

# **VIABILIDADE DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B, A PARTIR DA LEI ORDINÁRIA 14.300/2022**

**Lucas Gabriel Lucena Monteiro**

lucasglm2009@gmail.com

**Maria Clara Ramalho Valença**

claramcrv28@gmail.com

**Prof. Mestre Fábio Xavier Lobo**

fabio.lobo@pesqueira.ifpe.edu.br

---

## **RESUMO**

O mercado de energia solar distribuída no Brasil tem crescido significativamente devido a fatores como o aumento anual das tarifas de energia elétrica, opções de financiamento adicionais e redução dos custos de aquisição de painéis solares. Inicialmente regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012, a geração solar fotovoltaica passou por revisões para garantir estabilidade e confiança, culminando na Lei Ordinária 14.300/2022. Essa legislação foi crucial para estabelecer o marco legal da geração própria de energia solar no Brasil. No entanto, a implementação da Lei Ordinária 14.300/2022 trouxe preocupações sobre uma possível desaceleração da microgeração fotovoltaica distribuída. Novas regras de tarifação e transição no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) são pontos de atenção, impactando a economia e o tempo de retorno financeiro dos sistemas fotovoltaicos. Diante dessa transição regulatória, o objetivo deste trabalho foi entender como as mudanças afetam o retorno financeiro para consumidores que adotarem sistemas de microgeração distribuída após a vigência da Lei Ordinária 14.300. Foi realizada uma análise por meio de um estudo de caso, comparando o retorno financeiro, considerando as condições da Resolução Normativa nº 482/2012 e da Lei Ordinária 14.300/2022, para três unidades consumidoras de microgeração fotovoltaica com autoconsumo local, pertencentes ao grupo B, destacando os impactos das mudanças normativas recentes no cenário da microgeração distribuída no Brasil. Os resultados mostraram um pequeno aumento no payback para as três unidades consumidoras, evidenciando que a Lei 14.300 não implicará na falta de atratividade de investimento para os casos de microgeração fotovoltaica para consumidores do Grupo B.

Palavras-chave: Geração distribuída. Microgeração Fotovoltaica. Payback. Resolução Normativa. Lei Ordinária 14.300. REN 482.

## ABSTRACT

The distributed solar energy market in Brazil has grown significantly due to factors such as the annual increase in electricity tariffs, additional financing options and reduced solar panel acquisition costs. Initially regulated by Normative Resolution No. 482/2012, photovoltaic solar generation underwent reviews to ensure stability and confidence, culminating in Ordinary Law 14,300/2022. This legislation was crucial for establishing the legal framework for self-generation of solar energy in Brazil. However, the implementation of Ordinary Law 14,300/2022 raised concerns about a possible slowdown in distributed photovoltaic microgeneration. New pricing and transition rules in the Electric Energy Compensation System (SCEE) are points of attention, impacting the economy and the financial payback time of photovoltaic systems. In light of this regulatory transition, the objective of this work was to understand how the changes affect the financial return for consumers who adopt distributed microgeneration systems after the entry into force of Ordinary Law 14,300. An analysis was carried out through a case study, comparing the financial return, considering the conditions of Normative Resolution No. 482/2012 and Ordinary Law 14,300/2022, for three photovoltaic microgeneration consumer units with local self-consumption, belonging to group B, highlighting the impacts of recent regulatory changes on the scenario of distributed microgeneration in Brazil. The results showed a small increase in payback for the three consumer units, showing that Law 14,300 will not imply a lack of investment attractiveness for photovoltaic microgeneration cases for Group B consumers.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic Microgeneration. Payback. Normative Resolution. Ordinary Law 14,300. REN 482.

## 1 INTRODUÇÃO

A energia solar no Brasil teve seu início em 2011 com a construção da usina solar de Tauá, no estado do Ceará. Segundo SOLARFY (2021), somente em 2012 foi criada a Resolução Normativa nº 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa resolução permitiu e regulamentou a implantação de sistemas locais de geração distribuída, possibilitando a geração de energia em residências, condomínios, ambientes comerciais e industriais.

Apesar da Resolução Normativa (REN) 482/2012 (ANEEL, 2012) ser um marco e avanço significativo para os sistemas de energia solar fotovoltaica, padronizando conceitos sobre geração distribuída, a resolução ainda apresentava algumas limitações quanto ao seu sistema de compensação e a definição mais detalhada das modalidades do sistema (MENDES. et al., 2020).

Como resultado, tornou-se necessário fazer algumas revisões no quadro regulamentar ao longo dos anos. A primeira revisão ocorreu em 11 de dezembro de 2012, onde a Resolução Normativa nº 517 alterou a Resolução Normativa nº 482 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL, 2012).

Somente em novembro de 2015 a REN 482/2012 passou pela segunda revisão, dando origem à Resolução Normativa nº 687 (ANEEL, 2015), alterando pontos importantes. Essas mudanças podem ser observadas na Figura 1.

**Figura 1 – Comparativo entre a REN 482/2012 e a REN 687/2015**

Comparativo entre a RN 482/2012 e a RN 687/2015			
	482/2012	687/2015	
Definições	Microgeração	$P \leq 100 \text{ kW}$	$P \leq 75 \text{ kW}$
	Minigeração	$P < 100 \text{ kW} \leq 1 \text{ MW}$	$P < 75 \text{ kW} \leq 3 \text{ MW}$ (hídrica) ou $5 \text{ MW}$ (cogeração qualificada)
Modalidades		Autoconsumo remoto	Autoconsumo remoto
		-----	Geração Compartilhada
		-----	Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras
Créditos de energia excedente	36 meses	60 meses	
Prazos dos trâmites administrativos para concessão da conexão à rede junto às distribuidoras	Máximo 82 dias	Máximo de 34 dias para microgeração Máximo de 49 dias para minigeração	

Fonte: MENDES. et al., (2020).

A segunda revisão da REN 482/2012 trouxe alterações significativas relacionadas à capacidade da potência instalada para mini e microgeração. Neste contexto, a microgeração teve sua potência máxima limitada a 75 kW, enquanto a minigeração poderia atingir até 3 MW para energia hídrica e 5 MW para cogeração qualificada. Além disso, o prazo para créditos de energia excedente foi estendido para 60 meses, e novas modalidades de geração foram introduzidas, incluindo:

- a. **Autoconsumo Remoto:** Permite que o consumidor instale seu sistema de geração fotovoltaica (FV) em um imóvel diferente daquele onde a energia é consumida.
- b. **Geração Compartilhada:** Permite que os consumidores compartilhem a geração do mesmo sistema.
- c. **Projetos com Múltiplas Unidades Consumidoras:** Possibilita o consumo de energia de um mesmo sistema de geração fotovoltaica para condomínios residenciais ou comerciais (Portal Solar, 2022).

A REN 482/2012 passou por uma terceira revisão, resultando na Resolução Normativa nº 786/2017 (ANEEL, 2017). Seu principal diferencial está na ampliação da capacidade instalada de energia para fontes renováveis, variando de 75 kW a 5 MW para todas as fontes de geração. Esta revisão eliminou a distinção anterior de um limite de 3 MW para energia hídrica e 5 MW para fontes de cogeração qualificadas (MACHADO MEYER, 2023).

Ao longo dos anos, o mercado de energia solar distribuída no Brasil tem continua crescendo, apresentando um aumento de mais de 212% em 2019, atingindo uma capacidade instalada de 2,4 GW. Dispondo de mais de 110 mil sistemas fotovoltaicos de minigeração e microgeração instalados, correspondendo a R\$4,8 bilhões em investimentos e envolvendo 15 mil profissionais da área (PORTAL SOLAR, 2020). O crescimento tem se mantido constante chegando a marca de 24,4 GW em outubro de 2023, como pode ser evidenciado na Figura 2.

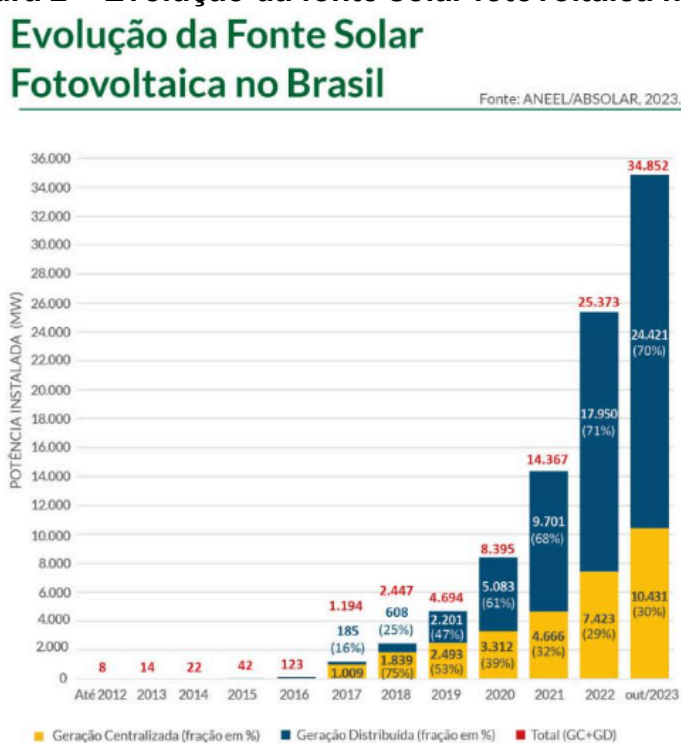
Vários fatores influenciaram o aumento da adoção da energia fotovoltaica no Brasil. Estes incluem a crise no abastecimento de água, que elevou os custos das tarifas de energia, a disponibilidade de opções de financiamento de longo prazo com

taxas de juros mais atrativas para a energia solar e a diminuição dos custos de aquisição de painéis solares (BASE SOLAR ENERGIA, 2020).

De acordo com a ABSOLAR (2019) havia uma perspectiva de redução de até 95% na conta de energia elétrica para quem adotasse a energia solar fotovoltaica em seus estabelecimentos. E o investimento para instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica normalmente com um período médio de retorno variando de dois a cinco anos, dependendo do tipo de estrutura tarifária à qual a energia gerada está vinculada.

A Figura 2 destaca o crescimento da energia solar fotovoltaica ao longo dos anos. Em outubro de 2023, as fontes de energia fotovoltaica (FV) centralizadas (produzidas em usinas de grande porte) e distribuídas (geradas em pequena escala e localizadas próximas ao local de consumo) atingiram a marca de 34,852 GW de potência instalada.

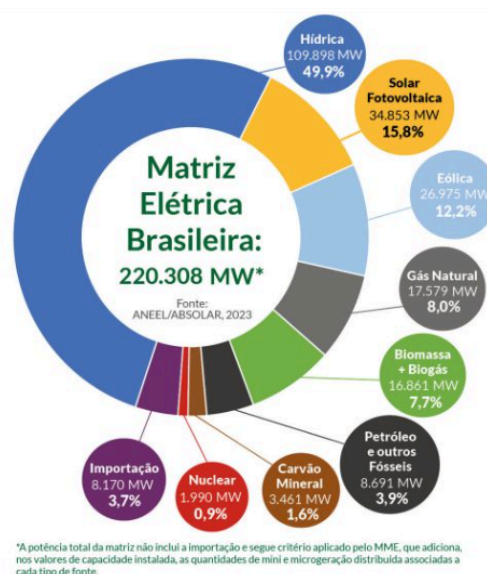
**Figura 2 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.**



Fonte: ABSOLAR (2023).

Os dados apresentados na Figura 3 da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) ilustram a capacidade instalada por fonte na matriz energética brasileira. O sistema solar fotovoltaico representa 15,8% de toda a matriz elétrica, significando um crescimento de 9.479 MW desde 2022. Isso ressalta a crescente importância e contribuição da energia solar fotovoltaica para o cenário energético geral do Brasil.

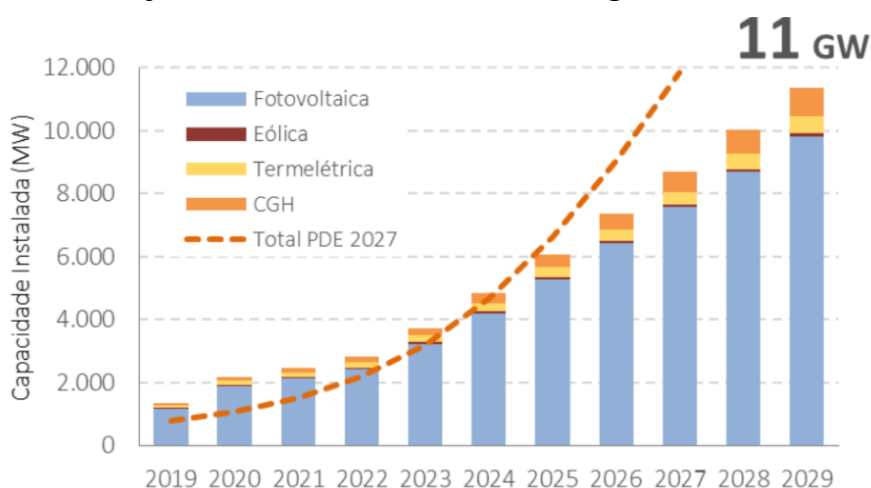
**Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira.**



Fonte: ABSOLAR (2023).

Conforme observado, o crescimento da energia solar no Brasil tem aumentado ao longo dos anos, e as projeções indicam que esse crescimento deve continuar. Um levantamento até o final de 2029, conforme apresentado na Figura 4, demonstra a expansão da capacidade instalada em megawatts (MW) da energia solar fotovoltaica nos próximos seis anos. A estimativa é de uma instalação média anual de aproximadamente 0,8 gigawatts (GW) até o final de 2029, dando continuidade a uma trajetória ascendente para a energia solar no país (SONELERG, 2023).

**Figura 4 – Projeção de Crescimento da Energia Solar FV no Brasil.**



Fonte: Fonte: SOLENERG (2023).

A Figura 4, mostra uma estimativa do aumento da capacidade instalada ao longo dos anos, tendo um aumento de 11 GW a partir dos dados de 2019 até 2029.

A fim de tornar as regras sobre a energia solar fotovoltaica mais claras e definitivas, foi criado o Projeto de Lei (PL) 5829/19, transformado na Lei Ordinária 14.300/2022 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022), um projeto de lei que instaura o marco legal da geração própria de energia, conhecida como geração distribuída.

Com esse PL, esperava-se aumentar a transparência e ampliar as oportunidades de democratização e acessibilidade do segmento (SOLSTAR, 2021).

Contudo, com a entrada em vigor da Lei Ordinária 14.300/2022, surgiram preocupações sobre a possível desaceleração do crescimento da microgeração FV distribuída. Isso se deve às novas regras de tarifação e à transição do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que podem impactar diretamente na redução da economia e no aumento do tempo de retorno do investimento de um sistema FV. Isso ressalta a necessidade de estudos que demonstrem a viabilidade da energia solar fotovoltaica de geração distribuída para os consumidores, esclarecendo as principais influências de que a Lei Ordinária 14.300/2022 terá na continuidade do crescimento da instalação de sistemas FV no Brasil.

Este trabalho de conclusão de curso tem como propósito estimar o payback, para sistemas de microgeração fotovoltaica, considerando os termos regulamentados pela REN nº 482 e pela Lei Ordinária 14.300. Sendo realizado por meio de estudos de casos para diferentes tipos de consumidores, residencial e comercial, pertencentes ao grupo B. Além disso, será realizada uma análise das mudanças ocorridas na REN nº 482 ao longo dos anos, a fim de comparar, analisar e apresentar os impactos da Lei Ordinária 14.300/2022 no crescimento da energia solar fotovoltaica.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 Minigeração e Microgeração**

A geração distribuída é dividida em duas categorias principais: microgeração e minigeração, diferenciadas por suas capacidades de geração. Na microgeração distribuída, a central geradora de energia elétrica possui uma potência instalada de até 75 kW, enquanto na minigeração distribuída, a potência instalada varia de 75 kW até 3 MW (para fontes fotovoltaicas), conforme previsto pela Lei 14.300/22 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022).

Segundo Nakabayashi, Renny Kunizo (2014):

A atratividade econômica da micro e minigeração está intrinsecamente relacionada às tarifas de energia elétrica convencional, já que o benefício, do ponto de vista financeiro, para o micro/minigerador é o custo evitado para a compra de energia elétrica convencional.

Tendo em vista que a estrutura tarifária da energia elétrica no Brasil é composta por diversas tarifas e tributos com valores que estão sujeitos a aumentos anuais.

### **2.2 Estrutura tarifária de energia elétrica**

Para compreender de maneira abrangente todos os impactos que a Lei 14.300/2022 pode ter no modelo de geração distribuída de energia, é fundamental destacar os principais pontos que compõem a estrutura tarifária da conta de energia.

Conforme o Submódulo 7.1, versão 2.8, item 3.3 do Módulo 7 da ANEEL (2023):

A Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários.

Como afirmado por Fontes, Anderson Ferreira (2020):

A composição da tarifa de energia elétrica é dividida em TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), e cada uma dessas parcelas é formada por um conjunto de componentes. A TE é composta pela valoração da energia ativa consumida e dos encargos relativos à produção de energia, já a TUSD se divide nas componentes tarifárias: transporte no fio A, que remunera o uso da rede de transmissão; transporte no fio B, que remunera o uso da rede de distribuição; as perdas inerentes aos sistemas de transmissão e distribuição e os encargos vinculados ao setor de transmissão e distribuição.

Ao observar a Figura 5, verifica-se o percentual médio nacional que cada componente tarifário mencionado acima representa na composição total da tarifa de energia elétrica. Essa análise apresenta informações relevantes sobre a distribuição relativa dos custos e é fundamental para uma compreensão abrangente do panorama tarifário no setor de distribuição de energia elétrica.

**Figura 5 – Percentual médio nacional de cada componente tarifário na composição total da tarifa.**

TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANS. FIO A	TRANS. FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: MICRO INVERSOR (2020).

Portanto, conforme destacado na Figura 5, verifica-se que o transporte no fio A, responsável por remunerar o uso da rede de transmissão, equivale a 6% da TUSD, enquanto o fio B, responsável por remunerar o uso da rede de distribuição, equivale a 28% da tarifa de uso do sistema de distribuição. Este é um ponto de extrema relevância e impacto no Marco Legal da Geração Distribuída, que dinamiza a cobrança de taxas na distribuição de energia (Fio B) para aqueles que geram sua própria energia por meio do sistema on-grid (conectado à rede), (SEUDINHEIRO, 2022). Essa constatação evidencia uma transição no modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).



### 2.3 Sistema de compensação de energia elétrica (SCEE)

De acordo com o item XIV da Lei Ordinária Nº 14.300 (Câmara dos Deputados, 2022):

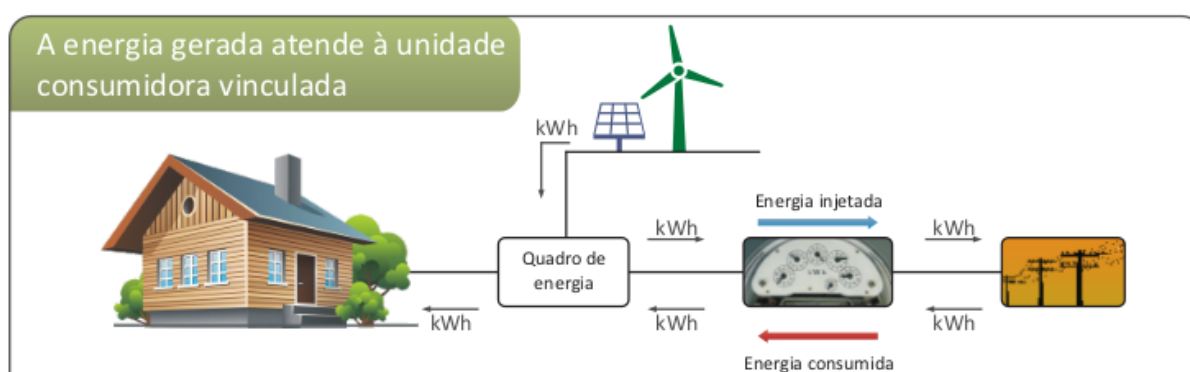
Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa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

Também conhecido como Net Metering, a REN Nº 482 estabelece um sistema de compensação de energia sem custos adicionais ao consumidor. Nesse sistema, o excedente da geração distribuída se transformava em créditos, que posteriormente poderiam ser convertidos em descontos na fatura de energia. Isso permitia que toda energia injetada fosse utilizada pelo consumidor, respeitando o prazo máximo de 60 meses para uso.

No entanto, com a entrada em vigor da Lei 14.300, o modelo do sistema de compensação passou por mudanças significativas. Agora, toda energia injetada na rede, quando utilizada, gera um custo para o consumidor. Esse custo está relacionado ao fator de simultaneidade do estabelecimento e ao valor cobrado ao consumidor pela tarifa Fio B.

Na Figura 6 é apresentado um esquema ilustrativo do funcionamento do sistema de compensação de energia para sistemas de geração distribuída conectados à rede.

**Figura 6 – Esquema do sistema de compensação de energia.**



Fonte: ENGETREE (2018)

### 2.4 Fator de simultaneidade

O fator de simultaneidade, expresso como um dado percentual, representa a relação entre a energia total gerada e a energia consumida instantaneamente, conforme a Equação 1 (Adaptado de ONESOL, 2023). Assim, quanto maior for a energia consumida instantaneamente por um estabelecimento, menor será a



quantidade de energia ativa injetada na rede por unidade de consumo (ENERGÊS, 2022). Portanto, compreende-se que uma unidade com um alto fator de simultaneidade terá um menor uso da rede, resultando em uma cobrança de taxas por uso da rede de distribuição de energia (fio B) menor.

$$FATOR DE SIMULTANEIDADE = \frac{ENERGIA AUTO CONSUMIDA INSTANTANEAMENTE}{ENERGIA GERADA} \times 100\% \quad (1)$$

Conforme apontado no estudo da Solar View (2019), dos 94 geradores fotovoltaicos monitorados, o fator de simultaneidade médio nas unidades residenciais é de 39,32%, enquanto nas unidades comerciais é de 53,17%. Em outro estudo realizado por Nogueira (2021), apresenta-se um fator de simultaneidade de 24% para consumidores residenciais e 39% para comerciais, com base no cenário analisado.

## 2.5 GRUPO TARIFÁRIO B

Conforme previsto pelo submódulo 7.1, versão 2.8, item 5.8 do Módulo 7 da ANEEL (2023), “Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.” No que diz respeito à definição do grupo tarifário, segundo o item XXIV da Resolução Normativa Nº 1.000/2021 da ANEEL (2021), Grupo B é caracterizado como um grupo composto de unidades consumidoras com conexão em tensão inferior a 2,3 kV. Sendo esse grupo subdividido em 4 subgrupos:

- a. Subgrupo B1 (residencial);
- b. Subgrupo B2 (rural);
- c. Subgrupo B3 (demais classes, como: setor industrial e comercial);
- d. Subgrupo B4 (iluminação pública).

## 2.6 Lei Ordinária nº 14.300

De acordo com a SOLSTAR (2021), o projeto de Lei 5829/19 (transformado na Lei Ordinária 14300/2022) estabelece uma transição para a cobrança de encargos e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para microgeradores de energia. Dessa forma, o retorno do investimento na utilização da energia solar fotovoltaica em consumidores residenciais e comerciais dependerá do ano de instalação a partir da publicação da lei. Para aqueles que adotarem a geração de energia solar após janeiro de 2023, a cobrança pelo uso da rede de distribuição será gradual, com o escalonamento da tarifação para o fio B, caracterizado por um aumento percentual ao longo do tempo, conforme indicado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Percentual da cada cobrança gradual do fio B.**

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 (*)
15% do fio B	30% do fio B	45% do fio B	60% do fio B	75% do fio B	90% do fio B	Nova regra

Fonte: Adaptado de MENEZES (2022).

Dessa maneira, o payback do sistema fotovoltaico dependerá do perfil de uso de energia elétrica da unidade consumidora, do ano de homologação do sistema FV e do valor do investimento.

Além das mudanças no sistema de compensação de energia e do escalonamento gradual da tarifação para o fio B, a Lei 14.300 trouxe ajustes na REN 482, quanto ao custo de disponibilidade e a potência instalada. Embora o limite para potência instalada em microgeração distribuída tenha permanecido igual ou inferior a 75 kW. O custo de disponibilidade se manteve o mesmo, porém, com novas regras de aplicação implementadas, conforme detalhado na Tabela 2.

**Tabela 2 – Comparação da REN 482 com a Lei 14.300 referente ao item custo de disponibilidade.**

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMD)
<b>Custo de disponibilidade</b>	<p>Para o Grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência:</p> <p>Ligação Monofásica: 30 kWh</p> <p>Ligação Bifásica: 50 kWh</p> <p>Ligação Trifásica: 100 kWh</p>	<p>O custo de disponibilidade continua com os valores mínimos de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação.</p> <p>Para projetos com direito adquirido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se o consumo medido <b>for maior do que o valor de referência</b>, a compensação ocorre somente até o valor de referência, que é cobrado na conta.</li> <li>Se o consumo medido <b>for menor do que o valor de referência</b>, o consumidor paga o custo de disponibilidade.</li> </ul> <p>Para projetos na regra de transição:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se o consumo medido <b>for maior que o valor de referência</b>, ocorre toda a compensação do consumo sem a cobrança do custo de disponibilidade.</li> <li>Se o consumo medido <b>for menor do que o valor de referência</b>, o consumidor paga o custo de disponibilidade.</li> </ul> <p><b>Exceção:</b> o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores de até 1,2 kW com compensação no mesmo local da geração deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes.</p>

Fonte: Greener (2023).

## 2.7 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para avaliar os efeitos da Lei 14.300 por meio de estudos de caso, é fundamental compreender os principais fatores e cálculos que afetam o dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

### 2.7.1 Cálculo da potência pico (Ppico)

A Potência Pico (Ppico) representa o valor máximo que a potência instantânea pode atingir em um determinado sistema. O pico de potência de um sistema é calculado de acordo com a Equação 2 (FERREIRA, 2020), detalhada abaixo:

$$P_{pico} = \frac{E \times P_{sol}}{G_{pao} \times PR} \quad (2)$$

Onde,

$P_{pico}$  = Potência pico do gerador (kWp);

$E$  = Energia consumida diariamente pelas cargas (kWh) ;

$P_{sol}$  = Irradiância de referência (kW/m<sup>2</sup>);

$G_{poa}$  = Irradiação diária no plano dos módulos (kWh/m<sup>2</sup>dia);

PR = Performance Ratio - Coeficiente de desempenho (adimensional).

### 2.7.2 Cálculo da Energia consumida diariamente (E)

Para calcular a Energia Consumida Diariamente (E), realiza-se o somatório dos consumos mensais ao longo do ano da unidade consumidora. Em seguida, subtrai-se desse valor a disponibilidade mensal da entrega (de acordo com a categoria de fornecimento), multiplicada por 12 (anual). Por fim, realiza-se a divisão do resultado por 365 dias do ano, a fim de obter o valor diário de energia consumida. Essa operação é representada pela Equação 3 (Adaptado de FOTAIC ENERGIA SOLAR, 2019):

$$E = \frac{(\Sigma \text{consumo anual}) - \text{Disponibilidade da concessionária} \times 12}{365} \quad (3)$$

Onde,

$E$  = Energia média consumida diariamente pelas cargas (kWh) ;

$\Sigma$ consumo anual = Somatório do consumo anual (kWh);

Disponibilidade da concessionária = Custo de disponibilidade definido pela concessionária de energia (kWh).

## 2.8 Payback

Para realizar a análise de viabilidade financeira de projetos, é fundamental compreender sobre os indicadores financeiros. Esses indicadores financeiros, quando analisados em conjunto, visam abranger as previsões econômicas de um projeto, considerando tanto o tempo necessário para recuperar o investimento (Payback) quanto a rentabilidade ao longo dos anos.

O Payback é uma métrica essencial no processo da análise de viabilidade financeira de um projeto, sendo utilizado para calcular o tempo necessário para recuperar o investimento inicial em um projeto. O Payback está diretamente relacionado a indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O VPL refere-se à soma de todos os fluxos de caixa futuros de um investimento, tanto positivos quanto negativos, trazidos para o valor presente. Essa abordagem permite uma análise da lucratividade do investimento. A fórmula do VPL está descrita na Equação 4 (SOCIEDADE DO INVESTIDOR, 2020) abaixo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

Onde,

FC = Fluxo de caixa;

i = Taxa de Desconto;

t = período de tempo.

Enquanto a TIR é definida por uma projeção do fluxo de caixa, considerada como uma taxa de desconto que resulta em um VPL igual a zero, com o objetivo de indicar se um projeto é viável ou não, evidenciado pela Equação 5 (DICIONÁRIO FINANCEIRO, 2023).

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - \textit{Investimento inicial} = 0 \quad (5)$$

### 3 METODOLOGIA

A partir da análise e comparação da tarifa regulamentada pela Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012) e da tarifação vigente em 2023, Lei nº 14.300 (Câmara dos Deputados, 2022), foram realizados estudos de caso para sistemas de microgeração fotovoltaica (FV).

O estudo de caso incluiu a análise dos impactos nas perspectivas econômicas de projetos fotovoltaicos em três cenários distintos. Foram construídos considerando sistemas de microgeração fotovoltaica com autoconsumo local, variando o fator de simultaneidade e a potência do sistema.

Com base nos dados mensais de consumo fornecidos nas contas de energia, foram dimensionados sistemas de geração fotovoltaica para cada cenário. Posteriormente, utilizou-se o software Photovoltaic System (PVSyst versão 7.4) para simular a geração de sistemas fotovoltaicos para esses consumidores. Em cada situação, foram simulados dois sistemas de geração FV pelo software PVsyst, diferenciando-os pela potência de geração. Um foi simulado para atender idealmente à carga, enquanto o outro foi projetado para gerar mais energia do que a necessidade da unidade consumidora, considerando um possível aumento no consumo dessas unidades.

O software fornece como resultado a projeção da geração de energia elétrica ao longo dos anos. Com base nesses dados de geração, foi feito o cálculo do faturamento de energia, seguindo as diretrizes da RN 482/2012 e da Lei Ordinária 14.300/2022. Esses cálculos foram feitos por meio de planilhas elaboradas no software Microsoft Excel, considerando um horizonte de 6 anos. Por fim, o payback foi calculado e comparado para cada um dos sistemas.

### 3.1 SITUAÇÕES

Foram selecionadas três unidades consumidoras de microgeração fotovoltaica com autoconsumo local, pertencentes ao grupo B de tarifação de energia na cidade de Arcoverde - PE (Latitude: -8,41995; Longitude: -37,05818). Estas unidades são descritas em três situações distintas:

#### 3.1.1 SITUAÇÃO UC1

1. Subgrupo B1 (Residencial)
2. Fornecimento de energia monofásico;
3. Disponibilidade da concessionária 30 kWh/mês.

#### 3.1.2 SITUAÇÃO UC2

1. Subgrupo B3 (Comercial);
2. Fornecimento de energia monofásico;
3. Disponibilidade da concessionária 30 kWh/mês.

#### 3.1.3 SITUAÇÃO UC3

1. Subgrupo B3 (Comercial);
2. Fornecimento de energia trifásico;
3. Disponibilidade da concessionária 100 kWh/mês;

### 3.2 Dimensionamento dos sistemas no software para cada situação

#### 3.2.1 Cálculo da potência do gerador fotovoltaico

Para calcular a potência do gerador FV, utilizou-se inicialmente a Equação 3, que se refere ao cálculo da energia consumida diariamente pelas cargas. Com base na fatura de energia das unidades consumidoras obteve-se os seguintes resultados conforme a Tabela 3.

**Tabela 3 – Média mensal de energia consumida.**

UNIDADE CONSUMIDORA	MÉDIA MENSAL DE ENERGIA CONSUMIDA (KWh/mês)
UC1	315
UC2	490
UC3	1591

A irradiação média diária no plano dos módulos ( $G_{poa}$ ) foi obtida através da ferramenta de cálculo de radiação (RADIACAOSOLAR, 2020), considerando o valor do Performance Ratio - Coeficiente de Desempenho adotado e a Irradiância de referência, conforme a Tabela 4.

**Tabela 4 – Valores adotados para G<sub>poa</sub>, PR e P<sub>sol</sub>.**

G <sub>poa</sub> (KWh/m <sup>2</sup> dia)	PR (adimensional)	P <sub>sol</sub> (kW/m <sup>2</sup> )
5,655	0,75	1

Fonte: Autoria própria (2023)

Utilizando a Equação 2 para calcular a potência pico dos sistemas, são obtidos os valores aproximados de potência pico para cada situação, apresentados na Tabela 5:

**Tabela 5 – Potência pico dos sistemas.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTÊNCIA PICO (kWp)
UC 1	2,2
UC 2	3,8
UC 3	12,8

Fonte: Autoria própria (2023)

### 3.3 Parâmetros orçamentários

Em contato com uma empresa de energia solar fotovoltaica em Arcoverde - PE, foi solicitado um orçamento para um sistema com potência inferior a potência pico de cada UC e outro imediatamente superior, correspondente às potências pico especificadas na Tabela 5. Com o objetivo de obter o custo de um projeto fotovoltaico para cada situação com valores reais que se enquadram na necessidade de cada situação estudada. Nas tabelas 6, 7 e 8, estão expressos os custos de aquisição, homologação e instalação, disponibilizados para cada sistema.

**Tabela 6 – Dados orçamentários para o custo do sistema da UC 1 - Residencial B1.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTÊNCIA DO SISTEMA (KW)	CUSTO DO SISTEMA (R\$)
UC 1	2	8428,38*
UC 1	3	11310,76*

\* Data de obtenção dos preços 26/11/2023.

Fonte: Autoria própria (2023).

**Tabela 7 – Dados orçamentários para o custo do sistema da UC 2 - Comercial B3.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTÊNCIA DO SISTEMA (KW)	CUSTO DO SISTEMA (R\$)
UC 2	3	14189,74*
UC 2	4	15289,20*

\* Data de obtenção dos preços 26/11/2023.

Fonte: Autoria própria (2023).

**Tabela 8 – Dados orçamentários para o custo do sistema da UC 3 - Comercial B3.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTÊNCIA DO SISTEMA (KW)	CUSTO DO SISTEMA (R\$)
UC 3	12	42682,12*
UC 3	15	43697,48*

\* Data de obtenção dos preços 28/11/2023.

Fonte: Autoria própria (2023).

### 3.4. Simulação da geração no Pvsyst

Para calcular a geração, foram adotadas essas premissas no software PVsyst:

- Dados de irradiação solar diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>) obtidos por meio da ferramenta Cálculo de radiação (RADIACAOSOLAR, 2020), e dados de temperatura (°C) obtidos através do Meteonorm, disponibilizado no software PVsyst, para a cidade de Arcoverde -PE, conforme Figura 7;

**Figura 7 – Dados de irradiação e temperatura para Arcoverde - PE.**

	Irradiação horizontal total kWh/m <sup>2</sup> /dia	Temperatura °C
Janeiro	6.14	26.9
Fevereiro	6.07	27.2
Março	6.10	27.3
Abril	5.58	26.4
Mai	4.70	25.8
Junho	4.21	24.4
Julho	4.37	24.1
Agosto	5.18	24.2
Setembro	6.09	24.7
Outubro	6.35	25.9
Novembro	6.64	26.3
Dezembro	6.43	27.0
<b>Ano</b>	<b>5.65</b>	<b>25.8</b>
	Colar	Colar

Fonte: Software PVsyst (2023).

- Valor considerado para dados referentes às perdas ôhmicas igual a 1% (MENEZES, 2022);
- Valor considerado para dados referentes às perdas de sujidade igual a 2% (MENEZES, 2022);
- Valor considerado para dados referentes às perdas de degradação dos módulos fotovoltaicos no primeiro ano igual a 2% (MENEZES, 2022).

Utilizando essas parametrizações, o software fornece como resultado a produção média mensal de energia estimada ao longo do ano para cada situação.



### 3.5 Faturamento de energia elétrica

Foi elaborado o cálculo do faturamento de energia elétrica para cada situação, levando em consideração as três condições descritas abaixo:

- a. UC sem sistema de geração fotovoltaica;
- b. UC com sistema sob as regras da REN 482/2012;
- c. UC com sistema sob as regras da LEI 14.300/2022.

A planilha foi criada para receber como entrada o consumo mensal de uma unidade consumidora, a estimativa de geração obtida através do software PVsyst e o fator de simultaneidade. Com o valor do fator de simultaneidade, é possível calcular o consumo simultâneo, que é obtido multiplicando o consumo total pelo fator de simultaneidade. Esse consumo simultâneo é então subtraído do valor da geração. O que resta da geração é o que será injetado na rede elétrica. Sobre essa energia injetada, será aplicado o percentual do fio B, cobrando uma taxa por cada quilowatt-hora (kWh) consumido da energia total injetada. Dessa forma calculou-se todo o faturamento de energia ao longo dos anos para cada unidade consumidora.

O preço considerado para a TUSD foi de R\$0,548252 e para TE de R\$0,437636, tarifas referentes ao ano de 2023 (dispostas na conta de energia do consumidor) para o primeiro ano, com uma previsão de aumento anual de 6% nas tarifas de energia conforme indicado por NÓBREGA (2019). Considerando-se, os valores da incidência de alíquota de PIS, COFINS e ICMS dispostos na conta de energia do consumidor.

O fator de simultaneidade utilizado para o faturamento sob as regras da Lei 14.300 foi de 39,32% para consumidores residenciais e 53,17% para consumidores comerciais, conforme a pesquisa de monitoramento da SOLARVIEW (2019). Além disso, foram realizados cálculos variando esse fator de simultaneidade, utilizando um fator de 24% para consumidores residenciais e 39% para comerciais com base nos estudos propostos por NOGUEIRA (2021).

Aplicando os dados de geração obtidos no software PVsyst, os dados de consumo obtidos através das faturas de energia elétrica de cada unidade consumidora e os fatores de simultaneidade descritos acima na planilha desenvolvida do software Microsoft Excel, obtém-se o valor do faturamento de energia elétrica por unidade consumidora sob as regras da REN 482/2012 e da LEI 14.300/2022.

### 3.5 Cálculo do payback

Premissas consideradas para o cálculo do payback no software Microsoft Excel:

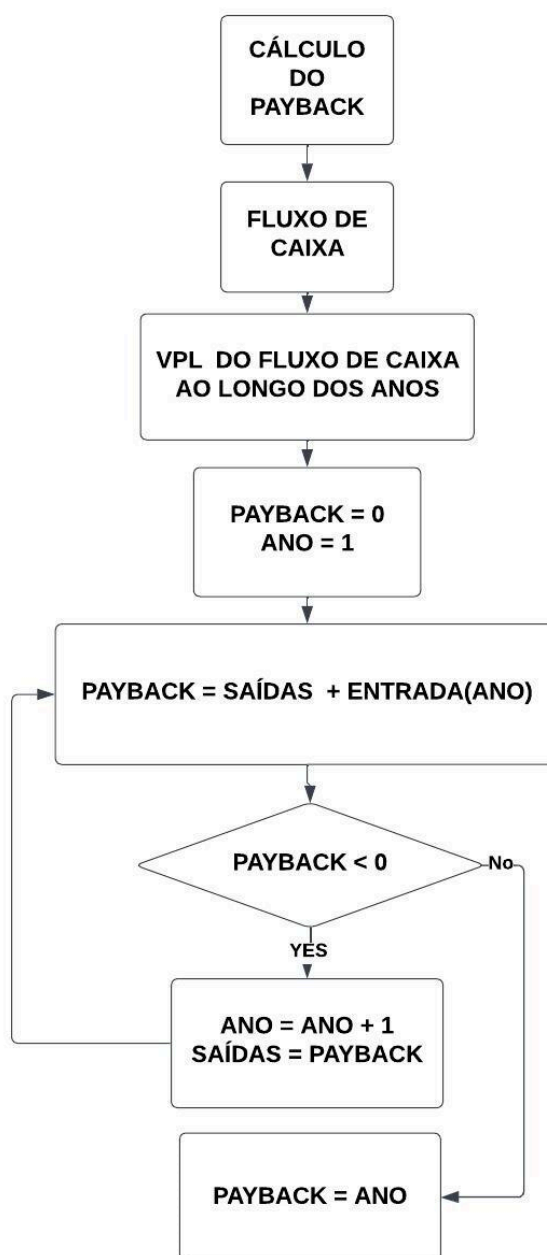
- a. Preço do sistema foi obtido através dos orçamentos fornecidos pela empresa de energia solar fotovoltaica de Arcoverde - PE;
- b. Custo de operação e manutenção (O&M) anuais iguais à 1% do custo do sistema;
- c. Os valores de entrada (lucro anual) utilizados referem-se ao montante da fatura que a unidade consumidora deixaria de pagar a partir da implementação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora.
- d. Valor considerado para Taxa mínima de atratividade (TMA) igual à 15%.

e. Valor para aquisição do sistema, com recurso próprio, disponível no ano inicial.

Com o auxílio das fórmulas do software Microsoft Excel, foi calculado o VPL e TIR para cada situação sob as regras da REN 482/2012 e da LEI 14.300/2022, definindo por fim, o tempo de retorno financeiro para cada situação. Para cada ano foi considerado o consumo mensal da UC, a geração estimada através do PVsyst, a tarifa presente na fatura de energia do consumidor, com aumento de 6% ao ano, e o aumento do percentual do uso do fio B conforme a Tabela 1.

O fluxograma da Figura 8, demonstra como foi realizado o cálculo do payback.

**Figura 8 – Fluxograma do payback**



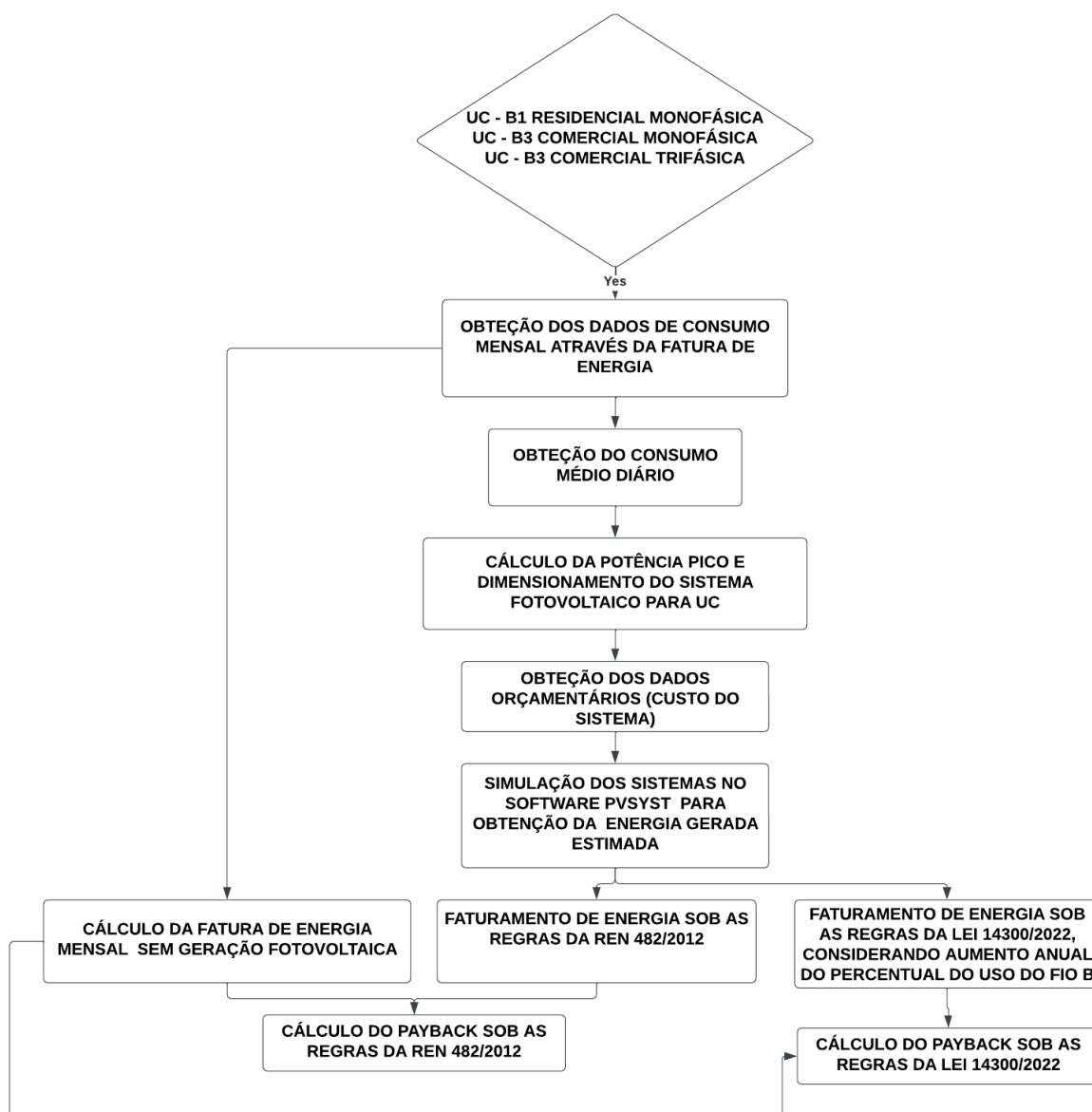
Fonte: Autoria própria (2023).

O payback é determinado pelo fluxo de caixa anualizado (VPL). É a soma ano a ano das entradas e saídas no VPL para identificar o momento em que o payback se torna positivo. Esse ponto marca o período necessário para o retorno do investimento.

### 3.6 Fluxograma da metodologia

O fluxograma da Figura 9, ilustra de forma objetiva a metodologia utilizada para esse trabalho de conclusão de curso.

**Figura 9 – Fluxograma da metodologia**



Fonte: Autoria própria (2023).

## 4 RESULTADOS E ANÁLISES

Como resultado, serão comparados os Payback para cada sistema adotado, com suas respectivas variações de fator de simultaneidade e potência do sistema para as unidades consumidoras, considerando a regulação pela REN 482 e pela lei 14.300, para as análises referentes a lei 14.300 foram considerados os aumentos percentuais anuais do uso do fio B conforme a Tabela 1.

### 4.1 Análise da viabilidade financeira para situação 1

Na Tabela 9, tem-se as informações das potências dos sistemas, fator de simultaneidade adotado, payback (REN 482 e Lei 14.300) e TIR (REN 482 e Lei 14.300) para unidade consumidora da situação 1.

**Tabela 9 – Análise da viabilidade financeira para situação 1.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTENCIA DO SISTEMA (KW)	FATOR DE SIMULTANEIDADE (%)	PAYBACK REN 482/2012	TIR REN 482/2012 (%)	PAYBACK LEI 14.300/2022	TIR LEI 14.300/2022 (%)
UC 1 - RESIDENCIAL	2	39,32	3 ANOS E 3 MESES	36,26	3 ANOS E 6 MESES	33,42
UC 1 - RESIDENCIAL	2	24,00	3 ANOS E 3 MESES	36,26	3 ANOS E 6 MESES	32,48
UC 1 - RESIDENCIAL	3	39,32	4 ANOS E 8 MESES	22,97	4 ANOS E 10 MESES	21,49
UC 1 - RESIDENCIAL	3	24,00	4 ANOS E 8 MESES	22,97	5 ANOS	20,22

Fonte: Autoria própria (2023).

Considerando a variação de dois fatores, a simultaneidade e a potência, para o sistema da unidade consumidora 1, é notável que, para REN 482, o fator de simultaneidade não influencia. O payback varia apenas com a potência do sistema, impactando nos custos iniciais e operacionais, aumentando ou reduzindo-os. No entanto, para Lei 14.300, tanto o fator de simultaneidade quanto a potência exercem influência. Para essa situação, quanto maior o sistema, maior o período de payback. No entanto, um fator de simultaneidade elevado diminui o tempo de retorno para o mesmo sistema. Ao comparar a REN 482 e a Lei 14.300, percebe-se que as implicações da Lei 14.300/2022 resultaram em um aumento máximo de 4 meses no payback e na TIR uma redução máxima de 3,78%, mínima de 1,48% e média de 2,8%.

### 4.2 Análise de viabilidade financeira para situação 2

Na Tabela 10, tem-se as informações das potências dos sistemas, fator de simultaneidade adotado, payback (REN 482 e Lei 14.300) e TIR (REN 482 e Lei 14.300) para unidade consumidora da situação 2.

**Tabela 10 – Análise de viabilidade financeira para situação 2.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTENCIA DO SISTEMA (KW)	FATOR DE SIMULTANEIDADE (%)	PAYBACK REN 482/2012	TIR REN 482/2012 (%)	PAYBACK LEI 14.300/2022	TIR LEI 14.300/2022 (%)
UC 2 - COMERCIAL	3	53,17	3 ANOS E 6 MESES	33,95	3 ANOS E 7 MESES	31,88
UC 2 - COMERCIAL	3	39,00	3 ANOS E 6 MESES	33,95	3 ANOS E 8 MESES	31,05
UC 2 - COMERCIAL	4	53,17	3 ANOS E 9 MESES	30,44	4 ANOS	28,32
UC 2 - COMERCIAL	4	39,00	3 ANOS E 9 MESES	30,44	4 ANOS	27,54

Fonte: Autoria própria (2023).

Na análise da unidade consumidora 2, as implicações em relação ao fator de simultaneidade e potência do sistema seguem um padrão similar à unidade consumidora 1. No entanto, para Lei 14.300, as variações foram mínimas em relação à mudança na simultaneidade para o mesmo sistema de 3 kW, resultando apenas em um acréscimo de um mês no tempo de retorno. Já para o sistema de 4 kW, não houve diferença no tempo de retorno do investimento. Ao comparar a REN 482 e a Lei 14.300, foi observado um aumento máximo de 3 meses no payback e na TIR uma redução máxima de 2,9%, uma variação mínima de 2,07% e uma média de 2,12%.

### 4.3 Análise de viabilidade financeira para situação 3

Na Tabela 11, tem-se as informações das potências do sistemas, fator de simultaneidade adotado, payback (REN 482 e Lei 14.300) e TIR (REN 482 e Lei 14.300) para unidade consumidora da situação 3.

**Tabela 11 – Análise de viabilidade financeira para situação 3.**

UNIDADE CONSUMIDORA	POTENCIA DO SISTEMA (KW)	FATOR DE SIMULTANEIDADE (%)	PAYBACK REN 482/2012	TIR REN 482/2012 (%)	PAYBACK LEI 14.300/2022	TIR LEI 14.300/2022 (%)
UC 3 - COMERCIAL	12	53,17	2 ANOS E 11 MESES	41,31	3 ANOS	39,84
UC 3 - COMERCIAL	12	39,00	2 ANOS E 11 MESES	41,31	3 ANOS E 1 MES	38,49
UC 3 - COMERCIAL	15	53,17	3 ANOS	40,06	3 ANOS E 1 MES	38,80
UC 3 - COMERCIAL	15	39,00	3 ANOS	40,06	3 ANOS E 2 MESES	37,72

Fonte: Autoria própria (2023).

Assim como nos sistemas das unidades consumidoras 1 e 2, as implicações para REN 482 permanecem consistentes. No caso da Lei 14.300, a influência do aumento da potência do sistema segue a mesma tendência observada nas UC1 e UC2. Quanto maior o sistema, maior o tempo de payback, mas um fator de simultaneidade mais elevado reduz o payback. Ao analisar a REN 482 e a Lei 14300, observa-se uma variação máxima de 2 meses no tempo de retorno do investimento. Contudo, ao focar apenas na Lei 14300, a variação máxima é de apenas 1 mês para o mesmo sistema com diferentes fatores de simultaneidade. Além disso, a TIR apresenta uma redução máxima de 2,84%, uma variação mínima de 1,26% e uma redução média de 1,9%.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho de conclusão de curso, foram examinadas as implicações das alterações na regulamentação da geração distribuída, com foco nas preocupações relacionadas ao crescimento e a previsão da microgeração fotovoltaica. O estudo abrangeu uma análise comparativa das normas regulatórias para microgeração fotovoltaica no Brasil, destacando as mudanças e implicações decorrentes da Lei 14.300/2022 em relação à REN 482/2012.

A abordagem metodológica incluiu a análise dos impactos nas perspectivas econômicas de projetos fotovoltaicos em três cenários distintos. Esses projetos foram construídos considerando sistemas de microgeração fotovoltaica com autoconsumo local, variando o fator de simultaneidade e a potência.

Os resultados obtidos revelaram um aumento no tempo de retorno do investimento e uma diminuição na taxa interna de retorno para projetos fotovoltaicos implantados sob a nova regulamentação da Lei 14.300. Ao analisar este aumento estima-se uma tendência de investimentos financeiros negativos na geração distribuída. Contudo, é importante destacar que esses impactos não implicam necessariamente na inviabilidade ou falta de atratividade do investimento.

Ao focalizar unidades consumidoras residenciais e comerciais de microgeração fotovoltaica pertencentes ao grupo B, os resultados indicam uma variação relativamente pequena no período de recuperação do investimento, aumentando aproximadamente em 4 meses nas situações analisadas, com uma redução máxima da taxa interna de retorno de 3.78%. Essa conclusão aponta para uma notável resiliência dessas unidades diante das mudanças regulatórias, ressaltando que, apesar dos desafios financeiros adicionais, a atratividade do investimento em energia solar fotovoltaica para esse segmento específico permanece.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR.** 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 15 nov. 2023.

ABSOLAR. **Redução de gastos na conta de luz pode chegar a 95% com energia solar.** 2019. Disponível em <<https://www.absolar.org.br/noticia/reducao-de-gastos-na-conta-de-luz-pode-chegar-a-95-com-energia-solar/>>. Acesso em: 23 out. 2023.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022.** 2022 Disponível em: <[ANEEL. \*\*MÓDULO 7: ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO.\*\* 2023. Disponível em: <\[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060\\\_2\\\_1.pdf\]\(https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060\_2\_1.pdf\)>. Acesso em: 04 nov. 2023.](https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2022/lei-14300-6-janeiro-2022-792217-publicacaooriginal-164335-pl.html#:~:text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAsncias.></a>>. Acesso em: 10 nov. 2022.</p>
</div>
<div data-bbox=)

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000 DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021.** 2021. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060\\_2\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf)>. Acesso em: 04 nov. 2023.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.** 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2023.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012.** 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 07 nov. 2023.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.** 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2023.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 786, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017(\*).** 2017. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2023.

BASE SOLAR ENERGIA. **Dados do Mercado de Energia Solar no Brasil.** 2020. Disponível em: <[https://www.basesolarenergia.com.br/noticia/165/dados\\_do\\_mercado\\_de\\_energia\\_solar\\_no\\_brasil.html](https://www.basesolarenergia.com.br/noticia/165/dados_do_mercado_de_energia_solar_no_brasil.html)>. Acesso em: 04 nov. 2023.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022.** 2022 Disponível em: <[DICIONÁRIO FINANCEIRO. \*\*O que é a TIR e como calcular.\*\* 2023. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/tir-taxa-interna-retorno/>>. Acesso em: 04 nov. 2023.](https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2022/lei-14300-6-janeiro-2022-792217-publicacaooriginal-164335-pl.html#:~:text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAsncias.></a>>. Acesso em: 10 nov. 2022</p>
</div>
<div data-bbox=)

ENERGÊS. **SIMULTANEIDADE IMPACTA A VIABILIDADE DA GERAÇÃO PRÓPRIA?.** 2022. Disponível em <<https://energes.com.br/simultaneidade/>>. Acesso em: 19 out. 2023.

ENGETREE. **Energia solar fotovoltaica. Entenda como funciona o sistema de compensação de energia elétrica.** 2018. Disponível em: <<https://engetree.com.br/index.php/2018/11/01/entenda-como-funciona-o-sistema-de-compensacao-d-e-energia-eletrica/>>. Acesso em: 18 nov. 2023.

Instituto Federal de Pernambuco *campus* Pesqueira. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica. 14 de dezembro de 2023.



FERREIRA, Nicolas Gabriel Rodrigues. **ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA ESTAÇÃO EXPERIMENTAL AGRONÔMICA DA UFRGS**. Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro. 2020. 95f. TCC (graduação) - Curso de bacharelado em engenharia elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. UFRGS. 2020. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/217391/001121039.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 01 out. 2023.

FONTES, Anderson Ferreira. **Análise do impacto da geração distribuída no sistema elétrico brasileiro com base na proposta de mudança da resolução normativa 482 de 2012 da ANEEL**. Orientador: Adriano Aron Freitas de Moura. 2020. 9f. TCC (graduação) - Curso de bacharelado em engenharia elétrica, Universidade Federal Rural do Semiárido, UFRSA, 2020. Disponível em: <[https://repositorio.ufersa.edu.br/bitstream/prefix/6606/1/AndersonFF\\_ART.pdf](https://repositorio.ufersa.edu.br/bitstream/prefix/6606/1/AndersonFF_ART.pdf)>. Acesso em: 9 nov. 2022.

FOTAIC ENERGIA SOLAR. **Dimensionamento Sistema Solar Fotovoltaico**. 2019. Disponível em: <<https://fotaic.com.br/post/dimensionamento-sistema-solar-fotovoltaico>> Acesso em: 11 nov. 2023.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300/2022**. 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>>. Acesso em: 20 nov. 2023.

MACHADO MEYER. **ALTERAÇÕES RECENTES NO MARCO REGULATÓRIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2023. Disponível em: <[https://www.machadomeyer.com.br/index.php?option=com\\_content&catid=105&id=8690&view=article&Itemid=614&nosef=1&lang=pt](https://www.machadomeyer.com.br/index.php?option=com_content&catid=105&id=8690&view=article&Itemid=614&nosef=1&lang=pt)>. Acesso em: 19 out. 2023.

MICRO INVERSOR. **Mudanças nas regras de compensação de energia solar fotovoltaica**. 2020. Disponível em: <<https://microinversor.com.br/mudancas-nas-regras-de-compensacao-de-energia-solar-fotovoltaica/?v=19d3326f3137>>. Acesso em: 10 nov. 2022.

MENDES, Luiz Fernando Rosa. et al. **O CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DA CRISE HIDROENERGÉTICA NA REGIÃO SUDESTE DO BRASIL: ASPECTOS AMBIENTAIS E SOCIOECONÔMICOS**. 2020. Disponível em: <<https://www.redalyc.org/journal/6257/625766364009/movil/>>. Acesso em: 04 nov. 2023.

MENEZES, Mariana Pereira. **IMPACTOS DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE DE USINAS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO NO CEARÁ**. Orientador: Dr. Raimundo Furtado Sampaio. 2022. TCC (graduação) - Curso de bacharelado em engenharia elétrica da Universidade Federal do Ceará, UFC, 2022. Disponível em: <[https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/67636/3/2022\\_tcc\\_mpmenezes.pdf](https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/67636/3/2022_tcc_mpmenezes.pdf)>. Acesso em: 20 nov. 2023.

MICRO INVERSOR. **Mudanças nas regras de compensação de energia solar fotovoltaica**. 2020. Disponível em: <<https://microinversor.com.br/mudancas-nas-regras-de-compensacao-de-energia-solar-fotovoltaica/?v=19d3326f3137>>. Acesso em: 10 nov. 2022.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014. Disponível em: <[https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao\\_Renny\\_vfinal.pdf](https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf)>. Acesso em: 23 jun. 2022.

Instituto Federal de Pernambuco *campus* Pesqueira. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica. 14 de dezembro de 2023.

NÓBREGA, Balduino Sonildo da. et al. **Comparação entre sistemas fotovoltaicos em modo fixo e com seguidor em uma instituição pública de ensino no Nordeste do Brasil.** Revista Principia, João Pessoa, N° 46, p. 1- 14. 2019. Disponível em: <<https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/download/2748/1127>>. Acesso em: 04 nov. 2023.

NOGUEIRA, Leonardo Prado. **COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTE DE ENERGIA POR PROSUMIDOR COMO MODELO ALTERNATIVO À DISTRIBUIDORA EM CASO DE SUBCONTRATAÇÃO.** Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Mariana Resener. 2021. Monografia (graduação) - Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, 2021. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/218450/001122638.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 9 out. 2022.

ONE SOL. **Fator de simultaneidade.** 2023. Disponível em: <<https://onesol.com.br/f/fator-de-simultaneidade>>. Acesso em: 10 jun. 2022.

PORTAL SOLAR. **Dados do mercado de energia solar no Brasil.** 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>>. Acesso em: 10 jun. 2022.

PORTAL SOLAR. **Entenda as diferenças entre GD compartilhada, remota, condominial e junto à carga.** 2022. Disponível em <<https://www.portalsolar.com.br/entenda-as-diferencas-entre-gd-compartilhada-remota-condominial-e-junto-a-carga>>. Acesso em: 07 nov. 2023.

RADIACAOSOLAR. **Cálculo de Radiação.** 2020. Disponível em: <<https://radiacaosolar.com.br/>>. Acesso em: 04 nov. 2023.

SEUDINHEIRO. **Lei sancionada.** 2022. Disponível em: <<https://www.seudinheiro.com/2022/economia/taxacao-do-sol-voce-tem-um-ano-para-instalar-energia-solar-e-economizar-ate-90-na-conta-de-luz/>>. Acesso em: 10 jun. 2022.

SOLARVIEW. **INDICADOR FATOR DE SIMULTANEIDADE.** 2019. Disponível em <[https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideDocumento=3372&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=reuniao&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp#:~:text=O%20fator%20de%20simultaneidade%20m%C3%A9dio,o%20fator%20considerado%20pela%20ANEEL](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=3372&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=reuniao&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp#:~:text=O%20fator%20de%20simultaneidade%20m%C3%A9dio,o%20fator%20considerado%20pela%20ANEEL)>. Acesso em: 07 nov. 2023.

SOLENERG. **ANÁLISES A RESPEITO DAS EXPECTATIVAS PARA O SETOR DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL NO MÉDIO E LONGO PRAZO.** 2023. Disponível em <<https://www.solenerg.com.br/expectativas-para-a-gd-segundo-o-pde-2029/>>. Acesso em: 04 nov. 2023.

SOCIEDADEDOINVESTIDOR. **Valor Presente Líquido (VPL): O Que é e Como Calcular.** 2020. Disponível em: <<https://sociedadedoinvestidor.com.br/financas/vpl/>>. Acesso em: 04 nov. 2023.

SOLARFY. **Resolução 482 da ANEEL: o que mudou na última revisão.** 2021. Disponível em: <<https://solarfy.com.br/blog/resolucao-482-da-aneel-o-que-mudou/>>. Acesso em: 10 jun. 2022.

SOLSTAR. **Projeto de lei para energia solar: Explicando a PL 5829/19.** 2021. Disponível em: <[https://solstar.com.br/2021/10/27/projeto-de-lei-para-energia-solar-explicando-a-pl-5829-19/?gclid=CjwKCAjwnZaVBhA6EiwAVVv9ADqN\\_rwVN57a9w1Vk\\_Tq-xpVz0Gwn9Bea6O\\_dZS9xKTRZ6rkOxXOxoCcXgQAvD\\_BwE](https://solstar.com.br/2021/10/27/projeto-de-lei-para-energia-solar-explicando-a-pl-5829-19/?gclid=CjwKCAjwnZaVBhA6EiwAVVv9ADqN_rwVN57a9w1Vk_Tq-xpVz0Gwn9Bea6O_dZS9xKTRZ6rkOxXOxoCcXgQAvD_BwE)> Acesso em: 13 jun. 2022.

Instituto Federal de Pernambuco *campus* Pesqueira. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica. 14 de dezembro de 2023.