Connection Manner in Silicon Photovoltaic Modules on Their Characteristics with Partial Shading. *Energies*. 2024, 17, 5741. <https://doi.org/10.3390/en17225741>.

KASSAI, José Roberto; KASSAI, Silvia; SANTOS, Arioovando dos; ASSAF, Neto; FIPECAPÍ, Alexandre. **Retorno de investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

KELMAN, J. "Atlas de energia elétrica do Brasil". 2008. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Brasília, <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>, Outubro.

MARQUES, Ricardo. Entendendo a Tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 02 dez. 2023.

MARCONI, Marina de Andrade; LAKATOS, Eva Maria. **Metodologia científica**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

MAUTHNER, Franz; WEISS, Werner; SPÖRK-DÜR, Monika. **Solar Heat Wordwild: Markets and contribution to the energy supply 2014**. Gleisdorf, Austria, 2016. 74 p. Disponível em: <https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_shc_solar_heat_worldwide_2016.pdf>. Acesso em: 1 mar. 2023.

MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. 2014. 86 f.: il TCC (Graduação em Engenharia elétrica) – Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

MME. *Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE)*. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme>

MORI, Isabella Yumi. **Análise da viabilidade de um sistema de geração distribuída solar fotovoltaica para UTFPR Londrina**. 2018. 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Ambiental, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Londrina, 2018.

MOTTA, Regis da Rocha; CALÔBA, Guilherme Marques. *Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

PERIM, André Grobério Lopes. **Avaliação de políticas públicas: a contribuição das diretrizes nacionais para o marco legal da micro e minigeração distribuída – MMGD**. 2023. 76 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Governança e Desenvolvimento) – Escola Nacional de Administração Pública, Brasília, 2023.

PIACENTINI, Rafael Venturin. **Análise do impacto da lei 14.300/2022 na viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais**. 2024. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel.

PIMENTEL, Julia Pellizzon. **Análise do marco legal da geração distribuída**. 2022. 45 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2022. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/d682a72f-74d7-4151-adf4-95373163e6d3/1/pimentel_jp_tcc_ilha.pdf. Acesso em: 29 de maio 2025.

PINFILDI, G. V. **Estimativa Do Índice De Irradiação (Hsp) De Sistemas Fotovoltaicos Instalados Nos Municípios De Belém E Castanhal (Pa)- Análise Através Da Geração Mensal E Anual Comparados Com Dados Do Cresesb.** 2023. 68 f. Monografia em Engenharia Elétrica ð Universidade Federal Rural Da Amazônia, Belém, 2022.

RODRIGUES, Gabriel; MINOTTI, Cristiano; FLORIAN, Fabiana. Energia Fotovoltaica – aplicação sistema on grid em residência. 2022. RECIMA21 - **Revista Científica Multidisciplinar** - ISSN 2675-6218. 3. e3122434. DOI:10.47820/recima21.v3i1.2434

SILVA, Wenderson Rebouças da. **Análise de performance através do software PVsyst de gerações solares fotovoltaicas com potência de até 10 kWp conectados à rede na cidade de Fortaleza/Ceará no ano de 2021.** 2022. 108 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2016. 452 p.