

## **AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO: ESTUDO DE CASO**

CANDIDO RICARDO TOMAZONI COREIA<sup>1</sup>, FABIANA TOMAZONI COREIA<sup>2</sup>, FERNANDO DA SILVA SOUZA<sup>3</sup> e YURI SOTERO BOMFIM FRAGA<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Me. em Engenharia Civil, Prof. Ass. UFAC, Rio Branco-AC, candido.coreia@gmail.com;

<sup>2</sup>Esp. em Engenharia Civil, UTFPR, Pato Branco-PR, fabitomazonicoreia@gmail.com;

<sup>3</sup>Dr. em Engenharia Civil, Prof. Adj. UFAC, Rio Branco-AC, fernando.silva@ufac.br.

<sup>4</sup>Dr. em Engenharia Civil, Prof. Adj. UNB, Brasília-DF, yuri.fraga@unb.br;

**RESUMO:** Este trabalho avaliou o desempenho técnico-econômico pós-instalação de um sistema fotovoltaico residencial de 17,05 kWp, utilizando registros do SOLARMAN e 51 competências mensais, das quais se obtiveram 50 ciclos completos entre abril de 2022 e junho de 2026. Entre 2023 e 2025, a geração média correspondeu a 81,6% dos 22,20 MWh/ano projetados. A redução de 2025 concentrou-se em fevereiro e março; no primeiro semestre de 2026, a geração ficou 39,6% acima de 2025 e 1,9% acima de 2024. Nos ciclos analisados, estimaram-se 77,14 MWh gerados, 43,59 MWh injetados e 33,91 MWh autoconsumidos, com taxa de autoconsumo de 44,0%, autossuficiência de 38,3% e relação geração/carga de 87,2%. O benefício nominal acumulado foi de R\$ 58.618,68, com redução estimada de 80,3% nos custos de energia. O investimento de R\$ 56.126,20 foi recuperado nominalmente em abril de 2026, e o payback simples anualizado foi de 3,99 anos. Em valores de junho de 2026, o investimento e os benefícios corrigidos pelo IPCA foram de R\$ 68.002,41 e R\$ 64.477,10, respectivamente; portanto, o retorno corrigido pela inflação ainda não havia sido alcançado. O sistema apresentou retorno financeiro nominal, embora a geração tenha permanecido abaixo da projeção comercial.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia solar; geração distribuída; autoconsumo; viabilidade econômica; período de retorno.

### **TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM: A CASE STUDY**

**ABSTRACT** This study assessed the post-installation technical and economic performance of a 17.05 kWp residential photovoltaic system using SOLARMAN records and 51 monthly billing competences, from which 50 complete cycles between April 2022 and June 2026 were obtained. From 2023 to 2025, average annual generation reached 81.6% of the projected 22.20 MWh/year. The 2025 decline was concentrated in February and March; in the first half of 2026, generation was 39.6% higher than in 2025 and 1.9% higher than in 2024. Across the analyzed cycles, estimated generation, grid injection, and self-consumption were 77.14, 43.59, and 33.91 MWh, respectively. The self-consumption ratio was 44.0%, self-sufficiency was 38.3%, and the generation-to-load ratio was 87.2%. The accumulated nominal economic benefit was BRL 58,618.68, corresponding to an estimated 80.3% reduction in electricity costs. The BRL 56,126.20 investment was nominally recovered in April 2026, and the annualized simple payback was 3.99 years. In June 2026 values, the IPCA-adjusted investment and benefits were BRL 68,002.41 and BRL 64,477.10, respectively; therefore, the inflation-adjusted return had not yet been achieved. The system yielded a nominal financial return, although generation remained below the commercial forecast.

**KEYWORDS:** Solar energy; distributed generation; self-consumption; economic feasibility; payback period.

## INTRODUÇÃO

A geração distribuída por sistemas fotovoltaicos tem se consolidado como alternativa para reduzir os gastos com eletricidade e ampliar o uso de fontes renováveis. Entretanto, seu desempenho depende de fatores como irradiação solar, temperatura dos módulos, condições meteorológicas, características da instalação, perfil de consumo e eventuais indisponibilidades operacionais. Consequentemente, a geração e o retorno financeiro podem diferir das estimativas apresentadas durante o dimensionamento e a comercialização do sistema (IEA PVPS, 2024; Morais et al., 2021).

As análises econômicas também devem considerar que parte da energia gerada é consumida diretamente na unidade, enquanto o excedente é injetado na rede e convertido em créditos. Além disso, a simples comparação nominal entre o investimento inicial e a economia acumulada pode superestimar o retorno, pois desconsidera a perda do poder de compra ao longo do tempo. Assim, a avaliação conjunta dos registros de geração, das faturas de energia e da correção monetária permite estimar com maior precisão o autoconsumo, a cobertura da carga e os tempos de retorno nominal e real (IEA PVPS, 2024).

Diante disso, este trabalho teve como objetivo avaliar o desempenho técnico e econômico de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede, com potência instalada de 17,05 kWp, entre abril de 2022 e junho de 2026. Foram comparadas a geração observada e a projeção comercial, estimados o autoconsumo e a cobertura da carga elétrica e determinados os benefícios econômicos, o payback nominal e o retorno corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

## MATERIAL E MÉTODOS

Avaliou-se um sistema de microgeração fotovoltaica do grupo B1 atendida pela Companhia Paranaense de Energia (Copel) com potência instalada de 17,05 kWp. A proposta comercial de março de 2022 foi adotada como referência e previa geração de 22.200 kWh/ano, investimento inicial de R\$ 56.126,20 e retorno nominal em aproximadamente dois anos.

Utilizaram-se os registros mensais de geração da plataforma SOLARMAN, de abril de 2022 a junho de 2026, e 51 faturas digitais de energia. Dos documentos extraíram-se consumo da rede, energia injetada e compensada, créditos, tarifas, tributos, lançamentos e valor total. A extração foi validada pela conciliação dos lançamentos com o total faturado, com tolerância de R\$ 0,02, e pela conferência das leituras disponíveis.

Como o SOLARMAN registrava meses civis e as faturas abrangiam ciclos variáveis, a geração mensal foi distribuída uniformemente pelos dias de cada mês e somada entre as datas de leitura. Para cada ciclo  $t$ , o autoconsumo estimado ( $AC_t$ ) e a carga estimada ( $CE_t$ ) foram calculados pelas Equações 1 e 2, em que  $G_t$  é a geração rateada,  $EI_t$  é a energia injetada e  $EImp_t$  é a energia importada. O limite mínimo zero impediu autoconsumo negativo quando a injeção medida superou a geração registrada.

Como o SOLARMAN registrava meses civis e as faturas abrangiam ciclos variáveis, a geração mensal foi rateada uniformemente pelos dias de cada mês e somada entre as datas de leitura. Para cada ciclo  $t$ , o autoconsumo estimado ( $AC_t$ ) e a carga estimada ( $CE_t$ ) foram calculados pelas Equações 1 e 2, em que  $G_t$  é a geração rateada,  $EI_t$  é a energia injetada e  $EImp_t$  é a energia importada.

$$AC_t = (G_t - EI_t) \quad \text{Equação (1)}$$

$$CE_t = AC_t + EImp_t \quad \text{Equação (2)}$$

A taxa de autoconsumo (TA) e o índice de autossuficiência (IA) foram calculados pelas Equações 3 e 4, com resultados expressos em porcentagem. A relação geração/carga (RGC) foi obtida por  $RGC = (\Sigma G_t / \Sigma CE_t) \times 100$  e empregada apenas como indicador energético; ela não representa a parcela da carga atendida diretamente.

$$TA = (\Sigma AC_t / \Sigma G_t) \times 100 \quad \text{Equação (3)}$$

$$IA = (\Sigma AC_t / \Sigma CE_t) \times 100 \quad \text{Equação (4)}$$

Na avaliação técnica, os anos completos de 2023 a 2025 foram comparados à projeção de 22.200 kWh/ano, além de meses e períodos equivalentes. A produtividade específica e o fator de capacidade

foram calculados pelas Equações 5 e 6, em que Y é a produtividade específica, E é a geração anual, P<sub>n</sub> é a potência nominal instalada, FC é o fator de capacidade e 8.760 corresponde às horas de um ano convencional.

$$Y = \frac{E}{P_n} \quad \text{Equação (5)}$$

$$FC = \frac{E}{P_n \times 8.760} \quad \text{Equação (6)}$$

Na avaliação econômica, o crédito observado correspondeu aos lançamentos negativos de compensação. A tarifa bruta efetiva foi obtida a partir das cobranças energéticas positivas e da energia importada, separando iluminação pública e itens não energéticos. O benefício do autoconsumo foi estimado pela Equação 7, na qual BAC<sub>t</sub> é o benefício econômico do autoconsumo, AC é o autoconsumo estimado e TBE<sub>t</sub> é a tarifa bruta efetiva. O benefício total somou esse valor aos créditos registrados.

$$BAC_t = AC_t \times TBE_t \quad \text{Equação (7)}$$

O payback simples foi calculado pela Equação 8, em que PB<sub>s</sub> é o tempo de retorno simples, I<sub>0</sub> é o investimento inicial e BA é o benefício econômico anualizado. A recuperação nominal também foi identificada pelo primeiro ciclo em que o benefício acumulado alcançou o investimento de R\$ 56.126,20.

$$PB_s = \frac{I_0}{BA} \quad \text{Equação (8)}$$

Para expressar os valores em poder de compra de junho de 2026, utilizaram-se os números-índices mensais do IPCA da Tabela 1737 do SIDRA/IBGE, com março de 2022 como data-base (IBGE, 2026). O investimento e cada benefício mensal foram atualizados pelas Equações 9 e 10, em que NI é o número-índice, m identifica o mês da competência e T a data monetária comum. O retorno corrigido ocorre quando B<sub>t</sub> é maior ou igual a I<sub>t</sub>.

$$I_t = I_0 \times (NI_t / NI_0) \quad \text{Equação (9)}$$

$$B_t = \sum [B_m \times (NI_t / NI_m)] \quad \text{Equação (10)}$$

Aplicou-se análise descritiva por ciclo, mês e ano. As limitações incluíram ausência de faturas anteriores à instalação, rateio uniforme da geração, inexistência de medição direta do autoconsumo e ausência de dados locais de irradiação e manutenção. As condições meteorológicas e eventualidades operacionais foram tratadas como hipóteses. Não se incorporaram custo de, manutenção, degradação ou substituição de equipamentos; portanto, a correção pelo IPCA não equivale a uma análise de fluxo de caixa descontado.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

A geração foi de 18,97 MWh em 2023, 18,95 MWh em 2024 e 16,39 MWh em 2025, correspondendo a 85,5%, 85,4% e 73,8% da projeção comercial de 22,20 MWh/ano (Tabela 1). A produção permaneceu estável entre 2023 e 2024 (-0,08%), mas diminuiu 13,5% em 2025. A média trienal foi de 18,10 MWh/ano, equivalente a 81,6% da previsão, com produtividade específica média de 1.062 kWh/kWp.ano e fator de capacidade médio de 12,1%.

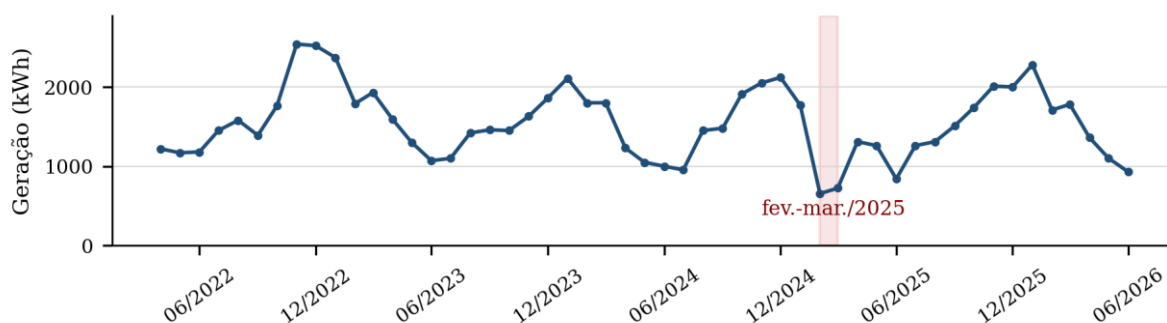
Tabela 1. Desempenho técnico do sistema nos anos civis completos.

| Ano  | Geração (MWh) | Projeção atingida (%) | Produtividade (kWh/kWp.ano) | Fator de capacidade (%) |
|------|---------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|
| 2023 | 18,97         | 85,5                  | 1.113                       | 12,7                    |
| 2024 | 18,95         | 85,4                  | 1.112                       | 12,7                    |
| 2025 | 16,39         | 73,8                  | 961                         | 11,0                    |

Fonte: Elaborado pelos autores a partir dos registros da plataforma SOLARMAN (2026).

A redução de 2025 não foi progressiva: o déficit de fevereiro e março, em comparação com os mesmos meses de 2024, totalizou 2,22 MWh e representou 86,6% da perda anual de 2,56 MWh (Figura 1). No primeiro semestre de 2026, a geração alcançou 9,16 MWh, 39,6% acima de 2025 e 1,9% acima de 2024 no período equivalente. A recuperação indica redução transitória, possivelmente associada a maior pluviosidade e nebulosidade ou a eventualidades operacionais. Contudo, sem medições locais de irradiação e variáveis meteorológicas, essas explicações permanecem hipóteses. A IEA PVPS (2024) ressalta que a interpretação dos indicadores de desempenho depende da qualidade conjunta dos dados elétricos e meteorológicos; Moraes et al. (2021) também demonstraram que diferentes estimativas de irradiação e geração alteram a avaliação econômica.

Figura 1. Geração mensal registrada entre abril de 2022 e junho de 2026.



Fonte: Elaborado pelos autores a partir dos registros da plataforma SOLARMAN (2026).

Nos 50 ciclos, a geração rateada foi de 77,14 MWh; a energia injetada somou 43,59 MWh e o autoconsumo estimado, calculado ciclo a ciclo com limite mínimo zero, totalizou 33,91 MWh. Com 54,53 MWh importados, a carga estimada foi de 88,44 MWh. A taxa de autoconsumo foi de 44,0%, o índice de autossuficiência de 38,3% e a relação geração/carga de 87,2%. Em março de 2025, a injeção medida superou a geração registrada em 0,36 MWh, divergência compatível com lacuna de monitoramento ou incompatibilidade temporal; por isso, os indicadores derivados devem ser interpretados como estimativas.

Tabela 2. Síntese técnica e econômica dos 50 ciclos pós-instalação.

| Indicador                                                      | Resultado                              |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Geração atribuída aos ciclos                                   | 77,14 MWh                              |
| Energia injetada / autoconsumo estimado / carga estimada       | 43,59 MWh / 33,91 MWh / 88,44 MWh      |
| Taxa de autoconsumo / autossuficiência / relação geração-carga | 44,0% / 38,3% / 87,2%                  |
| Créditos / benefício do autoconsumo                            | R\$ 31.198,53 / R\$ 27.420,15          |
| Benefício total / redução estimada do custo                    | R\$ 58.618,68 / 80,3%                  |
| Retorno nominal / retorno corrigido pelo IPCA                  | abr./2026 / não atingido até jun./2026 |

Fonte: Elaborado pelos autores a partir das faturas da Copel e dos registros SOLARMAN (2026).

As faturas registraram R\$ 31.198,53 em créditos de compensação e R\$ 14.347,12 efetivamente pagos. O benefício do autoconsumo foi estimado em R\$ 27.420,15; assim, o benefício acumulado atingiu R\$ 58.618,68 e a redução estimada do custo foi de 80,3%. O investimento inicial de R\$ 56.126,20 foi superado nominalmente em abril de 2026. O benefício anualizado foi de aproximadamente R\$ 14.076,58/ano, resultando em payback simples de 3,99 anos, praticamente o dobro dos dois anos indicados na proposta.

Entre março de 2022 e junho de 2026, o número-índice do IPCA passou de 6.315,93 para 7.652,37, correspondendo a atualização de 21,2% (IBGE, 2026). Em valores de junho de 2026, o

investimento equivaleu a R\$ 68.002,41, enquanto os benefícios mensais, atualizados para a mesma data, totalizaram R\$ 64.477,10. Assim, os benefícios correspondiam a 94,8% do investimento atualizado, restando diferença de R\$ 3.525,30. O retorno corrigido pela inflação ainda não havia sido alcançado; sua data não foi extrapolada além da série observada.

A ausência de faturas anteriores à instalação impediu comparação direta antes-depois, e o rateio uniforme introduziu incerteza nos indicadores derivados. A análise também não substitui uma avaliação de desempenho normalizada por irradiação nem uma análise financeira com taxa de desconto. Ainda assim, a integração dos registros de geração e faturamento mostrou que a projeção comercial superestimou a geração e subestimou o tempo de retorno.

## CONCLUSÃO

O sistema fotovoltaico de 17,05 kWp gerou, em média, 81,6% do previsto entre 2023 e 2025. A redução concentrada em fevereiro e março de 2025 foi seguida por recuperação em 2026, sem evidências suficientes para atribuição causal. Nos 50 ciclos, estimaram-se 77,14 MWh de geração e 33,91 MWh de autoconsumo, com taxa de autoconsumo de 44,0%, autossuficiência de 38,3% e relação geração/carga de 87,2%. O benefício nominal acumulado foi de R\$ 58.618,68, e o investimento de R\$ 56.126,20 foi recuperado nominalmente em abril de 2026, com payback simples anualizado de 3,99 anos. Em valores de junho de 2026, os benefícios corrigidos pelo IPCA correspondiam a 94,8% do investimento também atualizado, sem que o retorno corrigido pela inflação tivesse sido alcançado. Conclui-se que o sistema apresentou retorno financeiro nominal, embora com geração inferior à projeção; a ausência de irradiação local, medição direta do autoconsumo e caracterização física completa limita conclusões mais amplas sobre sua eficiência técnica.

## REFERÊNCIAS

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Tabela 1737: IPCA - série histórica com número-índice, variação mensal e variações acumuladas**. Rio de Janeiro: IBGE, 2026. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1737>. Acesso em: 27 jul. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME (IEA PVPS). **Best practice guidelines for the use of economic and technical KPIs**. Report IEA-PVPS T13-28:2024. [S. l.]: IEA PVPS, 2024. 65 p. ISBN 978-3-907281-69-7. Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/12/IEA-PVPS-T13-28-2024-REPORT-Technical-and-Economic-KPIs.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2026.

MORAIS, Fabrício Higo Monturil de; SILVA, Osvaldo Augusto Vasconcelos de Oliveira Lopes da; MORAES, Albemerc Moura de; BARBOSA, Fábio Rocha. Influência da irradiação solar na análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Meteorologia**, São Paulo, v. 36, n. 4, p. 723-734, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1590/0102-7786360049>. Acesso em: 27 jul. 2026.