

Estudo de viabilidade de sistema fotovoltaico em uma organização militar do Exército Brasileiro

Feasibility study of photovoltaic system in a Brazilian Army military organization

Estudio de viabilidad de sistema fotovoltaicos en una organización militar del Ejército Brasileño

Larissa Barroso dos Santos* 

Universidade de São Paulo, Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo, Mestranda em
Engenharia Elétrica.
São Paulo (SP), Brasil.
larissabarroso@usp.br

Daniel Setrak Sowmy 

Universidade de São Paulo, Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo, Departamento de
Construção Civil.
São Paulo (SP), Brasil.

* Autora correspondente.

CRediT

Contribuição de autoria: Concepção; Curadoria de dados; Análise; Coleta de dados; Metodologia; Software; Supervisão; Validação; Visualização; Redação – rascunho original; Redação – revisão e edição: SANTOS, L. B.; SOWMY, D. S.

Conflitos de interesse: Os autores certificam que não há conflito de interesse.

Financiamento: Não possui.

Aprovação de ética: Os autores certificam que não houve necessidade de aprovação de Comitê de Ética.

Uso de I.A.: Os autores certificam que não houve uso de inteligência artificial na elaboração do trabalho.

Editores responsáveis: Daniel Sant'Ana (Editor-Chefe); Andreza Kalbusch (Editora Convidada); Heber Martins de Paula (Editor Convidado); Ricardo Prado Abreu Reis (Editor Convidado); Pedro Gomes Cardoso (Assistente editorial).

Resumo

É evidente a premente necessidade de expansão e diversificação da matriz elétrica brasileira de maneira sustentável, considerando o atendimento à crescente demanda de energia e aos esforços internacionais de redução dos impactos negativos das mudanças climáticas. Nesse contexto, a energia solar apresenta um papel de destaque, em virtude dos altos índices de irradiação solar verificados no país. Dessa forma, este estudo visa avaliar a viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos instalados no solo e na cobertura no âmbito do Exército Brasileiro. Para isso, a metodologia adotada foi o desenvolvimento de um estudo de caso a partir de uma organização militar a ser construída no Estado de São Paulo, tendo sido realizada a caracterização do consumo dessa organização a partir de dados históricos de outras unidades, o que permitiu o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos mais adequados e a realização de uma análise de viabilidade técnica-econômica. Do ponto de vista técnico, os sistemas propostos se mostraram altamente exequíveis, com potencial de geração de energia elétrica suficiente para compensação do consumo de energia, possibilitando uma economia média da fatura de energia de 79% da parcela de consumo.

Palavras-Chave: Exército; Sistemas fotovoltaicos; Fontes alternativas de energia; Energia Solar.

Abstract

It is evident that there is an urgent need to expand and diversify the Brazilian electricity matrix in a sustainable manner, considering the growing demand for energy and international efforts to reduce the negative impacts of climate change. In this context, solar energy plays a prominent role due to the high levels of solar irradiation observed in the country. Thus, this study aims to evaluate the technical and economic feasibility of photovoltaic systems installed on the ground and on rooftops within the scope of the Brazilian Army. For this purpose, the adopted methodology was the development of a case study based on a military organization to be constructed in the state of São Paulo, where the energy consumption of this organization was characterized based on historical data from other units, which allowed the appropriate sizing of the photovoltaic systems and the realization of a technical and economic feasibility analysis. From a technical standpoint, the proposed systems proved to be highly feasible, with the potential to generate enough electricity to offset energy consumption, enabling an average energy bill savings of 79% of the consumption portion.

Keywords: Army; Photovoltaic systems; Alternative energy sources; Solar energy.

Resumen

Es evidente la necesidad urgente de expandir y diversificar la matriz eléctrica brasileña de manera sostenible, considerando la creciente demanda de energía y los esfuerzos internacionales para reducir los impactos negativos del cambio climático. En este contexto, la energía solar desempeña un papel destacado debido a los altos índices de irradiación solar verificados en el país. De esta forma, este estudio tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica y económica de sistemas fotovoltaicos instalados en el suelo y en la cubierta dentro del ámbito del Ejército Brasileño. Para ello, la metodología adoptada fue el desarrollo de un estudio de caso a partir de una organización militar que se construirá en el estado de São Paulo, realizándose la caracterización del consumo de esta organización a partir de datos históricos de otras unidades, lo que permitió dimensionar los sistemas fotovoltaicos más adecuados y llevar a cabo un análisis de viabilidad técnico-económica. Desde el punto de vista técnico, los sistemas propuestos demostraron ser altamente viables, con potencial de generación de energía eléctrica suficiente para compensar el consumo de energía, posibilitando un ahorro promedio en la factura de energía del 79% de la parte correspondiente al consumo.

Palabras clave: Ejército; Sistemas fotovoltaicos; Fuentes alternativas de energía; Energía solar.

1 Introdução

Na estrutura tradicional de geração e distribuição de energia elétrica, a produção é concentrada majoritariamente em grandes usinas de combustíveis fósseis ou hidrelétricas afastadas dos centros de consumo. Esse modelo de organização foi e ainda é muito utilizado em diversos países do mundo, inclusive pelo Brasil que possui uma relevante dependência de usinas hidrelétricas de elevada potência instalada. Entretanto, seguindo a tendência mundial e em virtude das crises hídricas enfrentadas no passado recente, o país tem investido esforços para desenvolver uma matriz elétrica mais diversificada através da expansão do aproveitamento de outras fontes renováveis de energia (EPE, 2023b)

Para acompanhar o crescimento do país e garantir o fornecimento de energia de maneira sustentável, é necessário investimento em fontes renováveis de energia, além das usinas hidrelétricas. Assim, a expansão do aproveitamento da energia solar é uma ação necessária e viável, pois é uma fonte ainda pouco explorada. Dados de 2022 apontam uma contribuição de apenas 1,2% na oferta interna de energia para essa fonte (EPE, 2023). Além disso, há um significativo potencial de crescimento da energia solar no país, em virtude do Brasil possuir um território vasto e uma alta irradiação solar (Carstens; Cunha, 2019).

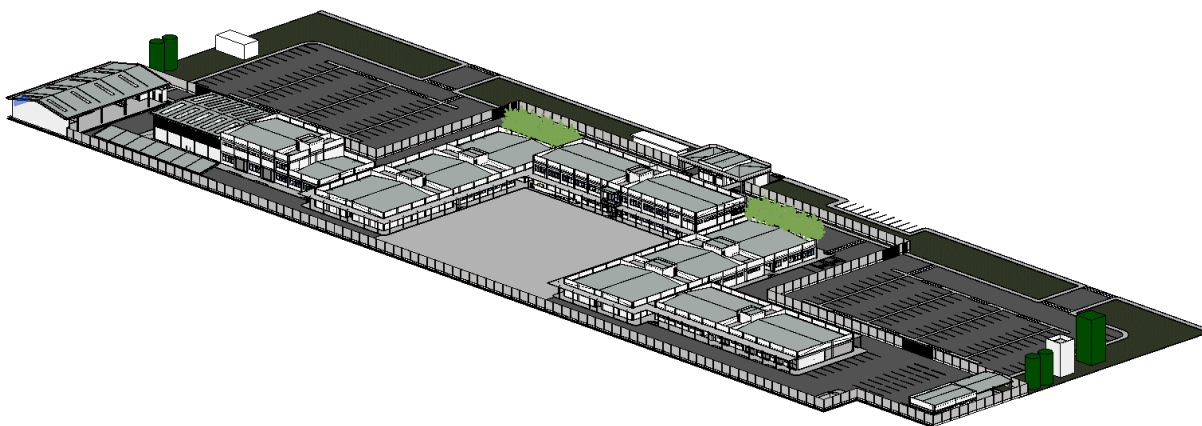
Em consonância com o esforço nacional para garantir o fornecimento de energia de maneira sustentável e a preservação ambiental, é de grande relevância avaliar a viabilidade de sistemas de geração distribuída a partir de energias renováveis em instituições públicas. O Estado possui um importante papel na promoção de tecnologias por meio de investimentos em pesquisas, impulsionando o desenvolvimento de recursos ou serviços, estabelecendo padrões e normatizações, adquirindo produtos e serviços e atuando como mediador da competição no setor privado. Essa capacidade do Estado de fomentar e disseminar tecnologias pode dar suporte ao setor industrial para aprimorar os sistemas de aproveitamento de energias renováveis.

Assim, este trabalho se propõe a avaliar a viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos para geração de eletricidade em um quartel do Exército Brasileiro localizados no estado de São Paulo. Esse estudo de caso busca auxiliar o processo decisório de implementação dessa tecnologia nessa organização militar (OM), contribuindo para o progresso das ações de combate às mudanças climáticas, sustentabilidade da matriz elétrica, economia de recursos públicos e o desenvolvimento do mercado de energia solar.

2 Metodologia

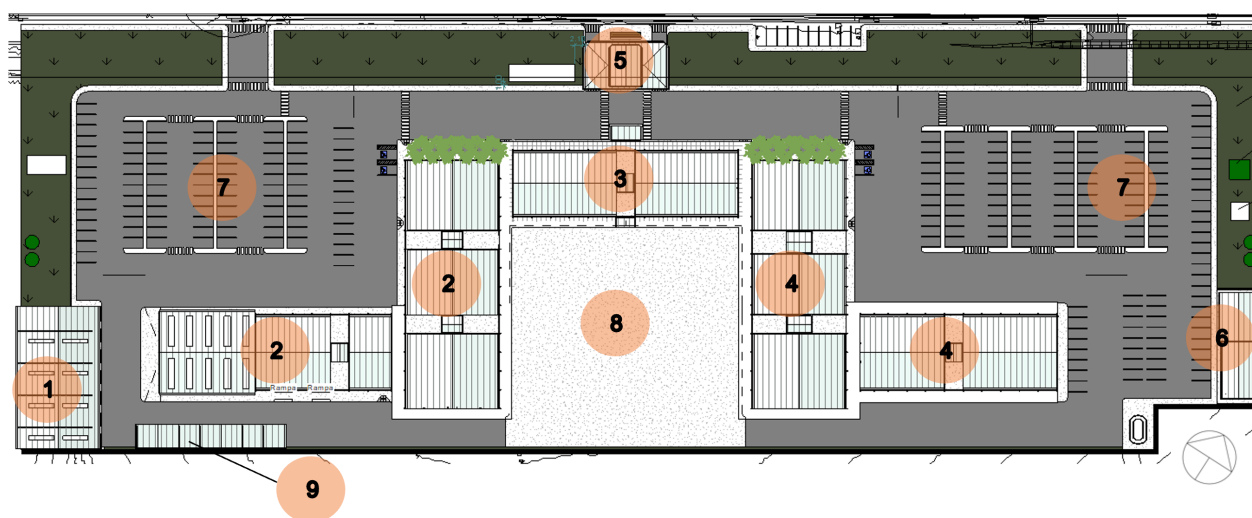
O estudo de caso foi desenvolvido a partir do projeto básico das novas instalações do Centro de Instrução de Aviação do Exército (CIAvEx) em Taubaté, São Paulo. O complexo foi dividido em 3 blocos principais, sendo eles o Pavilhão Comando, o Pavilhão de Ensino e o Pavilhão de Apoio, além de áreas para estacionamento, pátio de formaturas, manutenção de viaturas, prática de atividade física, entre outras. Na Figura 1, está a representação tridimensional da organização militar em estudo. Ainda, para melhor compreensão do projeto em estudo, foram identificadas as diversas subdivisões da OM modelo na Figura 2.

Figura 1: Modelo tridimensional da organização militar em estudo



Fonte: Comissão Regional de Obras/2 (2023).

Figura 2: Identificação das subdivisões da organização militar



Fonte: Adaptado de Comissão Regional de Obras/2 (2023).

Na Figura 2, estão numeradas as áreas do projeto, como segue: (1) Pelotão transporte, (2) Pavilhão de ensino, (3) Pavilhão Comando, (4) Pavilhão de apoio, (5) Guarita, (6) Academia/Sala de instrução, (7) Estacionamentos descobertos, (8) Pátio de formatura, (9) Estacionamento coberto para viaturas. Além disso, o projeto também prevê estruturas menores, como cabine de energia e reservatórios elevados. Também na Figura 2, está representado o norte magnético no canto inferior direito da imagem, o qual indica uma inclinação de 33° leste entre o eixo vertical e o norte geográfico.

As capacitações conduzidas no CIAvEx focam no uso de aeronaves de asas rotativas em combate, sendo ofertadas para militares do Exército Brasileiro, das demais Forças Singulares e das Forças Armadas de Nações Amigas. Para isso, são empregados mais de 600 militares na importante missão de formar e especializar os profissionais que irão desempenhar as mais diversas funções, em especial, na Aviação do Exército Brasileiro (Homem, 2021).

Para o projeto elétrico, foi prevista a construção de uma cabine de energia, dotada de transformadores trifásicos 220V e 380V e de um gerador. Ainda, por se tratar de um quartel inserido em um complexo de organizações militares, a cabine será alimentada pela rede

de distribuição de média tensão interna do complexo, estando a conexão com a rede da concessionária e consequente medição localizada em outra subestação a montante. Essa unidade consumidora está enquadrada no grupo A, modalidade tarifária verde.

2.1 Caracterização do consumo de energia

Uma etapa preliminar, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico mais adequado à realidade da OM, é o estudo do histórico de consumo e de demanda de energia, ou previsão estimativa desses dados com base em edificações similares nos casos em que não se tem disponível essas informações.

Na fatura das unidades consumidoras, o consumo de energia explicitado reflete o valor medido de energia elétrica ativa, expresso em quilowatts-hora (kWh). Ademais, a demanda presente nas faturas representa a máxima potência ativa injetada ou requerida do sistema elétrico em quilowatts (kW) (ANEEL, 2021).

Como o estudo de caso se refere a uma nova organização militar, não é possível se valer de contas de energia para determinar o padrão de consumo e de demanda. Então, para superar essa limitação, foi realizada uma pesquisa com outras organizações militares a fim de obter indicadores que possibilitassem gerar uma estimativa de consumo e de demanda de energia para o estudo de caso em análise.

Então, foram solicitadas as faturas de energia do ano 2019 e o efetivo de militares a organizações militares também localizadas no Estado de São Paulo. No total, aceitaram participar do estudo 16 quartéis, que foram denominados OM1, OM2, OM3, OM4, OM5, OM6, OM7, OM8, OM9, OM10, OM11, OM12, OM13, OM14, OM15 e OM16. As identificações dos quartéis foram suprimidas propositalmente, pois a divulgação poderia comprometer a segurança orgânica dessas unidades.

As OM1, OM2, OM3, OM4, OM5 podem ser classificadas como unidades não operacionais, nas quais são desempenhadas funções de coordenação e apoio. Na OM6, também identificada como não operacional, são desenvolvidas atividades de ensino e capacitação. E as demais OMs podem ser classificadas como organizações militares do Corpo de Tropa (OMCT), onde são realizadas atividades majoritariamente operacionais.

Com auxílio do Sistema Unificado do Processo de Obras, conhecido pela sigla OPUS, ferramenta desenvolvida pela Diretoria de Obras Militares para auxiliar a gestão de serviços e obras no Exército, foram obtidos os valores de Área Ocupada pela OM e Área Construída. A área ocupada pela OM representa a extensão do terreno, enquanto a área construída traduz a soma da área de todos os ambientes construídos da OM.

Ainda é possível destacar que o OPUS possui uma relação detalhada de todas as benfeitorias das OMs do Exército, descritas no documento Plano Diretor da Organização Militar (PDOM), o que foi relevante para agrupar as áreas com maior impacto no consumo de energia de acordo com a sua tipologia, unidades não operacionais, também denominadas administrativas, ou OMCT.

Assim, utilizando os conceitos de Regressão Linear Múltipla (RLM), foi desenvolvido um modelo com as variáveis preditoras mais adequadas na estimativa do consumo de energia anual, que é a variável dependente neste estudo. Para isso, foi empregada a ferramenta de análise de dados do software Microsoft Excel, versão 16.48.

O modelo de RLM descreve um hiperplano com k dimensões, sendo k o número de variáveis preditiva ou regressores x_i , $i = 1, 2, \dots, k$. A estas variáveis estão associados os coeficientes de regressão β_j , $j = 0, 1, 2, \dots, k$, os quais exprimem a variação esperada do modelo à variação de x_j , enquanto as demais variáveis preditivas x_i ($i \neq j$) permanecem constantes. Assim, o modelo pode ser genericamente representado pela Equação 1, sendo ε o termo relativo ao erro.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k + \varepsilon \quad (1)$$

A RLM é tipicamente usada na predição do valor da variável dependente (y) a partir das variáveis preditiva (x_i), enquanto os coeficientes de regressão (β_j) e o erro (ε) são estimados a partir de dados amostrais (Montgomery, Douglas C.; Peck; Vining, 2012). Assim, esse modelo generaliza a regressão linear simples para os casos nos quais há mais de uma variável preditiva, o que se encaixa adequadamente na proposta de estimar o consumo de energia anual em organizações militares a partir de dados conhecidos

Inicialmente foram considerados todos os dados das OMs e variáveis independentes disponíveis, sendo: Tipo de OM, Número de militares, Área total construída e Área do imóvel. Para indicar se a OM é do tipo operacional ou não, foi criada a variável *dummy* Tipo de OM, tendo sido atribuído o valor 0 para OM administrativa e valor 1 para OMCT.

Além da análise de consumo de energia, foi realizada avaliação do indicador decorrente da divisão do consumo anual pela demanda média anual das organizações militares para estimativa da demanda. Ademais, a proporção de consumo anual nos períodos de ponta e fora de ponta também foi foco de estudo para possibilitar a caracterização do consumo de energia por período nas futuras instalações do CIAvEx.

2.2 Análise de viabilidade técnica

Em razão da modalidade tarifária verde da rede, a qual estará conectada a subestação do CIAvEx, foi necessário realizar a distinção dos consumos nos horários de ponta e fora de ponta para possibilitar o cálculo da efetiva energia a ser gerada para compensação do consumo nos diferentes postos tarifários.

Assim, de posse dos valores de energia consumida nos horários de ponta e fora de ponta, obtidos a partir do modelo de regressão linear múltipla, pôde ser calculada a energia fotovoltaica (E_{FV}), em kWh/mês, a ser compensada através da Equação 2.

$$E_{FV} = E_{FP} + \frac{TE_{EP}}{TE_{FP}} E_P \quad (2)$$

A Equação 2 utiliza os valores das tarifas nos horários de ponta (TE_{EP}) e fora de ponta (TE_{FP}) expressos em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh). Assim, o cálculo da energia a ser produzida (E_{FV}) representa a soma da parcela da energia a ser compensada no horário fora de ponta (E_{FP}) e a parcela da energia no horário de ponta (E_P), sendo esta multiplicada por um fator de ajuste decorrente das tarifas. Na equação, todas as variáveis de energia possuem unidade de medida kWh/mês (Brasil, 2022).

A potência pico do sistema (P_{FV}) corresponde à potência necessária para obtenção da energia fotovoltaica mensal, considerando os níveis de irradiação solar do local (I_{RS}), a

taxa de desempenho (TD) e a irradiância incidente nas condições de teste padrão dos módulos fotovoltaicos (G_{STC}) (Pinho; Galdino, 2014). Para o cálculo, foi utilizada a Equação 3.

$$P_{FV} = \frac{G_{STC} \cdot E_{FV}}{I_{RS} \cdot TD \cdot N} \quad (3)$$

A equação 3 também pode ser reescrita, substituindo os valores da irradiância incidente nas condições de teste padrão, $G_{STC} = 1.000 \text{ W/m}^2$, e o número médio de dias do mês, e $N = 30 \text{ dias}$. Assim, a equação passa a ter a seguinte forma:

$$P_{FV} = \frac{1000 \cdot E_{FV}}{I_{RS} \cdot TD \cdot 30} \quad (4)$$

Ainda, as unidades de medida na Equação 4 são watts (W) para P_{FV} , quilowatt- hora por mês (kWh/mês) para E_{FV} e quilowatt-hora por metro quadrado por dia (kWh/m².dia) para I_{RS} , sendo a taxa de desempenho (TD) uma variável adimensional.

Nos bancos de dados solarimétricos, a irradiação solar é geralmente apresentada de duas formas, irradiação no plano inclinado e no plano horizontal. A primeira considera a incidência solar em uma superfície orientada para o norte e com inclinação igual a latitude, enquanto a irradiação no plano horizontal está associada à incidência em uma superfície horizontal. Para aplicações comuns, nas quais não é possível adotar a inclinação ótima ou orientar os painéis para o norte, é possível a adoção da irradiação no plano horizontal como uma medida conservadora, reservando o uso da irradiação no plano inclinado para usinas que atendam aos critérios de aferição dessa medida de orientação e inclinação (Korquevicz, 2017).

A taxa de desempenho, ou *Performance Ratio* no inglês, expressa a relação entre o desempenho do sistema fotovoltaico em operação sobre o máximo desempenho teórico. Dessa forma, são consideradas as diversas perdas na geração de energia e os aspectos específicos da operação. Por essa razão, a medição precisa desse parâmetro só é possível após o início do funcionamento do sistema (Pinho; Galdino, 2014).

Como a proposta deste trabalho é uma avaliação preliminar, uma solução para o valor adotado para a taxa de desempenho foi utilizar o histórico de operação de outros sistemas como referência. Assim, em um pré-dimensionamento, é aceitável adotar o valor de 75% para sistemas locais e de 80% para remotos (EPE, 2022). Após cálculo da potência do sistema, foi definido o modelo de painel fotovoltaico para o projeto, o que possibilitou calcular a energia fotovoltaica com base na potência revisada do sistema.

2.3 Análise de viabilidade econômica

Na análise de viabilidade econômica dos sistemas de aproveitamento da energia solar, deve-se avaliar os custos de implantação, operação e manutenção frente ao benefício financeiro obtido ao longo do tempo. Para isso, foram utilizadas três técnicas de análise de orçamento de capital, quais sejam, período de *payback*, valor presente líquido e taxa interna de retorno.

O período de *payback* consiste no tempo necessário para recuperação do investimento inicial (FC_0) segundo as entradas de caixa, sendo o critério de aceitabilidade do projeto

definido se o período de payback for inferior ao período máximo aceitável (Gitman, 2010). No caso em estudo, o cálculo é realizado a partir dos custos de implantação, operação e manutenção e das economias mensais geradas pelos sistemas (E), enquanto o período limite de recuperação do investimento pode ser fixado pelo tempo de vida útil dos equipamentos.

De forma a complementar e aprimorar a avaliação, o Valor Presente Líquido (VPL) é calculado subtraindo-se o investimento inicial (FC_0) de suas entradas de caixa no valor presente (FC_t), descontadas a taxa de retorno (r), a qual consiste no retorno mínimo que o projeto precisa proporcionar para garantir a sustentabilidade financeira para o empreendedor, seja governo ou privado. Assim, caso o valor obtido para VPL seja superior a zero, o retorno obtido será superior ao custo do capital empenhado (Gitman, 2010).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (5)$$

Por fim, entre as técnicas abordadas por Gitman (2010), a Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de desconto necessária para que o VPL seja igual a zero, indicando a aceitabilidade do projeto mediante o valor da TIR ser superior ao custo de capital.

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = FC_0 \quad (6)$$

Para determinação do custo inicial do investimento, de forma a seguir as diretrizes legais sobre elaboração de orçamentos na Administração Pública, foi consultado o banco de dados SINAPI, Sistema Nacional Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil (Brasil, 2013). Entretanto, até a última publicação de julho de 2023 do SINAPI, não constavam quaisquer valores para serviços de energia solar fotovoltaica, o que representa um entrave para os projetistas incluírem esse tipo de solução em licitações, pois o SINAPI é a principal base de dados para orçamentação pública de obras e serviços de engenharia.

Então, pela indisponibilidade de custos no SINAPI, foi utilizada a publicação de análise de mercado de janeiro de 2023 da empresa Greener, especializada em consultoria e pesquisa no setor de energia solar fotovoltaica, na qual são apresentados indicadores de preço médio dos sistemas fotovoltaicos e dos kits fotovoltaicos. Segundo a divisão realizada pela empresa, os kits são compostos pelos módulos fotovoltaicos, inversor, sistema de montagem, cabeamento e sistema de proteção; ou seja, os materiais para construção da usina. Enquanto o sistema fotovoltaico agrega o kit e o custo da prestação do serviço do integrador, aquele responsável por fazer a ponte entre a distribuidora de equipamentos e o cliente final (Greener, 2023).

Além dos custos diretos, extraídos dessa publicação, também foram incluídos os custos indiretos através do percentual de Bonificações e Despesas Indiretas (BDI), seguindo as diretrizes do Acórdão nº 2.622/2013 - Plenário do Tribunal de Contas da União (TCU). Para usinas fotovoltaicas, dentre as possibilidades previstas no acórdão, há uma maior similaridade com o tipo de obra: construção e manutenção de estações e redes de distribuição de energia elétrica. Esse enquadramento significa um BDI médio de 25,84% para os serviços e de 14,02% para aquisição de materiais e equipamentos.

Além do custo inicial, os gastos fixos e variáveis com a operação e manutenção (O&M, do inglês *Operations & Maintenance*) têm efeito na análise do fluxo de caixa do projeto. Para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pode ser considerado um percentual de 1% do investimento inicial ao ano para custos de O&M em geração distribuída local, o que foi adicionado à análise (EPE, 2019, 2022).

Outro aspecto importante é o impacto da redução do desempenho dos equipamentos ao longo do tempo e, conseqüentemente, influência na geração de energia elétrica, o que foi quantificado neste estudo pelo percentual de degradação anual estimado em 0,5% ao ano (EPE, 2022).

Ainda, para um horizonte de análise de investimento próximo à média de 20 a 25 anos de vida útil de usinas fotovoltaicas, também foi necessário considerar, no fluxo de caixa, a troca do inversor, pois esse apresenta durabilidade inferior ao intervalo de avaliação. De forma estimativa, o custo da troca utilizado foi equivalente a 15% do investimento inicial no décimo ano de operação do sistema (EPE, 2019, 2022).

O reajuste tarifário da energia adotado foi inferido a partir do trabalho desenvolvido por Fioravante (2022), o qual identificou um aumento acumulado de 395% entre 1999 e 2022 do preço da energia elétrica. Esse percentual é equivalente a um reajuste anual constante de 7,2% nesse período.

No cálculo da economia decorrente do sistema fotovoltaico, os dados de consumo e de geração da usina associados ao fator de autoconsumo são muito importantes. Para aqueles consumidores com consumo e geração no mesmo local, uma parcela da energia produzida pela usina é instantaneamente utilizada, apenas o excedente é injetado na rede. Essa distinção entre receita de autoconsumo e receita de injeção é necessária na análise da economia gerada, pois a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, estabeleceu a não compensação monetária de algumas parcelas tarifárias da energia injetada (Brasil, 2022).

A parcela de energia compensada já no local de geração representa uma economia direta e integral dos custos tarifário e tributário. Enquanto, para a energia injetada, nem todas as componentes tarifárias são compensadas, sendo necessário seguir as diretrizes das regras de transição estabelecidas na Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022).

A EPE utiliza fatores anuais típicos de autoconsumo de acordo com o segmento da unidade consumidora. Para o caso em estudo, fonte fotovoltaica do segmento comercial local com tensão de fornecimento de 2,3 a 25 kV, o fator anual típico de autoconsumo é de 80%, ou seja, de toda a energia gerada, apenas 20% é injetada na rede (EPE, 2022).

Na análise de viabilidade econômica, não foi necessário incluir gastos com a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a central geradora (TUSDg), pois a potência da usina calculada foi inferior à demanda contratada da unidade consumidora.

3 Resultados e discussões

3.1 Análise de viabilidade técnica

A primeira etapa do dimensionamento do sistema fotovoltaico foi a caracterização do consumo e da demanda de energia do CIAvEx a partir dos indicadores e do modelo de RLM desenvolvidos com auxílio dos dados de outras organizações militares em funcionamento

do Estado de São Paulo. Na Tabela 1, foram apresentados todos os dados obtidos das organizações militares analisadas e utilizados inicialmente nos modelos de RLM.

Tabela 1: Dados de organizações militares de 2019 utilizados no modelo de RLM

Código da OM	Tipo de OM	Número de militares	Área construída (m ²)	Área do terreno (m ²)	Grupo tarifário	Demanda máxima média (kW)	Consumo total de energia anual (kWh)
OM1	0	139	4884	11156	A	78	256561
OM2	0	79	1300	7910	B	-	78538
OM3	0	247	14386	120484	A	171	569953
OM4	0	407	14039	31243	A	388	954721
OM5	0	77	1505	3130	B	-	46240
OM6	0	1029	31798	555176	A	239	1132820
OM7	1	623	5173	20145	A	83	232690
OM8	1	646	10805	1003283	A	108	293758
OM9	1	516	12629	2105923	B	-	234434
OM10	1	486	17878	2229935	A	61	196479
OM11	1	591	13189	159150	A	117	390237
OM12	1	485	28942	426695	A	93	356580
OM13	1	547	11909	727924	A	99	282410
OM14	1	2600	44045	2719934	A	-	3628024
OM15	1	600	13598	291669	A	-	483149
OM16	1	372	16350	334977	B	-	219426

Sobre a demanda máxima média de energia, na Tabela 1, o valor foi obtido a partir da média dos valores máximos de demanda medidos em cada mês nas faturas de energia do ano de 2019. Ainda, considerando todos os contratos de grupo tarifário A, não foi possível definir os valores de demanda para as OMs 14 e 15 por possuírem diversas unidades consumidoras associadas a um mesmo quartel. Não seria coerente somar valores de demanda de contas distintas, pois os períodos em que as máximas demandas foram registradas não são necessariamente coincidentes.

No aprimoramento do modelo de RLM, foi necessário excluir os dados da OM16, pois ajustes não foram possíveis para reduzir o valor do resíduo padronizado para essa organização. Além disso, a OM6 foi reclassificada para o tipo 1, visto que, apesar de ser designada uma OM não operacional, o seu padrão de consumo e a avaliação das peculiaridades das atividades lá desempenhadas melhor se enquadram no tipo OMCT. Assim, o modelo de RLM que melhor caracterizou o consumo de energia, segundo as variáveis independentes selecionadas, está representado na Equação 7.

$$y = 189969,7 - 822467,4x_1 + 1450,2x_2 + 11,1x_3 - 20842392,1x_2^{-1} \quad (7)$$

Na Equação 7, o consumo de energia anual foi simbolizado pela variável dependente y . Enquanto as variáveis independentes foram identificadas pelos termos x_i , a saber, Tipo de OM (x_1), Número de militares (x_2) e Área total construída (x_3).

O uso da variável (Número de militares) $^{-1}$ foi um artifício matemático utilizado para melhor ajuste do modelo, como proposto por Montgomery e Ranger (2021) na construção de modelos, os quais descrevem que a forma funcional de cada variável independente candidata é correta.

Dentre as simulações realizadas, o coeficiente determinação múltipla ajustado obtido para esse modelo foi o que apresentou maior valor, 0,993; ou seja, os ajustes realizados nas observações contribuíram para o aperfeiçoamento da regressão. O Teste F também apresentou valor muito inferior a 0,05, rejeitando a hipótese de coeficientes nulos. No Teste T, o valor P de todos os coeficientes da regressão também foram inferiores a 0,05.

Para aplicação da equação de RLM, foi considerado que o CIAvEx terá um efetivo de 600 militares e uma área total construída de 8.553 m². Ainda, foi estabelecido que se trata de uma OM tipo 1, equivalente à classificação de organização militar de corpo de tropa, pois, apesar de ser possível o enquadramento como não operacional por se tratar de um centro de capacitação, não há um predomínio de ambientes de escritório nas plantas da OM em estudo, como verificado nas OMs Tipo 0 analisadas.

Dessa forma, o consumo anual de energia estimado para o CIAvEx foi de 297.823,28 kWh, sendo 29.782,33 kWh/ano no horário de ponta e 268.040,95 kWh/ano no horário fora de ponta, tendo sido considerado que 10% foram consumidos no período de ponta. Esse valor de 10% representa a média da porcentagem do consumo de energia durante o período de ponta em relação ao consumo do respectivo mês no ano de 2019 para as OMs do grupo A analisadas.

A estimativa da demanda de energia foi realizada a partir do indicador resultante da divisão do consumo de energia anual pela demanda máxima média anual para OMs Tipo 1, os quais apresentaram uma distribuição de valores próximos, sendo a mediana calculada de 3.197kWh/kW. Assim, dividindo a estimativa de consumo anual do CIAvEx pela mediana calculada, foi obtido o valor de 93 kW de demanda, o que totaliza uma demanda contratada estimada máxima de 343 kW após as novas instalações do CIAvEx entrarem em pleno funcionamento, considerando que a unidade consumidora já possui uma demanda contratada de 250 kW.

Para obtenção das tarifas de energia, foram consultados os valores vigentes pela concessionária de energia local, EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A. (EDP SP), sendo R\$ 0,4453/kWh para TE_{EP} e R\$ 0,2851/kWh para TE_{EFP} para a modalidade tarifária verde do subgrupo A4, tensão de fornecimento de 2,3 a 25 kV (ANEEL, 2024).

Assim, com auxílio da Equação 2 e considerando a compensação da energia consumida nos horários de ponta e fora de ponta, a estimativa da energia a ser gerada pelo sistema fotovoltaico anualmente foi de 314.564,61 kWh, o que é equivalente a uma geração mensal de 26.213,72 kWh. Sendo 268.040,95 kWh/ano para compensar o consumo no horário fora de ponta e 46.523,66 kWh/ano para o horário de ponta.

Para a determinação da potência de pico do sistema, além do dado de energia a ser gerada, também foi necessário definir os valores de irradiação solar do local e de taxa de desempenho para utilização da Equação 4.

Consultando o site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), para as coordenadas do local, verifica-se uma irradiação média no plano horizontal de 4,64 kWh/m².dia e de 4,86 kWh/m².dia de irradiação média no plano inclinado com ângulo igual a latitude (CRESESB, 2023).

Em função da vasta disponibilidade de áreas não edificadas nas proximidades do novo CIAvEx, onde seria possível a instalação de uma usina fotovoltaica no solo, foi considerada essa configuração no dimensionamento, além da instalação na cobertura. Para o sistema

na cobertura, foi adotado o valor da irradiação no plano horizontal. Enquanto, para a instalação no solo, foi possível admitir a irradiação no plano inclinado.

Para a taxa de desempenho foi utilizado o valor de 75% para a usina instalada na cobertura e de 80% para a instalada o solo, o que é justificado pelo fato do sistema em solo possuir orientação otimizada dos módulos e possibilitar a limpeza mais frequente do que na cobertura, o que garante menores perdas de produção (EPE, 2022).

Assim, aplicando os valores de energia a ser gerada mensalmente, de irradiação solar e de taxa de desempenho à Equação 4 para as duas configurações, a potência pico do sistema instalado na cobertura obtida foi de 251,4 kWp, enquanto a usina instalada no solo apresentou 224,9 kWp.

Dentre as opções disponíveis no mercado, foi selecionado painel fotovoltaico modelo JKM565-585N-72HL4 da empresa Jinko Solar, painel *half-cell* de silício monofacial com 144 células, o qual possui uma potência máxima de 565 Wp (JINKO, 2022).

Para a instalação na cobertura, são necessárias 445 unidades para obtenção de um sistema de 251,4 kWp. Na instalação dos painéis solares no solo, a potência de 224,9 kWp é obtida mediante a utilização de 391 painéis solares. Com auxílio da Equação 4, foram realizados os cálculos para determinação da energia total gerada nas duas configurações de sistema fotovoltaico, como apresentado na Tabela 2.

Tabela 2: Resumo da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos instalados na cobertura e no solo

Configuração do sistema	Potência pico (kWp)	Energia gerada para compensar o consumo no horário fora de ponta (kWh/ano)	Energia gerada para compensar o consumo no horário de ponta (kWh/ano)	Excedente (kWh/ano)	Energia total gerada (kWh/ano)
Sistema fotovoltaico instalado no solo	224,9	268040,95	46523,66	181,43	314746,04
Sistema fotovoltaico instalado na cobertura	251,4	268040,95	46523,66	420,63	314985,24

Evidenciado na Tabela 2, o ajuste na potência do sistema em razão da escolha do modelo do painel fotovoltaico teve implicação na geração de energia, que apresentou valor total de geração de energia superior ao necessário, gerando um excedente nos primeiros anos de funcionamento das usinas.

Tendo em vista a natural redução da produção de energia ao longo da vida útil dos sistemas devido à degradação dos componentes, eventualmente esse excedente deixa de existir, até que a produção se tornaria insuficiente para compensação do consumo integral.

3.2 Análise de viabilidade econômica

O custo estimado do sistema fotovoltaico foi baseado nos valores médios praticados no mercado e publicados em relatório da consultoria Greener. Assim, sabendo que a potência é de 224,9 kWp para instalação no solo e de 251,4 kWp para instalação na cobertura, o investimento inicial calculado foi de R\$ 1.195.734,56 e de R\$ 1.028.046,15 respectivamente. Para obtenção desses valores, foram considerados os dados

detalhados na Tabela 3 e aplicados os valores de BDI de 25,84% para o custo da prestação do serviço e de 14,02% para o preço do kit.

Tabela 3: Dados utilizados para estimativa do investimento inicial para instalação de sistema fotovoltaico no solo

Sistema	Preço do kit (R\$/Wp)	Custo da prestação do serviço (R\$/Wp)
Sistema fotovoltaico instalado no solo	R\$ 2,35	R\$ 1,65
Sistema fotovoltaico instalado na cobertura	R\$ 2,35	R\$ 1,12

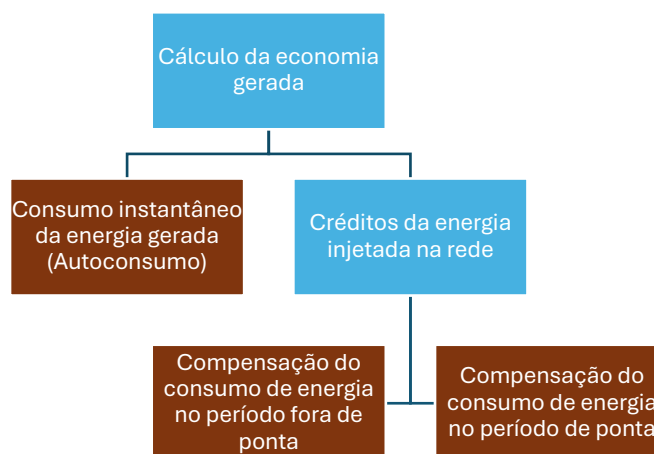
Além do custo inicial para instalação da usina, o custo de operação e manutenção anual foi estimado em R\$ 11.957,35 e R\$ 10.280,46 para instalação no solo e na cobertura respectivamente. Tendo sido considerado um percentual de 1% do investimento inicial, conforme estudos da EPE (2019, 2022). Para a troca dos inversores no início do 10º ano de operação do sistema, foi adotado um percentual de 15% do investimento inicial; ou seja, R\$ 179.360,18 para a solução no solo e de R\$ 154.206,92 para cobertura.

Ainda, para quantificar a degradação natural do sistema ao longo do tempo, foi utilizado um percentual de degradação anual estimado em 0,5% ao ano, o qual integrou a elaboração do fluxo de caixa ao ajustar o valor da economia de energia.

A mensuração da economia gerada pelo sistema fotovoltaico advém da soma de duas parcelas, a saber, o valor equivalente à energia gerada consumida instantaneamente e o valor da energia injetada na rede. Na primeira parcela, o cálculo utiliza a tarifa aplicável à energia que deixou de ser consumida da rede da concessionária; ou seja, tarifa integral, sem os descontos do Sistema de Compensação de Energia elétrica (SCEE). No caso da energia injetada, é necessário considerar as regras do SCEE, pois essa energia foi cedida a título de empréstimo gratuito à distribuidora para ser utilizada posteriormente na compensação do consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia.

Na Figura 3, foi representada a divisão do cálculo da economia gerada pelo sistema fotovoltaico, o qual se ramifica em três subparcelas: consumo instantâneo da energia gerada e compensação do consumo de energia nos períodos de ponta e fora de ponta.

Figura 3: Divisão do cálculo da economia gerada pelo sistema fotovoltaico



De forma a simplificar o cálculo da parcela autoconsumida, o fator de autoconsumo foi aplicado apenas sobre a energia gerada para compensação do consumo no horário de fora

de ponta, pois anteriormente foi considerada a geração de energia superior ao total efetivamente consumido para possibilitar o abatimento também do consumo no horário de ponta.

O fator de autoconsumo é calculado pela divisão da energia autoconsumida pela energia total produzida. Assim, um aumento expressivo na energia produzida, acima do consumo efetivo, poderia indicar de maneira equivocada um autoconsumo superior ao consumo efetivo no período de geração de energia, dado que o fator é fixo e definido de acordo com o segmento da unidade consumidora.

Por essa razão, de forma conservadora, foi adotado um valor de autoconsumo de energia equivalente à multiplicação do fator de autoconsumo pelo valor da energia gerada apenas para compensação da energia consumida no horário fora de ponta. Caso tivesse sido adotada a multiplicação por toda a energia produzida, o resultado da energia consumida simultaneamente à geração seria maior e, consequentemente, a economia da parcela de autoconsumo também seria maior.

Outra consideração importante na análise econômica é a de que a unidade consumidora estará diretamente conectada à rede da concessionária. Entretanto, na realidade, como destacado anteriormente, o CIAvEx será construído dentro de um complexo com outras organizações militares e sua subestação estará conectada na rede de média tensão própria desse complexo. Dessa forma, a energia seria injetada nessa rede interna, antes de ser transferida para a rede da concessionária, o que possivelmente implicaria no consumo integral da energia gerada dentro do complexo. Essa medida foi adotada para que fosse possível avaliar o empreendimento de forma isolada, possibilitando a utilização dessa mesma dinâmica de análise em outros casos.

Ainda, como ambos os sistemas, instalação na cobertura e no solo, apresentaram valores de geração idênticos, a economia no primeiro ano de operação é a mesma. Apenas nos anos subsequentes, o percentual de degradação anual faz com que as economias se diferenciem.

Assim, a multiplicação da energia gerada para compensar o consumo no horário fora de ponta pelo fator de autoconsumo e pela tarifa integral resulta na parcela de economia de energia autoconsumida. No caso em estudo, para o primeiro ano de operação, foram utilizados os valores da Tabela 4.

Tabela 4: Dados para cálculo da economia da parcela de autoconsumo no primeiro ano de operação

Dado	Valor
Energia gerada para compensar o consumo no horário fora de ponta (kWh/mês)	268.040,95
Fator de autoconsumo	80%
Tarifa modalidade verde (TUSD + TE) (R\$/MWh)	386,88

A multiplicação dos valores da Tabela 4 resulta em uma economia de autoconsumo anual de R\$ 82.959,75. A tarifa foi obtida pela soma das componentes Tarifa de Energia (TE) e TUSD fora de ponta da modalidade verde correspondente à revisão tarifária vigente, realizada em outubro de 2023 (ANEEL, 2024).

Como identificado na Figura 3, para o cálculo da parcela da economia da energia injetada na rede, foi necessário dividir o cálculo em dois, em razão da aplicação distinta das tarifas de ponta e fora de ponta. Ainda, foi estabelecido que a usina iniciaria sua operação em janeiro de 2025 para fins de aplicação da regra de transição do SCEE.

A primeira etapa foi da economia referente à energia injetada para compensação do consumo no horário fora de ponta, mas que não foi consumido simultaneamente à geração. Na Tabela 5, estão os valores utilizados no cálculo da economia projetada para o primeiro ano de operação.

Tabela 5: Dados para cálculo da economia referente à compensação do consumo na fora de ponta no primeiro ano de operação

Dado	Valor
Energia gerada para compensar o consumo no horário fora de ponta não consumida simultaneamente à geração (kWh/mês)	53.608,19
Tarifa modalidade verde fora de ponta – SCEE (TUSD + TE) (R\$/MWh)	148,30
Tarifa modalidade verde fora de ponta – SCEE – GDII (TUSD + TE) (R\$/MWh)	148,3

A energia gerada para compensar o consumo no horário fora de ponta não consumida simultaneamente à geração é resultado da multiplicação da energia total gerada para compensar o consumo no horário fora de ponta, 268.040,95 kWh/ano, pelo valor complementar do fator de autoconsumo, 20% neste caso. Ainda na Tabela 5, as tarifas foram obtidas a partir da soma das parcelas de TUSD e TE para o horário fora de ponta para o SCEE. Foi obtido um valor idêntico para a tarifa do SCEE integral e para a tarifa do SCEE segundo a regra de transição GDII, no ano de 2025. Esse resultado era esperado, pois, na modalidade tarifária verde, a TUSD Fio B no horário fora de ponta é nula.

A GDII é aplicada às solicitações de acesso a partir de 08/01/2023 que não se enquadrem na regra GDIII. Na GDII, foi definida a gradual incidência da componente tarifária TUSD Fio B sobre a energia compensada, a qual incidirá a partir de 2023, partindo de 15% em 2023 até 90% em 2028 com incrementos anuais de 15%. Para a TE, ficou estabelecida a compensação integral, mas considerando a não incidência das funções de custos TE Energia e TE Transporte (Brasil, 2022; ANEEL, 2022c, 2023b). Na regra GDIII, estão as unidades enquadradas na modalidade de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada com solicitação de acesso a partir de 08/01/2023 (ANEEL, 2023), o que não é o caso deste estudo.

Como não há deduções na tarifa aplicável à energia injetada neste caso, a economia anual advém da multiplicação da energia injetada pela tarifa da modalidade verde no horário fora de ponta, identificada na Tabela 4. Esse cálculo resulta em uma economia de R\$ 20.739,94.

A segunda parte no cálculo da economia da parcela de energia injetada refere-se à injeção de energia na rede para compensação da energia consumida no horário de ponta. O cálculo é semelhante ao realizado para a compensação no horário fora de ponta, a única distinção está na necessidade de multiplicação da energia gerada por um fator de ajuste. Essa medida decorre da utilização de crédito consumido em posto tarifário distinto do que foi gerado, como descrito no art. 12, § 3º, da Lei nº 14.300/2022. Nessa Lei, esse fator é definido pela divisão da componente tarifária TE no horário fora de ponta pela TE na ponta. Assim, para estimativa da economia da parcela de energia injetada para compensação do consumo na ponta no primeiro ano de operação, 2025, foram utilizados os dados da Tabela 6.

Tabela 6: Dados para cálculo da economia referente à compensação do consumo na ponta no primeiro ano de operação

Dado	Valor
Energia gerada para compensar o consumo no horário de ponta (kWh/mês)	46.523,66
Tarifa modalidade verde horário de ponta (TUSD + TE) (R\$/MWh)	1.731,00
Tarifa modalidade verde ponta – SCEE (TUSD + TE) (R\$/MWh)	1332,17
Tarifa modalidade verde ponta – SCEE - GDII (TUSD + TE) (R\$/MWh)	932,24
Componente tarifária TE modalidade verde fora de ponta (R\$/MWh)	285,08
Componente tarifária TE modalidade verde ponta (R\$/MWh)	445,33

A tarifa do SCEE na GDII é resultado da soma das componentes TUSD e TE no horário de ponta de acordo com a regra de transição GDII para o ano de 2025, enquanto a tarifa de aplicação do SCEE é o valor sem deduções. Diferentemente do verificado no horário fora de ponta, a tarifa do SCEE na GDII é inferior no horário de ponta, pois a TUSD Fio B não é nula neste caso. As componentes TE, necessárias para cálculo do fator de ajuste, referem-se aos valores vigentes para os consumidores em geral (ANEEL, 2024).

Conforme os dados da Tabela 6, a economia da parcela de energia injetada para compensação do consumo na ponta foi estimada em R\$ 39.642,26 no primeiro ano de operação. O cálculo decorre da subtração de duas parcelas. A primeira é o custo equivalente ao consumo da energia injetada, como se não houvesse usina fotovoltaica; ou seja, aplicando a tarifa da modalidade verde no horário de ponta para consumidores não integrantes do SCEE. A segunda é o custo residual da energia injetada e compensada pela Concessionária. Como se trata de compensação de energia gerada em posto tarifário diferente, em ambas as etapas, a energia foi multiplicada pelo fator de ajuste, o qual apresentou valor de 0,64.

Sobre o SCEE, foi estabelecida a redução gradual dos benefícios tarifários de acordo com a regra de transição aplicável; pois, antes da promulgação da Lei nº 14.300/2022, a compensação tarifária era integral. Portanto, com o advento da Lei, a redução do benefício se reflete no custo que passa a ser cobrado sobre a energia compensada (Brasil, 2022).

Dessa forma, esse custo sobre a energia compensada é equivalente à multiplicação do montante de energia pela subtração da tarifa integral do SCEE menos a tarifa da regra de transição, a qual considera os descontos de acordo com a regra. Diante dos cálculos realizados, a economia no primeiro mês de operação da usina foi resumida na Tabela 7.

Tabela 7: Resumo da economia gerada pelo sistema fotovoltaico no primeiro ano de operação

Economia	Valor
Economia da parcela de autoconsumo	R\$ 82.959,75
Economia da parcela de injeção - compensação do consumo no horário fora de ponta	R\$ 20.739,94
Economia da parcela de injeção - compensação do consumo no horário de ponta	R\$ 39.642,26
Total	R\$ 143.341,94

Para os anos subsequentes, o cálculo é o mesmo, alterando apenas o valor da tarifa de aplicação do SCEE, a qual segue a regra de transição e apresenta alterações de valores anuais. Ainda, o coeficiente de degradação anual também modifica o valor da economia mensal, dado que ele reduz a energia total produzida anualmente.

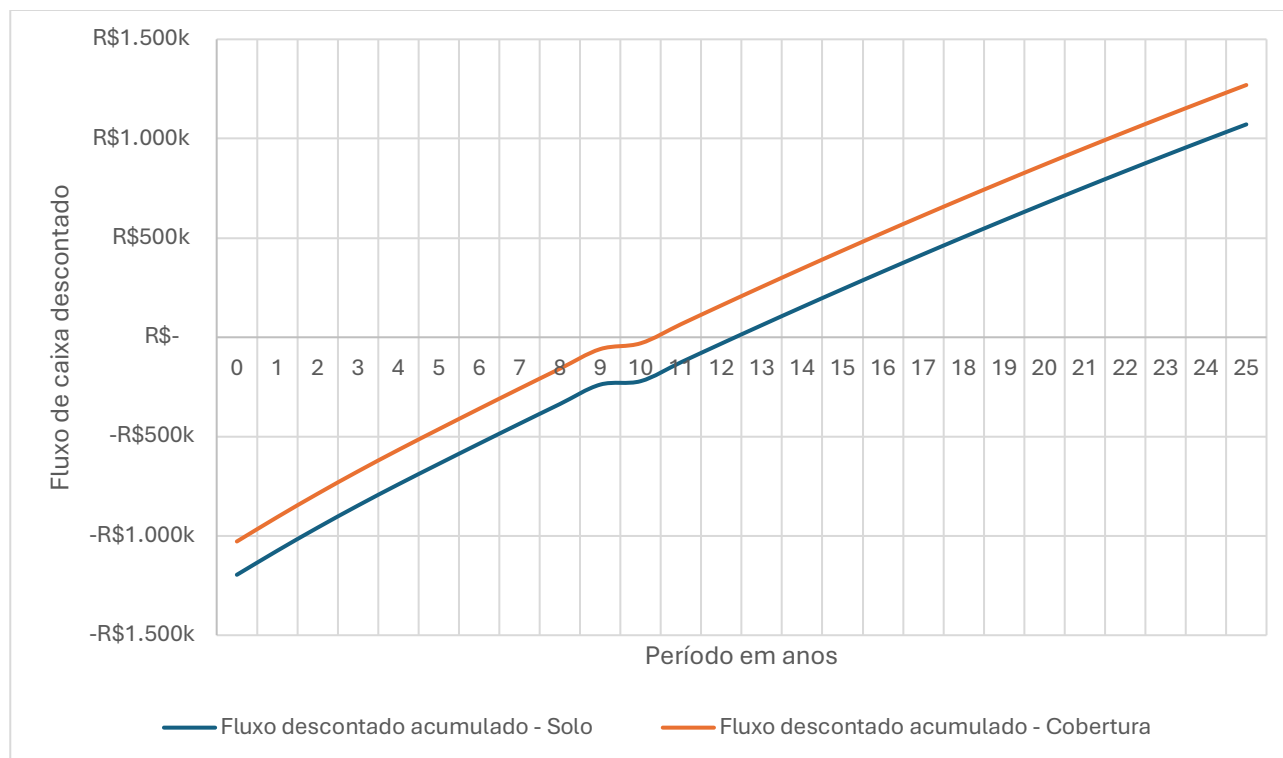
No fluxo de caixa, os débitos contabilizados foram o investimento inicial, os custos de manutenção e a troca dos inversores no 10º ano de operação do sistema. Caso a potência

da usina fosse superior à demanda contratada, também seria necessário incluir o gasto com a demanda de geração, o que não se aplica ao estudo em análise.

Os fluxos positivos foram as economias provenientes da energia autoconsumida e da energia injetada, sendo realizado no cálculo o ajuste das tarifas a uma taxa de 7,2% ao ano. Além disso, a energia gerada foi corrigida para contemplar a degradação natural dos equipamentos a uma taxa de 0,5% ao ano, o que reduziu a economia gerada ao longo dos anos.

Para o cálculo dos fluxos descontados, foi utilizada uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, valor equivalente a Taxa Social de Desconto (TSD) proposta pela Nota Técnica SEI nº 19911/2020/ME (Brasil, 2020). A Figura 4 contempla a representação gráfica dos fluxos de caixa descontados dos dois sistemas fotovoltaicos em análise. E, a partir desses resultados, as ferramentas de análise de viabilidade econômica possibilitaram a obtenção dos dados detalhados no Quadro 1.

Figura 4: Fluxos de caixa descontados dos sistemas fotovoltaicos



Quadro 1: Resumo da análise econômica dos sistemas fotovoltaicos instalados no solo e na cobertura

Sistema	Investimento inicial	Energia efetiva gerada no primeiro ano de operação (kWh)	Payback simples	Payback descontado	VPL	TIR
Sistema fotovoltaico instalado no solo	R\$ 1.195.734,56	314.746,04	7 anos e 8 meses	12 anos e 4 meses	R\$ 672.909,30	13,97%
Sistema fotovoltaico instalado na cobertura	R\$ 1.028.046,15	314.985,24	6 anos e 9 meses	10 anos e 3 meses	R\$ 869.465,73	16,40%

No Quadro 1, os valores obtidos indicam uma viabilidade econômica para ambas as soluções, em razão dos períodos de *payback* serem inferiores a vida útil média dos

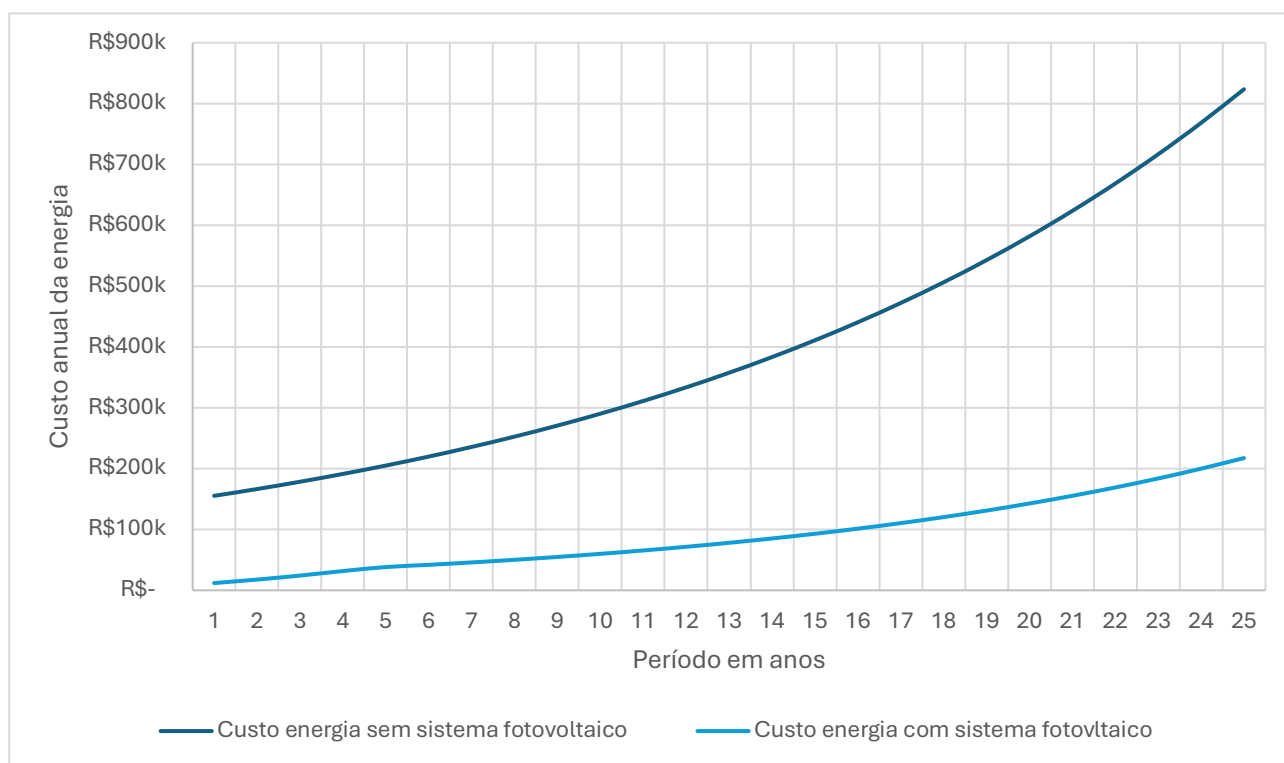
sistemas de 25 anos. Para 20º ano, em ambos os sistemas, o VPL foi positivo, indicando que o retorno obtido foi superior ao custo do capital empenhado.

A taxa interna de retorno foi calculada para os vinte primeiros anos de operação de ambos os casos em estudo. O sistema instalado no solo resultou em uma TIR de 13,97% ao ano, enquanto o sistema na cobertura apresentou uma TIR de 16,40%, o que indica a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos instalados no solo e na cobertura, pois as taxas de retorno obtidas foram superiores à média da taxa social de desconto de 8,5% ao ano.

Para os sistemas fotovoltaicos, o investimento inicial é diferente de acordo como o tipo de instalação, no solo ou na cobertura. Em virtude das características específicas de cada instalação, houve uma pequena variação do valor de energia gerada. Assim, para um ano de operação, foi calculado um custo de R\$ 3,80 para gerar 1 kWh na usina fotovoltaica instalada no solo e de R\$ 3,26 por quilowatt-hora para a usina instalada na cobertura.

Outro aspecto a se avaliar é a interferência da instalação do sistema fotovoltaico nos custos tarifários, o qual não é capaz de zerar as faturas de energia, mas atua reduzindo-as. Assim, a Figura 5 representa os custos anuais com consumo de energia com e sem sistema fotovoltaico.

Figura 5: Custo tarifário anual de consumo de energia com e sem sistema fotovoltaico



O sistema fotovoltaico teve um impacto significativo na redução das faturas anuais de energia, além de atenuar a progressão das faturas ao longo do tempo, o que é comprovado pelo comportamento da curva de custo de energia com sistema fotovoltaico. A redução média da fatura de energia ao longo da vida útil do sistema foi de 79%, com economia máxima no primeiro ano de operação de 92%.

Importante esclarecer que foi gerada uma única curva de custo com sistema fotovoltaico, pois os valores de economia ao longo dos anos são muito semelhantes para os dois sistemas dimensionados. Assim, não seria perceptível a diferença no gráfico.

4 Conclusão

Os diversos dados obtidos na análise indicam que ambos os sistemas são viáveis do ponto de vista técnico e econômico, apresentando um retorno positivo do investimento. Entretanto, o sistema fotovoltaico instalado na cobertura apresentou melhores indicadores com custo/kWh de R\$ 3,26, com valor presente líquido no 20º ano de R\$ 869.465,73 e com período de *payback* simples de 6 anos e 9 meses. Enquanto o sistema instalado no solo resultou em custo/kWh superior, R\$ 3,80, VPL no 20º ano inferior, R\$672.909,30, e *payback* simples superior, 7 anos e 8 meses.

A distinção do sistema no solo e na cobertura reside principalmente no investimento inicial, enquanto o comportamento ao longo dos anos é similar. Dessa forma, a instalação na cobertura apresenta os melhores valores de indicadores econômicos, pois o seu custo inicial é R\$ 167.688,41 inferior à instalação no solo.

Apesar do sistema fotovoltaico instalado na cobertura ser economicamente mais atrativo, a sua operação e manutenção apresenta algumas desvantagens em relação a instalação no solo. O primeiro aspecto é que a instalação dos módulos pode comprometer a integridade da cobertura, prejudicando a impermeabilização do telhado. Danos podem ser causados à cobertura caso a instalação ou a manutenção não sejam executadas corretamente. Ainda, a realização de serviços em altura traz maior risco e impõe que a realização de intervenções nas instalações seja efetuada apenas por profissional habilitado e com equipamentos de proteção específicos.

Considerando as dificuldades dos quartéis para realização de manutenções especializadas, o sistema mais indicado para o CIAvEx é o sistema fotovoltaico instalado no solo, visto que há disponibilidade física no terreno para a instalação e a diferença do valor investido não é tão expressiva.

A implementação de soluções de energia renovável é essencial para garantir a segurança energética e a sustentabilidade a longo prazo. Então, ao demonstrar um modelo que pode ser replicado em outras esferas governamentais e militares, este trabalho fornece subsídios para expansão de estudos na área e demonstra a viabilidade desse tipo de modelo. Em síntese, a pesquisa realizada não apenas sublinha a aplicabilidade da energia solar fotovoltaica em contextos militares, mas também reforça o entendimento sobre como instituições públicas podem desempenhar um papel proeminente na promoção da sustentabilidade.

Embora, esta pesquisa enfrente algumas limitações que influenciam a aplicabilidade dos resultados. A utilização de dados históricos de consumo de outras unidades fornece uma estimativa do consumo de energia, entretanto pode não refletir com precisão o futuro consumo real da organização estudada, limitando a adequabilidade dos sistemas fotovoltaicos dimensionados. Finalmente, a manutenção e a operacionalização dos sistemas exigem cuidados especiais, especialmente para instalações em locais de difícil acesso, como coberturas. Essas limitações apontam para a necessidade de pesquisas futuras e análises detalhadas antes da aplicação prática em outros contextos.

Assim, para estudos futuros, sugere-se aprofundar a análise dos impactos operacionais de longo prazo da implementação de sistemas fotovoltaicos em organizações militares, explorando, em particular, possíveis aperfeiçoamentos nas dinâmicas de monitoramento e de manutenção adotadas. Adicionalmente, recomenda-se o desenvolvimento de modelos preditivos e adaptativos que utilizem dados operacionais para melhorar

continuamente a eficiência dos sistemas instalados, contribuindo assim para uma gestão energética mais eficaz e sustentável nas instalações militares.

Referências

- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Pesquisa de estrutura tarifária. 2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/. Acesso em: 1 fev. 2024.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.060, de 7 de fevereiro de 2023**. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2 jul. 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_3.pdf. Acesso em: 1 dez. 2023.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 3.169, de 29 de dezembro de 2022**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>. Acesso em: 8 out. 2023.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021**. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 7 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em: 24 jul. 2022.
- BRASIL. **Nota Técnica SEI nº 19911/2020/ME - Taxa social de desconto para avaliação de investimentos em infraestrutura: atualização pós consulta pública**. Brasília: Secretaria de Desenvolvimento de Infraestrutura. Ministério da Economia, 22 maio 2020. Disponível em: https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/notas-tecnicas/2020/nt_taxa-social_vf.pdf. Acesso em: 14 set. 2023.
- BRASIL. Presidência da República. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, p. 11, 6 jan. 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 1 dez. 2022.
- CARSTENS, D. D. dos S.; CUNHA, S. K. da. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. **Energy Policy**, [S. l.], v. 125, p. 396–404, 1 fev. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518307183>. Acesso em: 12 set. 2021.
- COMISSÃO REGIONAL DE OBRAS/2. **Edital da concorrência nº 03/2022: Obra de Construção das Novas Instalações do Centro de Instrução da Aviação do Exército**. [S. l.: s. n.], 7 jun. 2023. Disponível em: <https://cro2.eb.mil.br/index.php/concorrenci-03-2022-atual/itemlist/category/422-edital.html#:~:text=Baixar%20Comprasnet%3A%20Concorr%C3%AAncia%2003/2022>. Acesso em: 2 mar. 2024.

- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Audiência Pública ANEEL N° 001/2019.** Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética. [S. l.: s. n.], abr. 2019. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=32382&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 30 set. 2023.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2023: Ano base 2022.** [S. l.]: Empresa de pesquisa energética, 2023a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023#:~:text=Tamanho%20do%20arquivo,-Relat%C3%B3rio%20final,-9922%20KB>. Acesso em: 3 fev. 2024.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Escassez Hídrica em 2021: Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade.** [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética, maio 2023b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-766/NT-EPE-DEE-DEA-001-2023_Escassez_Hidrica_2021_Diagnostico_e_Oportunidades.pdf. Acesso em: 3 fev. 2024.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica EPE DEA-SEE 014/2022 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032.** [S. l.: s. n.], out. 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-639/NT_Metodologia_4MD_PDE_2032_VF.pdf. Acesso em: 29 set. 2023.
- FIORAVANTE, D. G. O preço da energia: o descontrole do abuso de controle. <http://www.ipea.gov.br>, Accepted: 2022-08-31T15:08:02Z, ago. 2022. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/11423>. Acesso em: 11 fev. 2024.
- GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira.** 12. ed. [S. l.]: Pearson Education, 2010. Disponível em: <https://www.amazon.com.br/Princ%C3%ADpios-administra%C3%A7%C3%A3o-financeira-Lawrence-Gitman/dp/8576053322>. Acesso em: 12 set. 2023.
- GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída.** [S. l.: s. n.], fev. 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudos/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distribuida-2023-2o-sem-2022-facebookads/>. Acesso em: 25 ago. 2023.
- HOMEM, N. P. P. O emprego do ensino a distância na formação de especialistas da Aviação do Exército frente à pandemia de COVID-19. Accepted: 2021-10-19T17:08:09Z, out. 2021. Disponível em: <http://bdex.eb.mil.br/jspui/handle/123456789/9562>. Acesso em: 11 fev. 2023.
- JINKO. Datasheet Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt. 2022. Disponível em: [https://jinkosolarcdn.shwebSPACE.com/uploads/JKM565-585N-72HL4-\(V\)-F3-EN.pdf](https://jinkosolarcdn.shwebSPACE.com/uploads/JKM565-585N-72HL4-(V)-F3-EN.pdf). Acesso em: 23 mar. 2023.

MONTGOMERY, Douglas C.; RANGER, G. C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros. Tradução e revisão técnica: Veronica Calado, Antonio Henrique Monteiro da Fonseca Thomé da Silva.** 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

MONTGOMERY, Douglas C.; PECK, E. A.; VINING, G. G. **Introduction to linear regression analysis.** 5. ed. Hoboken: Wiley, 2012.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** [S. l.]: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito, mar. 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 5 jan. 2023.

TCU - TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Acórdão nº 2622/2013 – TCU – Plenário.** [S. l.: s. n.], 25 set. 2013. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/redireciona/acordao-completo/%22ACORDAO-COMPLETO-1286063%22>. Acesso em: 27 ago. 2023.