



Universidade Federal De Ouro Preto
Escola De Minas
Departamento De Engenharia De Produção



Fernando Chaves Alzamora

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA ENERGIA
SOLAR FOTOVOLTAICA EM PEQUENAS PROPRIEDADES RURAIS:
ESTUDO DE CASO NA REGIÃO DE BAMBUÍ, MINAS GERAIS**

Ouro Preto - MG

Agosto/2025

Fernando Chaves Alzamora

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA ENERGIA
SOLAR FOTOVOLTAICA EM PEQUENAS PROPRIEDADES RURAIS:
ESTUDO DE CASO NA REGIÃO DE BAMBUÍ, MINAS GERAIS**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos necessários para a obtenção de Grau de Engenheiro de Produção.

Orientador: Gustavo Nikolaus Pinto de Moura

Ouro Preto - MG

Agosto/2025



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO,
ADMINISTRAÇÃO E ECON



FOLHA DE APROVAÇÃO

Fernando Chaves Alzamora

Análise da Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Solar Fotovoltaica em Pequenas Propriedades Rurais: Estudo de Caso na Região de Bambuí, Minas Gerais

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Produção

Aprovada em 11 de dezembro de 2025

Membros da banca

D.Sc. - Gustavo Nikolaus Pinto de Moura - Orientador(a) Universidade Federal de Ouro Preto
D.Sc. - Bruna de Fátima Pedrosa Guedes Flausino - Universidade Federal de Ouro Preto
D.Sc. - Vanessa Criscuolo Parreiras de Oliveira - Universidade Federal de Ouro Preto

Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 11/12/2025



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/01/2026, às 19:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1041071** e o código CRC **2D6A5CEC**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.000241/2026-93

SEI nº 1041071

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35402-163
Telefone: 3135591540 - www.ufop.br

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmão, agradeço o apoio inabalável que moldou minha jornada. Sua presença foi minha âncora e celebração.

Ao Professor Gustavo e aos demais professores que fizeram parte, meu profundo agradecimento pela orientação e conhecimento que foram fundamentais para meu crescimento acadêmico.

À República Bangalô, meu lar longe de casa, agradeço por ser mais do que um lugar para morar; foi onde encontrei uma nova família e aprendi lições inestimáveis

RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade econômica da implantação de sistemas de energia solar fotovoltaica em pequenas propriedades rurais, com ênfase na região de Bambuí, em Minas Gerais. A pesquisa parte da identificação de desafios enfrentados por produtores rurais em relação ao acesso à energia elétrica e aos custos associados ao consumo energético. A metodologia adotada contempla a coleta de dados sobre investimentos iniciais, despesas operacionais, manutenção e vida útil dos sistemas fotovoltaicos, além da projeção de indicadores financeiros como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*. Também são considerados aspectos técnicos relativos à capacidade de geração e à adaptação do sistema à realidade das propriedades analisadas. O estudo busca suprir a escassez de investigações voltadas a esse contexto regional e oferecer subsídios para a tomada de decisão por parte de agricultores, gestores públicos e instituições de fomento ao desenvolvimento rural. Os resultados demonstram que a implantação do sistema fotovoltaico é tecnicamente viável e economicamente atrativa nos dois cenários analisados, com destaque para a tarifa única, que apresentou menor custo total ao longo do ciclo de vida e maior retorno financeiro. No regime de tarifa branca, embora o desempenho econômico seja inferior, a geração solar permanece competitiva quando o consumo ocorre majoritariamente fora do horário de ponta. Além disso, o sistema contribui para a redução dos custos com energia elétrica, o aumento da autonomia energética da propriedade e a diminuição das emissões de CO₂, evidenciando a energia solar fotovoltaica como uma alternativa sustentável e relevante para pequenas propriedades rurais.

PALAVRAS-CHAVE: energia solar fotovoltaica, pequenas propriedades rurais, emissões, viabilidade econômica, sustentabilidade, simulação Homer Pro.

ABSTRACT

This study analyzes the economic feasibility of implementing photovoltaic solar energy systems in small rural properties, with emphasis on the region of Bambuí, Minas Gerais, Brazil. The research begins by identifying the challenges faced by rural producers regarding access to electricity and the costs associated with energy consumption. The adopted methodology includes the collection of data on initial investments, operating expenses, maintenance, and system lifetime, as well as the projection of financial indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period. Technical aspects related to generation capacity and the adaptation of the system to the reality of the analyzed properties are also considered. The study aims to address the scarcity of research focused on this regional context and to provide support for decision-making by farmers, public managers, and rural development funding institutions. The results demonstrate that the implementation of photovoltaic systems is technically feasible and economically attractive in both analyzed scenarios, with emphasis on the conventional tariff, which presented lower total life-cycle costs and higher financial returns. Under the time-of-use tariff, although economic performance is lower, solar generation remains competitive when energy consumption occurs predominantly during off-peak hours. In addition, the system contributes to reducing electricity costs, increasing energy autonomy of the property, and decreasing CO₂ emissions, highlighting photovoltaic solar energy as a sustainable and relevant alternative for small rural properties.

KEY WORDS: photovoltaic solar energy; small rural properties; emissions; economic feasibility; sustainability; HOMER Pro simulation.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
1.1 Objetivos.....	13
2. METODOLOGIA	14
2.1 Definição dos cenários de simulação	15
2.2 Estrutura de simulação e parâmetros econômicos do modelo	17
3. ENERGIA SOLAR E SUA IMPORTÂNCIA NO CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	25
3.1 Potencial solar no Brasil e na região de Bambuí (MG)	30
3.2 Aplicação da energia solar no meio rural	33
3.3 Sistemas fotovoltaicos: funcionamento e componentes	35
4. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	39
4.1 Planejamento Energético Integrado no Contexto Rural	39
4.2 Modelos de Análise de Viabilidade Energética.....	41
4.3 O Modelo Energético <i>HOMER Pro</i> : Funcionalidades e Aplicações	43
5. Estudo de Caso: Avaliação da Viabilidade Econômica da Energia Solar Fotovoltaica em Pequena Propriedade Rural de Bambuí–MG.....	44
5.1 Avaliação econômica do sistema fotovoltaico no Cenário de Referência Tarifa Única.....	44
5.2 Avaliação econômica do sistema fotovoltaico sob o Cenário Alternativo Tarifa Branca.....	55
6. Conclusões e recomendações finais.....	64
REFERÊNCIAS Bibliográficas	68

1. INTRODUÇÃO

Embora o país se destaque internacionalmente pela elevada participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica – que corresponde a aproximadamente 84% da capacidade instalada (EPE, 2023) –, ainda enfrenta desafios estruturais. Um dos principais é a dependência histórica das usinas hidrelétricas, responsáveis por mais da metade da geração de energia nacional. Esse modelo centralizado, eficiente por décadas, tem se mostrado vulnerável diante dos efeitos das mudanças climáticas.

Essa vulnerabilidade é ainda mais crítica quando observada a partir da realidade rural brasileira. Estima-se que cerca de 500 mil propriedades rurais enfrentem fornecimento irregular ou inexistente de energia elétrica (ANEEL, 2023), comprometendo sua capacidade de produção, armazenamento, irrigação e processamento, além de limitar o uso de tecnologias agrícolas e o acesso à conectividade digital. A precariedade no acesso à energia representa, portanto, uma barreira ao desenvolvimento econômico e à inclusão social no campo.

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica desponta como alternativa estratégica, descentralizada e sustentável. O Brasil possui um dos maiores potenciais solares do mundo, com irradiação média entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia (INPE, 2020), o que garante condições técnicas favoráveis para a implantação de sistemas fotovoltaicos em praticamente todo o território nacional. Na região de Bambuí, em Minas Gerais, área de abrangência deste estudo, a irradiação média anual é de 5,2 kWh/m²/dia, valor aproximadamente 10% superior à média nacional, o que demonstra a grande disponibilidade solar na região (INPE, 2020).

No campo regulatório, instrumentos como a Resolução Normativa nº 482/2012, posteriormente atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015), e a Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) estabeleceram um ambiente jurídico favorável à geração distribuída, ampliando a segurança jurídica e a previsibilidade para produtores e investidores.

A presente pesquisa justifica-se com base em três eixos fundamentais: a diversificação da matriz elétrica brasileira; os desafios estruturais enfrentados pelo meio rural no acesso à energia; e os avanços recentes nas condições técnicas e regulatórias da geração distribuída de energia.

O Brasil, apesar de possuir uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo, com aproximadamente 84,8% da capacidade instalada proveniente de fontes renováveis (EPE, 2023), mantém elevada dependência da geração hidrelétrica. Esse modelo apresenta vulnerabilidades estruturais, sobretudo diante da crescente instabilidade do regime hidrológico, intensificada pelas mudanças climáticas. Além disso, grande parte do potencial hidrelétrico ainda disponível encontra-se concentrada na bacia amazônica, região que impõe desafios técnicos, ambientais, sociais e logísticos à expansão desse tipo de geração. Soma-se a isso a complexidade do planejamento e da implementação de novos empreendimentos hidrelétricos, o que reforça a necessidade de diversificação da matriz elétrica nacional por meio de fontes complementares, como a energia solar fotovoltaica. Segundo o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2022), a maior frequência de eventos extremos, como secas prolongadas, compromete diretamente a segurança energética de países com forte dependência de recursos hídricos. A crise hídrica de 2021, por exemplo, reduziu drasticamente os níveis dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste, que chegaram a operar com menos de 23% da capacidade total (ONS, 2021), destacando a fragilidade do modelo centralizado.

Além disso, o meio rural brasileiro enfrenta um histórico de exclusão energética. Apesar dos avanços promovidos por programas como o “Luz para Todos”, ainda há cerca de 500 mil propriedades rurais com acesso precário ou inexistente à rede elétrica (ANEEL, 2023). Essa deficiência compromete a adoção de tecnologias agrícolas, o armazenamento da produção, os sistemas de irrigação e a conectividade digital. Em regiões como o interior de Minas Gerais, esses desafios são ainda maiores, limitando a competitividade e a modernização da agricultura familiar (EMBRAPA, 2022). Neste contexto, a energia solar fotovoltaica é uma alternativa promissora por sua natureza descentralizada, modular e compatível com áreas remotas. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023), a geração distribuída solar pode ser implementada em diferentes escalas, com crescente viabilidade técnica e econômica.

O terceiro eixo de sustentação deste estudo está relacionado ao avanço no marco regulatório e nas condições tecnológicas do setor. A Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022), que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída, consolidou direitos e deveres de produtores e consumidores, promovendo maior segurança jurídica aos investimentos em micro e minigeração (IEA, 2023), enquanto modelos

energéticos como o *HOMER Pro* passaram a viabilizar a simulação precisa de sistemas personalizados, incorporando variáveis técnicas, financeiras e ambientais. Além disso, programas de incentivo e linhas de crédito rural, como o Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF), têm ampliado o acesso de pequenos produtores ao financiamento de tecnologias sustentáveis (BNDES, 2023).

A expansão da micro e minigeração distribuída no Brasil tem sido fortemente impulsionada pela fonte solar fotovoltaica, que responde pela maior parcela da capacidade instalada no país. Em 2024, conforme pode ser observado na Figura 1, a potência instalada de sistemas solares distribuídos alcançou 35,9 GW, representando um crescimento expressivo em relação ao ano anterior. Esse avanço se concentrou especialmente nas regiões Centro-Sul, em estados como Minas Gerais, São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e Mato Grosso, evidenciando a atratividade econômica e regulatória da tecnologia (EPE, 2024a).



Figura 1: Capacidade Instalada em Micro e Minigeração Distribuída no Brasil

Fonte: EPE (2024a)

Esse crescimento também se reflete na participação da MMGD na geração elétrica nacional, conforme representado na Figura 2. Em 2024, a geração proveniente de sistemas distribuídos atingiu 42,2 TWh, o que representa um aumento de 36,6% em relação a 2023. Dentre as fontes, a energia solar se destaca de forma quase absoluta, respondendo por 97% da produção total desse segmento, consolidando-se como o vetor central da expansão da geração distribuída no Brasil (EPE, 2024a).

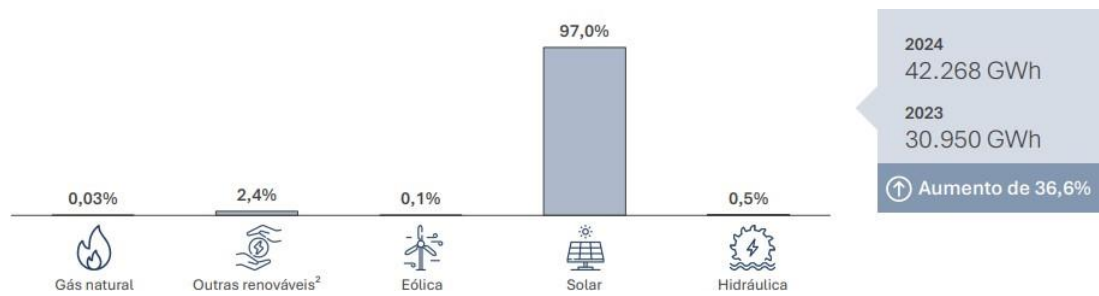


Figura 2: Participação das Fontes de Energia na Geração Distribuída no Brasil

Fonte: EPE (2024a)

A evolução histórica da MMGD demonstra que a energia solar fotovoltaica tem mantido um ritmo de crescimento superior ao das demais fontes renováveis, conforme representado na Figura 3. Desde 2017, a produção solar distribuída apresenta trajetória ascendente, alcançando 41 TWh em 2024 e ampliando sua participação para 5,6% de toda a geração elétrica nacional. Essa tendência confirma a relevância da geração distribuída fotovoltaica como elemento estratégico no processo de descentralização e diversificação da matriz elétrica brasileira (EPE, 2024a).

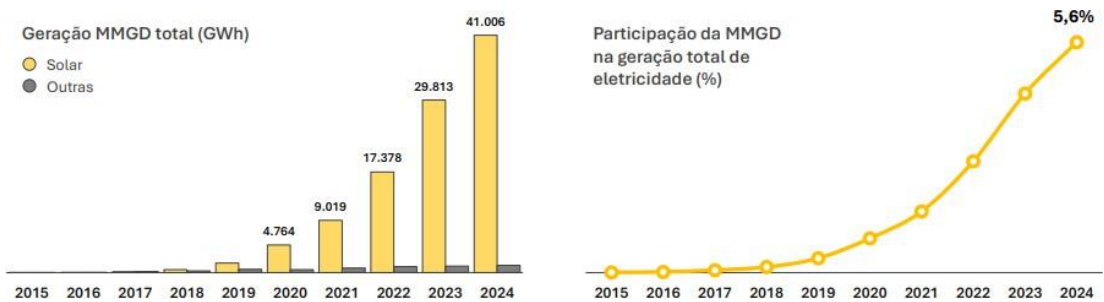


Figura 3: Trajetória de Crescimento da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil

Fonte: EPE (2024a)

Neste cenário, o presente trabalho assume caráter estratégico e aplicado, ao investigar a viabilidade econômica da implementação de sistemas fotovoltaicos em propriedades reais da microrregião de Bambuí (MG). A escolha do recorte geográfico deve-se ao seu elevado potencial solar, com irradiação média anual de 5,2 kWh/m²/dia, valor superior à média nacional de 5,0 kWh/m²/dia (INPE, 2020). Os resultados obtidos poderão subsidiar decisões de agricultores, agentes financeiros,

formuladores de políticas públicas e empresas do setor energético, além de contribuir para a replicação de modelos similares em outras regiões com características socioeconômicas e climáticas equivalentes.

1.1 Objetivos

O presente estudo tem como objetivo analisar a viabilidade técnico-econômica da instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica em uma pequena propriedade rural localizada na região de Bambuí, Minas Gerais.

Como objetivos específicos pretende-se:

- a) Identificar e quantificar os custos de implantação do sistema fotovoltaico, incluindo aquisição de equipamentos, mão de obra e infraestrutura necessária;
- b) Estimar os custos de operação e manutenção do sistema ao longo de sua vida útil, considerando as particularidades do ambiente rural;
- c) Projetar os retornos financeiros associados à geração de energia solar, com base nas tarifas vigentes aplicáveis ao setor rural e na economia obtida com a redução da fatura de energia elétrica;
- d) Comparar os indicadores de viabilidade econômica do investimento em energia solar com alternativas de aplicação financeira, considerando critérios como taxa interna de retorno, valor presente líquido e período de retorno do capital investido;
- e) Avaliar os benefícios ambientais decorrentes da utilização da energia solar, com ênfase na redução das emissões de gases de efeito estufa e na contribuição para práticas sustentáveis;
- f) Apresentar recomendações técnicas, econômicas e ambientais para a adoção de sistemas fotovoltaicos em pequenas propriedades rurais, com base nos resultados obtidos.

2. METODOLOGIA

A presente pesquisa foi desenvolvida com base em uma abordagem metodológica de natureza aplicada, combinando procedimentos de revisão bibliográfica com modelagem técnico-econômica. Inicialmente, foi realizada uma revisão da literatura com o objetivo de identificar e sistematizar os principais aspectos técnicos, econômicos e regulatórios associados à energia solar fotovoltaica. Essa etapa permitiu a compreensão das características fundamentais dos sistemas fotovoltaicos, tais como tipos de painéis, inversores, padrões de eficiência, vida útil dos equipamentos, custos de implantação, manutenção e operação, além de indicadores financeiros comumente utilizados na análise de viabilidade, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e período de retorno do investimento (*Payback*). Também foram abordados os marcos regulatórios nacionais, como a Lei nº 14.300/2022, e os mecanismos de incentivo à geração distribuída.

A ampla revisão bibliográfica e documental, teve como objetivo fundamentar a análise teórica e contextual da pesquisa. Foram consultados artigos científicos, livros, dissertações e relatórios técnicos de instituições governamentais e empresariais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Essa revisão possibilitou compreender o desenvolvimento da energia solar no Brasil, suas potencialidades e desafios, bem como identificar diretrizes e experiências relevantes relacionadas ao planejamento energético integrado e à expansão sustentável das fontes renováveis.

Com base nas informações obtidas na revisão teórica, foi elaborado um Planejamento Energético Integrado (PEI), voltado para a avaliação da viabilidade da implantação de um sistema solar fotovoltaico em uma pequena propriedade rural localizada na região de Bambuí, Minas Gerais. Para isso, utilizou-se o *software HOMER Pro*, ferramenta de simulação utilizada para modelagem e otimização de sistemas energéticos híbridos e renováveis. O *HOMER Pro* permite a inserção de variáveis técnicas e econômicas reais, possibilitando a criação de cenários com diferentes combinações de carga, irradiação solar, capacidade instalada, custos e condições operacionais. A partir dos dados locais e das configurações definidas no PEI, o *software* foi utilizado para simular a geração de energia ao longo do ano,

calcular indicadores de viabilidade e avaliar o desempenho do sistema sob diferentes condições de operação.

A modelagem com o *HOMER Pro* complementa a revisão bibliográfica ao permitir a aplicação prática dos conceitos levantados, gerando uma análise integrada do potencial energético da propriedade estudada. Dessa forma, a metodologia adotada visa não apenas compreender os fundamentos da energia solar, mas também aplicar esse conhecimento em um estudo de caso com base em dados reais e ferramentas de simulação confiáveis.

A operação do HOMER Pro inicia-se com a entrada de dados como localização geográfica, perfil de carga horária, recursos solares, custos de equipamentos, eficiência energética e condições climáticas locais. Em seguida, o software realiza simulações hora a hora ao longo de um ano, avaliando diferentes combinações técnicas e algoritmos econômicos para encontrar a configuração mais eficiente do ponto de vista do custo nivelado de energia (LCOE¹) ou do custo presente líquido (NPC²) (KAMAL; ASHARAF, 2025).

A caracterização do objeto de estudo como pequena propriedade rural foi definida a partir do perfil de demanda energética adotado nas simulações. Para isso, utilizou-se uma curva de carga representativa de um conjunto reduzido de unidades consumidoras rurais, com consumo compatível com atividades típicas da agricultura familiar, como uso residencial, pequenas bombas de irrigação, iluminação, refrigeração e equipamentos de apoio à produção. O nível de consumo anual e a potência demandada enquadram-se nos padrões observados para propriedades de pequeno porte, conforme dados de distribuidoras e estudos setoriais sobre consumo rural. Dessa forma, a classificação não se baseia apenas na localização geográfica, mas principalmente no padrão de consumo energético, que orienta o dimensionamento do sistema fotovoltaico e assegura que os resultados obtidos sejam coerentes com a realidade de pequenas propriedades rurais.

2.1 Definição dos cenários de simulação

A definição dos cenários de simulação teve como objetivo avaliar a viabilidade econômica e o desempenho energético de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

¹ *Levelized Cost Of Energy* - Custo Nivelado de Energia

² *Net Present Cost* – Custo Presente Líquido

condições reais de consumo residencial na microrregião de Bambuí (MG). Assim, foram modelados dois cenários principais: Cenário de Referência Tarifa Única e Cenário Alternativo Tarifa Branca, ambos elaborados no modelo *HOMER Pro* com compensação anual de energia.

O Cenário de Referência Tarifa Única representa o modelo convencional de cobrança da CEMIG, aplicado a consumidores residenciais e rurais que não aderem à tarifa branca. Nessa estrutura, o custo da energia permanece constante durante todo o dia, sendo adotado o valor médio de R\$ 1,215/kWh, calculado a partir das tarifas oficiais divulgadas pela concessionária (CEMIG, 2025), e ajustado pelo multiplicador de 1,35, conforme metodologia definida neste estudo. A adoção desse modelo permite estabelecer uma base de comparação para o desempenho econômico do sistema fotovoltaico, servindo como referência frente ao cenário alternativo da tarifa branca, que apresenta variação de preços conforme os períodos de ponta, intermediário e fora de ponta.

O Cenário Alternativo Tarifa Branca, por sua vez, foi estruturado de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), que estabelece valores diferenciados de energia elétrica conforme o horário de consumo. Nessa modalidade, o objetivo é incentivar o uso racional da energia e o deslocamento da demanda para períodos de menor carga do sistema. No modelo aplicado, os preços foram definidos em R\$ 1,01/kWh para o período fora de ponta, R\$ 1,53/kWh para o período intermediário e R\$ 2,29/kWh para o horário de ponta (CEMIG, 2025). Essa configuração permite observar como a variação tarifária influencia o retorno financeiro do investimento em sistemas fotovoltaicos e o custo nivelado de energia (LCOE).

Em ambos os cenários, foi considerada a taxa mínima de disponibilidade (*standby charge*) aplicada pela CEMIG, que corresponde ao valor cobrado mensalmente do consumidor, independentemente do volume de energia consumida. O cálculo foi realizado com base em seis residências simuladas, duas monofásicas (30 kWh cada), três bifásicas (50 kWh cada) e uma trifásica (100 kWh), totalizando 210 kWh/mês de consumo mínimo equivalente. Considerando o valor médio da tarifa residencial em Minas Gerais (R\$ 0,796/kWh), o custo anual de disponibilidade foi estimado em R\$ 2.006,00, valor incorporado no modelo como *standby charge* anual (R\$/ano) (CEMIG, 2025).

Cabe destacar que o *HOMER Pro* realiza a compensação de energia excedente em base anual (12 meses), enquanto a Lei nº 14.300/2022 permite que, no Brasil, os créditos de energia tenham validade de até cinco anos (60 meses). Essa divergência metodológica foi considerada na interpretação dos resultados, configurando o modelo como conservador, adequado para estimativas prudentes de viabilidade econômica.

Dessa forma, os dois cenários propostos permitem avaliar de maneira comparativa o impacto da estrutura tarifária sobre a atratividade financeira dos sistemas fotovoltaicos, considerando tanto as variações horárias de preço quanto as condições de custo fixo da energia, refletindo a realidade dos consumidores em Bambuí, Minas Gerais.

2.2 Estrutura de simulação e parâmetros econômicos do modelo

Para o desenvolvimento do estudo de caso, foram estabelecidas premissas fundamentadas em dados atualizados de mercado, índices econômicos e parâmetros técnicos obtidos em fontes reconhecidas. As informações sobre tarifas e custos de energia elétrica foram extraídas de relatórios institucionais da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG, 2025), enquanto os índices econômicos, como taxa de desconto e inflação projetada, foram baseados em publicações do Banco Central do Brasil (BACEN, 2025) e do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2025). Já os parâmetros técnicos de desempenho e vida útil dos componentes fotovoltaicos seguiram recomendações da literatura especializada (CRESESB, 2014; PEREIRA et al., 2017) e manuais técnicos do software *HOMER Pro* (HOMER ENERGY, 2023).

A análise econômica constitui uma das etapas centrais deste estudo, permitindo avaliar a viabilidade financeira dos sistemas fotovoltaicos simulados no *HOMER Pro* sob diferentes condições tarifárias e operacionais. Para isso, foram considerados os custos de investimento inicial, operação e manutenção, bem como as tarifas de energia elétrica praticadas pela CEMIG, ajustadas para refletir a realidade de consumo residencial da microrregião de Bambuí (MG).

No contexto do Cenário Alternativo Tarifa Branca, foram definidos três períodos: fora de ponta, com custo de R\$ 1,01/kWh; intermediário, com R\$ 1,53/kWh; e ponta, com R\$ 2,29/kWh.

A Figura 4 apresenta a configuração tarifária inserida no *HOMER Pro*, evidenciando a variação horária dos preços ao longo do ano. As cores indicam os períodos tarifários, sendo roxo, o horário fora de ponta (menor custo); azul, o intermediário e vermelho, o horário de ponta (maior custo). Essa diferenciação permite ao *software* identificar os períodos mais vantajosos para o consumo e para a injeção de energia na rede, simulando estratégias de otimização econômica do sistema fotovoltaico.

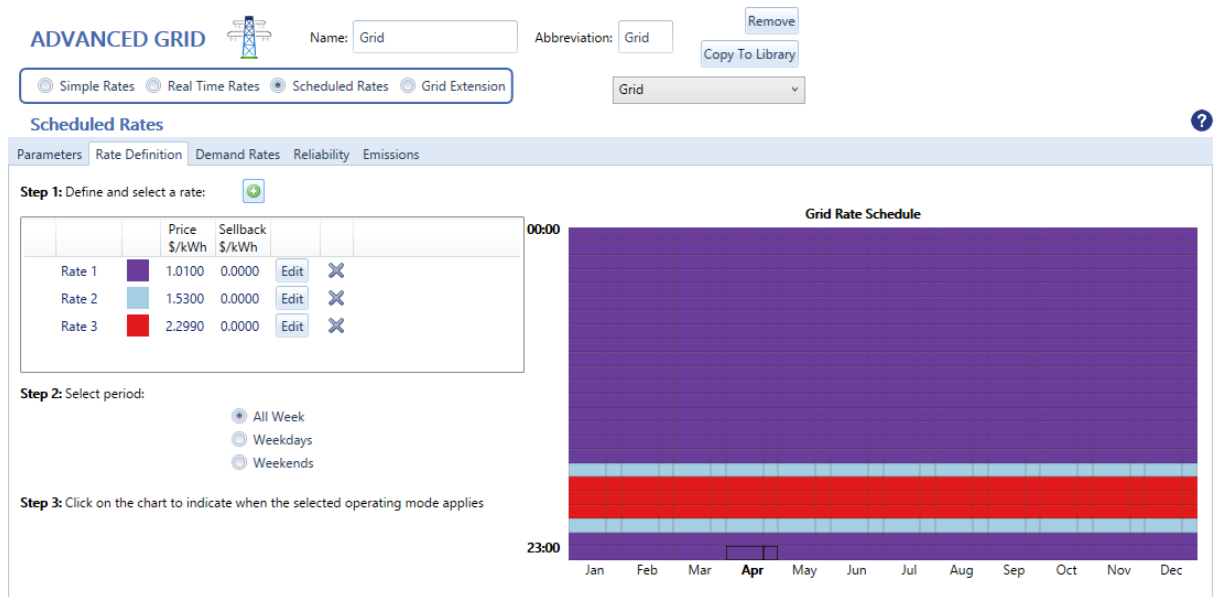


Figura 4: Estrutura de tarifas horárias (tarifa branca)

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 5 apresenta a configuração utilizada para o cenário de tarifa única, que representa o modelo convencional de cobrança aplicado pela CEMIG a consumidores residenciais e rurais que não aderem à tarifa branca. Nesse regime, o custo da energia elétrica permanece constante ao longo de todas as horas do dia e dias da semana, o que se observa na uniformidade da coloração no gráfico à direita.

No modelo de simulação, foi adotado o valor médio de R\$ 1,215/kWh, equivalente à tarifa média obtida a partir dos valores oficiais divulgados pela CEMIG, convertidos e ajustados conforme o multiplicador de 1,35, que representa a incidência média de tributos e encargos setoriais sobre a tarifa de energia elétrica, incluindo ICMS, PIS e COFINS, conforme estrutura tarifária praticada pela CEMIG (2025). Essa estrutura tarifária permite analisar o desempenho econômico do sistema fotovoltaico

sob uma condição de preço fixo da energia, servindo como parâmetro comparativo para o cenário de tarifa branca, em que os preços variam conforme o horário de consumo.

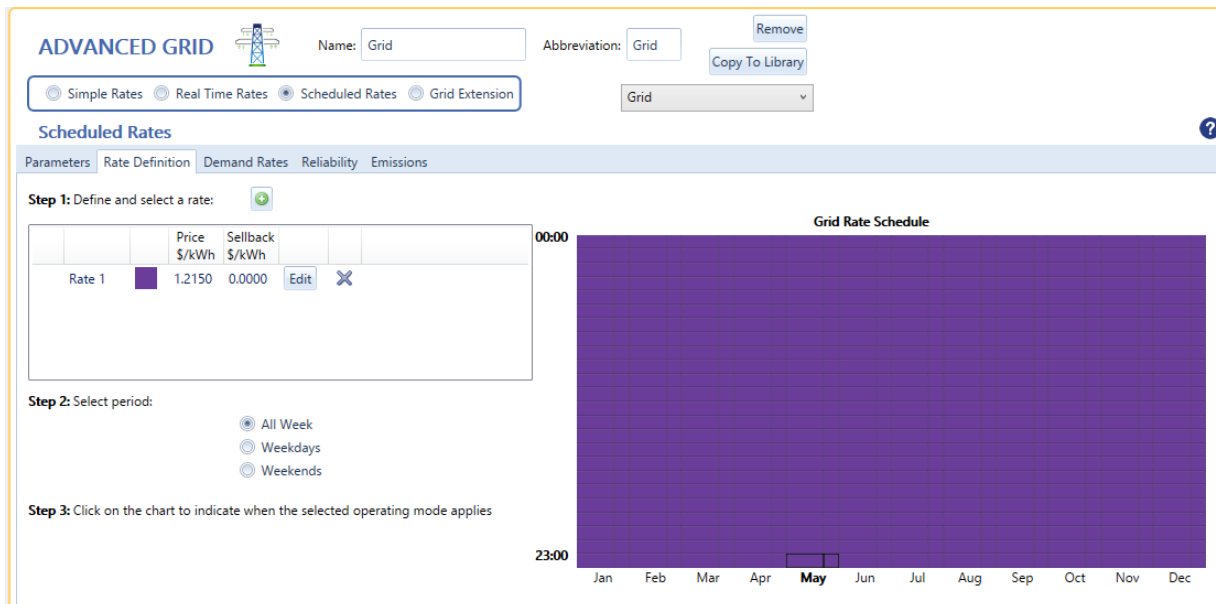


Figura 5: Estrutura tarifária simples (tarifa única)

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

Além da diferenciação tarifária entre os cenários avaliados, alguns parâmetros de entrada foram mantidos constantes nas simulações, com o objetivo de garantir comparabilidade entre os resultados. As configurações foram inseridas no *software HOMER Pro*, conforme apresentado nas Figuras 6, 7 e 8, e incluem aspectos macroeconômicos, elétricos e ambientais do sistema.

A taxa de desconto foi fixada em 15% a.a., representando o custo de oportunidade do capital no contexto brasileiro e servindo de base para o cálculo de indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). A inflação considerada foi de 5% a.a., de acordo com as expectativas do *Relatório Focus* (Banco Central, 2025), utilizada para atualizar os custos de operação e substituição ao longo da vida útil do projeto. Também foi adotado um *capacity shortage* máximo de 5%, o que significa que o modelo permite um déficit de até 5% entre a energia demandada e a suprida, representando uma margem operacional aceitável para o dimensionamento do sistema.

Para fins de cálculo ambiental, adotou-se um fator de emissão de 60 gCO₂/kWh, conforme dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2025), que representa a intensidade média de carbono da matriz elétrica brasileira e foi utilizado para estimar as emissões evitadas pela geração fotovoltaica.

Outro parâmetro importante incorporado ao modelo é a *standby charge*, correspondente à taxa mínima de disponibilidade paga pelo consumidor à concessionária, independentemente do volume de consumo. Essa taxa foi calculada com base nas regras tarifárias vigentes da CEMIG, que estabelecem valores mínimos equivalentes a 30 kWh para consumidores monofásicos, 50 kWh para bifásicos e 100 kWh para trifásicos. Considerando-se o conjunto de residências simuladas, duas monofásicas, três bifásicas e uma trifásica, obtém-se um total de 210 kWh de consumo mínimo mensal equivalente.

Utilizando o valor médio da tarifa de energia elétrica residencial de Minas Gerais, de R\$ 0,796/kWh, o custo mensal de disponibilidade foi estimado em R\$ 167,16, resultando em R\$ 2.005,92 por ano, conforme ilustrado na Figura 16, valor inserido no *HOMER Pro* no campo *Standby charge (R\$/ano)*. Esse procedimento garante que a simulação reflita adequadamente o custo fixo anual pago pelo consumidor à concessionária, mesmo em casos de autossuficiência energética parcial.

A Figura 6 apresenta a configuração inicial do modelo no *software HOMER Pro*, indicando a localização do sistema fotovoltaico (BambuÍ, MG), além das premissas econômicas e operacionais comuns aos cenários analisados, como taxa de desconto (15% a.a.), inflação (5% a.a.), *capacity shortage* (5%) e vida útil do projeto (20 anos).

Já a Figura 7 ilustra a inserção do fator de emissão adotado, e a Figura 8 evidencia as condições configuradas para o sistema de rede elétrica, destacando o uso do *net metering* anual, padrão do HOMER, e a inclusão da *standby charge* anualizada. A Figura 7 exibe os valores atribuídos ao fator de emissão da rede elétrica, com destaque para o dióxido de carbono (60 gCO₂/kWh), conforme dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2025), utilizado como base para estimar as emissões evitadas nos cenários com geração solar.

The screenshot displays the 'General Parameters' and 'Geographical Location' sections of the HOMER PRO software. On the left, the 'Name' field is set to 'Residências', 'Author' is 'Fernando', and 'Description' is empty. Below these, a table lists financial and operational parameters:

Discount rate (%)	15.00	(-)
Inflation rate (%)	5.00	(-)
Annual capacity shortage (%)	5.00	(-)
Project lifetime (years)	20.00	(-)

On the right, a world map shows the location of the project in Brazil, with a red pin indicating the site. The map includes a search bar and a dropdown menu for the time zone, currently set to '(UTC-03:00) Brasília'. The map also displays coordinates: 00° 00' 00.00" N 00° 00' 00.00" E.

Figura 6: Parâmetros gerais do projeto e localização geográfica

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

The screenshot displays the 'Electrical Emissions' section of the HOMER PRO software. It lists several emission parameters with their respective values and units:

Carbon Dioxide (g/kWh):	60.00	(-)
Carbon Monoxide (g/kWh):	0.00	(-)
Unburned Hydrocarbons (g/kWh):	0.00	(-)
Particulate Matter (g/kWh):	0.00	(-)
Sulfur Dioxide (g/kWh):	0.00	(-)
Nitrogen Oxides (g/kWh):	0.00	(-)

Figura 7: Parâmetros de emissões do sistema elétrico

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 16 mostra os parâmetros configurados para a rede elétrica no *HOMER Pro*, incluindo a habilitação da compensação anual de energia (*net metering*), a capacidade de compra de energia e a inclusão da taxa de disponibilidade (*standby charge*) anualizada, equivalente a R\$ 2.006,00, conforme cálculo baseado nas tarifas residenciais da CEMIG (2025).

ADVANCED GRID

Name: Grid Abbreviation: Grid Remove Copy To Library

Simple Rates Real Time Rates **Scheduled Rates** Grid Extension

Scheduled Rates

Parameters Rate Definition Demand Rates Reliability Emissions

Sale capacity (kW): 999,999.00

Purchase Capacity

☒ Annual Purchase Capacity

Capacity Optimization

999999

☐ Monthly Purchase Capacity Monthly

Systems to Consider

☒ Simulate systems with and without the grid

☐ Include the grid in all simulations

☒ Net Metering

☐ Net purchases calculated monthly

☒ Net purchases calculated annually

Maximum Net Grid Purchases

☐ Limit (kWh/yr): 0.00

Grid Extension Costs

Grid capital cost (\$/km) 0.00

Distance (km): 0.00

Distributed Generation Costs

Interconnection charge (\$): 0.00

Standby charge (\$/yr): 2,006.00

Figura 8: Parâmetros da rede elétrica e configuração da *standby charge*

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 9 apresenta os principais parâmetros definidos para o sistema fotovoltaico (PV), incluindo os custos de capital, substituição e operação, além da vida útil do equipamento. Conforme se observa, foi adotado um custo de capital de R\$ 758/kW, valor de substituição equivalente e custo de operação e manutenção (O&M) anual de R\$ 14/kW, considerando uma vida útil de 20 anos e fator de desempenho (*derating factor*) de 80%. Esses valores foram baseados em estimativas internacionais reportadas pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2024), ajustadas para a realidade brasileira por meio da aplicação de um fator de correção regional de 1,35, o que reflete custos logísticos, tributários e de instalação observados em estudos de mercado nacionais.

PV Name: Generic flat plate PV Abbreviation: PV

Properties
 Name: Generic flat plate PV
 Abbreviation: PV
 Panel Type: Flat plate
 Rated Capacity (kW): 1
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic PV system.

Cost

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	758.00	758.00	14.00

Lifetime time (years): 20.00

Site Specific Input
 Derating Factor (%): 80.00

Sizing
☒ HOMER Optimizer™
☐ Search Space
☐ Advanced

Electrical Bus
☐ AC ☒ DC

Advanced...

Figura 9: Parâmetros de custo e desempenho do sistema fotovoltaico no *HOMER Pro*

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

De forma semelhante, os custos associados ao conversor de energia (*Converter*), componente responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), foram configurados conforme ilustra a Figura 10. Nesse caso, adotou-se um custo de capital e de substituição de R\$ 1.000/kW e custo de O&M de R\$ 5/ano, valores compatíveis com inversores de pequeno porte utilizados em sistemas residenciais (FGV, 2023). A eficiência foi definida em 95%, com vida útil estimada em 15 anos, conforme recomendações técnicas e dados médios de mercado apresentados pela IRENA (2024) e complementados por informações do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2023).

CONVERTER System Converter Name: System Converter Abbreviation: Convert

Properties
 Name: System Converter
 Abbreviation: Converter
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic system converter.

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$1,000.00	\$1,000.00	\$5.00

Click here to add new item

Capacity Optimization
☒ HOMER Optimizer™
☐ Search Space
☐ Advanced

Inverter Input
 Lifetime (years): 15.00
 Efficiency (%): 95.00
☒ Parallel with AC Generator?

Rectifier Input
 Relative Capacity (%): 100.00
 Efficiency (%): 95.00

Figura 10: Parâmetros de custo e desempenho do conversor no *HOMER Pro*

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A definição desses parâmetros segue as recomendações metodológicas da IRENA (2024) para análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos, que preconiza a

inclusão de custos de capital (*CAPEX*³), substituição (*Replacement*) e operação (O&M) expressos em dólares por quilowatt de capacidade instalada, bem como a consideração de vida útil compatível com os padrões tecnológicos de cada componente. Assim, o modelo adotado no HOMER representa uma estrutura típica de microgeração distribuída em escala residencial, ajustada à realidade econômica brasileira, com os valores originais expressos em dólares convertidos para reais pela taxa de câmbio média vigente no período de coleta dos dados (ano de 2025), estimada em R\$ 5,10 por dólar americano, conforme dados do Banco Central do Brasil (BACEN, 2025).

Esses parâmetros também permitem comparar o impacto econômico e ambiental dos sistemas com diferentes configurações de tarifação, considerando tanto o cenário de tarifa branca, com variação horária do custo da energia, quanto o de tarifa convencional (única). Ao longo das simulações, o HOMER calcula automaticamente os custos anuais, a energia gerada e a energia comprada da rede, considerando também as taxas de disponibilidade (*standby charge*) e o regime de compensação anual de créditos, conforme já discutido anteriormente.

A incorporação dos custos apresentados pela IRENA no modelo de simulação é fundamental para a construção de cenários realistas, refletindo o comportamento econômico esperado em sistemas residenciais de pequeno porte.

³ *Capital Expenditure* - Despesas de capital

3. ENERGIA SOLAR E SUA IMPORTÂNCIA NO CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

A energia solar vem ganhando destaque no cenário energético brasileiro por seu potencial de expansão, sustentabilidade e contribuição para a diversificação da matriz elétrica. Para compreender sua importância no contexto atual, é importante analisar dados recentes que revelam não apenas o crescimento da fonte solar no país, mas também sua interação com outras formas de geração. A seguir, apresentam-se representações gráficas que auxiliam na visualização dessas tendências e reforçam a relevância da energia solar como um dos pilares do futuro energético nacional.

A Figura 11 apresenta a participação das diferentes fontes na matriz elétrica brasileira em 2023 e 2024. Observa-se uma redução da representatividade da fonte hidráulica, que caiu de 58,9% para 55,3%, acompanhada de um aumento das participações de fontes como solar, eólica e gás natural. Esse movimento reforça o processo de diversificação da matriz elétrica nacional, reduzindo a dependência da hidroeletricidade e aumentando a contribuição de fontes renováveis complementares (EPE, 2024a).

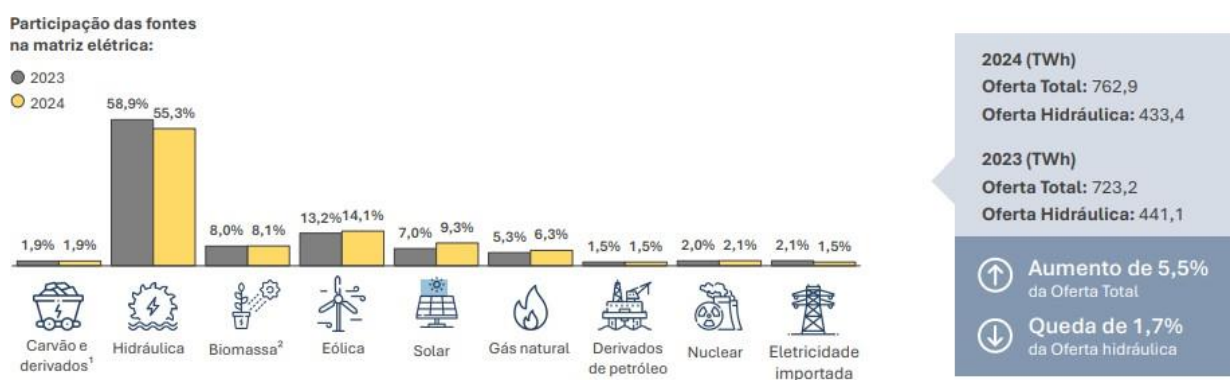


Figura 11: Participação das fontes na matriz elétrica brasileira (2023–2024)
Fonte: EPE (2024a)

Na Figura 12 é possível verificar que, desde 2004, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira tem se mantido consistentemente acima de 70%, percentual considerado elevado em relação à média mundial. Em 2024, as renováveis representaram 88,2% da matriz, confirmando a posição do Brasil como um dos países com maior participação de energia limpa em sua geração elétrica. Esse desempenho decorre, sobretudo, da predominância da hidrelétrica, mas também do crescimento expressivo da solar e da eólica nos últimos anos (EPE, 2024a).

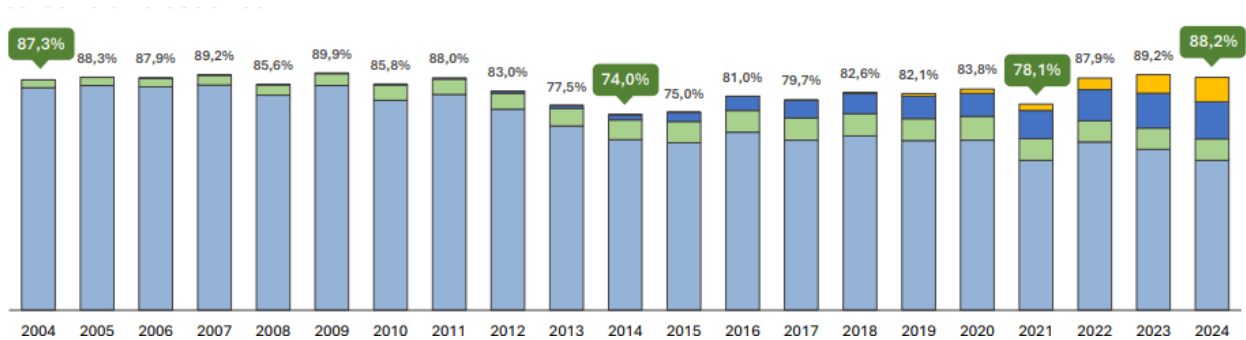


Figura 12: Evolução da participação de fontes renováveis na matriz elétrica (2004–2024)

Fonte: EPE (2024a)

A Figura 13 compara a geração de eletricidade por fonte entre 2023 e 2024, demonstrando de forma evidente que a energia solar fotovoltaica foi a que apresentou maior expansão, com crescimento de 39,6% (20,0 TWh adicionais). A eólica também se destacou, com acréscimo de 12,4% (11,8 TWh), seguida pelo gás natural (23,9%). Em contrapartida, a geração hidráulica apresentou queda de 1,0% no período, o que reforça a tendência de diversificação da matriz elétrica brasileira.

Fonte (GWh)	2023	2024	Δ% 24/23
Hidrelétrica	425.996	421.799	-1,0%
Gás Natural	38.589	47.792	23,9%
Eólica	95.801	107.654	12,4%
Biomassa ²	54.210	58.027	7,0%
Nuclear	14.504	15.767	8,7%
Carvão Vapor	8.770	10.247	16,8%
Derivados do Petróleo ³	5.686	5.960	4,8%
Solar Fotovoltaica	50.633	70.665	39,6%
Outras ⁴	13.932	13.425	-3,6%
Geração Total	708.119	751.335	6,1%

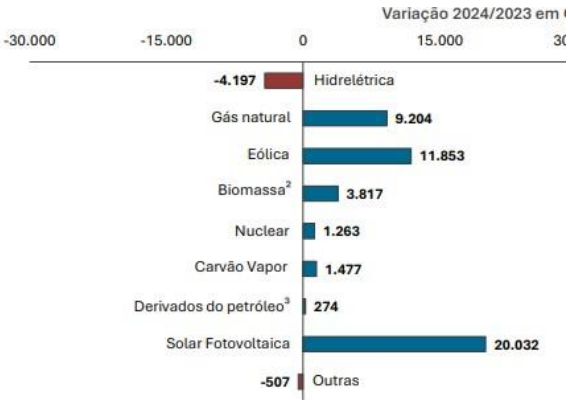


Figura 13: Geração de eletricidade por fonte e variação entre 2023 e 2024

Fonte: EPE (2024a)

A Figura 14 mostra a evolução da geração elétrica de diferentes fontes entre 2007 e 2024. Nota-se um crescimento acelerado da energia solar fotovoltaica a partir de 2016, atingindo 70,7 TWh em 2024, o que a posiciona acima da geração nuclear e

próxima à biomassa. A energia eólica também se destaca, apresentando trajetória de crescimento contínuo e ultrapassando 107,6 TWh em 2024. Esses dados confirmam a consolidação das fontes renováveis emergentes como pilares cada vez mais relevantes para a segurança e a sustentabilidade energética no Brasil.

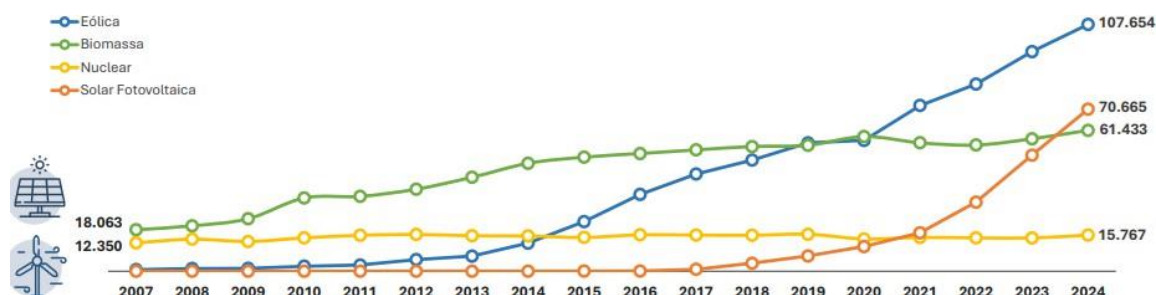


Figura 14: Evolução da geração elétrica por fonte (2007–2024)

Fonte: EPE (2024a)

A energia solar representa uma das fontes renováveis com maior potencial de crescimento no Brasil, país que possui condições geográficas privilegiadas para seu aproveitamento. De acordo com Pereira *et al.* (2017), o território brasileiro recebe elevados índices de radiação solar durante todo o ano, com média anual entre 1.500 e 2.300 kWh/m²/ano, valores bastante superiores aos de países europeus como Alemanha (1.000-1.300 kWh/m²/ano), que são referência mundial na utilização dessa tecnologia.

A evolução da matriz energética brasileira demonstra uma crescente participação das fontes renováveis, que em 2024 representam pouco mais de 50% da Oferta Interna de Energia (OIE). Entre essas fontes, a energia solar fotovoltaica se destaca pelo ritmo acelerado de expansão: apenas entre 2023 e 2024, registrou crescimento de 33,2%, passando de 5,4 para 7,2 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) (EPE, 2024a). Apesar de ainda representar 2,2% da OIE, sua trajetória ascendente confirma a tendência de consolidação como vetor estratégico da transição energética brasileira. Essa evolução pode ser observada nas Figuras 8, 9 e na Tabela 1 apresentadas a seguir, que ilustram tanto a composição da matriz energética nacional quanto a participação relativa das diferentes fontes entre 2015 e 2024, evidenciando o protagonismo crescente da energia solar.

Nos últimos anos, observa-se uma mudança relevante na composição e na forma de classificação da matriz energética brasileira, especialmente no que se refere

às fontes renováveis emergentes. A energia solar fotovoltaica, juntamente com a fonte eólica, passou a ganhar maior visibilidade e relevância, deixando de ser tratada de maneira agregada dentro de categorias genéricas para figurar como fonte isolada e específica nos balanços energéticos nacionais. Esse reposicionamento reflete não apenas o crescimento expressivo da capacidade instalada dessas fontes, mas também o reconhecimento de seu papel estratégico na diversificação da matriz elétrica, na redução da dependência hidrelétrica e no enfrentamento dos desafios associados às mudanças climáticas e à segurança do suprimento energético.

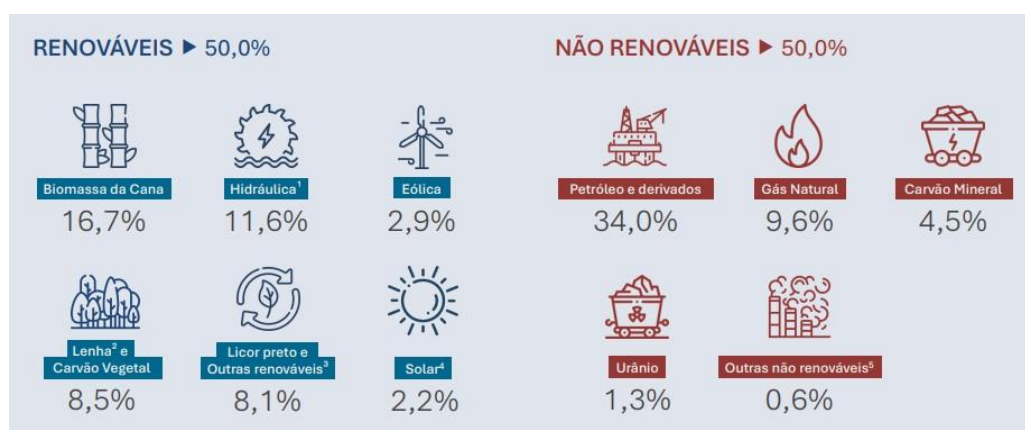


Figura 15: Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2024

Fonte: EPE (2024a)

Tabela 1: Oferta Interna de energia 2023-2024

Fonte (Mtep)	2023	2024	Δ% 24/23
RENOVÁVEIS	154,3	161,0	4,3%
Biomassa da cana	52,9	53,7	1,6%
Energia hidráulica ¹	37,9	37,3	-1,7%
Lenha e carvão vegetal	27,3	27,4	0,4%
Eólica	8,2	9,3	12,4%
Solar ²	5,4	7,2	33,2%
Licor preto e Outras renováveis	22,6	26,2	15,7%
NÃO RENOVÁVEIS	160,1	161,0	0,5%
Petróleo e derivados	110,5	109,6	-0,8%
Gás natural	30,2	31,0	2,5%
Carvão mineral	13,7	14,4	5,2%
Urânio (U ₃ O ₈)	3,8	4,2	8,0%
Outras não renováveis	1,9	1,8	-2,0%
TOTAL	314,5	322,0	2,4%

Fonte: EPE (2024a)

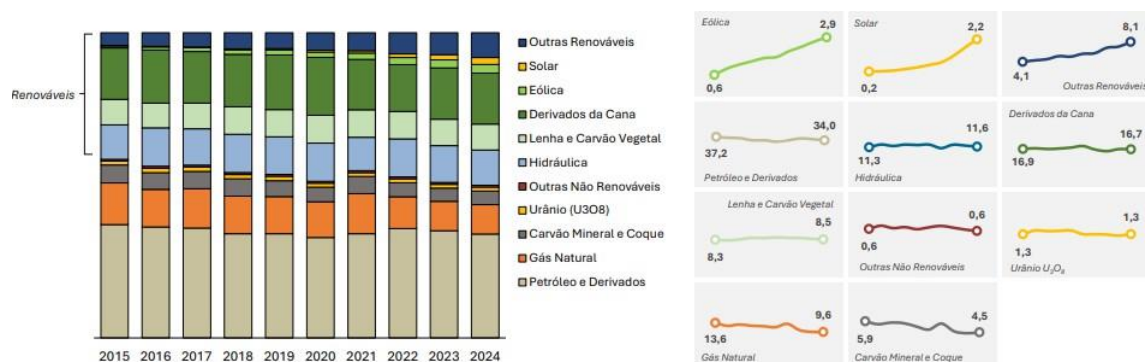


Figura 16: Oferta Interna de Energia 2015-2024

Fonte: EPE (2024a).

O aproveitamento da energia solar no Brasil tem crescido exponencialmente nos últimos anos. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2024), a potência instalada de energia solar fotovoltaica no país ultrapassou 35 GW em 2024. Este crescimento está associado à redução dos custos dos equipamentos fotovoltaicos e às políticas de incentivo implementadas pelo governo federal, como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (*ProGD*) e a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, atualizada pela Resolução nº 687/2015 (ANEEL, 2015).

Conforme discutido por Beluco, Souza e Krenzinger (2003), a complementaridade temporal entre energia hidrelétrica e solar fotovoltaica pode oferecer grandes ganhos para a estabilidade do sistema elétrico nacional. Além dos benefícios energéticos, a expansão da energia solar no Brasil tem gerado impactos socioeconômicos positivos. De acordo com estudo realizado por Andrade e Do Nascimento (2024), o setor fotovoltaico foi responsável pela criação de mais de 400 mil empregos diretos e indiretos no país entre 2012 e 2023, além de proporcionar grande economia na conta de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais.

Apesar dos benefícios associados à energia solar, sua rápida expansão também implica impactos negativos. A produção de painéis dependente de materiais críticos, como silício, prata e cobre, impõe pressão sobre as cadeias de suprimento e pode elevar os custos de produção em até 20% devido à escassez desses insumos (ESFERA JOURNAL, 2024). Além disso, o descarte inadequado desses módulos representa um risco ambiental crescente. Estima-se que entre 2,5 mil e 8,5 mil

toneladas de resíduos fotovoltaicos sejam geradas no Brasil até 2030, porém ainda não existe uma regulamentação para gestão desses resíduos, o que pode comprometer a sustentabilidade do setor (NEVES, 2024). Por fim, a expansão de grandes usinas solares, especialmente em áreas previamente destinadas à agricultura, pode gerar disputas pelo uso da terra e conflitos entre produção energética e agrícola, dimensão que merece atenção em decisões de planejamento territorial (SILVA; BELCHIOR; FONSECA, 2025).

3.1 Potencial solar no Brasil e na região de Bambuí (MG)

A matriz elétrica brasileira é muito conhecida por ser em sua maior parte composta por fontes renováveis. No entanto, é importante destacar que ainda há uma forte dependência da geração hidrelétrica. Essa concentração expõe o sistema a riscos operacionais (ONS, 2022).

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica vem sendo progressivamente incorporada à matriz como alternativa técnica viável. Por se tratar de uma fonte que reúne elevada disponibilidade do recurso natural, menores impactos ambientais e avanços em termos de viabilidade econômica. De acordo com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2023), a média anual de irradiação solar no território brasileiro varia entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia, com os maiores índices registrados no semiárido nordestino. O município de Bom Jesus da Lapa, na Bahia, destaca-se nesse cenário, apresentando valores médios de até 6,7 kWh/m²/dia, o que evidencia seu elevado potencial para a geração de energia solar. Esses níveis de irradiação superam os observados em países líderes em capacidade instalada fotovoltaica, como a Alemanha, com média de 4,2 kWh/m²/dia, e os Estados Unidos, com aproximadamente 5,1 kWh/m²/dia (IEA, 2023).

Apesar da vantagem comparativa, o Brasil ainda apresenta uma capacidade instalada inferior à desses países, o que demonstra o menor aproveitamento relativo do recurso solar disponível. Apesar da elevada irradiação no Brasil favorecer o aproveitamento da energia solar, a geração fotovoltaica apresenta maior intermitência quando comparada à hidrelétrica, sobretudo pela ausência de produção durante a noite e pela dependência das condições climáticas. Ainda assim, estudos indicam que, quando integrada de forma complementar a outras fontes, em especial a hídrica e a eólica, a energia solar pode contribuir para a diversificação da matriz e para o aumento

da previsibilidade no planejamento e na operação do sistema elétrico nacional (PEREIRA *et al.*, 2017; SAUER, 2019).

Essa característica é particularmente relevante nas regiões Norte e Nordeste, onde a densidade da rede elétrica é mais baixa e a eletrificação rural ainda enfrenta desafios estruturais (IEA, 2023).

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2022), apenas 68% das propriedades rurais da região Nordeste possuem acesso regular à eletricidade, o que demonstra as desigualdades no processo de eletrificação rural no país. Nesse contexto, o desenvolvimento do setor fotovoltaico no Brasil tem sido impulsionado por fatores tecnológicos, econômicos e institucionais (IEA, 2023).

Esses avanços contribuíram para a consolidação de projetos economicamente viáveis, com tempo médio de retorno sobre o investimento (*payback*) estimado em 4,2 anos. No âmbito regulatório, a promulgação da Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) instituiu o novo marco legal da geração distribuída, promovendo maior segurança jurídica e incentivando a adesão de consumidores residenciais, comerciais e rurais. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2024), o número de sistemas de micro e minigeração instalados no país ultrapassou 1,4 milhão em 2024.

Do ponto de vista econômico, a energia solar centralizada tem se destacado pela sua competitividade em relação a outras fontes. De acordo com levantamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), o custo médio de geração em grandes usinas solares foi estimado em R\$ 98/MWh, significativamente inferior ao das novas hidrelétricas, calculado em R\$ 180/MWh, o que reforça sua atratividade para novos empreendimentos.

A adoção de sistemas fotovoltaicos também apresenta grande potencial para a redução das desigualdades no acesso à energia elétrica no Brasil. Em regiões como o semiárido nordestino, onde aproximadamente 12% da população rural ainda vive sem eletrificação regular (MME, 2023), soluções descentralizadas baseadas em energia solar destacam-se por sua viabilidade técnica e econômica, especialmente quando comparadas à expansão tradicional da rede elétrica, que pode custar até 60% mais (EPE, 2022). Contudo, é importante considerar que, embora o preço da tecnologia tenha diminuído nos últimos anos, os sistemas fotovoltaicos ainda representam um investimento elevado para muitas famílias de baixa renda, o que limita sua adoção sem apoio de políticas públicas, linhas de crédito acessíveis ou

programas de subsídio. Além de seus benefícios sociais, o setor solar já exerce influência na economia nacional, respondendo por 2,1% do Produto Interno Bruto (PIB) industrial, com destaque para as cadeias produtivas de equipamentos e serviços especializados (ABSOLAR, 2024).

Apesar dos avanços, o setor ainda enfrenta desafios estruturais que limitam sua plena expansão. A escassez de infraestrutura de transmissão, especialmente nas regiões Norte e Nordeste, impede a conexão de cerca de 23 gigawatts (GW) de projetos já licenciados. Outro entrave é o elevado custo de importação de componentes, cuja carga tributária pode aumentar em até 22% os preços finais dos sistemas. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022), a superação desses obstáculos pode permitir que a energia solar alcance uma participação de até 25% na matriz elétrica nacional até 2031. Essa expansão representaria a mitigação de aproximadamente 38 milhões de toneladas de CO₂ por ano e a criação estimada de 620 mil empregos diretos no país.

Ao se avançar da perspectiva nacional para uma escala regional, observa-se que o Estado de Minas Gerais se destaca no cenário nacional de energia solar, ocupando posição de liderança em número de instalações fotovoltaicas. Segundo o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG; INPE, 2018), a irradiação solar global diária média anual no estado varia entre 5,5 e 6,5 kWh/m²/dia nas regiões com maior potencial, sendo elas nas microrregiões de Janaúba, Januária, Pirapora, Unaí, Curvelo, Três Marias e Patrocínio.

Após a análise do cenário global e nacional da energia solar, com ênfase no contexto favorável de Minas Gerais, torna-se relevante aprofundar a investigação sobre o potencial fotovoltaico em recortes territoriais mais específicos. Entre as regiões que se destacam no estado, o município de Bambuí, localizado no Centro-Oeste mineiro, apresenta condições técnicas e climáticas especialmente promissoras para a geração de energia solar. A instalação de usinas fotovoltaicas no campus do Instituto Federal de Minas Gerais (IFMG), que opera sistemas em escala real, oferece dados concretos e atualizados sobre a viabilidade dessa fonte na região, funcionando como referência prática para projetos futuros, inclusive em propriedades rurais de pequeno porte.

O Instituto Federal de Minas Gerais (IFMG) implantou uma usina fotovoltaica no campus de Bambuí, com capacidade instalada de 28 kWp, composta por cerca de 110 painéis solares, conforme registros institucionais. Uma segunda usina, com

potência estimada em 45 kWp, encontra-se em fase de implantação no estacionamento do prédio administrativo (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2020).

Os relatórios de operação do campus indicam que, em média, a usina instalada gera cerca de 143,9 kWh por dia, gerando aproximadamente R\$ 61,40 de economia por dia, além de evitar a emissão de 100,7 kg de CO₂ por dia. Esses números sinalizam a capacidade viável de geração solar em Bambuí, compatível com microssistemas rurais (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2020).

Adicionalmente, as condições climáticas da região favorecem o aproveitamento da energia solar. Estudos estaduais indicam que Minas Gerais recebe em média entre 5,0 kWh/m²/dia de irradiação global horizontal anual (Tiba *et al.*, 2022), superando médias estaduais e nacionais. No contexto de Bambuí, a instalação no campus serve como indício prático de que o município possui aptidão técnica para geração solar eficiente, com rendimento consistente ao longo do ano (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2020).

Esses dados, aliados ao fato de o campus sediar atividades de pesquisa e capacitação em energia solar, reforçam o potencial da região para projetos fotovoltaicos descentralizados em pequenas propriedades rurais, propiciando autonomia energética e ganhos ambientais (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2020).

3.2 Aplicação da energia solar no meio rural

A aplicação da energia solar no meio rural transcende a simples geração de eletricidade para residências. Ela abrange uma gama diversificada de usos que contribuem diretamente para a melhoria da qualidade de vida, o aumento da produtividade e a sustentabilidade das atividades agrícolas e pecuárias.

Uma das principais aplicações é a eletrificação rural, especialmente em comunidades isoladas ou de difícil acesso à rede elétrica convencional. A instalação de sistemas fotovoltaicos autônomos (*off-Grid*) ou conectados à rede (*on-Grid*) permite levar energia elétrica a residências, escolas rurais e postos de saúde, impactando diretamente o desenvolvimento social e econômico. A contribuição da energia solar fotovoltaica para o desenvolvimento sustentável de comunidades rurais, é evidenciada por seu papel na inclusão energética e na redução de desigualdades.

Apesar das contribuições da energia solar fotovoltaica para a eletrificação rural, um dos principais desafios para a consolidação de sistemas autônomos (*off-Grid*) está no armazenamento de energia. As baterias, responsáveis por garantir o fornecimento contínuo durante a noite ou em dias de baixa irradiação solar, representam atualmente um dos componentes mais onerosos dos sistemas fotovoltaicos. O custo elevado de aquisição e reposição das baterias impacta diretamente a viabilidade econômica dos projetos em comunidades rurais, especialmente em regiões de menor renda, onde os investimentos iniciais já são uma barreira. Além disso, a vida útil relativamente limitada desses equipamentos exige manutenção periódica e substituições em intervalos que podem variar de 3 a 10 anos, dependendo da tecnologia empregada (SANTOS *et al.*, 2023).

Outro ponto crítico está relacionado à sustentabilidade ambiental. A produção e o descarte de baterias de chumbo-ácido ou de íons de lítio levantam preocupações quanto ao uso de recursos minerais e à gestão de resíduos perigosos. A ausência de políticas públicas robustas de logística reversa e de programas de reciclagem em larga escala agrava o problema, criando riscos ambientais e de saúde pública (SILVA; BELCHIOR; FONSECA, 2025).

Outra aplicação é o bombeamento de água, muito importante, principalmente, para a irrigação, a dessedentação de animais e o consumo humano. Em regiões com escassez hídrica ou custos elevados de bombeamento por diesel ou eletricidade da rede, os sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água representam uma solução economicamente viável e ambientalmente amigável. Essa tecnologia permite otimizar o uso da água para a agricultura familiar e para a pecuária, garantindo o acesso a um recurso básico e impulsionando a produtividade das lavouras e rebanhos.

Além disso, a energia solar tem sido aplicada em diversas outras frentes no agronegócio, abrangendo desde a alimentação de cercas elétricas, sistemas de iluminação em galpões e estufas, refrigeração de produtos agrícolas, até o fornecimento de energia para telecomunicações e monitoramento remoto de propriedades. A viabilidade econômica e ambiental de sistemas fotovoltaicos para o agronegócio tem sido comprovada em estudos, como o desenvolvido por Valadão *et al.* (2023), que apontam para a redução de custos operacionais e a diminuição da pegada de carbono das atividades rurais. Esses avanços reforçam o potencial da energia solar como um pilar para a modernização e a sustentabilidade do setor rural, contribuindo para a segurança alimentar e o bem-estar das populações.

3.3 Sistemas fotovoltaicos: funcionamento e componentes

A energia solar fotovoltaica tem se consolidado como uma das fontes renováveis mais promissoras, destacando-se pela abundância e pela possibilidade de diversificação da matriz elétrica. Contudo, é importante reconhecer que a fabricação dos painéis envolve processos industriais energointensivos e demandam insumos que também geram impactos ambientais. Nesse sentido, compreender tanto o funcionamento e os componentes essenciais de um sistema fotovoltaico quanto os custos energéticos e ambientais de sua produção é fundamental para avaliar sua eficiência, viabilidade e os desafios associados à sua aplicação.

A base dessa tecnologia reside no efeito fotovoltaico, um fenômeno físico que permite a conversão direta da energia luminosa do sol em energia elétrica. Esse processo ocorre nas células fotovoltaicas, tipicamente fabricadas a partir de materiais semicondutores como o silício. Quando a luz solar (fótons) incide sobre a célula, os elétrons do material semicondutor absorvem essa energia e são liberados, criando uma diferença de potencial elétrico que gera uma corrente contínua (CC). Essa corrente contínua, produzida inicialmente pelos módulos fotovoltaicos, necessita ser convertida em corrente alternada (CA) para ser utilizada na maioria dos equipamentos elétricos e para ser injetada na rede de distribuição, dada a compatibilidade exigida (VANZETTO *et al.*, 2022).

Um sistema fotovoltaico é, portanto, composto por diversos equipamentos que trabalham em conjunto para captar, converter, proteger e distribuir a energia solar. O componente primordial são os módulos fotovoltaicos (popularmente conhecidos como painéis solares), que são as unidades responsáveis pela captação da luz solar e sua transformação em eletricidade em corrente contínua. Suas células podem ser de silício monocristalino, policristalino ou de filme fino, cada tipo apresentando características distintas de eficiência e custo, sendo encapsuladas e protegidas para garantir a durabilidade (VANZETTO *et al.*, 2022).

A imagem a seguir ilustra de forma esquemática o funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Nela, é possível observar como a energia solar é captada pelos módulos fotovoltaicos, convertida em corrente contínua e posteriormente transformada em corrente alternada pelo inversor para uso doméstico. O sistema também conta com medidor bidirecional, responsável por

registrar tanto a energia consumida quanto a injetada na rede, possibilitando o mecanismo de compensação de créditos. Esse fluxo integrado entre geração, consumo e injeção de excedentes na rede caracteriza os sistemas *Grid-tie*, atualmente os mais comuns no Brasil. A Figura 17 apresenta esse processo de forma simplificada.



Figura 17: Diagrama esquemático da energia solar

Fonte: Luz Solar (2021)

O inversor é o elemento central e crucial do sistema, encarregado de converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos em corrente alternada (CA), tornando a energia compatível com o consumo das instalações elétricas e com a rede da concessionária. Inversores modernos também otimizam a geração através do rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) e podem ser classificados como inversores de *string*, microinversores ou inversores híbridos, dependendo da configuração e funcionalidade (VANZETTO *et al.*, 2022).

A imagem apresentada na Figura 18 evidencia a disposição típica de um sistema fotovoltaico, no qual os módulos captam a radiação solar. Entretanto, é somente a partir do inversor que essa energia se torna efetivamente utilizável, pois ele atua como o elo vital entre a geração em corrente contínua e o consumo em corrente alternada, além de incorporar tecnologias de otimização e monitoramento que tornam o sistema mais eficiente.

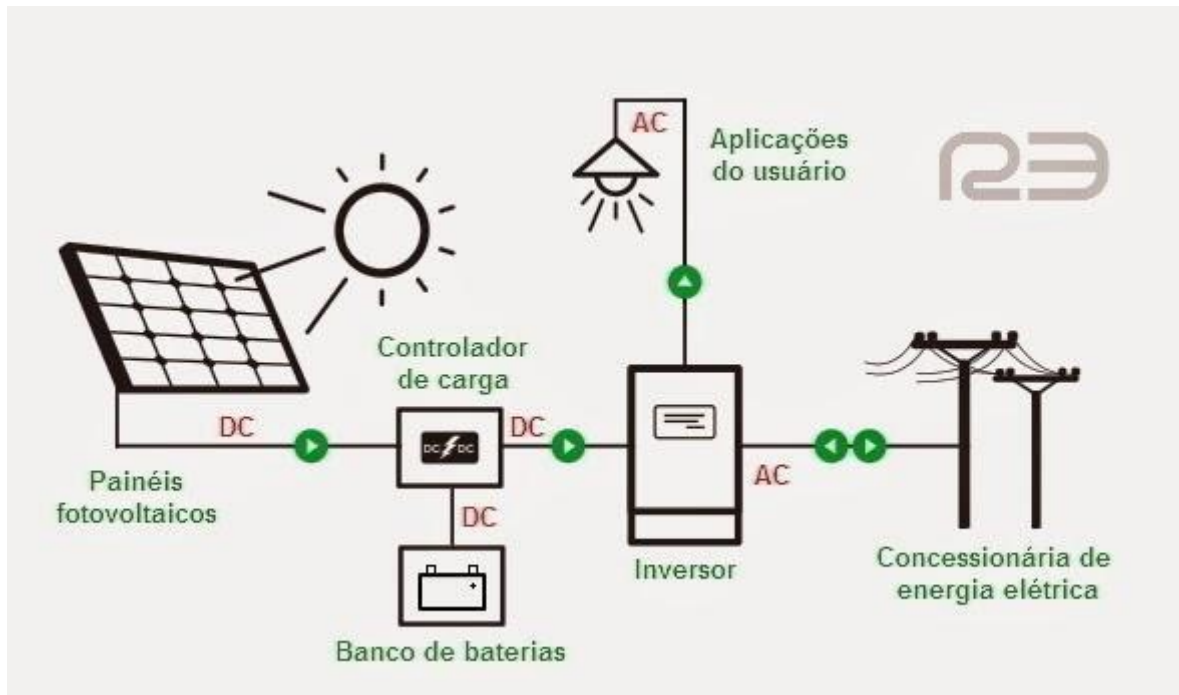


Figura 18: Exemplo de sistema fotovoltaico interligado a rede elétrica

Fonte: R3 TÉCNICA LTDA. (2014)

Para a correta e segura instalação dos módulos, utilizam-se as estruturas de fixação ou suporte, que são essenciais para manter os painéis na angulação ideal de captação solar e resistir às intempéries, sendo geralmente fabricadas em alumínio ou aço galvanizado. Complementarmente, o cabeamento e as proteções elétricas, que incluem disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos (DPS), asseguram a condução segura da eletricidade e a proteção contra sobrecargas, curtos-circuitos e outros eventos elétricos anormais, garantindo a integridade de todo o sistema (VANZETTO *et al.*, 2022).

Em sistemas conectados à rede elétrica, um medidor de energia bidirecional é indispensável, pois registra tanto o consumo de energia da rede quanto a energia excedente injetada pelo sistema fotovoltaico na concessionária, fundamental para o balanço e a compensação energética. Já para os sistemas que operam de forma independente da rede (sistemas isolados ou *off-Grid*), ou nos sistemas híbridos, as baterias são componentes cruciais, pois armazenam a energia elétrica excedente gerada pelos módulos para uso em períodos sem irradiação solar, como à noite ou em dias nublados, garantindo a autonomia do sistema. Nesses casos, um controlador de carga também é necessário para gerenciar o fluxo de energia, protegendo as

baterias contra sobrecarga e descarga excessiva e prolongando sua vida útil (SILVA; BELCHIOR; FONSECA, 2025).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser categorizados em três tipos principais. Os sistemas conectados à rede (*on-Grid*), os mais comuns em áreas com acesso à eletricidade, não utilizam baterias para armazenamento, injetando o excedente na rede e consumindo dela quando necessário. Por outro lado, os sistemas isolados (*off-Grid*) operam de forma totalmente autônoma, sendo ideais para locais remotos e dependentes do armazenamento em baterias. Por fim, os sistemas híbridos combinam a conexão à rede com a capacidade de armazenamento em baterias, oferecendo flexibilidade para injetar energia, consumir da rede e ter autonomia em caso de interrupções no fornecimento, promovendo maior segurança e otimização energética (VANZETTO *et al.*, 2022).

4. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis e a expansão das fontes renováveis, especialmente a solar fotovoltaica, têm exigido abordagens mais complexas e integradas no planejamento e dimensionamento de sistemas energéticos. Nesse contexto, o Planejamento Energético Integrado (PEI) surge como uma alternativa estratégica ao modelo tradicional fragmentado, pois articula variáveis técnicas, econômicas, sociais e ambientais em um único processo decisório (GIMENES, 2004; JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2020).

Além do planejamento energético em larga escala, a análise de viabilidade técnico-econômica dos projetos fotovoltaicos rurais se mostra indispensável para garantir que a transição energética ocorra de forma eficiente e adaptada à realidade local. Ferramentas como o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR), do *Payback* e do Custo Nivelado da Energia (LCOE) são amplamente utilizadas em estudos de caso no meio rural brasileiro, demonstrando a viabilidade desses empreendimentos sob diferentes condições de radiação, demanda e custo (KRUGER; ZANELLA; BARICHELLO, 2023; SANTOS, 2023; VICENTE *et al.*, 2021).

Para operacionalizar essa modelagem com maior precisão, *softwares* como o *HOMER Pro* têm sido adotados em estudos nacionais e internacionais por sua capacidade de simular cenários energéticos diversos, incorporando dados reais de irradiação solar, perfil de carga, eficiência dos componentes e custos de investimento. O *HOMER Pro* tem se mostrado eficaz na avaliação de projetos híbridos e autônomos, especialmente em regiões de baixa densidade energética, como zonas rurais e comunidades isoladas (KAMAL; ASHARAF, 2025; FOFANG; TANYI, 2020; NGAO-DET *et al.*, 2025).

4.1 Planejamento Energético Integrado no Contexto Rural

O planejamento energético integrado constitui-se como modelo abrangente que interliga aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais desde a fase de concepção das políticas de eletrificação rural. Esse modelo, também conhecido como Plano Integrado de Recursos (PIR), se diferencia do planejamento tradicional ao tratar

essas dimensões de forma simultânea, priorizando a sustentabilidade e a participação comunitária no processo (GIMENES, 2004). De acordo com Costa e Borges (2021), no Estado do Pará, o uso do PIR permitiu alinhar projetos de eletrificação rural a perspectivas locais de desenvolvimento sustentável, promovendo maior inclusão social e eficiência no uso dos recursos energéticos.

Ao aplicar essas premissas a sistemas fotovoltaicos residenciais ou comunitários, como os objetos deste estudo na microrregião de Bambuí, é possível traçar um Planejamento Energético Integrado (PEI) que combine análise bibliográfica, simulações técnico-econômicas e interação com os beneficiários. Nesse modelo, o uso de *softwares* como o *HOMER Pro* permite elaborar cenários específicos, comparar alternativas e projetar indicadores com base em dados reais de irradiação, demanda e custos locais.

Na esfera rural brasileira, o PEI revela-se instrumental para orientar políticas de eletrificação sustentável. Em estudos estaduais realizados no Pará, Costa e Borges (2021) demonstram que o emprego do PIR permitiu alinhar projetos de eletrificação à dinâmica local, resultando em inclusão produtiva e uso eficiente dos recursos energéticos disponíveis. A inserção ativa da comunidade local na identificação das demandas e no desenho das soluções energéticas diferenciou esses processos de abordagens tecnocráticas e centralizadas.

A implementação do PEI envolve várias etapas estruturadas: inicia-se com o diagnóstico dos recursos e da demanda energética local, identificando gargalos e potencialidades; em seguida, são gerados cenários prospectivos por meio de modelos computacionais e matemáticos que integram parâmetros técnicos (como capacidade de geração e eficiência), econômicos (custos e investimentos), sociais (acesso e equidade) e ambientais (emissões e uso do solo). Por fim, realiza-se a avaliação integrada dos diferentes cenários, selecionando as estratégias que melhor equilibrem esses elementos (JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2020).

Aplicações práticas do PEI podem ser observadas nos Planos Decenais de Expansão de Energia elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com o Ministério de Minas e Energia, que integram metas de diversificação e sustentabilidade na matriz elétrica nacional (MME; EPE, 2024b). Além disso, instrumentos regionais como o Zoneamento Energético-Renovável promovem a adequação das ações ao contexto local, especialmente em áreas rurais potencialmente beneficiadas pela energia solar.

Adotado como instrumento de planejamento estratégico para pequenas propriedades rurais, o PEI facilita a construção de um plano de energia integrado (PEI local) que combine revisão teórica, simulações (como via *HOMER Pro*) e participação dos beneficiários.

Assim, o método de planejamento proporciona uma visão estratégica, capaz de orientar decisões mais assertivas para pequenas propriedades rurais: desde a escolha da tecnologia fotovoltaica, passando pelas melhores horas de operação até políticas de manutenção e escalabilidade. A aplicação desse modelo em Bambuí reforça o caráter integrado e participativo da pesquisa, conectando conhecimento teórico a um estudo de caso concreto e contextualizado.

4.2 Modelos de Análise de Viabilidade Energética

A análise da viabilidade econômico-financeira de projetos fotovoltaicos no meio rural requer modelos analíticos capazes de integrar variáveis técnicas, econômicas, sociais e regulatórias (KRUGER; ZANELLA; BARICHELO, 2023).

Em um estudo conduzido por Kruger, Zanella e Barichello (2023), foi analisado um projeto solar em uma propriedade rural avícola no oeste de Santa Catarina. Os autores aplicaram indicadores como VPL, TIR e *Payback* descontado com taxa mínima de atratividade de 10%, demonstrando que, com um investimento inicial de cerca de R\$ 203.914, o projeto apresentava retorno do investimento de 5,4 anos e VPL positivo, confirmando sua viabilidade econômico-financeira (KRUGER; ZANELLA; BARICHELO, 2023).

Outra contribuição importante é o estudo de Santos (2023), que avaliou a implantação de energia solar fotovoltaica voltada à agricultura familiar no município de Currais Novos (RN). A metodologia incluiu análise de sensibilidade frente a cenários com variação de tarifas e custos de investimento, comprovando que, mesmo em cenários menos favoráveis, os indicadores de TIR e VPL permaneciam dentro de limites aceitáveis para a tomada de decisão (SANTOS, 2023).

Adicionalmente, Vicente *et al.* (2021) realizaram uma análise da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos dedicados à irrigação no Vale do Jequitinhonha e Norte de Minas Gerais. Nesse estudo, o custo nivelado de energia (*LCOE*) foi comparado com tarifas rurais do Grupo B2, indicando que a viabilidade cresce de

forma direta com o aumento da irradiação solar e da capacidade instalada, embora sistemas menores apresentem resultados menos favoráveis.

Esses modelos compartilham uma sequência metodológica consolidada: levantamento do perfil de carga energética da propriedade; projeção da geração com base em dados de irradiação; estimativas de custos de implantação e manutenção; simulação dos fluxos de caixa ao longo da vida útil do sistema; e comparação dos resultados com as taxas mínimas de atratividade. Em alguns casos, realiza-se análise de sensibilidade para avaliar o impacto de variações de tarifas ou custos no desempenho dos indicadores (VICENTE *et al.*, 2021).

Essas experiências empíricas comprovam que o uso de modelos de análise de viabilidade energético-financeira produz resultados robustos e aplicáveis no meio rural brasileiro. Eles permitem oferecer subsídios confiáveis para agricultores, instituições de fomento e gestores municipais na tomada de decisão sobre a adoção de tecnologia solar fotovoltaica em pequenas propriedades (SANTOS, 2023).

O artigo de Gonçalves *et al.* (2022) aplicou simulações determinísticas e estocásticas para comparar sistemas fotovoltaicos convencionais e integrados em edificações (BIPV) em diferentes cidades brasileiras. Em todos os locais, o Valor Presente Líquido apresentou-se positivo, indicando viabilidade econômica consistente.

Outro modelo importante utiliza simulações no *software HOMER Pro*, onde diferentes configurações (como inclusão de baterias ou geração híbrida) são analisadas e comparadas com base no custo nivelado de energia (*LCOE*), custos natas e fluxos de caixa. Essa abordagem permite prever de forma robusta os indicadores financeiros, como VPL, TIR, *LCOE* e diversos cenários de sensibilidade (ABREU NETO, 2023).

De maneira geral, esses modelos seguem etapas sequenciais: levantamento do perfil de carga elétrica da propriedade, projeção da geração potencial com base em dados de irradiação local, estimativas de custos de equipamentos e operação, simulação do fluxo de caixa ao longo da vida útil do sistema, e comparação dos resultados frente à taxa mínima de atratividade. A replicação desses modelos em contextos rurais permite oferecer subsídios robustos para tomada de decisão técnica e financeira.

4.3 O Modelo Energético *HOMER Pro*: Funcionalidades e Aplicações

O *HOMER Pro* (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos Estados Unidos, é uma ferramenta amplamente utilizada para modelagem, simulação e otimização de sistemas energéticos híbridos e renováveis (KAMAL; ASHARAF, 2025). O *software* permite projetar sistemas que combinam fontes como energia solar fotovoltaica, geradores a diesel, armazenamento em baterias e integração à rede elétrica, sendo especialmente útil em contextos rurais *off-Grid* (KAMAL; ASHARAF, 2025).

Pesquisas empíricas confirmam a eficácia do *HOMER Pro* em projetos reais. Um estudo realizado na comunidade rural de Muyuka, em Camarões, utilizou o *HOMER Pro* para simular um sistema híbrido solar/mini-hídrico. A ferramenta permitiu identificar configurações viáveis com base em energia solar local, resultando em recomendações tecnológicas e econômicas para eletrificação descentralizada (FOFANG; TANYI, 2020). Nesse estudo, o *HOMER Pro* demonstrou ser adequado para avaliar cenários de eletrificação sustentável em áreas de baixa densidade energética.

Adicionalmente, um modelo desenvolvido na Europa para o dimensionamento de *microgrids* conectadas à rede utilizou o *HOMER Pro* para otimizar diferentes combinações de fontes (solar, eólica, biomassa etc.) e definir parâmetros técnicos e financeiros ideais. O resultado indicou alta penetração de energias renováveis (mais de 70 %), redução de custos operacionais e maior confiabilidade do sistema (NGAO-DET *et al.*, 2025).

O modelo também permite conduzir análises de sensibilidade, nos quais variáveis como radiação solar, custos de combustível e preço da energia são alteradas para avaliar como essas flutuações impactam o desempenho e a viabilidade do sistema (KAMAL; ASHARAF, 2025). Essa capacidade é essencial para entender os riscos e oportunidades de projetos fotovoltaicos em ambientes rurais, nos quais fatores externos podem variar significativamente.

5. ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PEQUENA PROPRIEDADE RURAL DE BAMBUÍ-MG

Este capítulo apresenta o estudo de caso aplicado que fundamenta a avaliação da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica em uma pequena propriedade rural localizada no município de Bambuí-MG. O objetivo é comparar o desempenho econômico e energético do sistema fotovoltaico sob diferentes condições tarifárias, permitindo compreender os impactos da estrutura de custos e do perfil de consumo no retorno do investimento. Para isso, são definidos os cenários de simulação, descrita a estrutura do modelo e seus parâmetros econômicos, e realizada a análise comparativa entre o cenário de referência, com tarifa convencional, e o cenário alternativo, com adoção da tarifa branca. Essa abordagem possibilita uma avaliação abrangente do potencial da geração distribuída como estratégia de redução de custos e promoção da sustentabilidade energética no meio rural.

5.1 Avaliação econômica do sistema fotovoltaico no Cenário de Referência Tarifa Única

A avaliação econômica do sistema fotovoltaico foi realizada por meio do *software HOMER Pro*, considerando o cenário de tarifa única, com valor médio de R\$ 1,215/kWh (incluindo impostos de 35% sobre a tarifa base da CEMIG). O horizonte de análise adotado foi de 25 anos, e os resultados permitiram identificar a viabilidade do investimento sob os parâmetros estabelecidos.

A Tabela 2 apresenta o fluxo de caixa nominal e descontado do sistema fotovoltaico, indicando a distribuição dos custos de capital, operação e manutenção (O&M), substituições e o valor residual ao longo da vida útil do projeto.

Tabela 2: Fluxo de caixa nominal e descontado do sistema fotovoltaico simulado

Year	Discount Factor	Nominal Cash Flows						Discounted Cash Flows					
		Capital	Replacement	Salvage	O&M	Fuel	Total	Capital	Replacement	Salvage	O&M	Fuel	Total
0	1.000	-96,000					-96,000	-96,000					-96,000
1	0.943				-2,471	-34,969	-37,441				-2,331	-32,990	-35,321
2	0.890				-2,471	-34,969	-37,441				-2,200	-31,123	-33,322
3	0.840				-2,471	-34,969	-37,441				-2,075	-29,361	-31,436
3.52	0.815		-48,000				-48,000		-39,098				-39,098
4	0.792				-2,471	-34,969	-37,441				-1,958	-27,699	-29,657
5	0.747				-2,471	-34,969	-37,441				-1,847	-26,131	-27,978
6	0.705				-2,471	-34,969	-37,441				-1,742	-24,652	-26,394
7	0.665				-2,471	-34,969	-37,441				-1,644	-23,257	-24,900
7.04	0.663		-48,000				-48,000		-31,847				-31,847
8	0.627				-2,471	-34,969	-37,441				-1,551	-21,940	-23,491
9	0.592				-2,471	-34,969	-37,441				-1,463	-20,698	-22,161
10	0.558				-2,471	-34,969	-37,441				-1,380	-19,527	-20,907
10.56	0.540		-48,000				-48,000		-25,941				-25,941
11	0.527				-2,471	-34,969	-37,441				-1,302	-18,421	-19,723
12	0.497				-2,471	-34,969	-37,441				-1,228	-17,379	-18,607
13	0.469				-2,471	-34,969	-37,441				-1,159	-16,395	-17,554
14	0.442				-2,471	-34,969	-37,441				-1,093	-15,467	-16,560
14.08	0.440		-48,000				-48,000		-21,130				-21,130
15	0.417				-2,471	-34,969	-37,441				-1,031	-14,592	-15,623
16	0.394				-2,471	-34,969	-37,441				-973	-13,766	-14,738
17	0.371				-2,471	-34,969	-37,441				-918	-12,986	-13,904
17.60	0.359		-48,000				-48,000		-17,212				-17,212
18	0.350				-2,471	-34,969	-37,441				-866	-12,251	-13,117
19	0.331				-2,471	-34,969	-37,441				-817	-11,558	-12,375
20	0.312				-2,471	-34,969	-37,441				-771	-10,904	-11,674
21	0.294				-2,471	-34,969	-37,441				-727	-10,286	-11,013
21.12	0.292		-48,000				-48,000		-14,020				-14,020
22	0.278				-2,471	-34,969	-37,441				-686	-9,704	-10,390
23	0.262				-2,471	-34,969	-37,441				-647	-9,155	-9,802
24	0.247				-2,471	-34,969	-37,441				-610	-8,637	-9,247
24.64	0.238		-48,000				-48,000		-11,420				-11,420
25	0.233			43,120	-2,471	-34,969	5,679			10,047	-576	-8,148	1,323
Total		-96,000	-336,000	43,120	-61,784	-874,234	-1,324,899	-96,000	-160,668	10,047	-31,593	-447,026	-725,239

Fonte: Elaboração própria, 2025.

Observa-se que o investimento inicial de R\$ 96.000,00 representa o maior dispêndio do projeto, seguido pelos custos de substituição de componentes (R\$ 336.000,00 ao longo de 25 anos). Em contrapartida, a operação do sistema gera economias equivalentes a R\$ 1.324.899,00 em combustível (energia adquirida da rede). Quando descontados os fluxos de caixa, o total acumulado resulta em R\$ 725.239,00, indicando saldo positivo e, portanto, viabilidade econômica do sistema proposto.

A Figura 19 sintetiza o custo presente líquido (NPC) e o custo nivelado de energia (LCOE) do sistema híbrido composto pela rede elétrica (*Grid*), sistema fotovoltaico (*Grid-only*, 10,9 kW) e conversor (6,48 kW).



Figura 19: Comparativo econômico dos componentes do sistema fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2025

O valor total do NPC (*Net Present Cost*) obtido foi de R\$ 34.999,00, representando o custo total atualizado do sistema durante o período de análise. O LCOE (*Levelized Cost of Energy*), correspondente ao custo nivelado de geração, foi de R\$ 0,1651/kWh, valor competitivo quando comparado à tarifa rural média de R\$ 1,215/kWh praticada pela CEMIG. O custo anual de operação do sistema foi estimado em R\$ 2.299,98, incluindo manutenções e substituições de componentes eletrônicos.

A decomposição dos custos evidencia que o componente fotovoltaico possui capital inicial de R\$ 8.287,15, sem custos de reposição, enquanto o sistema conversor apresenta custo de reposição de R\$ 1.654,85 ao longo do período. Já a parcela referente à rede elétrica (*Grid*) responde por R\$ 17.648,32 do NPC total, demonstrando a contribuição da energia solar para reduzir a dependência da concessionária.

Além do custo presente líquido (NPC) e do custo nivelado de energia (LCOE), o *software HOMER Pro* fornece uma análise detalhada dos indicadores de retorno do investimento, conforme apresentado na Figura 20.

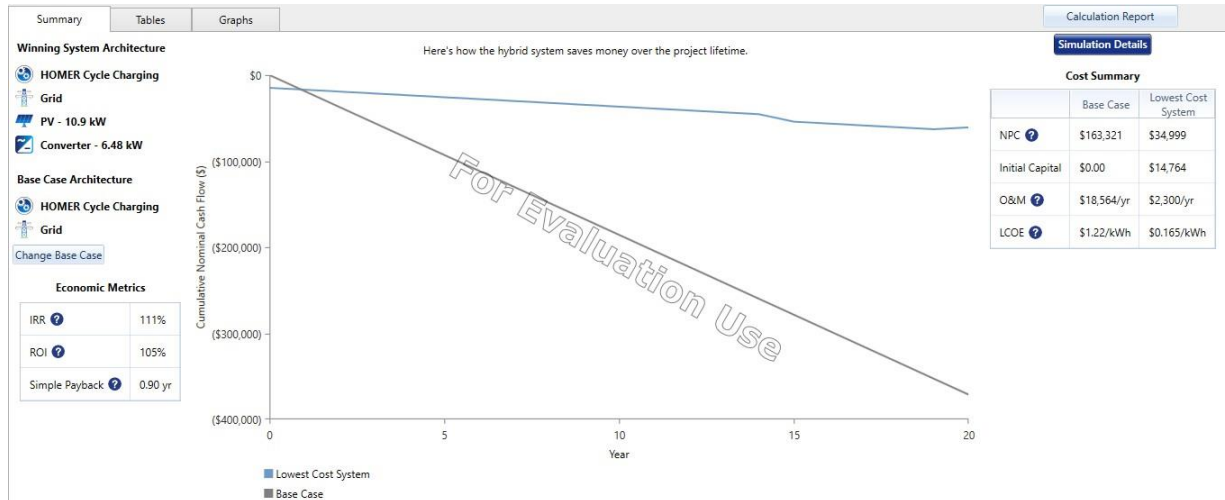


Figura 20: Indicadores econômicos e fluxo de caixa cumulativo nominal do sistema fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 20 evidencia a comparação entre o cenário base, composto apenas pela rede elétrica convencional (*Grid*), e o cenário híbrido com geração fotovoltaica de 10,9 kW. Nota-se que o sistema fotovoltaico apresenta desempenho econômico significativamente superior, com Taxa Interna de Retorno (TIR) de 111%, Retorno sobre o Investimento (ROI) de 105% e *payback* simples de aproximadamente 0,9 ano. Esses indicadores demonstram que o investimento se recupera integralmente ainda no primeiro ano de operação, devido à economia gerada pela substituição parcial da energia adquirida da concessionária.

Na Figura 20, observa-se que o sistema com geração fotovoltaica (linha azul) mantém economia crescente ao longo do período de análise, em contraste com o cenário base (linha cinza), que apresenta custos crescentes de energia. O custo presente líquido do sistema de menor custo total (*Lowest Cost System*) é de R\$ 34.999,00, enquanto o sistema base apresenta um NPC de R\$ 163.321,00, uma diferença superior a R\$ 128.000,00 em favor da adoção da energia solar.

O fluxo de caixa nominal do sistema fotovoltaico simulado considerou o horizonte de 20 anos de operação e o regime tarifário de tarifa única. O comportamento dos custos e receitas ao longo do tempo está ilustrado na Figura 21.

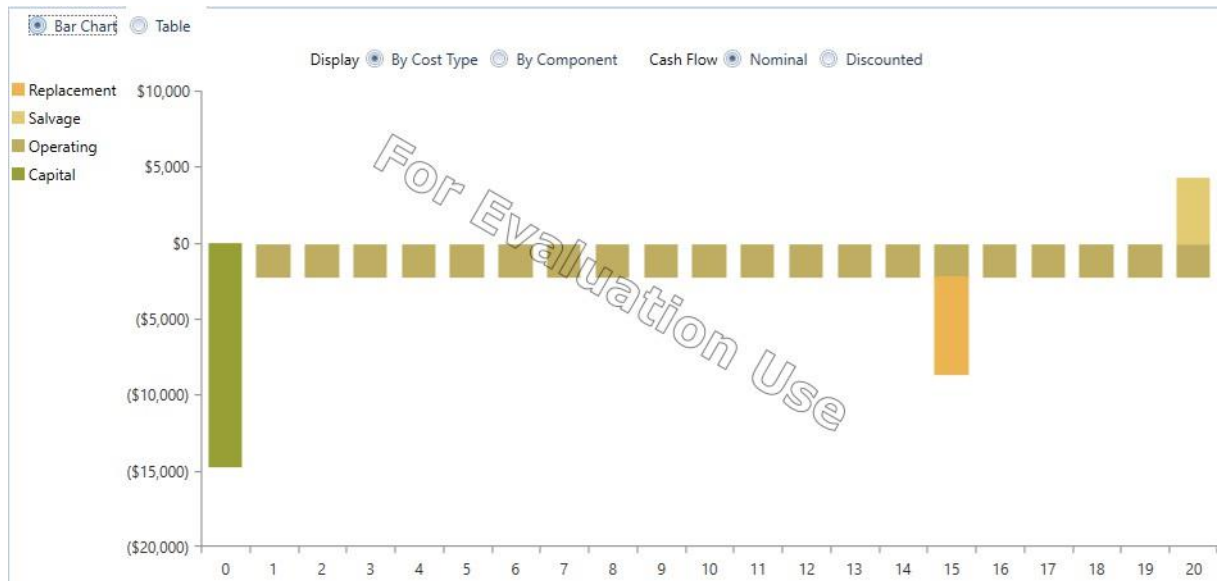


Figura 21: Fluxo de caixa nominal do sistema fotovoltaico ao longo do período de análise

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 21 evidencia os principais eventos financeiros do projeto, incluindo o investimento inicial (Capital), os custos anuais de operação e manutenção (*Operating*), as substituições de componentes (*Replacement*) e o valor residual (*Salvage value*) ao final da vida útil do sistema.

Observa-se que o desembolso inicial ocorre no ano zero, com valor aproximado de R\$ 14.764,00, correspondente à aquisição e instalação dos módulos fotovoltaicos e do inversor. Nos anos subsequentes, os custos de operação e manutenção mantêm-se relativamente constantes, em torno de R\$ 2.300,00/ano, conforme estimado pelo *HOMER Pro*.

No ano 15, ocorre um gasto adicional representado pela barra negativa de substituição (*Replacement*), referente à troca do conversor ou de componentes eletrônicos do sistema. Já no último ano de operação (ano 20), verifica-se um fluxo positivo associado ao valor residual (*Salvage value*), que representa a recuperação de parte do investimento inicial em virtude da vida útil remanescente dos equipamentos.

De maneira geral, o comportamento do fluxo de caixa demonstra estabilidade operacional e baixo custo recorrente ao longo da vida útil do sistema. Isso reforça a

atratividade do investimento em energia solar fotovoltaica, especialmente em propriedades rurais, onde há previsibilidade de geração e redução significativa na dependência de energia proveniente da rede elétrica convencional.

A caracterização do perfil de consumo de energia elétrica da propriedade rural foi definida no *software HOMER Pro* por meio da criação de uma carga representativa das atividades locais, conforme apresentado na Figura 22.



Figura 22: Perfil diário, sazonal e anual de carga elétrica da propriedade rural

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

O perfil de carga demonstra um consumo médio de 41,86 kWh/dia, com demanda média de 1,74 kW e pico de 14,7 kW, conforme os dados da simulação. Observa-se que o consumo apresenta maior concentração nas horas diurnas, especialmente entre 8h e 17h, período coincidente com a disponibilidade de radiação solar, o que favorece o autoconsumo direto da energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

O fator de carga obtido (0,12) indica uma utilização intermitente dos equipamentos, típica de propriedades rurais que operam com cargas variáveis ao longo do dia, como sistemas de irrigação, motores elétricos e refrigeração de produtos

agropecuários. A variação sazonal é relativamente estável, com pequenas flutuações mensais que refletem o padrão de uso da energia na zona rural de Bambuí (MG).

A Figura 23 apresenta o balanço elétrico anual do sistema híbrido proposto, destacando a participação relativa da energia solar e da rede elétrica (*Grid*) no suprimento da demanda total.

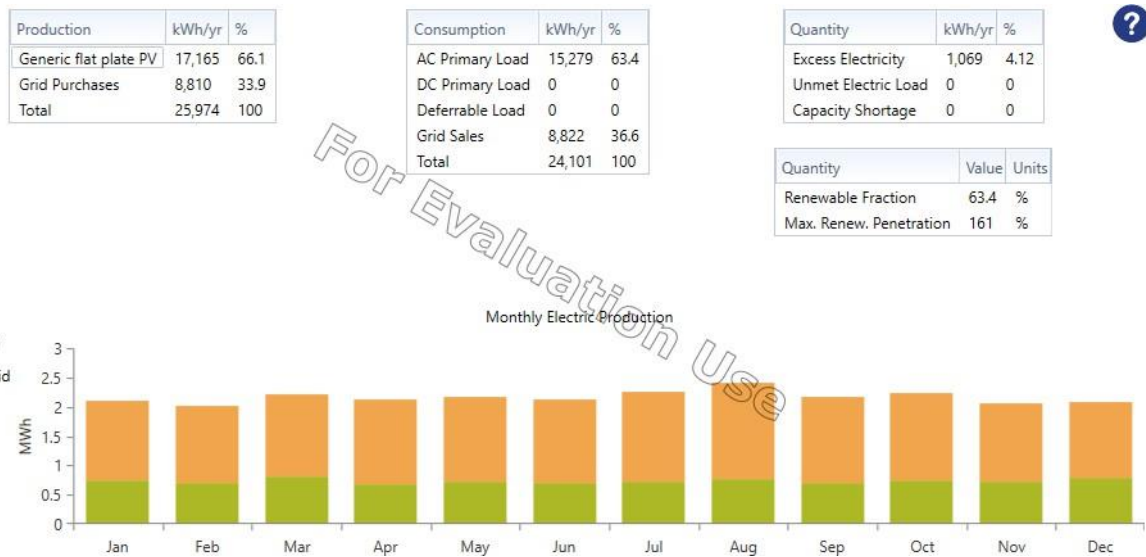


Figura 23: Balanço elétrico anual e fração renovável de geração do sistema fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

De acordo com os resultados, o sistema fotovoltaico do tipo *Grid-only* com potência instalada de 10,9 kW foi responsável pela geração de 17.165 kWh/ano, o que representa 66,1% da energia total consumida pela propriedade. O restante (33,9% ou 8.810 kWh/ano) foi adquirido da rede elétrica, garantindo o suprimento contínuo da carga.

A fração renovável do sistema atingiu 63,4%, com penetração máxima de energia solar de 161%, evidenciando a elevada participação da fonte fotovoltaica na matriz elétrica local. Também foi registrada a produção de 1.069 kWh/ano de excedente, equivalente a 4,12% da geração total, que pode ser injetada na rede elétrica por meio do sistema de compensação de créditos de energia (*net metering*), conforme regulamentação da ANEEL.

A Figura 24 apresenta o comportamento mensal da energia comprada e vendida à rede elétrica pelo sistema fotovoltaico conectado à rede. Observa-se que, ao longo do ano, o sistema manteve um saldo energético próximo ao equilíbrio, com leve predominância de exportação de energia em determinados meses, especialmente entre julho e setembro, período de maior irradiação solar.

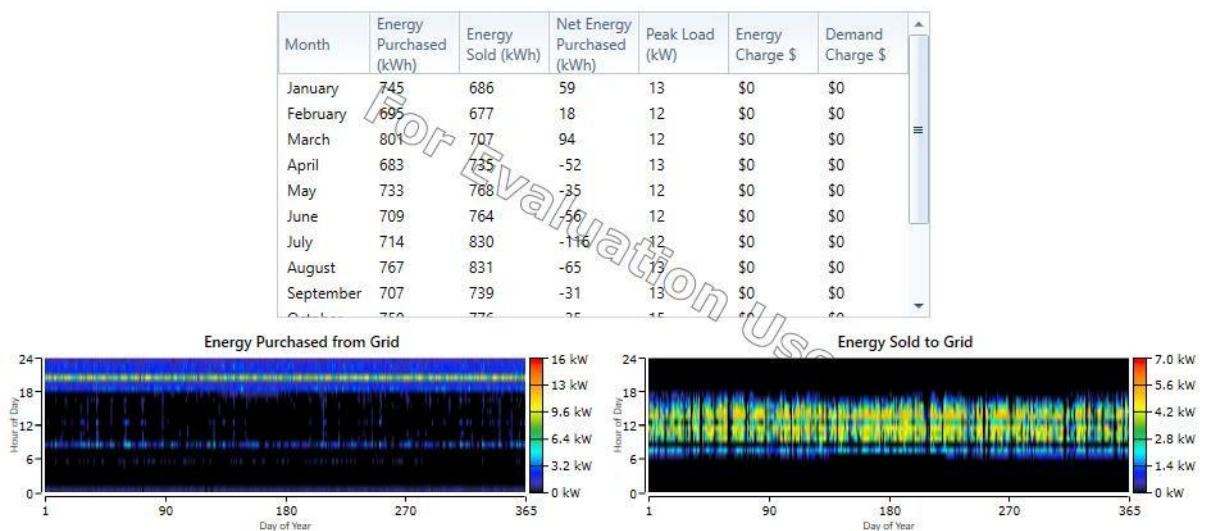


Figura 24: Energia comprada e vendida à rede elétrica ao longo do ano

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2025

De acordo com os dados anuais, a energia comprada da rede totalizou 8.810 kWh, enquanto a energia vendida à rede foi de 8.822 kWh, resultando em um saldo líquido de -12 kWh, o que demonstra o excelente desempenho do sistema em suprir praticamente toda a demanda elétrica da propriedade. Esse resultado reforça a autossuficiência energética e indica que o sistema foi capaz de compensar grande parte da energia consumida, reduzindo a dependência da concessionária local.

A Figura 25 mostra o perfil de potência horária ao longo do ano, destacando os momentos de maior compra (representados pelas áreas em tons mais claros no gráfico “Energy Purchased from Grid”) e de maior venda de energia (áreas mais intensas no gráfico “Energy Sold to Grid”). Nota-se que o sistema exporta mais energia durante o período diurno, coincidindo com o pico de geração fotovoltaica, enquanto as compras da rede ocorrem predominantemente no período noturno.

Rate Schedule: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Load (kW)	Energy Charge \$	Demand Charge \$
April	683	733	-50	12	\$0	\$0
May	733	768	-35	12	\$0	\$0
June	709	764	-56	12	\$0	\$0
July	714	830	-116	12	\$0	\$0
August	767	831	-65	13	\$0	\$0
September	707	739	-32	13	\$0	\$0
October	750	776	-26	15	\$0	\$0
November	727	663	64	12	\$0	\$0
December	780	647	133	12	\$0	\$0
Annual	8,810	8,822	-12	15	\$0	\$0

Figura 25: Comparativo mensal da energia comprada e vendida (kWh)

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Tabela apresentada na Figura 26 exibe as emissões anuais estimadas pelo *software HOMER Pro* para o sistema fotovoltaico conectado à rede. Observa-se que o único gás com variação registrada foi o dióxido de carbono (CO_2), com um valor de $-0,733$ kg/ano, enquanto todas as demais substâncias, como monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos não queimados, material particulado, dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x), apresentaram emissões nulas (0 kg/ano).

O valor negativo de CO_2 indica que o sistema fotovoltaico proporcionou redução líquida nas emissões desse gás em comparação ao cenário de referência (*base case*), no qual toda a energia elétrica consumida seria proveniente da rede. Dessa forma, o resultado evidencia o caráter ambientalmente benéfico da geração solar, uma vez que parte da energia anteriormente adquirida da concessionária passou a ser suprida por uma fonte limpa e renovável.

Embora a quantidade absoluta de emissões evitadas apresentada pelo *HOMER Pro* seja relativamente pequena ($-0,733$ kg/ano), esse valor deve ser interpretado como um indicador de desempenho ambiental do sistema dentro dos parâmetros e unidades de cálculo adotados pelo *software*, podendo variar conforme os fatores de emissão da rede elétrica considerados na simulação. O resultado

confirma que a instalação do sistema fotovoltaico contribui positivamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa, reforçando sua viabilidade ambiental e alinhamento com os princípios da sustentabilidade rural.

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	-0.733	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	0	kg/yr
Nitrogen Oxides	0	kg/yr

Figura 26: Emissões anuais estimadas do sistema fotovoltaico conectado à rede

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 27 apresenta os resultados da análise de sensibilidade realizada no *software HOMER Pro*, considerando diferentes configurações de sistema. Foram comparados dois cenários principais: o primeiro, com sistema fotovoltaico de 10,9 kW, conversor de 6,48 kW e conexão à rede (*Grid*), e o segundo cenário, com dependência total da rede elétrica (sem geração fotovoltaica).

No primeiro cenário, o sistema híbrido (PV + *Grid*) apresentou NPC (*Net Present Cost*) de R\$ 34.999 e LCOE (*Levelized Cost of Energy*) de R\$ 0,165/kWh, com custo operacional anual de R\$ 2.300 e CAPEX total de R\$ 14.764. A fração renovável atingiu 63,4%, sem consumo de combustível, e o projeto apresentou excelente desempenho econômico, com Taxa Interna de Retorno (IRR) de 111% e *payback* simples de 0,90 ano. A geração fotovoltaica anual foi de 17.165 kWh, com investimento específico do sistema solar (PV CAPEX) de R\$ 8.287.

Já o segundo cenário, sem sistema fotovoltaico, resultou em um NPC superior, de R\$ 163.321, e LCOE de R\$ 1,22/kWh, além de custo operacional anual de R\$ 18.564. Não há investimento em capital inicial (CAPEX = 0), nem fração renovável ou geração própria de energia.

A comparação entre os dois casos demonstra que a integração do sistema fotovoltaico reduz substancialmente o custo total do ciclo de vida do projeto (NPC cerca de cinco vezes menor) e o custo nivelado da energia (redução superior a 85%).

Além disso, o sistema híbrido aumenta a sustentabilidade ao incorporar uma participação renovável de 63,4% e eliminar o consumo de combustível.

Architecture				Cost				System		Project Economics		PV	
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)	Simple Payback (yr)	CAPEX	Energy Production (kWh/yr)
10.9	999,999	6.48	CC	\$34,999	\$0.165	\$2,300	\$14,764	63.4	0	111	0.90	8,287	17,165
	999,999		CC	\$163,321	\$1.22	\$18,564	\$0.00	0	0				

Figura 27: Resultados da análise de sensibilidade para diferentes configurações de sistema

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A análise econômica e operacional conduzida no *software HOMER Pro* demonstra de forma consistente a viabilidade técnica, financeira e ambiental do sistema fotovoltaico proposto para a propriedade rural considerando a tarifa única. O investimento inicial, apesar de alto, apresenta rápido retorno financeiro, com *payback* simples inferior a um ano e Taxa Interna de Retorno (TIR) de 111%, evidenciando um desempenho econômico expressivo frente ao cenário convencional de suprimento elétrico exclusivamente pela rede.

Os resultados do custo presente líquido (NPC = R\$ 34.999) e do custo nivelado de energia (LCOE = R\$ 0,165/kWh) confirmam a competitividade da geração fotovoltaica quando comparada à tarifa convencional de energia (R\$ 1,215/kWh), reduzindo o custo total de fornecimento de eletricidade. Além disso, a elevada fração renovável (63,4%) e o saldo líquido de energia próximo de zero comprovam o elevado grau de autossuficiência elétrica alcançado pela propriedade.

Do ponto de vista ambiental, o sistema apresentou emissões líquidas negativas de dióxido de carbono (−0,733 kg/ano), o que reforça o potencial da energia solar na mitigação de gases de efeito estufa e na promoção da sustentabilidade rural.

Por fim, a análise de sensibilidade revelou que a inclusão do sistema fotovoltaico reduz o custo total do projeto em aproximadamente cinco vezes e o custo de energia em mais de 85%, em comparação ao cenário dependente apenas da rede elétrica. Assim, o sistema híbrido (PV + *Grid*) mostra-se tecnicamente eficiente, economicamente atrativo e ambientalmente favorável, constituindo uma solução viável para o suprimento energético de propriedades rurais no contexto brasileiro.

5.2 Avaliação econômica do sistema fotovoltaico sob o Cenário Alternativo Tarifa Branca

Nesta seção são apresentados e analisados os resultados obtidos a partir da simulação do sistema fotovoltaico considerando o regime de tarifa branca, a qual apresenta variações no custo da energia elétrica conforme o horário de consumo. Assim como na análise anterior, os dados e gráficos foram obtidos diretamente a partir do *software HOMER Pro*, refletindo o desempenho técnico, econômico e energético do sistema híbrido composto por geração fotovoltaica, conversor e conexão à rede.

A Figura 28 apresenta o perfil de carga elétrica adotado na simulação. Observa-se que a demanda apresenta valores médios diários de aproximadamente 41,86 kWh/dia, com potência média de 1,74 kW e pico de 14,7 kW, distribuídos de forma relativamente constante ao longo do ano. O fator de carga permanece em 0,12, indicando um consumo concentrado em determinados períodos do dia, o que influencia diretamente a interação do sistema com a rede no contexto da tarifa branca.



Figura 28: Perfil de carga elétrica adotado no Cenário Alternativo Tarifa Branca

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de simulação no *software HOMER Pro* (versão 3.15), 2025.

A Figura 29 mostra a produção anual de energia elétrica do sistema híbrido, composta pela geração fotovoltaica e pela energia proveniente da rede. A geração anual totaliza 20.851 kWh, sendo 11.333 kWh (54,4%) oriundos do sistema fotovoltaico e 9.517 kWh (45,6%) provenientes da rede. O consumo total é de 19.041

kWh, com destaque para uma fração renovável de 50% e excesso de eletricidade de 6,28%. Esses resultados demonstram que metade da demanda é suprida pela energia solar, o que contribui para a redução do consumo da rede e dos custos associados.

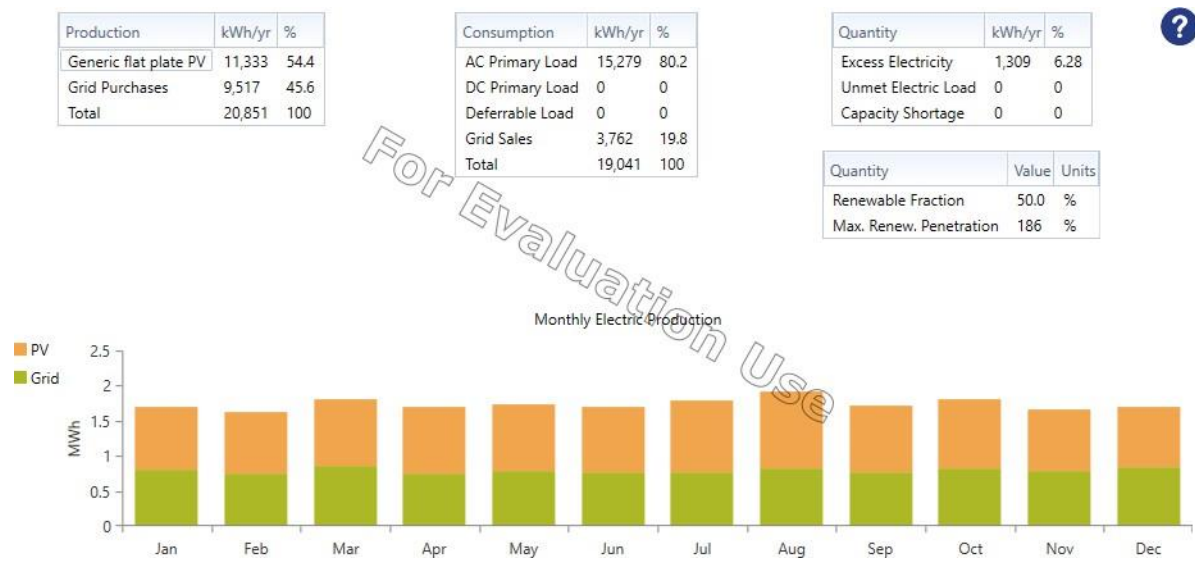


Figura 29: Produção e consumo mensal de energia elétrica sob tarifa branca

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2025

As Figuras 30 e 31 apresentam o comportamento do fluxo de energia entre o sistema e a rede elétrica. A energia comprada da rede totaliza 9.517 kWh/ano, enquanto a energia vendida é de 3.762 kWh/ano, resultando em um balanço líquido de 5.756 kWh/ano. O valor de Energy Charge foi de R\$12.501,71/ano, não havendo cobrança de demanda. Os gráficos inferiores evidenciam uma maior compra de energia durante os períodos noturnos e aumento da injeção de energia à rede em horários de maior incidência solar, o que é esperado em função do perfil da tarifa branca.

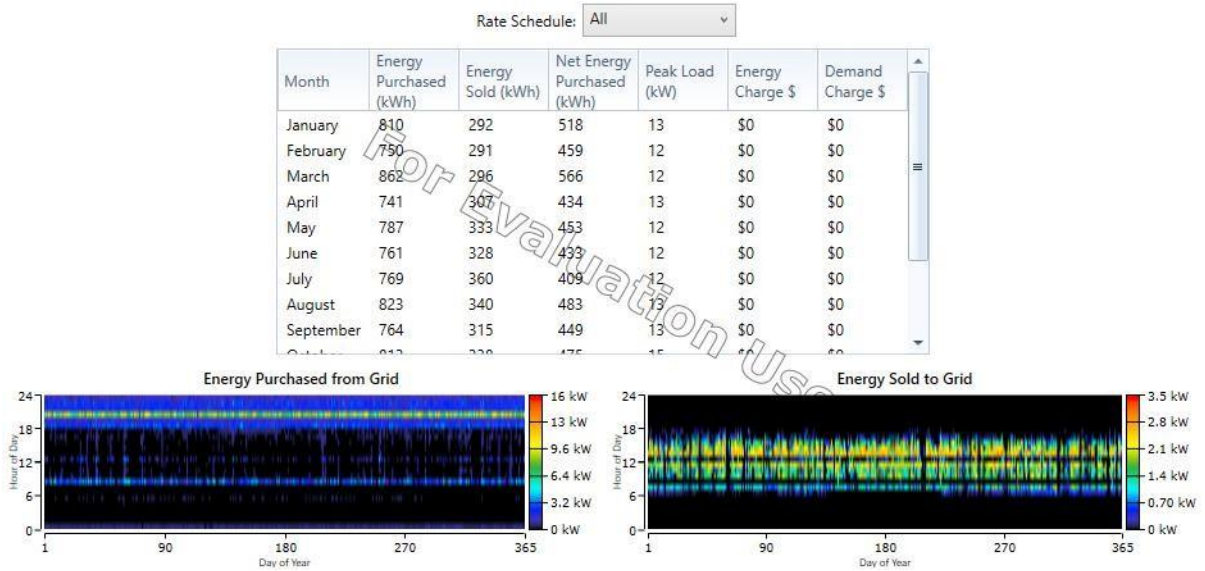


Figura 30: Energia comprada e vendida à rede ao longo do ano

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2025

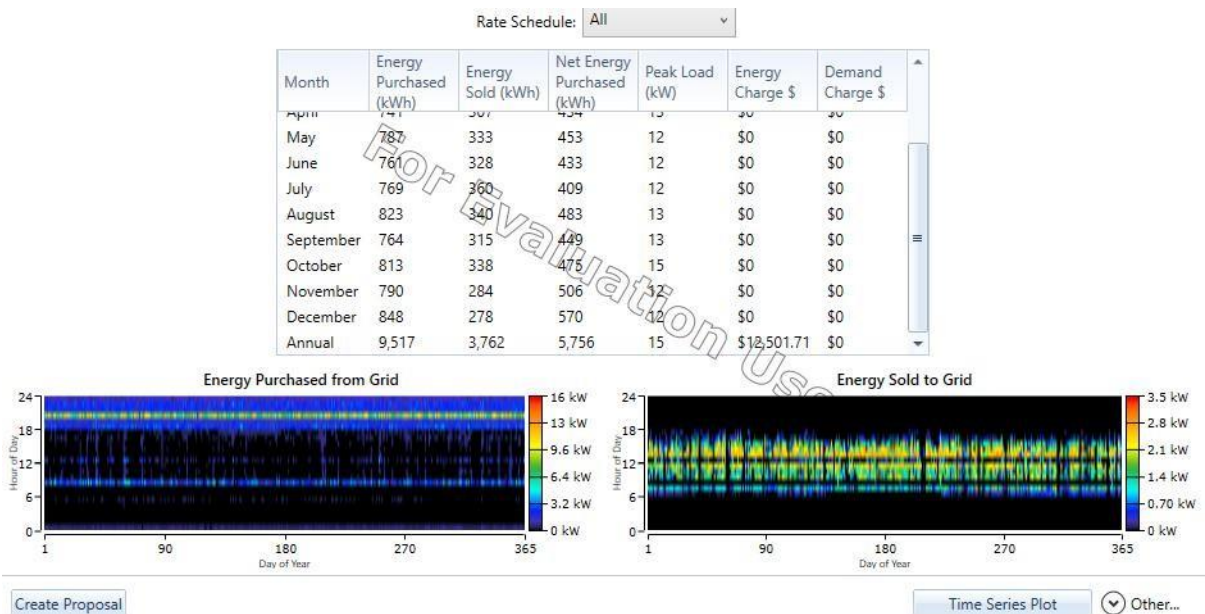


Figura 31: Energia comprada e vendida à rede ao longo do ano (segunda parte)

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2025

Na Figura 32 é possível observar os principais parâmetros econômicos do sistema. O custo total presente (NPC) do sistema híbrido com tarifa branca foi de R\$138.421, enquanto o cenário base (sem geração fotovoltaica) apresenta NPC de R\$195.465, evidenciando uma redução nos custos totais. O custo nivelado de energia (LCOE) do sistema proposto é de R\$0,826/kWh, inferior ao da configuração base

(\$1,45/kWh). O *payback* simples ocorre em aproximadamente 1,2 anos, com taxa interna de retorno (IRR) de 83% e retorno sobre investimento (ROI) de 77%. Estes indicadores reforçam a viabilidade econômica do investimento sob o regime de tarifa branca.

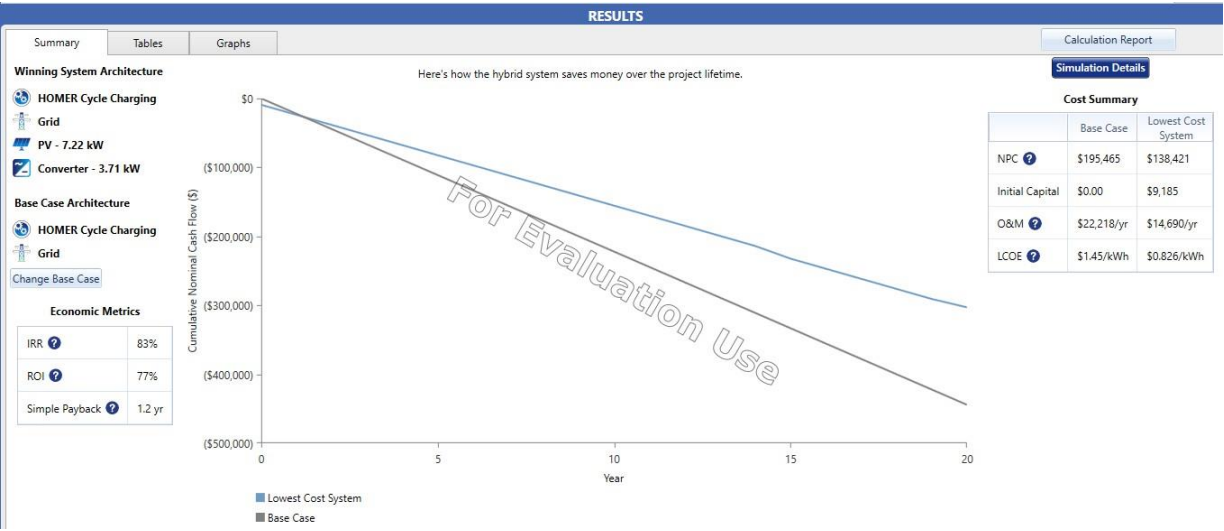


Figura 32: Análise econômica comparativa do sistema sob tarifa branca

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2025

A decomposição dos custos do sistema é apresentada na Figura 33, indicando que a maior parcela dos gastos está associada à energia adquirida da rede, totalizando R\$ 127.635, seguida pelos custos de operação e manutenção (O&M) e investimento inicial em módulos fotovoltaicos e conversor. O custo de capital inicial é de R\$ 9.185, sendo R\$ 5.472 destinados ao arranjo fotovoltaico e R\$ 3.713 ao conversor. Observa-se ainda um valor residual (*salvage value*) de –R\$401,35, representando o retorno de componentes ao final da vida útil.

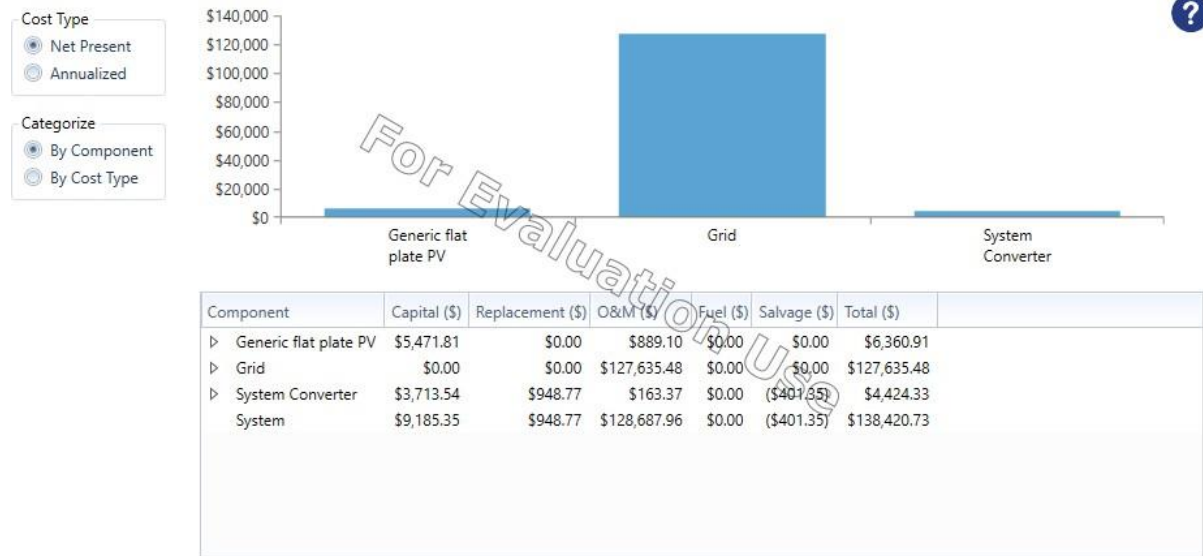


Figura 33: Distribuição dos custos do sistema híbrido sob tarifa branca

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 34 apresenta o fluxo de caixa nominal do sistema ao longo dos 20 anos de operação. Nota-se um investimento inicial negativo, seguido de valores anuais constantes relacionados às despesas operacionais. A partir do segundo ano, o sistema mantém um padrão de economia estável, com retorno do investimento no curto prazo e saldo acumulado positivo em relação ao cenário base, reforçando a atratividade econômica do projeto.

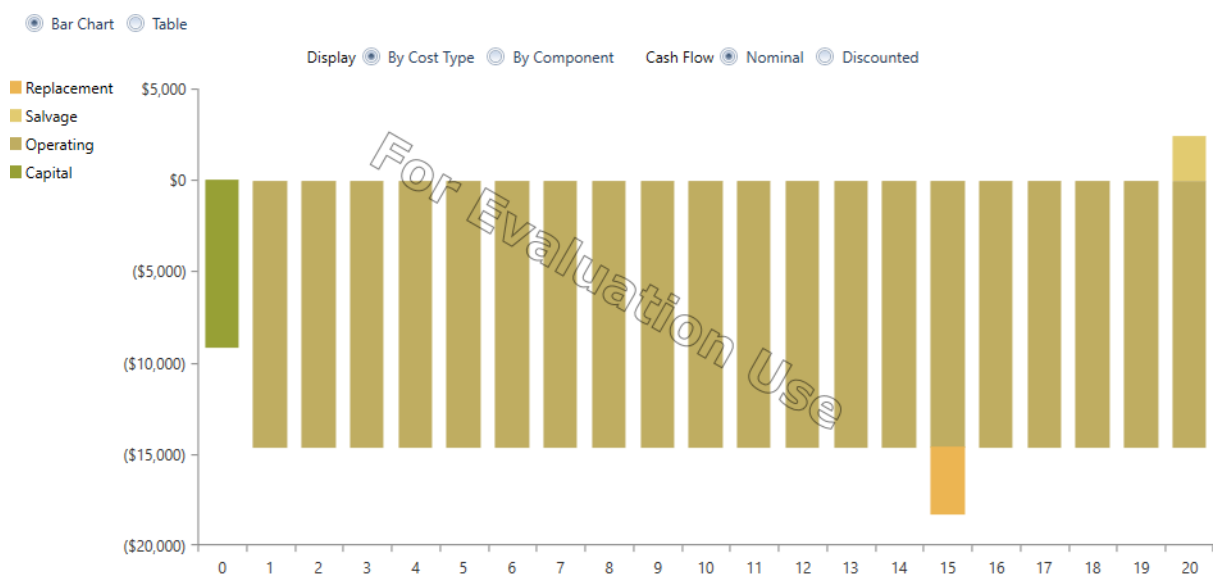


Figura 34: Fluxo de caixa do sistema sob tarifa branca

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A Figura 35 demonstra o impacto ambiental do sistema considerando a tarifa branca. Observa-se a emissão anual de 345 kg de dióxido de carbono (CO_2), enquanto os demais poluentes, como monóxido de carbono, hidrocarbonetos não queimados, material particulado, dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio, apresentam valores nulos. Em comparação com o cenário de tarifa única, há um aumento de emissões devido à maior dependência da rede elétrica em horários de tarifa reduzida, embora os níveis permaneçam baixos.

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	345	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	0	kg/yr
Nitrogen Oxides	0	kg/yr

Figura 35: Emissões anuais de poluentes sob o Cenário de Referência Tarifa Branca

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

Por fim, a Figura 36 apresenta o resultado da análise de sensibilidade do sistema considerando o cenário de tarifa branca. O sistema híbrido formado por 7,22 kW de painéis fotovoltaicos e 3,71 kW de conversor apresentou-se como a configuração de menor custo total (NPC = \$138.421), com LCOE = \$0.826/kWh e custo operacional de \$14.690/ano. O sistema alternativo (rede isolada) apresenta custos mais elevados, o que confirma a vantagem econômica da integração fotovoltaica mesmo sob variações tarifárias.

Architecture				Cost				System		Project Economics		PV	
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)	Simple Payback (yr)	CAPEX (\$)	Energy Production (kWh/yr)
7.22	999.999	3.71	CC	\$138,421	\$0.826	\$14,690	\$9,185	50.0	0	83	1.2	5,472	11,333
	999.999		CC	\$195,465	\$1.45	\$22,218	\$0.00	0	0				

Figura 36: Análise de sensibilidade do sistema sob Cenário Alternativo Tarifa Branca

Fonte: Elaboração própria a partir de *HOMER PRO*, 2025

A avaliação do sistema fotovoltaico conectado à rede sob o regime de tarifa branca demonstrou que essa modalidade tarifária pode potencializar os benefícios econômicos do investimento, desde que haja um perfil de consumo compatível com a geração solar. Os resultados obtidos no *software HOMER Pro* indicaram que a integração entre o sistema fotovoltaico de 7,22 kW, o conversor de 3,71 kW e a rede elétrica resultou em um NPC (*Net Present Cost*) de R\$ 138.421, inferior ao cenário base dependente apenas da concessionária (R\$ 195.465). O LCOE (*Levelized Cost of Energy*) obtido foi de R\$ 0,826/kWh, representando uma redução superior a 40% em relação ao custo de fornecimento da energia adquirida exclusivamente da rede.

O sistema apresentou ainda Taxa Interna de Retorno (TIR) de 83%, Retorno sobre o Investimento (ROI) de 77% e *payback* simples de 1,2 anos, valores que confirmam a viabilidade econômica e rapidez no retorno do capital investido. A fração renovável de 50% evidencia o equilíbrio entre geração própria e energia proveniente da rede, reduzindo a dependência do fornecimento externo e reforçando o caráter sustentável do sistema.

Do ponto de vista energético, a produção anual do sistema fotovoltaico foi de 11.333 kWh, representando 54,4% da energia total consumida, enquanto 45,6% foram supridos pela rede. Esse balanço demonstra que, mesmo com menor potência instalada em comparação ao cenário de tarifa única, o desempenho do sistema permanece expressivo, garantindo autossuficiência parcial e estabilidade operacional ao longo do ano.

A tarifa branca mostrou-se, portanto, vantajosa para a propriedade analisada, proporcionando economias nos períodos fora de ponta e melhor aproveitamento da energia solar durante as horas de maior irradiação. Quando comparada à tarifa convencional, a tarifa branca aliada à geração fotovoltaica resulta em redução substancial do custo de energia, diminuição das emissões de gases de efeito estufa e melhoria da eficiência energética global do sistema, consolidando-se como uma alternativa tecnicamente robusta e ambientalmente sustentável para o contexto rural.

Com o objetivo de facilitar a visualização dos resultados e permitir uma análise comparativa direta entre os cenários avaliados, a Figura 36 apresenta uma síntese dos principais indicadores técnicos, econômicos e ambientais obtidos nas simulações realizadas no *software HOMER Pro*. A consolidação dessas informações permite identificar de forma clara as diferenças de desempenho entre os regimes tarifários

analisados, evidenciando os impactos da estrutura de custos e do perfil de consumo sobre a viabilidade da geração fotovoltaica em pequenas propriedades rurais.

Indicador	Tarifa Única (Cenário de Referência)	Tarifa Branca (Cenário Alternativo)
Potência instalada do sistema FV (kW)	10,9 kW	7,22 kW
Geração anual de energia FV (kWh/ano)	17.165	11.333
Consumo anual total (kWh/ano)	25.975	19.041
Percentual da demanda suprida pela FV	66,1%	54,4%
Energia comprada da rede (kWh/ano)	8.810	9.517
Energia vendida à rede (kWh/ano)	8.822	3.762
Fração renovável do sistema	63,4%	50,0%
Excedente de eletricidade	4,12%	6,28%
Custo Presente Líquido – NPC (R\$)	34.999	138.421
Custo nivelado de energia – LCOE (R\$/kWh)	0,165	0,826
Custo da energia sem FV (R\$/kWh)	1,215	1,45
Redução do custo total vs. cenário base	≈ 79%	≈ 29%
Investimento inicial – CAPEX (R\$)	14.764	9.185
Custo operacional anual (R\$/ano)	2.300	14.690
Payback simples (anos)	0,9	1,2

Taxa Interna de Retorno – TIR (%)	111%	83%
Retorno sobre o investimento – ROI (%)	105%	77%
Emissões líquidas de CO₂ (kg/ano)	–0,733	345
Avaliação geral de viabilidade	Altamente viável	Viável, dependente do perfil de consumo

Figura 36 – Síntese comparativa dos resultados técnicos, econômicos e ambientais dos cenários simulados

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados obtidos ao longo da pesquisa, 2025.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma propriedade rural de Bambuí–MG, considerando tanto o regime tarifário convencional (tarifa única) quanto o modelo alternativo da tarifa branca. Para fundamentar essa análise, foi apresentado um panorama abrangente da evolução da geração distribuída no Brasil, incluindo os avanços regulatórios recentes e os impactos introduzidos pelo Marco Legal da GD (Lei nº 14.300/2022), que modificou as regras de compensação e reforçou a necessidade de compreender os efeitos tarifários sobre pequenos produtores rurais. A utilização do software *HOMER Pro* (versão 3.15) permitiu simular cenários distintos com elevado rigor técnico, incorporando parâmetros econômicos, tarifários e operacionais ao longo de um horizonte de 25 anos. Esse arcabouço metodológico possibilitou identificar o desempenho energético do sistema, estimar o retorno financeiro do investimento e analisar os benefícios ambientais associados à redução de emissões, fornecendo uma visão integrada da viabilidade da microgeração solar nas condições reais de operação de uma pequena propriedade rural.

Os resultados obtidos demonstraram que a adoção da energia solar fotovoltaica é tecnicamente viável e economicamente vantajosa, contribuindo de forma expressiva para a redução dos custos com energia elétrica e para a sustentabilidade das atividades rurais.

Sob o regime de tarifa única, o sistema composto por módulos fotovoltaicos de 10,9 kW e conversor de 6,48 kW apresentou um Custo Presente Líquido (NPC) de R\$ 34.999, custo nivelado de energia (LCOE) de R\$ 0,165/kWh e Taxa Interna de Retorno (TIR) de 111%, com *payback* simples de 0,9 ano. Esses resultados comprovam a alta rentabilidade do investimento e a expressiva economia obtida, especialmente em comparação ao cenário base de dependência total da rede elétrica (NPC de R\$ 163.321). A fração renovável de 63,4% reforça o potencial da geração solar para reduzir o consumo proveniente da concessionária e aumentar a autossuficiência energética da propriedade.

Na análise sob o regime de tarifa branca, o sistema fotovoltaico, ajustado para 7,22 kW de potência, também apresentou desempenho satisfatório, com NPC de R\$ 138.421 e LCOE de R\$ 0,826/kWh, resultando em TIR de 83% e *payback* de 1,2 anos. Embora o custo presente líquido seja superior ao obtido na tarifa única, a modalidade

branca oferece ganhos complementares ao permitir o melhor aproveitamento da geração solar durante os horários fora de ponta, reduzindo o impacto das tarifas mais elevadas em horários de pico. Além disso, a fração renovável de 50% evidencia o equilíbrio entre geração própria e energia adquirida da rede, consolidando a eficiência e a estabilidade do sistema híbrido.

Em termos ambientais, ambos os cenários confirmaram o caráter sustentável da geração solar, com destaque para a redução líquida de emissões de dióxido de carbono (CO_2), estimada em $-0,733$ kg/ano pelo *HOMER Pro*. Esse resultado reflete a substituição parcial da energia proveniente de fontes fósseis por uma fonte limpa e renovável, reforçando o alinhamento do projeto com os princípios da sustentabilidade e da mitigação dos impactos climáticos.

De modo geral, as análises realizadas demonstram que a implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em propriedades rurais representa uma solução economicamente atrativa, ambientalmente responsável e tecnicamente consolidada. Além da redução de custos, o investimento contribui para a autonomia energética do produtor rural, amplia a previsibilidade de despesas e agrega valor à produção agropecuária ao incorporar práticas sustentáveis.

Como consideração final, destaca-se que a escolha entre os regimes de tarifa única e tarifa branca deve considerar o perfil de consumo energético da propriedade. Propriedades com maior demanda durante o dia tendem a se beneficiar mais da tarifa branca, enquanto perfis com consumo distribuído ao longo do dia mantêm melhor desempenho econômico sob a tarifa única. Em ambos os casos, a geração fotovoltaica apresentou forte potencial de retorno financeiro e benefício ambiental, evidenciando-se como uma alternativa estratégica para o desenvolvimento sustentável do meio rural brasileiro.

Entretanto, é importante reconhecer que a expansão da geração distribuída solar no Brasil também suscita questões estruturais e distributivas que merecem atenção em futuras análises e políticas públicas. Em primeiro lugar, o acesso à rede elétrica ainda é restrito em muitas localidades rurais, o que levanta dúvidas sobre quem arcará com os custos de expansão e modernização da infraestrutura necessária para conectar novos sistemas fotovoltaicos. Não se trata apenas da aquisição de painéis solares, mas da integração eficiente e segura da geração à rede, o que

envolve investimentos em tecnologia, manutenção e adequações técnicas específicas.

Além disso, a estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro, cuja última grande reforma ocorreu em 2004, mostra-se defasada frente à realidade atual de fontes intermitentes e sistemas híbridos com armazenamento. A atualização desse marco é fundamental para assegurar a sustentabilidade financeira e operacional da geração distribuída, bem como para viabilizar novos modelos de compensação e gestão da energia produzida por pequenos geradores.

Outro ponto relevante refere-se à equidade e às possíveis distorções tarifárias. Embora a energia solar reduza custos individuais e promova benefícios ambientais, ela ainda depende da infraestrutura da concessionária, o que pode gerar socialização de custos e impactar de forma desigual os consumidores de baixa renda. Assim, é essencial que o avanço da geração distribuída ocorra com neutralidade e justiça tarifária, assegurando que os benefícios e encargos sejam distribuídos de maneira equilibrada entre todos os usuários do sistema.

Como perspectivas futuras, a autossuficiência energética por meio de sistemas com baterias e a venda de excedentes para a rede representam caminhos promissores, mas que demandam aprimoramentos regulatórios e novas formas de financiamento. A recente Medida Provisória nº 1.304, que trata do incentivo à transição energética e ao financiamento de fontes renováveis, surge como instrumento importante para esse debate e deve ser acompanhada de perto em futuras pesquisas.

Por fim, destaca-se a importância do capital humano nesse processo: a expansão da geração distribuída depende não apenas de políticas de incentivo e avanços tecnológicos, mas também da formação técnica e da capacitação profissional para instalação, operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos. O fortalecimento desse conhecimento é condição essencial para consolidar a energia solar como vetor estratégico do desenvolvimento sustentável no Brasil.

Apesar dos resultados favoráveis observados, este estudo não esgota as possibilidades de análise relacionadas à geração distribuída fotovoltaica em propriedades rurais. Recomenda-se que pesquisas futuras ampliem o escopo das simulações, incorporando novos cenários tarifários e, sobretudo, avaliações sob a ótica da demanda, considerando variações de carga, estratégias de gestão energética

e eventuais mudanças no perfil de consumo ao longo dos anos. Também se sugere a investigação de diferentes configurações tecnológicas, como inversores híbridos, sistemas com baterias, módulos de maior eficiência ou arquiteturas que permitam aumento de capacidade instalada, uma vez que tais alternativas poderiam alterar os custos, a confiabilidade e o retorno financeiro do sistema. Adicionalmente, análises com foco em riscos financeiros, taxas de financiamento rural, linhas de crédito específicas e impactos da sazonalidade de preços de energia poderiam enriquecer a compreensão econômica do investimento. Tais aprofundamentos não foram contemplados neste trabalho por limitações metodológicas e de escopo, mas constituem caminhos relevantes para estudos posteriores que desejem aprimorar a avaliação da viabilidade da microgeração solar em contextos rurais brasileiros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU NETO, Samuel Lino de. Análise de viabilidade técnico-econômica de implantação de usina solar fotovoltaica a partir de modelo de negócios baseado em locação de equipamentos. **Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia) – IFES**, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ifes.edu.br/handle/123456789/4062> . Acesso em: 1 ago. 2025.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSOLAR**. São Paulo: ABSOLAR, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição. Brasília, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília: ANEEL, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relatório de Acesso Universal à Energia**. Brasília, 2023.

ANDRADE, Max Batista; DO NASCIMENTO, Emerson Leão Brito. IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CONTEXTO BRASILEIRO. **Revista Contemporânea**, v. 4, n. 11, p. e6638-e6638, 2024.

BELUCO, Alexandre; SOUZA, Paulo Kroeff de; KREZNINGER, Arno. A complementariedade no tempo entre as energias hidrelétrica e fotovoltaica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 8, n. 1, p. 99–109, jan.–mar. 2003. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/231551> . Acesso em: 31 jul. 2025.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF)**. 2023.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, jan. 2022.

CEMIG. **Tarifas de energia elétrica 2025**. Belo Horizonte: Companhia Energética de Minas Gerais, 2025. Disponível em: <https://www.cemig.com.br>. Acesso em: 2 nov. 2025.

COSTA, André Luis Crispim; HIRASHIMA, Simone Queiroz da Silveira; FERREIRA, Reginaldo Vagner. USINAS FOTOVOLTAICAS DO INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS–IFMG: Análise de geração e dos principais desafios relacionados à operação e manutenção dos sistemas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Florianópolis. **Anais do 8º Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2020**. [S. l.]: [s.n.], 2020.

COSTA, Bruno Alencar da; BORGES, Fabricio Quadros. **Gestão Pública de Energia e Planejamento Integrado de Recursos: uma contribuição à sustentabilidade energética no Pará**. Desenvolvimento em Questão, v. 19, n. 57, p. 7–26, dez. 2021. DOI:10.21527/2237-6453.2021.57.11847.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA (EMBRAPA). **Boletim técnico sobre energia solar no meio rural**. Brasília: EMBRAPA, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2023: ano base 2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). BEN 2025. **Relatório Síntese. Ano Base 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2024a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Balanço Energético Nacional BEN 2025**. Ano Base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2024b.

FOFANG, Tamanjong Fru; TANYI, Emmanuel. Design and *Simulation* of Off-Grid Solar/Mini-Hydro Renewable Energy System using *HOMER Pro Software*: Case of Muyuka Rural Community. **International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)**, v. 9, n. 9, set. 2020.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). **Financing for Solar Photovoltaic Distributed Generation**. São Paulo: FGV EAESP – Centro de Estudos em Finanças, 2018. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/bitstreams/9b88774d-132e-49ed-8537-e87c4b9cd8d2/download>. Acesso em: 14 nov. 2025.

GIMENES, André Luiz Veiga. **Modelo de integração de recursos como instrumento para um planejamento energético sustentável**. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, 2004.

GONÇALVES, Gustavo Leite et al. Economic Feasibility of Conventional and Building-Integrated Photovoltaics Implementation in Brazil. **Energies**, v. 15, n. 18, p. 6707, set. 2022. DOI:10.3390/en15186707. Acesso em: 31 jul. 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Trends in Photovoltaic Applications 2023. Paris: IEA, 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *CO₂ Emissions from Electricity Generation: Country Indicators 2023*. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org>. Acesso em: 02 nov. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change**. Geneva: IPCC, 2022.

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 02 nov. 2025.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; SWISHER, Joel; REDLINGER, Robert. **Planejamento integrado de recursos energéticos: oferta, demanda e suas interfaces**. Florianópolis: IEI Brasil, 2020.

KAMAL, Md Mustafa; ASHARAF, Imtiaz. Modelagem e avaliação da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede para eletrificação rural. **Fontes de Energia, Parte A: Recuperação, Utilização e Efeitos Ambientais**, v. 47, n. 1, p. 6178-6194, 2025.

KRUGER, Silvana Dalmutt; ZANELLA, Cleunice; BARICHELO, Rodrigo. Análise da viabilidade econômico-financeira para implantação de projeto de produção de energia solar fotovoltaica em uma propriedade rural. **Revista de Gestão e Secretariado**, v. 14, n. 1, p. 428–445, 2023. DOI:10.7769/gesec.v14i1.1521

LUZ SOLAR. *Como funciona o sistema fotovoltaico?* Publicado em 07 jul. 2017; atualizado em 04 abr. 2021. Disponível em: <https://luzsolar.com.br/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico/>. Acesso em: 01 ago. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Caderno de premissas econômicas e demográficas – PDE 2034, parte integrante do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Brasília: MME; EPE, mar. 2024.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). *Model of Operation and Maintenance Costs for Photovoltaic Systems*. Golden, CO: NREL, 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov>. Acesso em: 02 nov. 2025.

NGAO-DET, Montri et al. Otimização sistemática e projeto econômico de um sistema híbrido de microrrede 100% renovável para eletrificação rural sustentável em Khlong Ruea, Tailândia. **Energias**, v. 18, n. 7, p. 1628, 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Informações sobre o nível dos reservatórios – 2021**. Brasília: ONS, 2021.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

R3 TÉCNICA LTDA. *Energia solar*. 19 nov. 2014. Disponível em: <http://www.r3brasil.com.br/2015/01/energia-solar.html>. Acesso em: 28 ago. 2025.

SANTOS, Diego Resende; VIEIRA, Eric Caetano Maurício; ROCHA, Jessica Taveira da; EUGENIO, Quêren Hapuque de Souza; CAMPOS, Carlos da Mata. Desafios e soluções para o armazenamento de energia renovável. **Brazilian Journal of Production Engineering**, São Mateus, Espírito Santo, Brazil, v. 9, n. 4, p. 76–88, 2023. DOI: [10.47456/bjpe.v9i4.42343](https://doi.org/10.47456/bjpe.v9i4.42343). Disponível em: <https://periodicos.ufes.br/bjpe/article/view/42343>. Acesso em: 29 ago. 2025.

SANTOS, Igna Lylyane Costa dos. Viabilidade econômico-financeira da implantação de energia solar em uma propriedade rural: uma análise voltada para a agricultura familiar no município de Currais Novos/RN. **Trabalho de Graduação – Universidade Federal do Rio Grande do Norte**, Currais Novos, RN, jul. 2023. 21 f. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/53866>. Acesso em: 1 ago. 2025.

SILVA, F. C. A. da; BELCHIOR, F. N.; FONSECA, M. N. Sistema fotovoltaico off-Grid com baterias em zona rural – estudo de caso. **OBSERVATÓRIO DE LA ECONOMÍA LATINOAMERICANA**, [S. l.], v. 23, n. 1, p. e8664, 2025. DOI: 10.55905/oelv23n1-126. Disponível em: <https://ojs.observatoriolatinoamericano.com/ojs/index.php/olel/article/view/8664>. Acesso em: 29 ago. 2025.

VALADÃO, Giovana; RENATO, Natalia; AREDES, Camile; FREITAS, Caroline; ALEMAN, Catariny. Photovoltaic solar energy applied to irrigation: an analysis of the financial impact in Brazil. **Electrical Engineering**, v. 106, p. 1-10, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-023-02019-7>.

VANZETTO, Andrielen Braz et al. Revisão sistemática de células solares de silício base n: estruturas e eficiências. **Cerâmica**, v. 68, n. 388, p. 450-468, 2022.

VICENTE, Marcelo Rossi et al. Viabilidade econômica da energia fotovoltaica para irrigantes no Norte de Minas e Vale do Jequitinhonha. **Energia na Agricultura**, v. 36, n. 1, p. 58–71, 2021. DOI:10.17224/EnergAgric.2021v36n1p58-71.