

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DESCONECTADO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA EM ÁREA URBANA NO VALE DO PARAÍBA

Autor

Alex Pisciotta¹

Resumo

Este trabalho objetiva apresentar os aspectos econômicos da definição e instalação de um sistema de geração de energia elétrica por painéis fotovoltaicos não conectado à rede elétrica em uma residência localizada em área urbana do Vale do Paraíba (SP), com armazenamento de energia em baterias, considerando seu custo inicial e retorno do investimento. Apresenta alternativas para redução dos custos de instalação e diminuição do retorno de investimento através da aplicação de tecnologias recentes e pelo maior aproveitamento da energia excedente.

Palavras-chave: Fotovoltaico. Custo. Retorno de investimento. Energia excedente.

ANALYSIS OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC VIABILITY OF A PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM DISCONNECTED FROM THE ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK IN AN URBAN AREA IN VALE DO PARAÍBA

Abstract

This paper aims to present economic aspects on the definition and installation of an Off-Grid photovoltaic system for electric power generation in a medium size residence at urban area in Vale do Paraíba, state of São Paulo, Brazil, storage of energy in batteries, considering initial costs and return of investment (ROI). It presents alternatives for installation costs reduction through new technology application and also better use of surplus energy in the system.

Keywords: Photovoltaic. Off-grid. Cost. Return of investment. Surplus energy.

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso cada vez mais indispensável às atividades cotidianas. A busca permanente por tecnologias que permitam o suprimento de energia a partir de fontes renováveis é constante. O Brasil é considerado um dos países com a maior rede de energia renovável do mundo, 85% segundo (MATOS e BITENCOURT, 2023) devido à grande

¹ Doutorando em Engenharia Mecânica na Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP Guaratinguetá, docente na Faculdade SENAI e Anhanguera Educacional. E-mail: alex.pisciotta@unesp.br

potência instalada em hidrelétricas, que utilizam forças hídricas para movimentar grandes turbinas ligadas a geradores eletromagnéticos. Muitos, contudo, consideram que o uso de energia hídrica, apesar de um recurso renovável, não é sustentável, uma vez que necessita da construção de grandes barragens que impactam a vida aquática da região e alaga imensas áreas de terra, interferindo do habitat original de muitos animais e desalojando pessoas do habitat original de muitos animais e desalojando pessoas (FIGUEIREDO; PODOLAK; LILIAN, 2018).

Fontes sustentáveis são aquelas cujo impacto ambiental tende a zero. Existem diversos projetos para utilização da energia dos ventos, das ondas, das marés, de águas termais, e até turbinas hídricas de baixo impacto que dispensam a construção de barragens.

O uso de energia solar já é difundido no Brasil, e pode ser aplicado tanto para o aquecimento direto de água para uso residencial (principalmente em chuveiros), impactando na economia de energia elétrica (o chuveiro elétrico é responsável por 25% do valor da conta de energia elétrica de uma residência de uma família de porte médio). Tem-se popularizado também o uso da energia do sol para produção direta de energia elétrica, indispensável à vida moderna.

Um sistema de geração de energia fotovoltaica tem como principais componentes as placas fotovoltaicas, conhecidas popularmente por placas solares, responsáveis pela conversão da energia luminosa proveniente do Sol em energia elétrica.

As placas são compostas por junções de silício dopado (podendo ser monocristalinas ou policristalinas) que transformam a energia dos fótons recebidos em corrente elétrica (VILLALVA, 2015). Em um painel fotovoltaico existem associações de inúmeras junções em série e paralelo para otimizar valores de tensão e corrente, e consequentemente a potência gerada.

Essa energia elétrica em corrente contínua deve, então, ser convertida em corrente alternada para uso no sistema elétrico residencial. Essa conversão se dá através de equipamentos eletrônicos chamados de Inversores de Tensão, que também compatibilizam as tensões da geração com a do consumo, comumente em 127V ou 220V.

A principal desvantagem da geração de energia elétrica através da incidência solar é a sua inconstância: dias nublados, chuvosos e principalmente a incapacidade de produção ao anoitecer. Sem poder produzir energia durante a noite, é necessário incluir mais um componente no sistema, capaz de armazenar a energia gerada durante o dia (LIMA; BELCHIOR, et al., 2023).

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos basicamente em dois grandes grupos: Sistemas *On-Grid* ou Sistemas *Off-Grid*.

O primeiro também é conhecido como sistemas conectados à rede elétrica, e utiliza a própria rede de distribuição de energia como elemento de armazenamento, pois durante o dia já converte a energia de corrente contínua em corrente alternada através de micro-inversores e a injeta na rede elétrica. O registrador de energia constante no padrão de entrada da residência ou estabelecimento é preparado para registrar a quantidade de energia injetada. Durante a noite, quando a produção de energia é insuficiente, a energia da rede alimenta normalmente a residência.

Quando se diz que a rede elétrica está armazenando a energia gerada pelo sistema, entende-se, na verdade, que o sistema elétrico pode injetar menor potência mecânica nas turbinas (através da regulação da vazão de água pelas turbinas) e, com isso, menos água é usada das barragens, podendo ela ser economizada para uso posterior.

Esse tipo de sistema possui menor custo de instalação, embora necessite a troca do medidor de energia e homologações pela concessionária de energia. Por outro lado, o usuário é tarifado pelo uso da energia e é tributado pelo uso da rede de distribuição também durante a geração da energia.

O sistema *Off-Grid* é aquele que não se conecta ao sistema de energia da concessionária urbana, e utiliza um elemento acumulador de energia para uso durante a noite: em sua grande maioria baterias. O custo das baterias representa um acréscimo substancial à instalação do sistema quando comparado ao sistema *On-Grid*. Contudo, em áreas rurais onde não existe rede de distribuição de energia elétrica, um sistema *Off-Grid* é a única opção.

Este trabalho visa detalhar as características de um sistema *Off-Grid* e analisar comparativamente os custos de longo prazo das duas tecnologias.

O uso de baterias é a principal forma de armazenamento de energia para sistema *Off-Grid* na atualidade. Nos primórdios da tecnologia, só existiam as baterias de chumbo-ácido automotivas ou estacionárias. O uso de baterias automotivas nunca foi recomendável, embora muitas pessoas optavam por elas devido ao baixo custo quando comparado às baterias estacionárias, mas isso resultava em necessidades de trocas frequentes das baterias.

As baterias de chumbo-ácido possuem profundidade de descarga na ordem de 20%. Em outras palavras, para manter a vida útil afirmada pelo fabricante, essas baterias permitem a descarga de até 20% da energia armazenada. Isso traz a necessidade do uso de um banco de

baterias ligadas em série e paralelo capaz de garantir a limitação da profundidade de descarga recomendada.

Outra característica dessas baterias é que o ácido evapora e gera gases tóxicos e inflamáveis, sendo necessária a instalação em ambientes com boa circulação de ar para dissipação desses gases.

Mais recentemente foram disponibilizadas no mercado as baterias de Lítio Polímero Ferroso (LiPoFe) com capacidade de armazenamento de altas potências e que suportam grande profundidade de descarga, na ordem de 90%.

Essas baterias possuem circuitos eletrônicos internos que controlam sua carga e sua descarga, sendo capazes de disparar alarmes quando algum parâmetro sai do especificado e até entrar em proteção, abrindo o circuito. Outra grande vantagem é a ventilação dispensável, uma vez que não exala gases perigosos.

A grande desvantagem dessa tecnologia é o alto custo, devido principalmente ao emprego de metais raros, como o lítio e o manganês, presentes em poucas jazidas pelo mundo.

Novas tecnologias para armazenamento de energia estão em curso, como o uso do hidrogênio verde, que usa a própria água em processo de eletrólise para separação das moléculas de oxigênio e hidrogênio, que pode ser armazenado e posteriormente utilizado em uma célula a combustível para fazer o processo inverso, tendo como resíduo apenas água vaporizada (LARA; RITCHER, 2023). É chamado de hidrogênio verde porque utiliza uma fonte de energia elétrica sustentável (como a solar) para separar as moléculas de hidrogênio, e depois as utiliza para geração de energia sem produção de poluentes. Muito embora, muitos defendam que essa tecnologia não pode ser chamada “verde” porque os materiais utilizados na construção das células a combustível agredem o meio ambiente, além da ineficiência dos processos de conversão, sendo gasto mais energia na decomposição da água do que se pode gerar com o gás (MELO; MELO; SILVA, 2020). Outro fator preocupante da tecnologia é o alto teor explosivo do gás hidrogênio. Segundo os autores, o gás é altamente volátil e possui capacidade energética para entrar em combustão facilmente.

O desenvolvimento mais recente que promete melhorar o cenário para armazenamento de energia está sendo a criação de baterias de sódio, que é um material extremamente abundante na terra. Isso arruinará o monopólio dos detentores de lítio, e com o avanço das pesquisas, muito em breve teremos baterias mais eficientes e baratas. Hoje a densidade

energética de uma bateria de sódio ainda é menor que a densidade de uma bateria de lítio (CANTANE; JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020).

3 METODOLOGIA

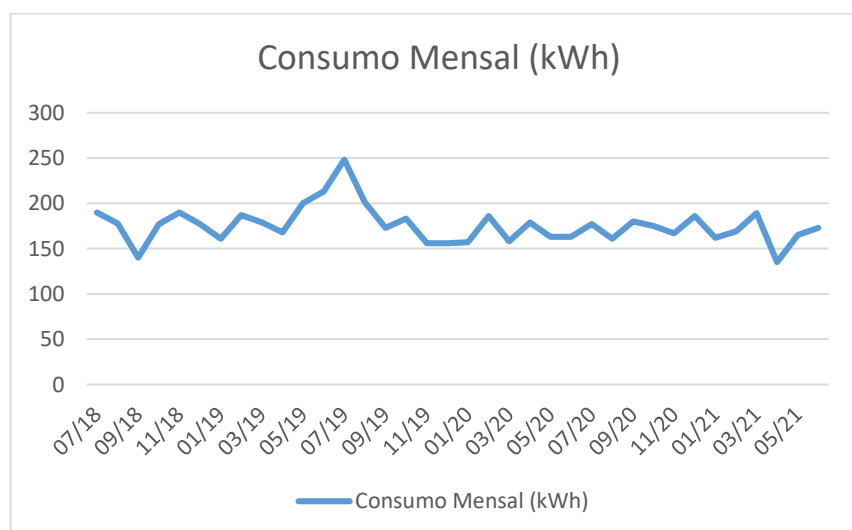
A metodologia escolhida para este trabalho é pesquisa exploratória, projeto técnico, aquisição dos componentes, instalação do sistema, coleta dos impactos após instalação e análise financeira do projeto.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

A residência considerada está localizada na área urbana da cidade de Taubaté-SP, que abriga uma família de classe média com três pessoas. A residência possui área construída aproximada de 140m² e conta com sistema de aquecimento de água por energia solar, o que diminui drasticamente o uso de chuveiro elétrico para banho (somente épocas de inverno quando prevalecem os dias com muita nebulosidade).

O consumo energético mensal médio da residência é de 175,6kWh. O gráfico 1 representa o consumo ao longo dos meses, e mostra certa constância nos picos de 190kWh, com exceção do ano de 2019 que registrou o período de 4 meses acima de 200kWh, sendo considerada uma condição atípica e excluída desse estudo. Com os valores registrados chegou-se a uma média diária de consumo de energia 5,8kWh, que foi considerada para a determinação dos componentes desse sistema.

Gráfico 1: Consumo energético mensal da residência considerada entre Jul/2018 e Jun/2021



Fonte: o autor.

4.1 Determinação dos Componentes e Aquisição

O primeiro componente a ser estudado foi a bateria, pois a partir dela se determinará a corrente e a tensão de operação dos demais componentes.

Para isso, é necessário definir a autonomia do sistema considerando a quantidade de dias sem geração (ou geração reduzida) devido a incidência solar insuficiente (dias chuvosos ou nublados). Nesse projeto foi considerada autonomia de 2 dias, e por isso, a Energia Consumida (EC) considerada será duas vezes o valor do consumo diário:

$$EC = 2 \cdot EDC [Wh] = 2 \cdot 5800 [Wh] = 11,6 [kWh] \quad (1)$$

Conforme mencionado anteriormente neste trabalho, toda bateria possui um limite de descarga que deve ser respeitado para que sua vida útil seja atingida. Considerando inicialmente as baterias de chumbo-ácido, deve ser respeitada uma profundidade de descarga de 20%. Dessa forma, a energia armazenada (EA) no banco de baterias deve ser:

$$EA = \frac{EC}{Pd} = \frac{11,6 kWh}{0,2} = 58 kWh \quad (2)$$

Conhecendo-se a potência armazenada necessária, e sabendo-se que a corrente é resultado da razão tensão pela potência, tem-se a Capacidade do banco de baterias, dado pela equação 3. Optou-se pela tensão de 48V para justamente tentar reduzir o valor da corrente resultante, a fim de poupar investimento em cabos elétricos muito espessos.

$$C_{BB} = \frac{58 kWh}{48V} = 1208 Ah \quad (3)$$

A determinação do número de baterias em série para resultar nos 48V é dado pela divisão pela tensão de cada bateria, que é de 12V. Dessa forma tem-se que são necessárias 4 baterias em série para fornecimento da tensão.

No caso da corrente necessária, deve-se considerar a capacidade do banco de baterias dividida pela capacidade de corrente de cada bateria individual. Consultando-se as folhas de dados do fabricante Freedom Baterias Estacionárias observou-se um modelo de 240Ah, com corrente máxima de 220A. Com isso, o número de baterias em paralelo é de 6 baterias. Multiplicando-se pela quantidade de baterias ligadas em série em cada ramo, tem-se a quantidade de 24 baterias necessárias.

Com custo médio de R\$1200,00 cada bateria, o custo do banco de baterias para esse projeto seria de R\$28800,00 com vida útil estimada de 2 anos. Dessa forma, o custo anualizado com baterias considerando o período de 10 anos seria de R\$7200,00.

Com o cenário de custo de aquisição das baterias de chumbo-ácido definido, prosseguiu-se com o estudo de viabilidade de aplicação de baterias de lítio. A grande diferença desse tipo de bateria é a sua profundidade de descarga, que chega a 90%. No caso deste projeto foi adotada uma profundidade de descarga de 80%. Esse valor foi aplicado na equação 2 para se obter a nova energia armazenada necessária, como segue:

$$EA = \frac{EC}{Pd} = \frac{11,6kWh}{0,8} = 14,5kWh \quad (4)$$

Com isso, a capacidade do banco de baterias fica:

$$C_{BB} = \frac{14,5kWh}{48V} = 302Ah \quad (5)$$

Dessa forma, três baterias de 100A seriam suficientes para o armazenamento da residência. Considerando que o custo de cada bateria é de R\$10000,00 o investimento inicial seria de R\$30000,00 que considerando a vida útil esperada de 10 anos, se traduz em um custo anualizado de R\$3000,00. O modelo escolhido foi Unipower UPFLP48-100.

Para a definição das placas solares deve-se considerar, além da potência necessária calculada anteriormente, a irradiação solar disponível na área de instalação, a orientação, a inclinação da superfície e a área disponível (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

É comum utilizar a inclinação das placas igual à latitude da instalação para garantir uma maior média anual de captação solar. No caso dessa residência, esse ângulo é igual da 23°. A orientação dessas placas solares deve ser para o norte geográfico para favorecer a captação durante o inverno. Consultando-se o site do LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia, pode-se concluir que a média de captação de energia solar nessa localização é de 4882Wh/m² por dia, sendo o pior resultado no mês de junho, com 4302Wh/m².

Por isso, para a determinação dos painéis fotovoltaicos, foi considerado o pior caso de irradiação, iniciando pela energia produzida diária (EPD), dada pela equação (6).

$$EPD = I_{solar} \cdot a \cdot \eta \quad (6)$$

Onde I_{solar} é a potência solar irradiada, a é a área do painel e η é o rendimento do painel. Foi adotado o painel da Risen RSM156-6-450M, com 450Wp, Eficiência de 20,7% e dimensões de 2,178m x 0,996m com 25,5kg.

$$EPD = 4302 \cdot 2,17 \cdot 0,207 = 1932,4Wh/dia \quad (7)$$

Aplicou-se um fator de segurança de 80% para compensar a impossibilidade de alinhamento com o norte geográfico, obtendo-se uma captação diária de 1545,92Wh/dia por painel. Com esse valor pode-se obter a quantidade de painéis fotovoltaicos necessários, dividindo-se a Energia consumida diariamente pela energia produzida por cada painel, obedecendo a equação (8).

$$QMF = \frac{ECD}{EDP} = \frac{5800Wh}{1932,4Wh} = 3 \text{ Módulos Fotovoltaicos} \quad (8)$$

Como é desejado que os painéis possam carregar o banco de baterias enquanto alimenta a residência durante o dia foi considerado o fator multiplicador igual a 2, resultando em 6 módulos fotovoltaicos para a aplicação.

O custo de aquisição dos 6 painéis fotovoltaicos foi de R\$5233,42 em setembro de 2021. Foi necessário também adquirir suportes de alumínio, cabos com proteção contra raios ultra-violeta e terminais MC4 para ligação dos módulos fotovoltaicos, com custo de R\$790,99.

O equipamento escolhido como controlador de carga e inversor possui potência 5kW de pico, com atuação em 48V e que apresenta sinal senoidal puro na saída, capaz de suportar as tensões máximas e correntes máximas dos painéis fotovoltaicos em sua entrada MPPT: o SRNE SR-HF4850S80 no valor de R\$5100,00. Foi adicionado um segundo controlador de carga MPPT devido ao primeiro ter apresentado defeito.

Para a instalação do sistema ainda foram necessários protetores de surto AC e DC, aterramento, disjuntores de corrente contínua e de corrente alternada, porta fusíveis e fusíveis para os painéis solares, somando a quantia de R\$955,00.

O diagrama elétrico simplificado é apresentado pela Figura 1.

A entrada de energia 220Vac indicada no diagrama se refere à necessidade de partida do inversor de tensão escolhido, que não pode ser feita pela bateria ou pelas placas solares. Esse foi o motivo da necessidade de inclusão de um controlador de carga MPPT adicional à montagem física.

Figura 1: Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico



Fonte: o autor

4.2 Instalação do Sistema Fotovoltaico

A instalação do sistema fotovoltaico foi realizada sobre o telhado cujo a inclinação é mais próxima do norte geográfico possível, sobre uma construção no fundo do terreno, e os equipamentos fixados dentro do cômodo utilizado como depósito de ferramentas e bicicletas.

Figura 2: Componentes do sistema fotovoltaico



Fonte: o autor.

Os equipamentos foram instalados na parede conforme Figura 2 e os cabos enviam a energia captada para uso na residência. Após a instalação foi necessário incluir um controlador de carga adicional, pois o MPPT embutido no equipamento foi danificado durante os testes após a instalação. Também foi adicionado um transformador com circuito regulador de tensão de 220V para 127V estabilizado, com o intuito de alimentar os equipamentos nessa tensão. Contudo os custos desses últimos equipamentos citados não foram incluídos nesse estudo por ser optativo ou causado por erro na instalação.

A Figura 3 evidencia os módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado com melhor alinhamento em relação ao norte geográfico da Terra.

Figura 3: Módulos fotovoltaicos instalados



Fonte: o autor.

4.3 Resultados Práticos – Impacto nas Contas de Energia

Com a instalação do sistema fotovoltaico *off-grid* no final do mês de maio de 2022, pode-se observar que mesmo subdimensionando as baterias para limitar o investimento inicial, foi possível obter autonomia energética na grande maioria dos dias, com exceção de períodos superiores a 1 dia sem irradiação solar suficiente (dias chuvosos ou muito nublados).

Não foi solicitado o desligamento do abastecimento de energia elétrica da concessionária, principalmente pela incerteza de que o sistema seria totalmente autônomo. Por esse motivo ainda existe cobrança monetária por parte da concessionária pelo princípio de disponibilidade da energia.

A EDP aplica a política de cobrar o mínimo de 50kWh por mês como taxa mínima, e caso o valor monetário seja inferior a R\$55,00 não é definida data de vencimento na fatura atual, somando o valor à fatura do próximo mês. Isso pode ser observado no recorte da conta de energia do mês de julho de 2022 da residência estudada, conforme Figura 4. Na fatura pode-se observar também que a aplicação da bandeira tarifária vigente influencia o valor monetário da taxa mínima.

Figura 4: Fatura após instalação do sistema fotovoltaico

Consumo mês / kWh: 3
Data de Vencimento: 16/08/2022

Atendimento EDP: 0800 721 0123
Conta do Mês: Julho/2022

Bandeiras Tarifárias: Bandeira Tarifária Vigente na Data de Faturamento: VERDE
Nº dias Tar. Bandeira VERDE: 29 dias (29/06/2022 a 27/07/2022)

Período de Faturamento: Emissão: 28/07/2022, Leitura Anterior: 28/06/2022, Leitura Atual: 27/07/2022, Nº Dias de Faturamento: 29 Dias, PREV. PRÓXIMA LEITURA: 29/08/2022

Reservado ao Fisco: 1E5A.8F9B.6ACE.EEBF.B33A.80A3.6146.0BB9

Descrição	Nº do Medidor	Leitura Anterior	Leitura Atual	Const.Mult.	Qtde kWh mês
Alto	53146622	19.775	19.778	1,00000	3,00

Detalhes de Faturamento

ED	DESCRIÇÃO DO PRODUTO	QUANTIDADE (KWH)	TARIFA APLIC. (R\$)	VALOR FORNEC.	TARIFA C/IMPOSTOS	B.CALC. ICMS	ALIQ. ICMS%	VALOR ICMS	B.CALC. IPI/COFINS	ALIQ. IPI%	VALOR IPI	ALIQ. COFINS	VALOR COFINS	VALOR TOTAL
005	TUO - Consumo	3,0000	0,32114990	0,9635	0,20000000	0,00	0,00	0,00	15,33	0,25	0,05	1,34	0,22	15,33
001	TE - Consumo	0,0000	0,31476990	0,00	0,00000000	0,00	0,00	0,00	16,00	0,25	0,05	1,34	0,21	16,00
ITENS FINANCEIROS														
000 Valor Mínimo à Fatura de Julho: 1252														
007 CP - Contribuição Municipal														
54,58														
1,27														

Fonte: o autor, adaptado da fatura de energia elétrica da EDP.

A Figura 5 é parte da mesma fatura da EDP, e mostra o histórico de consumo de energia compreendendo o período antes da instalação e logo após instalação. Contudo, vale ressaltar que os valores abaixo de 55 reais não foram cobrados, e sim somados à próxima fatura. Por esse motivo não devem ser considerados e foram riscados na representação gráfica. Pode-se considerar, assim, que o valor mensal referente aos meses 06 e 07 foi equivalente a R\$44,12 cada (88,24 dividido por dois), representando 31,8% do valor pago 1 ano antes, traduzindo-se em uma economia de 69% na conta mensal de energia logo nos dois primeiros meses.

Figura 5: Histórico de consumo de energia elétrica antes e logo após a instalação do sistema fotovoltaico.

Histórico de Consumo (kWh)					
Mês/Ano	Consumo Ativo	Valor Total	Mês/Ano	Consumo Ativo	Valor Total
07/22	3	R\$ 88,24	12/21	128	R\$ 126,31
06/22	80	R\$ 54,64	11/21	153	R\$ 150,97
05/22	144	R\$ 115,66	10/21	147	R\$ 131,21
04/22	124	R\$ 113,04	09/21	136	R\$ 114,38
03/22	142	R\$ 136,78	08/21	175	R\$ 137,55
02/22	133	R\$ 124,89	07/21	179	R\$ 138,81
01/22	176	R\$ 99,95			

Fonte: o autor, adaptado da fatura de energia elétrica da EDP.

As Figuras 6 e 7 evidenciam períodos maiores após a instalação do sistema fotovoltaico, mostrando a constância da situação intermitente de pagamento. A Figura 6 mostra os registros de consumo e pagamentos entre fevereiro de 2022 e março de 2023.

Figura 6: Histórico de consumo energético entre fevereiro de 2022 e março de 2023.

Histórico de Consumo (kWh)					
Mês/Ano	Consumo Ativo	Valor Total	Mês/Ano	Consumo Ativo	Valor Total
03/23	4	R\$ 35,51	07/22	3	R\$ 88,24
02/23	6	R\$ 69,07	06/22	80	R\$ 54,64
01/23	15	R\$ 34,68	05/22	144	R\$ 115,66
12/22	11	R\$ 70,82	04/22	124	R\$ 113,04
11/22	13	R\$ 35,34	03/22	142	R\$ 136,78
10/22	45	R\$ 70,94	02/22	133	R\$ 124,89
09/22	27	R\$ 35,51			

Fonte: o autor, adaptado da fatura de energia elétrica da EDP.

A Figura 7 apresenta os registros de consumo energético entre os meses janeiro de 2023 e janeiro de 2024.

Figura 7: Histórico de consumo energético da rede elétrica entre Janeiro de 2023 e Janeiro de 2024.

Histórico de Consumo (kWh)					
Mês/Ano	Consumo Ativo	Valor Total	Mês/Ano	Consumo Ativo	Valor Total
01/24	7	R\$ 38,78	06/23	82	R\$ 91,64
12/23	52	R\$ 76,27	05/23	35	R\$ 35,44
11/23	26	R\$ 36,84	04/23	37	R\$ 71,32
10/23	28	R\$ 69,87	03/23	4	R\$ 66,51
09/23	37	R\$ 35,83	02/23	6	R\$ 69,07
08/23	44	R\$ 66,09	01/23	15	R\$ 34,68
07/23	48	R\$ 30,59			

Fonte: o autor, adaptado da fatura de energia elétrica da EDP.

4.4 Alternativas para Barateamento do Sistema

Agrupando-se os custos totais de implantação do sistema, pode-se observar na tabela 1 que o custo da bateria representa praticamente 50% do valor total do sistema. Ao se considerar que esse é o componente com menor vida útil do sistema, vale ressaltar a

importância na busca de alternativas tecnológicas que reduzam os custos do armazenamento do sistema fotovoltaico *off-grid*.

Tabela 1: Custos dos componentes do sistema fotovoltaico instalado.

Componente	Custo	%
Módulos Fotovoltaicos	R\$ 5.233,42	24,6%
Inversor	R\$ 5.100,00	24,0%
Baterias	R\$ 10.000,00	47,0%
Acessórios	R\$ 955,00	4,5%
Total	R\$ 21.288,42	

Fonte: o autor.

Para se calcular a economia anual após a instalação do sistema fotovoltaico considerou-se a somatória de 12 meses do valor monetário antes da instalação e subtraiu-se da somatória de 12 meses após a instalação, obtendo-se o valor de R\$1072,19 sem considerar inflação, aumentos de tarifa ou qualquer outro fator de correção. Dessa forma pode-se calcular o tempo de retorno do investimento pela razão entre o total investido pela economia anual, obtendo-se o retorno do investimento em 19 anos e 10 meses.

Porém, se considerarmos que a taxa mínima da concessionária de 50kWh pode ser utilizada sem custo adicional, e que, ainda, a bateria se carrega totalmente até as 11h da manhã dos dias ensolarados no sistema atual, mostra que existe excedente de energia que pode ser utilizado para geração de valor, impactando diretamente na diminuição do tempo de retorno do investimento. Por exemplo, a energia excedente poderia ser utilizada para alimentar equipamentos de produção diversos (impressoras 3D, computadores, bombas d'água para irrigação ou piscicultura, etc.) de forma que seu uso gere renda sem acréscimo na conta de energia elétrica.

Outros fatores podem ser considerados a favor do investimento em um sistema independente de energia, como aumento das tarifas, variação das bandeiras tarifárias decorrentes de condições climáticas e eventual racionamento de energia. E todos esses fatores podem ser agravados pelo aumento de consumo devido à introdução de veículos 100% elétricos na frota brasileira. Sua mensuração é difícil por ser uma variável dependente de fatores políticos e ambientais.

Considerando-se a aplicação de veículos elétricos à favor do estudo, pode-se considerar que a substituição de dois veículos movidos à combustíveis fósseis por veículos elétricos, desconsiderando-se o custo dos veículos, no cotidiano da família da residência

estudada (400km rodados por mês cada veículo), resultaria em uma economia adicional anual de R\$5.280,00 considerando somente o combustível, e somada à economia da conta de energia elétrica, diminuiria drasticamente o retorno do investimento para 3 anos e 4 meses, viabilizando o projeto.

CONCLUSÕES

A instalação de um sistema de geração fotovoltaica *off-grid* dentro do meio urbano em 2024 no Vale do Paraíba ainda se mostra inviável do ponto de vista econômico por possuir um retorno de 19 anos, maior que o tempo de vida útil prometido para a bateria, o componente mais caro do sistema, que representa quase 50% do investimento inicial.

Outras tecnologias para armazenamento devem ser exploradas para viabilizar o projeto. Alternativas como geração de Hidrogênio Verde ou as recentes baterias de sódio podem ajudar a viabilizar a tecnologia no futuro. Ambas as tecnologias prometem benefícios e ao mesmo tempo representam grandes desafios na atualidade.

O hidrogênio, apesar da sua natureza instável, está sendo estudado como forma de armazenamento energético por grandes indústrias automotivas, que vislumbram o aproveitamento da infraestrutura brasileira existente para o etanol como forma de viabilizar a nova fonte de energia, que tem como principal vantagem a agilidade no reabastecimento de veículos. Esse tempo, aliás, é a principal desvantagem dos veículos 100% elétricos, que exigem um tempo significativo na recarga, de vários minutos até algumas horas, tornando-se um inconveniente para viagens longas.

As baterias de sódio prometem diminuir os custos do armazenamento de energia elétrica, e são muito mais seguras que as atuais baterias de lítio, pois não explodem quando perfuradas. Mesmo que ainda não possuam a densidade energética das atuais baterias de lítio, há consenso de que as pesquisas resultarão em melhorias significativas capazes de viabilizar seu uso em breve.

Certamente poderemos utilizar os benefícios das melhorias no armazenamento desenvolvido para o setor automotivo também para acúmulo de energia em sistemas fotovoltaicos desconectados, seja qual for essa tecnologia.

O tempo de retorno do investimento em um sistema *off-grid* pode ser reduzido se considerarmos o uso dos 50kWh mínimos cobrados mensalmente pela concessionária de energia, e o uso da energia excedente (após a carga completa da bateria) em dias ensolarados.

Essa energia poderia ser empregada em trabalhos rentáveis ao proprietário do sistema, ou simplesmente utilizada para recarga de veículos elétricos, como automóveis e bicicletas, sem representar acréscimos monetários. Dessa forma, a economia gerada em combustível também pode fazer parte dos cálculos para determinação do retorno do investimento, resultando em um tempo consideravelmente menor.

Vantagens não mensuráveis também podem ser consideradas na decisão, como a segurança em cenários de incertezas políticas ou ambientais, fatores esses que podem elevar consideravelmente o custo da energia fornecida pelas concessionárias.

Empregando-se a energia excedente para recarga de veículos elétricos resultaria em uma drástica redução do tempo de retorno de investimento para 3 anos e 4 meses, justificando o investimento.

REFERÊNCIAS

CANTANE, D. A.; JUNIOR, O. H. A.; HAMERSCHMIDT, M. B. **Tecnologias de armazenamento de energia aplicadas ao setor elétrico brasileiro**. 1ª. ed. São Carlos: Scienza, 2020.

FIGUEIREDO, H. F. M. D.; PODOLAK, L.; LILIAN, S. R. K. Projeto e desenvolvimento de um sistema fotovoltaico autônomo voltado à área rural. **Revista Técnico-científica do CREA-PR**, 2018.

LARA, D. M. D.; RITCHER, M. F. Hidrogênio Verde: a fonte de energia do futuro. **Novos Cadernos NAEA**, 2023. 413-436.

LIMA, G. M. et al. Aspectos relacionados à geração de energia elétrica através do hidrogênio. **Revista de Gestão e Secretariado**, São Paulo, 2023.

MATOS, J. D. C.; BITENCOURT, G. F. Os investimentos do hidrogênio verde no mundo e o papel do Brasil nessa cadeia produtiva. **Processando o Saber**, Praia Grande, jun 2023.

MELO, M. C.; MELO, C. A. D.; SILVA, S. N. D. Produção de H₂ para células de combustível do tipo PEM via corrosão alcalina. **Revista Tecnologia e Sociedade**, Curitiba, jan/mar 2020. 199-210.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2ª. ed. São Paulo: Érica, 2015.

Laboratório de modelagem e estudos de recursos renováveis de energia disponível em http://labren.cst.inpe.br/atlas_2017_SP.html, acessado em 05/01/2024.