

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR EM LONDRINA-PR

Heloisa Lima Souza¹; Patrícia Beneti de Oliveira¹

¹Centro Universitário Filadélfia - UniFil, Londrina-PR, Brasil

Autor Correspondente: patriciabenedi@gmail.com

DOI: <https://doi.org/10.31496/retii.v3i1.2062>

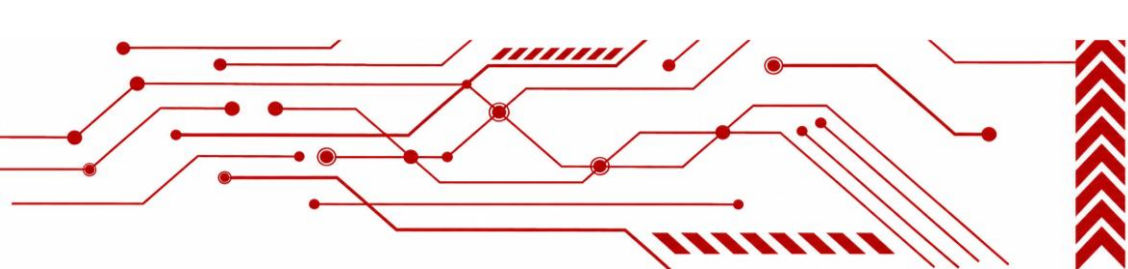
RESUMO

O estudo analisa a implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma residência unifamiliar, considerando aspectos técnicos e econômicos. O consumo mensal adotado foi de 700 kWh, e o sistema proposto foi dimensionado para atender essa demanda. A avaliação técnica mostrou que o sistema atende às condições operacionais previstas para instalações residenciais. A análise econômica utilizou fluxo de caixa projetado para 25 anos, incluindo atualização tarifária e Taxa Mínima de Atratividade baseada na taxa Selic vigente em 2025. Os resultados indicam retorno financeiro dentro do período calculado e Valor Presente Líquido positivo ao final da vida útil. O trabalho apresenta um procedimento de avaliação para implantação de sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras residenciais, apoiando decisões relacionadas à geração distribuída.

Palavras-chave: sistema conectado à rede; análise financeira aplicada; microgeração distribuída; fluxo de caixa; payback descontado.

ABSTRACT

This study analyzes the implementation of a grid-connected photovoltaic system in a single-family residence, considering technical and economic aspects. The monthly electricity demand was defined as 700 kWh, and the proposed system was sized to meet this load. The technical assessment showed that the system meets the operational requirements for residential grid-connected installations.



The economic analysis used a 25-year projected cash flow, including tariff updates and the Minimum Acceptable Rate of Return based on the Selic rate in effect in 2025. The results indicate financial return within the period calculated and a positive Net Present Value at the end of the system's lifetime. The study provides a structured procedure for evaluating photovoltaic systems in residential consumer units, supporting decision-making related to distributed generation

Keywords: grid-connected system; applied financial analysis; distributed microgeneration; cash flow; discounted payback.

1 INTRODUÇÃO

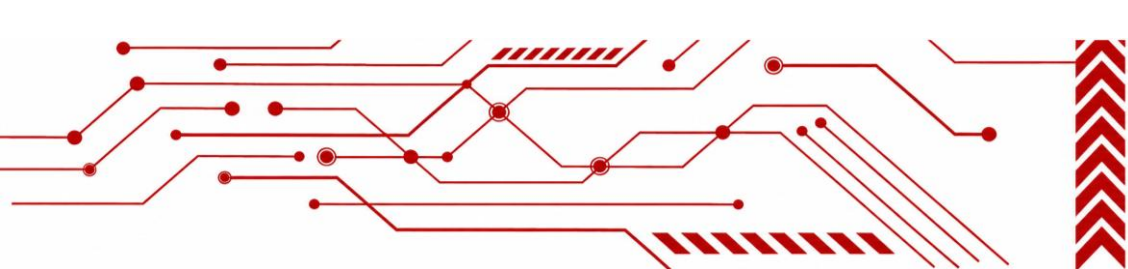
O consumo de energia elétrica no Brasil vem apresentando um crescimento contínuo nas últimas décadas, com o avanço tecnológico, a expansão industrial, aumento do poder aquisitivo da população e pela ampliação do uso de equipamentos eletrônicos em residências e comércios. Esse crescimento reforça a necessidade de adotar medidas que minimizem os impactos ambientais e tornem o consumo energético mais eficiente e econômico, mostrando a importância de diversificar a matriz energética e de investir no uso de fontes renováveis.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017), a irradiação média anual no país varia entre 4,5 e 6,3 kWh/m²/dia, favorecendo a instalação de sistemas fotovoltaicos desde residências até grandes empreendimentos. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado uma alternativa viável (Morais i., 2021), especialmente no estado do Paraná, que conta com 3,9 MW de potência instalada na categoria de GDFV (ANEEL; ABSOLAR, 2025). O crescimento da geração distribuída tem se destacado como uma estratégia para diversificar a matriz energética do país, reduzindo os impactos ambientais (EPE, 2025).

Os sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica (on-grid) permitem que o usuário produza parte de sua própria energia e injete os excedentes na rede de distribuição. Isso reduz a dependência de fontes convencionais e contribui para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa. Embora o investimento inicial seja considerado elevado, estudos recentes indicam que, quando corretamente dimensionados, esses sistemas podem apresentar retorno financeiro em poucos anos, dependendo das condições locais e do perfil de consumo da residência (Coelho; Ferreira, 2024; Altoé, 2020).

A geração distribuída no Brasil é regida por políticas públicas e legislações específicas. A Lei nº 14.300/2022, está em vigor desde janeiro de 2023, essa lei instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída e trouxe alterações significativas, como a cobrança do Fio B, incluso na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre a energia injetada na rede. Essas mudanças impactam diretamente a viabilidade econômica de novos projetos fotovoltaicos





residenciais, tornando necessária a realização de análises atualizadas de custo-benefício (Paula *et al.*, 2025).

De acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar, 2025), o setor brasileiro de energia solar fotovoltaica adicionou 15,7 GW em 2024, tornando-se uma das fontes renováveis de maior crescimento no país, representando 23,7% da matriz energética utilizada. Até agosto de 2025, o Brasil já havia alcançado 60,7 GW de potência instalada, considerando geração centralizada e distribuída. No ranking estadual de potência instalada na categoria de geração distribuída solar fotovoltaica, o Paraná está em terceiro lugar com 3,88 MW, representando 9,1% do total nacional, ficando atrás apenas de São Paulo e Minas Gerais. (ANEEL; Absolar, 2025).

Diante desse contexto, o problema de pesquisa deste trabalho consiste em avaliar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico on-grid em Londrina-PR. Assim, este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade da adoção desse sistema em uma residência unifamiliar, considerando fatores como a radiação solar local, o perfil de consumo da residência, os custos de instalação, a legislação vigente e o retorno financeiro esperado. A análise aborda o potencial energético da região, as condições financeiras e a legislação vigente, fornecendo informações que podem auxiliar decisões de cidadãos que desejam gerar sua própria energia.

2 DIMENSIONAMENTO E VIABILIDADE DE SISTEMA

FOTOVOLTAICO ON-GRID EM RESIDÊNCIA

UNIFAMILIAR

O presente estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico on-grid na modalidade de geração distribuída (GD) em uma residência unifamiliar localizada em Londrina-PR.

2.1 Material e Métodos

A metodologia adotada neste estudo consiste em uma abordagem quantitativa e aplicada. O processo envolveu a coleta e análise de dados geográficos da região, o levantamento do perfil de consumo energético da residência e o dimensionamento do sistema fotovoltaico com base em parâmetros técnicos. A análise técnica foi realizada por meio de simulações da geração mensal e anual de energia, utilizando planilhas eletrônicas e ferramentas de cálculo. Já a análise econômica considerou os custos envolvidos na instalação, as tarifas da concessionária local (COPEL) e os principais



indicadores de viabilidade financeira, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback. A metodologia permitiu uma avaliação precisa e integrada dos benefícios técnicos e econômicos do sistema proposto.

2.1.1 Caracterização do Município de Londrina

O município de Londrina está localizado no norte do estado do Paraná, na região Sul do Brasil. Com uma população estimada em 581.382 habitantes, distribui-se por uma área de aproximadamente 1.652,569 km² (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2024).

Para a avaliação técnica, foram considerados dados específicos da cidade de Londrina, incluindo dados geográficos (Instituto de Desenvolvimento de Londrina, 2018) e a irradiação solar média mensal e anual (CRESESB, 2018), garantindo a precisão da simulação de geração elétrica.

Para encontrar a irradiação solar diária média mensal, identificou-se as coordenadas da cidade de Londrina, sendo: Latitude: 23,301° S e Longitude: 51,149° O, conforme mostra Figura 1.

Figura 1 – Irradiação solar média mensal [kWh/m².dia]

Cálculo no Plano Inclinado																
Estação: Londrina Município: Londrina, PR - BRASIL Latitude: 23,301° S Longitude: 51,149° O Distância do ponto de ref. (23,31° S; 51,162778° O): 1,7 km																
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Plano Horizontal	0° N	5,84	5,71	5,26	4,62	3,66	3,37	3,58	4,53	4,70	5,26	6,00	6,26	4,90	2,89
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,28	5,46	5,43	5,28	4,53	4,39	4,58	5,41	5,02	5,15	5,50	5,56	5,13	1,17
✓	Maior média anual	21° N	5,35	5,50	5,44	5,25	4,47	4,32	4,52	5,36	5,01	5,18	5,56	5,64	5,13	1,32
✓	Maior mínimo mensal	36° N	4,74	5,05	5,24	5,37	4,78	4,73	4,90	5,61	4,94	4,83	4,96	4,93	5,01	,88

Fonte: CRESESB, 2018.

Nota-se que a média anual varia de 4,90 a 5,01 kWh/m².dia conforme dados da CRESESB (2018). Para os cálculos será considerado o Fator de Média de Irradiação Solar (FMIS) de 5 kWh/m² por dia.

2.1.2 Dados da Residência

A unidade consumidora da residência unifamiliar analisada possui entrada bifásica de 50 A em baixa tensão, enquadrada no Grupo B. O perfil de consumo da residência foi determinado com base na média de consumo anual, em 678 kWh/mês, permitindo estimar a energia demandada e a parcela suscetível de injeção na rede elétrica, para compensação posterior conforme regulamentação vigente.

Figura 2 – Fatura de energia de fevereiro de 2025

Fonte: Autores, 2025.

O sistema fotovoltaico on-grid (conectado à rede) é composto por painéis solares monocristalinos, inversor de conexão à rede, estruturas de fixação, conectores e cabeamento adequados, e, por fim, dispositivos de proteção elétrica da parte de corrente alternada. O medidor bidirecional fornecido e instalado pela concessionária de energia permite registrar tanto a energia consumida quanto a energia injetada na rede (Oliveira *et al.*, 2024).

5



os painéis com a inclinação mais adequada, de modo a maximizar a captação da irradiação solar e, conseqüentemente, o desempenho energético do sistema (Gomes; Oliveira; Musci, 2023).

2.1.4 Dimensionamento do Sistema

O dimensionamento técnico do sistema envolve o cálculo da quantidade de painéis fotovoltaicos e da capacidade do padrão de entrada da unidade consumidora, considerando perdas do sistema, eficiência dos painéis, fator de desempenho, período e irradiação solar na cidade Londrina-PR.

2.1.5 Procedimentos de Análise Técnica

Para determinar a potência necessária do sistema fotovoltaico, empregou-se a Equação 1, apresentada a seguir:

$$\text{Potência Sistema FV} = \frac{\text{Consumo}}{(\text{Irradiação direta} \times \text{Eficiência} \times \text{Período} \times \text{Fator de Capacidade})} \quad (1)$$

Para que a potência necessária do sistema seja compatível com o padrão de entrada de energia da residência, utiliza-se a Equação (2):

$$P = (E) \times (I) \quad (2)$$

Em que E é a tensão elétrica (V) e I é a corrente do disjuntor de entrada (A). Segundo Abo-Khalil *et al.* (2023), para determinar a quantidade necessária de módulos fotovoltaicos, divide-se a potência elétrica obtida na equação anterior pela potência nominal de cada módulo. Assim, tem-se a Equação (3):

$$\text{Quantidade de painéis} = \frac{\text{Potência sistema FV Consumo}}{\text{Potência Pannel}} \quad (3)$$

Procedimentos de Análise Econômica

A análise de viabilidade econômica possibilita verificar e analisar de modo a atestar a possibilidade de implantação do sistema solar FV para obter um retorno financeiro na residência, garantindo que seu investimento seja assertivo.

Neste estudo de caso, o investimento será avaliado através de ferramentas financeiras ao longo de um período de 25 anos, que é o tempo de geração linear do sistema FV.

Para a realização dessa análise, também se faz necessária a consideração dos custos de implementação do projeto. O valor total referente aos equipamentos, serviços de instalação, engenharia e homologação foi obtido a partir da proposta comercial fornecida pelo consumidor. Além disso, outra variável essencial para a determinação da economia gerada pelo sistema é a tarifa de energia elétrica praticada pela distribuidora local. Para o caso em estudo, o valor da tarifa de energia corresponde atualmente a R\$0,82/kWh, já acrescido dos devidos impostos (COPEL, 2025).

Para facilitar a compreensão do conceito do valor do dinheiro no tempo e manter a consistência da análise financeira, desconsideram-se os efeitos da inflação. Assume-se, portanto, que a inflação incide de maneira uniforme sobre todos os preços, sendo neutralizada no intervalo analisado. Assim, um real no presente sempre possui maior valor do que um real no futuro, independentemente da variação inflacionária observada no período.

Com isso, o fluxo de caixa, composto por despesas e receitas, será analisado em termos de valor presente líquido de recursos financeiros ao longo do tempo, permitindo avaliar seu impacto no cenário atual.

Esta seção apresenta os principais indicadores utilizados na avaliação da viabilidade financeira de projetos, entre eles o payback simples, o payback descontado, o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma ferramenta financeira que permite converter valores futuros em uma quantia equivalente no momento atual, considerando uma taxa de juros ao longo do tempo. Na análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos, essa taxa é denominada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), associada à taxa Selic. Essa conversão permite a avaliação econômica do investimento de forma precisa pois reúne os valores futuros em uma quantia única e atual (Guedes, 2020). O VPL de um fluxo de caixa pode ser calculado pela Equação 4:

$$VLP = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4)$$

Em que FC_t é o fluxo de caixa no período t , i a taxa de desconto (TMA), n o número de períodos e I_0 o investimento inicial.

Quando o VPL apresenta valor positivo, significa que o valor presente dos fluxos de caixa futuros é superior ao investimento inicial, indicando a viabilidade financeira do projeto. Por outro lado, um VPL negativo evidencia que os retornos atualizados não são suficientes para cobrir o montante investido, tornando o projeto economicamente inviável (Guedes, 2020).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto igual a zero, refletindo o retorno percentual obtido sobre o capital investido ao longo do período analisado (Harzer; Souza, 2022).

Conforme Coelho Neto *et al.* (2021), um projeto pode ser considerado atrativo e economicamente viável quando sua TIR supera a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Quando ambas são iguais, o investimento é neutro, e quando a TIR é inferior à TMA, o investimento não atinge o retorno mínimo desejado. A Equação 5 representa como calcular a TIR.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (5)$$

Em que FC_t representa o fluxo de caixa no período t , n é o número total de períodos e I_0 corresponde ao investimento inicial.

O Payback, também chamado de período de retorno, representa o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado de um projeto iguale o valor investido no início do projeto (Guedes, 2020). O cálculo consiste em somar os fluxos de caixa ao longo dos períodos até identificar o ponto em que ocorre a recuperação total do investimento. No cálculo do Payback Simples essa análise é feita apenas com base nos valores nominais recebidos ao longo dos anos, sem atualização monetária, o que reduz sua precisão. Por outro lado, o Payback Descontado utiliza a TMA para ajustar os fluxos futuros ao valor presente, permitindo uma avaliação mais confiável da viabilidade econômica. Seu cálculo é apresentado na Equação (6).

$$\sum_{t=1}^{PB} \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (6)$$

Em que FC_t é o fluxo de caixa no período t , i representa a taxa de desconto (TMA), PB é o período em que ocorre o retorno descontado e I_0 corresponde ao investimento inicial.

A Taxa Selic, utilizada como referência da política monetária brasileira, foi fixada em 15% ao ano até novembro de 2025 (Banco Central do Brasil, 2025). Essa taxa foi adotada neste estudo como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para a análise econômica do sistema fotovoltaico. A Selic representa o custo de oportunidade dos investimentos de renda fixa e é amplamente empregada em estudos de viabilidade financeira. A definição da TMA é fundamental nesse contexto, pois estabelece o retorno mínimo aceitável para que um projeto seja considerado viável (Harzer; Souza, 2022).

2.2 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A partir das etapas definidas na metodologia, foi realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico com o objetivo de atender a demanda energética da residência unifamiliar.

2.2.1 Análise Técnica

A residência apresentava consumo médio de 678 kWh/mês, e o valor adotado para o estudo foi ajustado para 700 kWh/mês, de modo a incluir uma margem de segurança no dimensionamento do sistema.

Sabe-se que foi considerado o valor de 5 kWh/m². dia para irradiação direta em Londrina, eficiência média de 80% dos módulos, um período de 30 dias e um fator de capacidade de 0,81 referente às perdas devido às orientações leste e oeste. Neste estudo, o fator de simultaneidade não foi aplicado. Isso se deve ao fato de que o consumo da unidade consumidora ocorre majoritariamente durante o período diurno, tornando a parcela de consumo noturno desprezível. Esses parâmetros foram aplicados no cálculo da potência necessária do sistema fotovoltaico, conforme apresentado na Equação 1 e o resultado obtido foi de 7,201 kW.

Aplicando os dados da unidade consumidora na Equação 2, onde a tensão elétrica é de 220V e a corrente elétrica é de 50A, obtém-se 11.000 VA, ou 11,00 kVA.

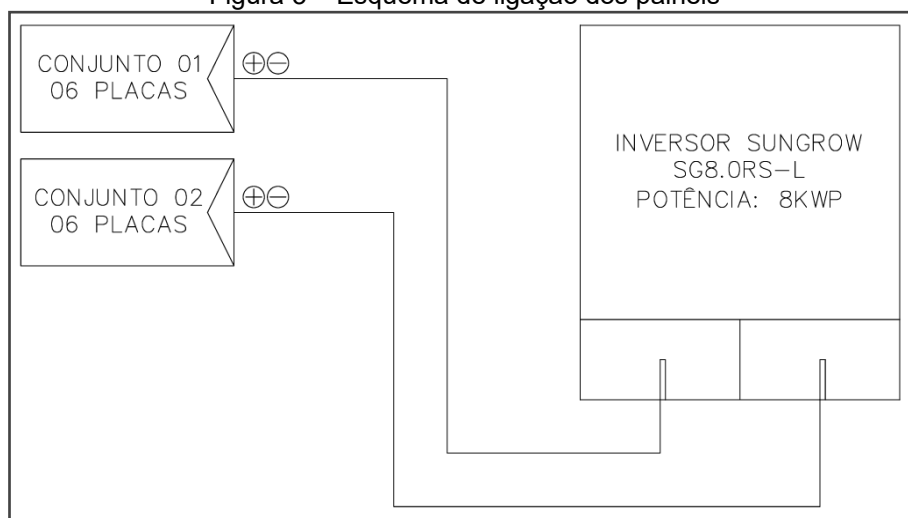
Portanto, o sistema está limitado a essa potência, ou seja, 11 kWp (kilowatt pico). O padrão da unidade consumidora é superior à capacidade instalada da central geradora obtida, sendo possível a instalação do sistema FV.

Aplicando a Equação 3 aos valores obtidos, tem-se o resultado de aproximadamente 11,8 módulos, sendo necessário o arredondamento para 12 painéis a fim de atender à demanda projetada.

A potência do painel disponível no mercado era de 610W, do tipo monocristalino, modelo ZXMR-UPLDD144-610 da marca ZNShine Solar. A associação de 12 painéis de 610 W resulta em uma potência total de 7,32 kWp, que corresponde à capacidade de geração do sistema projetado para atender ao consumo da residência. A potência do inversor deve ser superior a 7,320kW, portanto, foi selecionado um inversor de potência nominal de 8,00kW da marca Sungrow, modelo SG8.0RS-L, com monitoramento WI-FI.

A estrutura de fixação foi projetada para suportar os módulos, ajustando-os à inclinação do telhado estilo colonial, ocupando uma área de aproximadamente 49m². Considerando que as águas do telhado estão orientadas para leste e oeste, as strings foram configuradas de forma equilibrada a fim de maximizar a captação solar. Dessa maneira, o arranjo foi dividido em duas strings contendo 6 painéis cada, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Esquema de ligação dos painéis



Fonte: Autores, 2025.

A unidade consumidora foi homologada e se tornou microgeradora em 13/03/2025. A Figura 4 apresenta a vista frontal da residência, obtida por meio do Google Maps (2025), mostrando parte dos painéis instalados. Os demais painéis foram posicionados na parte posterior do telhado e não são visíveis na imagem.

Figura 4 – Fachada da residência com o sistema fotovoltaico instalado



Fonte: Google Maps, 2025.

2.2.2 Análise Econômica

O primeiro aspecto a ser usado para analisar a viabilidade econômica do projeto diz respeito às informações relativas aos custos de implementação. O custo total do investimento foi obtido a partir da proposta comercial fornecida pelo consumidor, conforme Figura 5.

Figura 5 - Resumo do sistema adquirido pelo consumidor

		Sistema Gerador Solar Fotovoltaico com Potência de 7,320 kWp	contendo:
Qtde.	Unid.	Descrição dos Produtos	Marca
12	Unid.	Painel solar fotovoltaico 610w 144 células mono bifacial ZXMR-UPLDD144-610 c/ 30mm	ZNShine
01	Unid.	Inversor solar 8,0/12,0KW monof. 220V SG8.0RS-L-V111 c/ Wi-Fi c/ Prot.+AFCI 2 MPPT 3E	Sungrow
75	Mts.	Cabo solar 1,8 kvcc flex 4,0mm ² preto classe 5 NBR 16612	Cabel
75	Mts.	Cabo solar 1,8 kvcc flex 4,0mm ² vermelho classe 5 NBR 16612	Cabel
06	Unid.	Conector elétrico fêmea MC4 4,0-6,0mm ² 1500vcc PV-KBT4/6II-UR	Staubli
06	Unid.	Conector elétrico macho MC4 4,0-6,0mm ² 1500vcc PV-KST4/6II-UR	Staubli
03	Kit	Estrutura fix. Telha cerâm. P/ 04 placas retrato 4,80m/30-35mm completa	Pratyc
01	Unid.	Placa de geração distribuída padrão Copel	---
01	Unid.	Instalação e homologação	---
Valor total dos produtos:		R\$ 16.834,58	Dezesseis Mil, Oitocentos e Trinta e Quatro Reais e Cinquenta e Oito Centavos

Fonte: Autores, 2025.

O consumo total de energia no período de doze meses (entre março de 2024 a fevereiro de 2025) é de 8.141 kWh/ano e sabe-se que a tarifa da COPEL considerada é de R\$ 0,82 por kWh. Considerando que a unidade consumidora possui ligação bifásica, aplica-se o custo de disponibilidade de 50 kW/mês, referente à cobrança mínima realizada pela concessionária.

Tabela 1 - Resumo das faturas no período de 03/2024 a 02/2025

Mês/Ano	Consumo	Valor da Fatura
Fevereiro/2025	777 kWh	R\$ 716,24
Janeiro/2025	770 kWh	R\$ 712,57
Dezembro/2024	632 kWh	R\$ 675,54
Novembro/2024	607 kWh	R\$ 696,11
Outubro/2024	663 kWh	R\$ 637,79
Setembro/2024	606 kWh	R\$ 629,46
Agosto/2024	625 kWh	R\$ 586,68
Julho/2024	624 kWh	R\$ 595,12
Junho/2024	676 kWh	R\$ 571,87
Mai/2024	672 kWh	R\$ 618,77
Abril/2024	757 kWh	R\$ 572,69
Março/2024	732 kWh	R\$ 593,26
Valor anula	8141 kWh	R\$ 7606,10

Fonte: Autores, 2025.

A Lei nº 14.300/2022, regulamentada pela REN Aneel nº 1.059/2023, estabeleceu o marco legal da microgeração distribuída e redefiniu as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A principal alteração foi a criação do escalonamento do componente tarifário Fio B, que determina o pagamento gradual pelo uso da rede para consumidores que injetam energia.

Como a análise deste trabalho é referente a um sistema fotovoltaico instalado após a vigência da lei, a unidade consumidora enquadra-se no grupo GD II, sujeito ao escalonamento do Fio B entre 2023 e 2029. Nesse período, a porcentagem aplicada sobre o Fio B aumenta progressivamente de 15% para 100%, reduzindo o valor dos créditos de energia compensados.

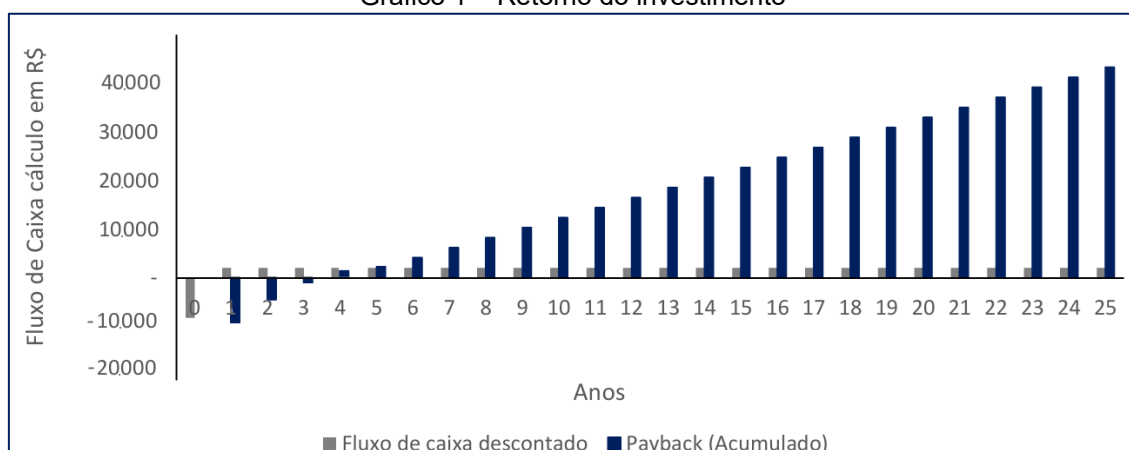
Nos cinco últimos anos, a COPEL adotou reajustes médios anuais de 9,89% em 2021, 4,90% em 2022, 10,50% em 2023, 0,00% em 2024 e 2,02 % em 2025, resultando em uma média aproximada de 5,46 % ao ano (COPEL, 2025).

O fluxo de caixa do sistema fotovoltaico foi projetado para 25 anos, considerando economia inicial de R\$ 6.675,62 no primeiro ano, reajustada anualmente em 5,46%, correspondente ao reajuste tarifário médio da COPEL nos últimos cinco anos. O investimento inicial de R\$ 16.834,58 foi avaliado a uma taxa mínima de atratividade (Selic) de 15% ao ano. O fluxo de caixa foi descontado ano a ano, e o resultado final do Valor Presente Líquido foi de R\$ 45.110,91.

A TIR foi calculada aplicando a Equação (5) ao fluxo de caixa projetado para 25 anos. O resultado obtido foi de 45,10% ao ano, indicando que o retorno do investimento supera a taxa mínima de atratividade utilizada de 15% ao ano, o que demonstra a viabilidade econômica do projeto.

A partir desses valores, calculou-se o payback descontado, com uma economia média anual progressivamente reduzida devido à taxa da Lei 14.300, o fluxo acumulado permaneceu negativo até o terceiro ano e tornou-se positivo no quarto ano. Por meio de interpolação linear, determinou-se que o investimento é recuperado em aproximadamente três anos e dois meses.

Gráfico 1 – Retorno do investimento



Fonte: Autores, 2025.

Embora haja perda gradual nos créditos anuais após vigência da Lei nº 14.300/2022, o investimento ainda apresenta retorno expressivo dentro da vida útil do sistema, conforme indicado pelos indicadores econômicos calculados.

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo teve como finalidade avaliar, de forma sistemática, a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (on-grid) em uma unidade consumidora residencial atendida em baixa tensão, situada no município de Londrina, estado do Paraná. A análise técnica evidenciou que o sistema dimensionado apresenta desempenho satisfatório, sendo capaz de suprir a demanda energética da residência, considerando as condições locais de irradiação solar, os parâmetros operacionais adotados e as perdas inerentes ao sistema.

No que se refere à análise econômica, a aplicação de indicadores financeiros amplamente consolidados — tais como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback descontado — demonstrou a atratividade do investimento ao longo do horizonte temporal considerado. Os resultados obtidos indicam que o projeto é economicamente viável, apresentando retorno financeiro superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) adotada, mesmo diante das alterações regulatórias introduzidas pela Lei nº 14.300/2022, que impactam progressivamente o sistema de compensação de energia elétrica.

Adicionalmente, a inserção da geração distribuída no contexto analisado contribui para a redução da dependência da energia fornecida pela rede elétrica convencional, bem como para a mitigação dos efeitos decorrentes da volatilidade tarifária ao longo do tempo. Tal aspecto confere maior previsibilidade aos custos energéticos da unidade consumidora, reforçando a relevância do investimento sob a perspectiva de planejamento financeiro de longo prazo.

Dessa forma, os resultados obtidos neste estudo corroboram a aplicabilidade técnica e a viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica em ambientes residenciais, configurando-se como uma alternativa energeticamente eficiente e financeiramente atrativa. Ademais, o trabalho fornece subsídios relevantes para o desenvolvimento de estudos futuros e para a tomada de decisão por parte de consumidores e agentes do setor elétrico, especialmente no que tange à adoção de sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras com diferentes perfis de carga, condições geográficas e cenários regulatórios.

REFERÊNCIAS

ABO-KHALIL, A. G.; SAYED, K.; RADWAN, A.; EL-SHARKAWY, I. I. A. Analysis of the PV system sizing and economic feasibility of grid-connected PV systems. **Energy Reports**, Amsterdam, v. 9, p. 102903, 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214157X23002095>. Acesso em: 01 nov. 2025.

ABSOLAR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR**. São Paulo: ABSOLAR, 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 08 out. 2025.

ALTOÉ, L. Estudo de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, v. 12, n. 4, p. 105-114, 2020. Disponível em: <https://revistas.uepg.br/index.php/ret/article/view/15866/209209213894>. Acesso em: 02 out. 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 02 out. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxas de juros básicas: histórico. Brasília: Banco Central do Brasil. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 10 out. 2025.

COELHO, F. P.; FERREIRA, A. G. Estudo de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil com a entrada da Lei 14.300. **Brazilian Journal of Development, Belo Horizonte**, v. 10, n. 10, p. 01–21, 2024. Disponível em: <https://ojs.brazilianjournals.com.br/ojs/index.php/BRJD/article/view/74031/51714>. Acesso em: 02 out. 2025.

COELHO NETO, N. J. C.; FERREIRA, H. S.; NOGUEIRA, A. O.; FREIRE, P. R. P. Métodos para análise de investimento: apresentação teórica e prática. **RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber**, [S.l.], v. 7, ed. especial, 2021. Disponível em: <https://submissoesrevistarcmos.com.br/rcmos/article/view/699>. Acesso em: 15 out. 2025.

COPEL - Companhia Paranaense de Energia. **Tarifas de energia elétrica**. Curitiba: COPEL, 2025. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/#grupoB>. Acesso em: 31 out. 2025.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito.

Potencial Solar: SunData v 3.0. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em:

<https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 08 out. 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2026.** Brasília, DF: EPE, 2025. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em: 09 out. 2025.

GOMES, A.; OLIVEIRA, M. F. do N.; MUSCI, M. Optimal tilt angle of photovoltaic panels: A case study in the city of Rio de Janeiro. **Environmental Management and Sustainable Development**, Las Vegas, v. 12, n. 2, p. 54-66, 2023. Disponível em:

<https://www.macrothink.org/journal/index.php/emsd/article/viewFile/20992/16345>. Acesso em: 20 out. 2025.

GOOGLE. **Google Maps.** [S.l.]: Google, 2025. Disponível em:

<https://www.google.com/maps>. Acesso em: 31 out. 2025.

GUEDES, F. E. M. **Análise de viabilidade de projetos.** 1. ed. Curitiba:

Contentus, 2020. p. 39-103. Disponível em:

<https://plataforma.bvirtual.com.br/Leitor/Publicacao/187824/pdf/34?code=/JTSUnlmOmArfUd5abs3rFU7qW0gjnTB8l8cbhgSGBmITpYP0NZAWw7yWQA8v98cnLeCoqyyLgj1pfuG2a4A==>. Acesso em: 31 out. 2025.

HARZER, J. H.; SOUZA, A. Abordagem probabilística do indicador TMA/TIR para avaliação do risco financeiro em projetos de investimentos. *In:*

Administração e marketing: tópicos atuais em pesquisa. v. 1. [S.l.]: Editora Científica Digital, 2022. Disponível em:

<https://downloads.editoracientifica.com.br/articles/220909917.pdf>. Acesso em: 15 out. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estimativas da população residente:** Londrina – PR. Data de referência: 1º de julho de 2024.

Diretoria de Pesquisas, Coordenação de População e Indicadores Sociais.

Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/pr/londrina.html>.

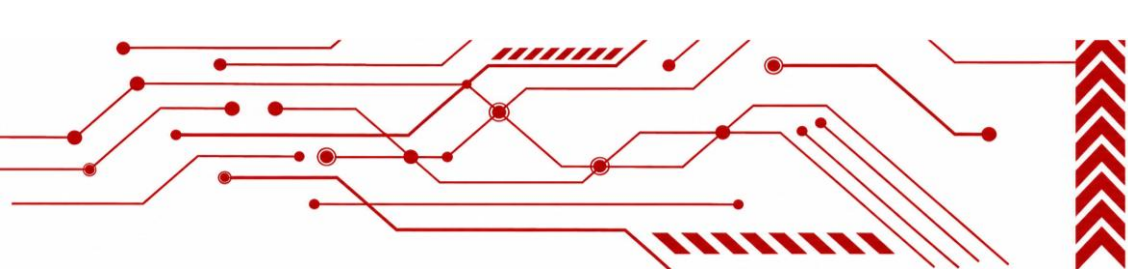
Acesso em: 09 out. 2025.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO DE LONDRINA. **Dados geográficos.**

2018. Disponível em: <https://codel.londrina.pr.gov.br/index.php/educacao/59-a-cidade/76-dados-geograficos-2.html>. Acesso em: 08 out. 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em:

https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 10 out. 2025.



KONZEN, G.; BEST, R.; CASTRO, N. J. de. The energy injustice of household solar energy: A systematic review of distributional disparities in residential rooftop solar adoption. **Energy Research & Social Science**, Amsterdam, v. 111, p. 103473, 2024.

MORAIS, F. H. M. de *et al.* Influência da Irradiação Solar na Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Meteorologia**, [S. l.], v. 36, n. 4, p. 723-734, 2021. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbmet/a/RcxGfZVFzQYfdNxxhLGLc6Bp/?format=pdf&lang=pt>. Acesso em: 31 out. 2025.

OLIVEIRA, M. M. da C. S. e; ABRITTA, C. do C. A.; NOGUEIRA, F. J.; TEIXEIRA, W. Ci. Dimensionamento eficiente de sistemas fotovoltaicos: uma abordagem focada para residências. **Caderno de Estudos em Engenharia Elétrica**, [S.l.] v. 6, n. 2, 2024. Disponível em: <https://seer.uniacademia.edu.br/index.php/eletrica/article/view/4374>. Acesso em: 01 nov. 2025.

PAULA, V. de F., FONSECA, M. N., BELCHIOR, F. N., RABELO, D. de S., VILLENA, J. E. N. Novas Regras de Geração Distribuída: Análise de Viabilidade Econômica da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos. **Revista De Gestão e Secretariado**, v. 16, n. 5, p. 01-23. São José dos Pinhais, PR, 2025. Disponível em: <https://ojs.revistagesec.org.br/secretariado/article/view/4984>. Acesso em: 03 out. 2025.

