

# VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS NO SUL E NORDESTE DO BRASIL: RELEITURA DO CENÁRIO PÓS-MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

## 1 INTRODUÇÃO

A maior parcela da matriz elétrica utilizada no Brasil provém de fontes renováveis, com destaque para a hidrelétrica, que representou mais de 55% da geração elétrica do país em 2024 (EPE, 2025). No entanto, essa dependência torna o sistema vulnerável em períodos de estiagem, obrigando o país a recorrer a alternativas mais caras e poluentes, ou até mesmo à importação de energia elétrica de países vizinhos, como Argentina e Uruguai (ONS, 2021). Nesse contexto, a transição para fontes como a fotovoltaica é fundamental para as metas de descarbonização, uma vez que um único sistema residencial pode evitar a emissão de mais de 3 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente (Bus *et al.*, 2025).

A diversificação das fontes renováveis é, portanto, uma pauta estratégica. Fontes como a eólica e a fotovoltaica já representaram juntas aproximadamente 24% da geração elétrica total no Brasil em 2024 (EPE, 2025). Os sistemas fotovoltaicos, em particular, posicionam-se como uma solução de grande potencial, dado que grande parte do território brasileiro possui alta disponibilidade de irradiação solar, com índices que variam entre 3,5 e 6,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

Nos últimos anos, a Geração Distribuída (GD) tornou-se o principal vetor de expansão desta tecnologia. Em dezembro de 2024, a capacidade instalada de energia fotovoltaica no Brasil ultrapassou 52 GW, com a GD a representar 67% desse total (Santos *et al.*, 2025). Este crescimento foi inicialmente fomentado pela Resolução Normativa n.º 482 (ANEEL, 2012), que estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net-Metering*) no país.

Contudo, a viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos passou por mudanças significativas com a sanção da Lei n.º 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022), que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída. O impacto dessa legislação tem sido amplamente discutido na literatura recente, com estudos evidenciando alterações nos indicadores financeiros para consumidores residenciais, um achado recorrente nas análises de Branco *et al.* (2024), Santos *et al.* (2025) e Sousa *et al.* (2024). Este é um debate que se estende internacionalmente. Análises na Polônia, por exemplo, mostram que um sistema de *Net-Billing* (faturamento líquido) incentiva projetos de maior porte (Bus *et al.*, 2025), enquanto estudos na Palestina evidenciam que, sob regras de *Net-Metering* restritivas, a viabilidade depende de um dimensionamento mais ajustado ao consumo (Omar, 2025). A literatura aponta ainda que, em mercados com tarifas de energia subsidiadas, a combinação de múltiplas políticas de incentivo é a estratégia mais eficaz para garantir o retorno do investimento (Qadir *et al.*, 2025).

Diante deste cenário dinâmico, o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no Sul e Nordeste do Brasil, realizando uma releitura dos resultados de um estudo de caso de 2018 à luz da realidade atual. Para tal, o trabalho parte dos dados de duas residências em Joinville (SC) e Vitória de Santo Antão (PE) e os contextualiza com base nos custos de instalação vigentes em 2025 e nos efeitos da Lei n.º 14.300/2022 (BRASIL, 2022), utilizando a literatura recente para oferecer uma perspectiva atualizada sobre a atratividade do investimento nestas distintas regiões do país.

## 2 REVISÃO DE LITERATURA E CONTEXTO REGULATÓRIO

A viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil depende diretamente de seu arcabouço regulatório. O marco inicial foi a Resolução Normativa n.º 482/2012 (ANEEL, 2012), que instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conhecido como

*Net-Metering*. Nessa regra, a energia excedente injetada na rede gerava créditos para abater o consumo futuro, impulsionando a expansão inicial do setor (Santos *et al.*, 2025).

Seguindo tendências internacionais de remuneração pelo uso da rede, o Brasil sancionou a Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022), o Marco Legal da Geração Distribuída. A principal mudança para novos projetos foi o fim da compensação integral, com a cobrança gradual sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), conhecida como Fio B, que aumenta 15% ao ano até atingir 100% em 2029 (Santos *et al.*, 2025; Greener, 2025). Os sistemas instalados ou solicitados antes da lei mantêm a compensação integral até 2045. Paralelamente, a lei valorizou o autoconsumo instantâneo — energia gerada e consumida no mesmo instante — que não sofre a nova tarifação, garantindo economia integral ao consumidor (Santos *et al.*, 2025).

### 3 METODOLOGIA

Este artigo se baseia em uma abordagem de duas etapas. A primeira consiste na análise dos procedimentos e resultados de um estudo de caso realizado em 2018. A segunda etapa compreende uma pesquisa documental para contextualizar e reavaliar o estudo de caso, com base no cenário atual do setor fotovoltaico.

#### 3.1 METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO ORIGINAL (2018)

O trabalho de base deste artigo consiste num estudo de caso comparativo com abordagem quantitativa, que avaliou a viabilidade de sistemas fotovoltaicos em duas residências unifamiliares, uma em Joinville (SC) e outra em Vitória de Santo Antão (PE). A metodologia adotada envolveu três fases:

1. **Levantamento de Dados:** Foram coletados os dados de consumo de energia elétrica das residências por um período de três anos a partir das faturas das concessionárias locais (CELESC e CELPE). Os índices de irradiação solar para cada município foram obtidos através do programa computacional *Solaris PV*.

2. **Dimensionamento e Simulação:** A partir dos dados de consumo e irradiação, os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados. Posteriormente, foram realizadas simulações de geração de energia no período de avaliação gratuito do programa computacional *PVSyst* para estimar a produtividade anual de diferentes arranjos de equipamentos (placas e inversores de frequência).

3. **Análise de Viabilidade Econômica:** Os custos de instalação foram orçados com base em cotações de fornecedores e no Sistema Nacional de Preços e Índices para a Construção Civil (SINAPI). A viabilidade do investimento foi, então, calculada pelo método do Valor Presente Líquido (VPL), podendo determinar o tempo de retorno (*payback*) para cada caso.

#### 3.2 PROCEDIMENTOS PARA REANALISE CONTEXTUAL

A atualização e reinterpretação dos resultados de 2018 foram realizadas por meio de uma pesquisa documental, com análise de fontes de credibilidade do setor, tanto nacionais quanto internacionais. A partir dessas fontes, foram extraídos dados atualizados sobre os novos arcabouços regulatórios, os custos de instalação vigentes e os novos prazos de retorno do investimento, permitindo uma discussão comparativa entre o cenário de 2018 e o de 2025.

### 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção apresenta os principais resultados do estudo de caso original de 2018 e, em seguida, os contextualiza e discute à luz do cenário regulatório e de mercado de 2025.

#### 4.1 RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO ORIGINAL (2018)

No estudo original realizou-se uma análise quantitativa para comparar a viabilidade de sistemas fotovoltaicos em duas localidades com perfis climáticos e geográficos distintos. O estudo de caso foi centrado em duas residências unifamiliares, uma em Joinville (SC) e outra em Vitória de Santo Antão (PE), cujas localizações são apresentadas na Figura 1. Os principais resultados que fundamentam a análise original estão consolidados no Quadro 1.

Figura 1 - Localização das residências do estudo de caso original



Fonte: Adaptado de Google Maps (2011).

Quadro 1 – Principais Resultados do Estudo de Caso (2018)

	<b>Joinville (SC)</b>	<b>Vitória de Santo Antão (PE)</b>
<b>Radiação Solar Média</b>	3,98 kWh/m <sup>2</sup> /dia	5,17 kWh/m <sup>2</sup> /dia
<b>Consumo Médio da Residência</b>	222 kWh/mês	143 kWh/mês
<b>Área Ocupada pelo Sistema</b>	22,9 m <sup>2</sup>	11,5 m <sup>2</sup>
<b>Custo Total do Sistema Instalado</b>	R\$ 26.920,02	R\$ 15.406,79
<b>Payback do Investimento</b>	<b>14 anos e 5 meses</b>	<b>13 anos e 4 meses</b>

Fonte: Autores.

A partir da análise constatou-se que, apesar do maior consumo energético da residência em Joinville, o investimento em Vitória de Santo Antão se mostrava mais atrativo, com um tempo de retorno 13 meses mais rápido. Essa vantagem foi atribuída a uma combinação de fatores: a irradiação solar 30% superior na localidade nordestina e uma tarifa de energia local mais elevada, que potencializava a economia mensal gerada pelo sistema.

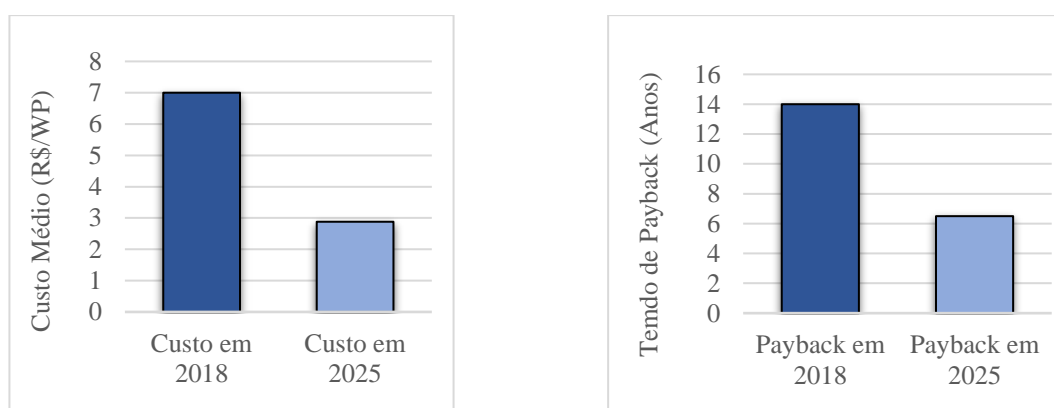
#### 4.2 ANÁLISE COMPARATIVA E DISCUSSÃO NO CENÁRIO DE 2025

A análise dos resultados do estudo de 2018, quando trazidos ao cenário atual, revela uma transformação no setor de geração distribuída no Brasil. A diferença mais impactante é a redução no custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos. O estudo original trabalhou com

custos que se aproximavam de R\$7,00 por Watt-pico (Wp), enquanto dados de mercado recentes apontam para uma realidade distinta. O relatório da Greener (2025) demonstra que o preço médio de um sistema residencial de 4 kWp em janeiro de 2025 era de R\$2,88/Wp, uma queda superior a 50%. Essa redução no investimento inicial (CAPEX) é o principal fator que reconfigurou a análise de viabilidade econômica no setor.

Consequentemente, o tempo de retorno do investimento foi substancialmente encurtado. Os resultados de 13 a 14 anos apurados no estudo original contrastam com as médias nacionais atuais, mesmo após as mudanças legislativas. Um estudo abrangente de Branco *et al.* (2024), que calculou a viabilidade para um sistema residencial padrão em todos os estados brasileiros, demonstrou que o *payback* médio no país, que era de 5,0 anos antes da nova legislação, aumentaria para 7,2 anos no cenário com a cobrança integral do Fio B, e no ano de 2025 representa 6,5 anos. Isso evidencia que, embora o retorno tenha se tornado mais longo devido à nova lei, ele ainda é mais rápido do que era em 2018, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Análise Comparativa do Cenário Econômico (2018 e 2025)



(a) Evolução do Custo Médio do Sistema (R\$/Wp) (b) Comparativo do Tempo de *Payback* Médio (Anos)

Fonte: Autores e análise com base em Branco *et al.* (2025).

Contudo, é fundamental analisar o impacto isolado da nova legislação, um ponto de consenso na literatura recente. Estudos como os de Santos *et al.* (2025), Sousa *et al.* (2024) e Branco *et al.* (2024), apesar de utilizarem metodologias distintas, concordam que a Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) teve um impacto negativo nos indicadores financeiros da microgeração residencial, aumentando o *payback* e reduzindo a rentabilidade. Entretanto, Santos *et al.* (2025) demonstram que a mesma lei beneficiou projetos de minigeração (maior porte), que tiveram seus indicadores financeiros melhorados devido a descontos na tarifa de demanda (TUSDg).

Adicionalmente, o estudo de Sousa *et al.* (2024) destaca a importância de outras variáveis financeiras na análise. Por meio de uma Análise de Sensibilidade, os autores testaram como o tempo de retorno do investimento é afetado pelo reajuste anual da tarifa de energia. A pesquisa comparou um cenário onde a tarifa sobe pouco (4,35% ao ano) com um cenário onde ela sobe muito (18,35% ao ano). Os resultados mostraram que, no cenário de alta no preço da energia, o *payback* do sistema fotovoltaico acelera em vários anos. Isso demonstra que a economia gerada por uma conta de luz cada vez mais cara pode ter um impacto financeiro maior para o consumidor do que o novo custo da cobrança do Fio B (Sousa *et al.*, 2024).

A discussão sobre o modelo de compensação ideal é um debate internacional. Enquanto o Brasil modificou o sistema de *Net-Metering* com a tarifação do Fio B, outros países, como a Polônia, migraram para um sistema de *Net-Billing*. Neste modelo, o excedente de energia não

gera créditos em kWh, mas é vendido à rede pelo preço de mercado, que é consideravelmente mais baixo do que a tarifa de retalho paga pelo consumidor (Bus *et al.*, 2025). Já na Palestina, o *Net-Metering* aplica um desconto de 10% sobre a energia exportada e anula os créditos não utilizados ao final de cada ano (Omar, 2025). Isso evidencia que a longa validade de 60 meses no Brasil é um benefício crucial que sustenta a atratividade do investimento.

Ainda que o cenário econômico e regulatório tenha se alterado, a conclusão original sobre a superioridade do Nordeste à região Sul permanece válida. O fator determinante para essa vantagem é a condição geográfica do Nordeste, que possui uma irradiação solar 30% superior e, conseqüentemente, uma maior produtividade energética por painel instalado. Embora as mudanças no custo e na regulação tenham tornado o investimento mais viável em ambas as regiões, a diferença de produtividade tende a preservar a vantagem relativa da localidade com maior recurso solar.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo teve como objetivo realizar uma releitura da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no Sul e Nordeste do Brasil, partindo de um estudo de caso de 2018 e contextualizando-o no cenário de 2025. A análise comparativa demonstrou que, apesar da conclusão original sobre a maior atratividade do Nordeste permanecer válida devido à sua superioridade em irradiação solar, o panorama do investimento foi profundamente transformado. A redução nos custos dos equipamentos se revelou o principal fator para a diminuição do tempo de retorno do investimento, que passou de aproximadamente 14 anos para uma média inferior a 7 anos, mantendo a atratividade da tecnologia mesmo sob as novas regras do Marco Legal da Geração Distribuída.

A pesquisa revelou, contudo, que a nova legislação impactou os projetos de forma distinta. A análise da literatura aponta para uma reconfiguração dos incentivos econômicos do setor, com um impacto negativo para a microgeração residencial e um benefício para projetos de minigeração. Demonstrou-se também que a eficácia de cada modelo regulatório, seja o *Net-Metering* brasileiro ou o *Net-Billing* internacional, é o fator determinante para a estratégia de investimento ótima em cada país. Fica evidente que a conjuntura econômica, em especial o comportamento das tarifas de energia, é uma variável de impacto tão ou mais significativa que a própria estrutura regulatória.

A principal contribuição deste trabalho é, portanto, oferecer uma análise evolutiva e uma perspectiva crítica sobre a viabilidade da Geração Distribuída no Brasil, evidenciando que as dinâmicas de mercado podem superar os impactos de novas tarifações. Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a análise de campo do desempenho de projetos sob a regra definitiva da tarifação do Fio B, após o término do período de transição em 2029, e a investigação do impacto de novos modelos de negócio, como o armazenamento de energia e os sistemas híbridos, na atratividade dos investimentos residenciais.

## REFERÊNCIAS

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil).** Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Dispõe sobre microgeração e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 19 abr. 2012. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> Acesso em: 31 ago. 2025.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil).** Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482/2012 e dispõe sobre

microgeração e minigeração distribuída. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 25 nov. 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> Acesso em: 31 ago. 2025.

**BRANCO, J. E. H.; JUNIOR, P. N. A.; OKAMURA, F.; MELO, I. C.** Examining the Impacts of Grid Tariff on the Economic Viability of Photovoltaic Energy: The Case of Residential Power Generation in Brazil. *International Journal of Energy Economics and Policy*, v. 14, n. 5, p. 615–628, 2024. DOI: 10.32479/ijeep.16426. Disponível em: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/16426>. Acesso em: 31 ago. 2025.

**BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Dispõe sobre a microgeração e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 6 jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2019-2022/2022/lei/114300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/114300.htm)

**BUS, A.; HASNY, M.; HEWELKE, E.; SZELAĞOWSKA, A.** The Power of Sun—A Comparative Cost–Benefit Analysis of Residential PV Systems in Poland. *Sustainability*, v. 17, n. 12, art. 5446, 2025. DOI: 10.3390/su17125446. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su17125446>. Acesso em: 31 ago. 2025.

**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).** Balanço Energético Nacional 2025: Relatório Síntese ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>. Acesso em: 6 ago. 2025.

**GREENER.** Estudo Estratégico de Geração Distribuída 2025: Referente ao ano de 2024. São Paulo: Greener, 2025. Disponível em: <https://estudo-gd-2025.greener.com.br/>. Acesso em: 6 ago. 2025.

**LIMA PORFÍRIO DE SOUSA, B.; LOPES, F.; JARAMILLO LOAYZA, D. M.; YEPES MAYA, D. M.; GARCIA PABON, J. J.** Impact of Brazilian Legislation on the Economic Feasibility of Residential Photovoltaic Microgeneration. *Energies*, v. 17, n. 15, art. 3784, 2024. DOI: 10.3390/en17153784. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en17153784>. Acesso em: 31 ago. 2025.

**MUNIZ, Anderson Luiz Estefanski.** Potencial de geração de energia solar fotovoltaica e sua viabilidade econômica em edificações residenciais do Sul e do Nordeste brasileiro. Monografia (Curso de Engenharia Civil) - Udesc, 2018. Disponível em: <https://repositorio.udesc.br/handle/UDESC/19559>. Acesso em: 6 ago. 2025.

**OMAR, M. A.** Assessing the Economic Impacts of Net Metering on Residential Solar Photovoltaic Adoption: A Palestinian Case Study. *International Journal of Energy Research*, v. 2025, n. 1, art. 1370101, 2025. DOI: 10.1155/er/1370101. Disponível em: <https://doi.org/10.1155/er/1370101>. Acesso em: 31 ago. 2025.

**OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).** Relatório de Sustentabilidade 2021. Brasília, DF: ONS, 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20221125-ONS-lan%C3%A7a-primeiro-relat%C3%B3rio-de-sustentabilidade-e-avan%C3%A7a-na-agenda-global-do-meio-ambiente,-das-quest%C3%B5es-sociais-.aspx>. Acesso em: 6 ago. 2025.

**QADIR, M. I.; ALGHAMDI, A. A.; ALMALKI, A. M.; RASHID, T.; ZAHID, M. I.; AHMED, W.** Economic Viability and Sustainability of Rooftop Photovoltaic Systems in Saudi Arabia. *Energies*, v. 16, n. 4, art. 1830, 2023. DOI: 10.3390/en16041830. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16041830>. Acesso em: 31 ago. 2025.

**SANTOS, Brendeson Sá Barrêto do Rosário Pinheiro dos; SANCA SANCA, Huilman; JUNQUEIRA, Caio Marco dos Santos.** Análise dos impactos econômicos do marco legal da geração distribuída Lei 14.300/22 nos sistemas fotovoltaicos. *Latin American Journal of Energy Research*, [S. l.], v. 12, n. 1, p. 103–117, 2025. DOI: 10.21712/lajer.2025.v12.n1.p103-117. Disponível em: <https://periodicos.ufes.br/lajer/article/view/47662>. Acesso em: 31 ago. 2025.