

Photovoltaic Systems for the Supply of Video Surveillance Equipment in Urban Environment

G. Favaron, and R. Benedito

Abstract—Standalone photovoltaic systems are traditionally deployed far from urban centers, where the conventional electric grid is not available. In such cases, the need to maintain a battery bank implies in high investments, which are only justified when they are more cost-effective than expanding the power grid. However, in this paper we propose a new approach, as we suggest deploying standalone photovoltaic systems to supply critical loads in urban centers, instead of using the electricity from the grid. We choose a video surveillance system as our critical load, in a region of Brazil with high levels of crimes against property. Surprisingly, it has been demonstrated that, once some eligibility criteria are satisfied, the presented solution is economically feasible, with a payback of 14 years, compared to 25 years of the PV generator lifetime and with an internal rate of return of 9%, against a real average attractiveness rate of 3.1%. The PV system sizing and its electric performance proved to be able to be satisfactory, indicating that it can safely and continuously feed the loads. Consequently, solar power generation may help to avoid economic and life losses due to the inoperability of the surveillance system, in places exposed to the lack of reliability of the electric power grid.

Index Terms—Standalone Photovoltaic Systems, Solar Energy, Solar Panels, Solar Power Generation, Video Surveillance Systems.

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de vigilância por vídeo (SVV) ganharam escala principalmente devido ao seu uso em segurança patrimonial. Porém, com o avanço das técnicas de processamento de vídeo e da melhoria dos algoritmos para identificação de pessoas e objetos [1], atualmente os SVV são considerados fundamentais em muitas outras áreas. Especialmente nos centros urbanos, onde a circulação de pessoas e veículos é expressiva, os SVV podem ser utilizados, por exemplo, na prevenção de crimes violentos [2], acidentes [3] e na detecção de incêndios [4]. Os SVV também têm sido utilizados na previsão do comportamento de indivíduos com base em padrões pré-estabelecidos [5], auxiliando na prevenção de suicídios [6] e na melhoria da segurança do trabalho [7].

De todo modo, para sua eficácia, os SVV dependem de um suprimento elétrico robusto e com baixo índice de falhas, assim como em todos os atendimentos de cargas críticas [8].

Os autores agradecem a Universidade Federal do ABC (UFABC) pelo suporte institucional para a realização da pesquisa.

G. Favaron é do Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas da UFABC, Santo André, São Paulo, Brazil (e-mail: gabriela.favaron@aluno.ufabc.edu.br).

R.S. Benedito, autor correspondente, também é do Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas da UFABC, Santo André, São Paulo, Brazil (e-mail: r.benedito@ufabc.edu.br).

Nesse sentido, o emprego de sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) para eletrificação de SVV pode ser mais vantajoso que a utilização da rede elétrica, mesmo que essa rede possua um sistema de backup. Porém essa possibilidade necessita de avaliação técnico-econômica robusta, pois são escassos estudos que abordem a utilização de SFI para o atendimento de cargas críticas em locais onde a rede elétrica encontra-se disponível.

Apesar de em [9] ter sido proposta a utilização de SFI em edifícios urbanos, não foi apresentada uma avaliação econômica que justificasse a substituição da rede elétrica presente no local. Na contramão de [9], a maior parte dos trabalhos envolvendo o uso de SFI defendem o seu emprego apenas em locais remotos, como é o caso de [10], [11], [12] e [13]. Em geral, o motivo alegado por esses autores é o elevado investimento requerido para expandir a rede elétrica até os locais isolados, o que justificaria o uso de um SFI, apesar do custo do SFI também ser considerável. Nenhum destes trabalhos aponta razões associadas à segurança do suprimento energético como barreira à utilização de SFI em centros urbanos. Pelo contrário, a confiabilidade dos SFI no atendimento de cargas críticas encontra-se consolidada, sendo que o setor de telecomunicações é o que mais tem utilizado, com sucesso, essa tecnologia [13].

O fato relevante para o qual os trabalhos anteriores têm dado pouca ou nenhuma atenção é que, independentemente se a alimentação elétrica de cargas críticas é feita através da rede ou de um SFI, um sistema de armazenamento apropriado, com autonomia mínima de dois dias, é necessário. Dessa forma, o custo de armazenamento torna-se semelhante nos dois casos e o principal diferencial passa a ser o preço da energia elétrica. Dependendo da tarifa praticada pela distribuidora local, dos reajustes tarifários e incidência de impostos, a opção pela energia solar fotovoltaica pode apresentar melhor atratividade econômica, especialmente se a localidade consta com bons níveis de radiação solar. Ademais, o fato de o SFI estar em ambiente urbano minimiza a ocorrência de problemas de logística e falta de mão de obra especializada típicos de SFI rurais, como os relatados em [14].

Diante dos fatos expostos anteriormente, a contribuição deste trabalho é uma avaliação inédita sobre o uso de sistemas fotovoltaicos isolados como solução para a eletrificação de sistemas de vigilância por vídeo em centros urbanos, em comparação com o suprimento através da rede elétrica com sistema de *backup*. A metodologia empregada tem elevada capacidade de replicação em outras localidades cujas redes elétricas apresentem problemas de confiabilidade e nas quais os consumidores cativos ficam expostos a elevadas tarifas de energia elétrica e altos níveis de radiação solar. Atendimentos

de outras cargas críticas em centros urbanos, como postos de vacinação, radares, semáforos e unidades de terapia intensiva também poderiam ser realizados a partir de SFI.

II. DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA

A Fig. 1 mostra, nas extremidades, os critérios de elegibilidade, utilizados pelos autores, para a adoção da solução proposta, que é o uso de um SFI para a eletrificação de um SVV em ambiente urbano (centro da figura). Uma cidade que satisfaz aos quatro critérios é Goiânia, que assim foi escolhida para a realização do estudo.

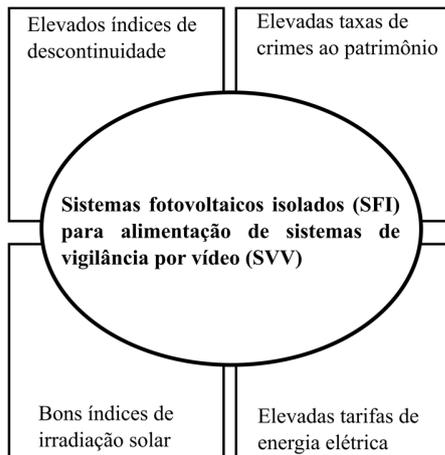


Fig. 1. Critérios de elegibilidade para aplicação de sistemas fotovoltaicos off-grid na eletrificação de SIV.

Em relação aos indicadores de continuidade, de acordo com [15], a concessionária ENEL GO teve o pior desempenho no índice DGC (Desempenho Global de Continuidade) divulgado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2018, dentre as 30 concessionárias de grande porte (mais de 400 mil consumidores). No que tange ao quesito criminalidade, segundo [16], em 2016, no Estado de Goiás, foram lavradas 449 ocorrências de crimes contra o patrimônio para cada 100 mil habitantes, contra uma média nacional de 280 ocorrências. Esses números colocam Goiás primeiro lugar no ranking nacional.

No que se refere aos níveis de radiação solar, de acordo com [17], Goiânia recebe, em média, entre 5,25 kWh/m² e 5,50 kWh/m² diários de irradiação solar em um plano cuja inclinação corresponde à latitude local. Essa é a quarta melhor faixa de irradiação solar do Brasil, num total de 11 faixas. Finalmente, conforme [18], a tarifa de energia elétrica da concessionária ENEL – GO é 21^a mais cara do Brasil, dentre as 54 concessionárias, com valor médio de R\$ 0,58/kWh para o setor residencial, sem considerar os impostos. Esse valor é ligeiramente maior que a média brasileira, de R\$ 0,57/kWh para o mesmo grupo. Porém, após a incidência de impostos, o valor pleno do kWh salta para R\$ 0,80/kWh.

III. DESCRIÇÃO DA SIMULAÇÃO

A Fig. 2 apresenta um resumo dos processos utilizados na simulação e descritos de forma detalhada nas subseções A a F.

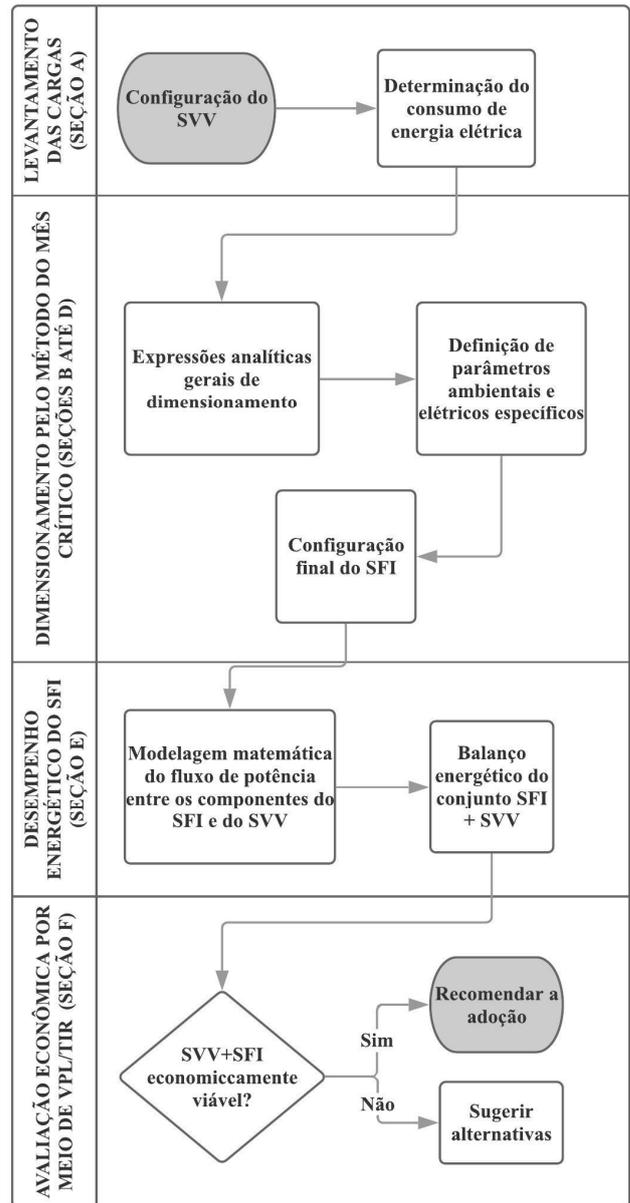


Fig. 2. Fluxograma dos processos usados na simulação.

Apesar de os autores terem feito a escolha por um SVV residencial, a simulação poderia ser perfeitamente aplicada a SVV comerciais, bastando modificar o dimensionamento das cargas e equipamentos. Da mesma forma, a metodologia utilizada pode ser replicada em qualquer outro ambiente urbano além de Goiânia, embora se recomende observar os critérios de elegibilidade explícitos na Fig. 1.

A. Definição das Cargas que compõem o SVV e Determinação do Consumo de Energia Elétrica

O SVV foi concebido para atender uma residência de porte médio, com 8 setores de vigilância. A Tabela I apresenta os componentes do SVV considerado na simulação, com suas respectivas características elétricas. Cada setor conta com uma câmera IR (infravermelho) e um sensor de movimento interligado a uma central de alarme. O SVV também apresenta

um gravador digital de vídeo (DVR) e um modem, para comunicação remota e envio das imagens.

TABELA I
CARGAS E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Item	Quantidade	Tipo de alimentação	Potência (W)	Tempo de uso diário (h)	Consumo diário (Wh)
Câmera IR	8	12 V/DC	3	24	576
(DVR)	1	220 V/AC	25	24	600
Monitor de vídeo	1	220 V/AC	6	24	144
Central de alarme	1	220 V/AC	4	24	96
Sensor de movimento	8	220 V/AC	0,2	24	4,8
Modem	1	220 V/AC	24	4	96
Consumo diário total sem correção					1.517 Wh

O consumo diário de cada item da Tabela I, L_i , foi obtido através de (1), na qual n_i é a quantidade do item, P_i é a potência nominal de operação, obtida através de catálogos de fabricantes e Δt é o tempo de uso diário do equipamento.

$$L_i = n_i \times P_i \times \Delta t \quad (1)$$

B. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico foi dimensionado pelo Método do Mês Crítico, apresentado em [19], que por sua vez é uma adaptação do consolidado método apresentado em [20]. Como o consumo de energia elétrica do SVV é fixo, o mês crítico é aquele com pior índice de irradiação solar média diária em um plano inclinado de um ângulo igual à latitude local. De acordo com [21], para Goiânia esse mês é Dezembro.

O consumo corrigido das cargas foi calculado de acordo com (2), na qual os parâmetros L_{dc} e L_{ac} correspondem ao consumo das cargas alimentadas em DC e AC, respectivamente (essa informação encontra-se na Tabela I). Os parâmetros (η_{bat} e η_{inv}) correspondem às eficiências da bateria e do inversor, respectivamente.

$$L_c = (L_{dc}/\eta_{bat}) + [L_{ac}/(\eta_{bat} \times \eta_{inv})] \quad (2)$$

A potência do gerador fotovoltaico, P_{pv} , necessária para a alimentação elétrica diária do SVV e conjunto de baterias, foi obtida através de (3), onde PR é a taxa global de desempenho do sistema (do inglês, *Performance Ratio*) e Y_R corresponde ao número de horas de Sol pleno no local (do inglês, *Reference Yield*). O valor de Y_R é numericamente igual ao valor da irradiação solar diária correspondente ao mês crítico.

$$P_{pv} = L_c/(PR \times Y_R) \quad (3)$$

A quantidade de módulos fotovoltaicos a serem utilizados para compor o gerador fotovoltaico foi obtida através de (4),

onde o termo P_{mp} corresponde à potência nominal do módulo escolhido, fornecida pelo fabricante.

$$n_m = P_{pv}/P_{mp} \quad (4)$$

A aplicação de (4) pressupõe que o controlador de carga considerado na simulação possui a tecnologia de rastreamento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracker*). Outra informação relevante é que a configuração série/paralelo dos módulos depende das especificações elétricas do controlador de carga a ser utilizado, pois os limites máximos de tensão e corrente de entrada devem ser respeitados.

C. Dimensionamento do Banco de Baterias

A capacidade do banco de baterias, CB , expressa em ampère-hora, foi obtida a partir de (5), onde N é a quantidade de dias de autonomia, D_{OD} é a profundidade máxima de descarga recomendada pelo fabricante (do inglês, *Depth of Discharge*) e V_b é a tensão nominal DC do banco de baterias.

$$CB = (L_c \times N)/(D_{OD} \times V_b) \quad (5)$$

A quantidade de baterias para compor o banco, n_b , pode ser calculada através de (6), onde cb corresponde à capacidade individual da bateria escolhida, em ampère-hora.

$$n_b = CB/cb \quad (6)$$

D. Parâmetros Utilizados no Dimensionamento e Configuração Final do SFI

A Tabela II apresenta os parâmetros utilizados no dimensionamento do SFI, com suas respectivas fontes.

TABELA II
PARÂMETROS UTILIZADOS NO DIMENSIONAMENTO DO SFI

Parâmetro	Símbolo	Valor	Fonte
Consumo em DC	L_{dc}	576 Wh	Obtido da Tabela I
Eficiência da bateria	η_{bat}	0,86	[19]
Consumo em AC	L_{ac}	941 Wh	Obtido da Tabela I
Eficiência do inversor	η_{inv}	0,85	[19]
Performance Ratio	PR	0,70	[19]
Horas de Sol Pleno	Y_R	5,01 h	[21]
Potência nominal do módulo	P_{mp}	95 W _p	Definido pelos autores
Autonomia	N	2 dias	Definido pelos autores
Profundidade de descarga	D_{OD}	0,40	[19]
Tensão nominal do banco de baterias	V_b	12 V DC	Definido pelos autores
Capacidade individual da bateria	cb	220 Ah	Definido pelos autores

A Fig. 3 apresenta um diagrama unifilar simplificado do conjunto SVV + SFI, enquanto a Tabela III detalha configuração final do SFI, com as quantidades de módulos e baterias obtidas com a aplicação de (2) a (6).

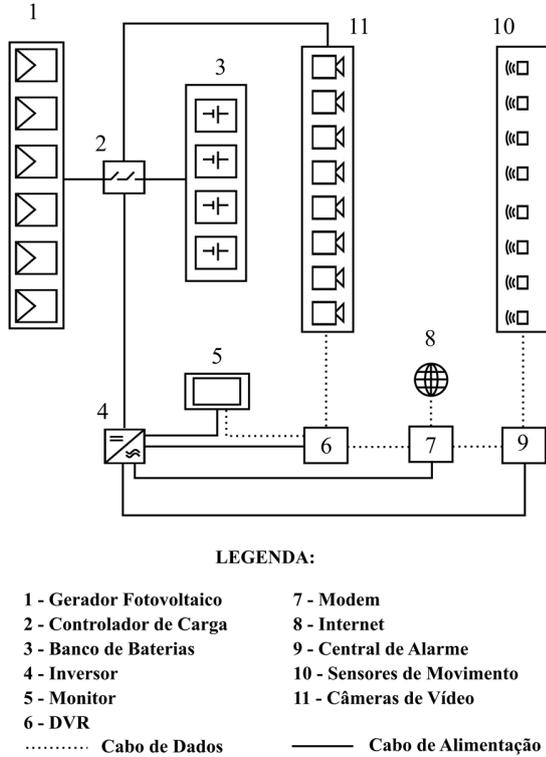


Fig. 3. Diagrama Unifilar Simplificado do Conjunto SFI + SVV.

TABELA III
CONFIGURAÇÃO FINAL DO SFI

Quantidade calculada	Símbolo	Valor	Equação utilizada
Consumo corrigido	L_c	1.957 Wh	(2)
Potência PV requerida	P_{pv}	559 Wp	(3)
Número de módulos	n_m	6	(4)
Capacidade do banco de baterias	CB	815 Ah	(5)
Número de baterias	n_b	4	(6)

Dessa forma, o sistema fotovoltaico simulado é composto por 6 módulos fotovoltaicos de 95 W_p interligados em paralelo, um banco com 4 baterias também interligadas em paralelo, um controlador de carga com função MPPT e um inversor DC/AC de onda senoidal pura.

Há diversas opções de baterias no mercado, sendo que as baterias de chumbo-ácido vêm apresentando um custo benefício melhor que baterias de íons de lítio [22] e, por isso, foi o tipo de armazenamento escolhido.

Também é importante mencionar que o método de dimensionamento escolhido é apenas um dentre diversos outros disponíveis na literatura. Uma revisão ampla sobre esse tópico pode ser encontrada em [23].

E. Modelagem do Fluxo de Potência entre os Componentes do SFI e do SVV e do Balanço Energético do Conjunto

A temperatura de operação das células fotovoltaicas influencia diretamente na produção de energia elétrica do SFI. De acordo com [24], ela pode ser obtida, com boa aproximação, através de (7), onde T_a corresponde à temperatura ambiente externa (em °C), $G(t)$ é a irradiância instantânea na superfície dos módulos (em W/m²) e $NOCT$ é a temperatura normal de operação de célula fornecida pelo fabricante dos módulos (em °C).

$$T_c = T_a + 0,9 \times G(t) \times (NOCT - 20^\circ C) / (800 \text{ W m}^{-2}) \quad (7)$$

Uma vez determinada T_c , a potência instantânea, $P_{pv}(t)$, entregue pelo gerador fotovoltaico ao controlador de carga, para alimentação tanto do SVV quanto das baterias, pode ser obtida através de (8).

$$P_{pv}(t) = n_m \times P_{mp} \times [G(t)/G_0] \times [1 - \gamma(T_c - T_0)] \times \eta_{c/c} \quad (8)$$

Essa última equação é uma adaptação, realizada pelos autores deste paper, da equação apresentada em [24]. Os parâmetros G_0 e T_0 correspondem à irradiância e à temperatura de célula nas condições padrão de teste dos módulos, respectivamente. O parâmetro γ é o coeficiente térmico do módulo fotovoltaico associado à diminuição da máxima potência com a temperatura, enquanto o termo $\eta_{c/c}$ leva em consideração as perdas elétricas no controlador de carga, no cabeamento e nos contatos elétricos.

A expressão para determinação da potência instantânea consumida pelas cargas, $P_c(t)$, pode ser obtida a partir de (9), que é análoga a (2). Os termos P_{dc} e P_{ac} correspondem à potência consumida pelas cargas em corrente contínua e em corrente alternada, respectivamente.

$$P_c(t) = [P_{dc}(t)/\eta_{bat}] + [P_{ac}(t)/(\eta_{bat} \times \eta_{inv})] \quad (9)$$

Já a potência instantânea que flui para dentro ou para fora das baterias, $P_b(t)$, pode ser obtida a partir de (10).

$$P_b(t) = P_{pv}(t) - P_c(t) \quad (10)$$

Quando a geração fotovoltaica exceder o consumo das cargas, o resultado de (10) será positivo, indicando que as baterias estão em processo de carga. Se, pelo contrário, o consumo das cargas exceder a geração fotovoltaica, o resultado será negativo, indicando que as baterias estão sendo descarregadas.

Finalmente, (11) é uma expressão bastante útil, a qual permite obter o estado de carga das baterias, $CB(t)$ em qualquer instante, a partir de um estado de carga inicial, CB_0 . Para sua utilização, no entanto, a carga precisa ser expressa em Wh e não em Ah.

$$CB(t) = CB_0 + \int_{t_0}^t P_b(t) dt \quad (11)$$

A partir da inspeção de (7) a 9), observa-se a necessidade do fornecimento prévio de parâmetros térmicos, elétricos e ambientais. Os parâmetros ambientais (irradiância e temperatura ambiente), foram obtidos através de [21], em base horária, para uma inclinação do gerador fotovoltaico igual à latitude de Goiânia, para os dias 01 e 02 de Dezembro. Os demais parâmetros são fornecidos na Tabela IV do Apêndice.

A correção do consumo das cargas efetuada em (2) é de especial importância para o sucesso da modelagem, pois, de acordo com [25], um erro na estimativa da carga pode impactar a confiabilidade do sistema fotovoltaico.

F. Avaliação Econômica da Solução Apresentada

A análise de viabilidade econômica foi realizada pelo método do VPL (valor presente líquido), através do qual também foi possível determinar a TIR (taxa interna de retorno) e o Payback descontado. Os equipamentos do SVV não foram considerados na análise, pois, independentemente da origem da energia elétrica que os alimenta (rede elétrica ou SFI), assumiu-se que eles estarão presentes na residência.

As receitas consideradas para avaliação do SFI são provenientes dos gastos evitados com energia elétrica, E_{pj} , e equipamentos de backup, BK_j , associados ao uso da rede elétrica. Já as despesas são provenientes do investimento inicial na compra dos equipamentos do SFI, I_{inv}^0 , e de gastos anuais com operação e manutenção, $O\&M_j$, incluindo substituição de componentes ao longo da vida útil.

A quantidade E_{pj} pode ser obtida através de (12), na qual $H_{t,\beta}$ corresponde à irradiação anual no plano do gerador fotovoltaico e d é o fator de degradação anual do gerador. Foram considerados 25 anos de vida útil do gerador, de forma que $j = 1, 2, \dots, 25$.

$$E_{pj} = n_m \times P_{mp} \times PR \times (H_{t,\beta}/G_0) \times (1 - d)^j \quad (12)$$

O valor presente (receitas menos despesas) em cada ano, VP_j , pode ser obtido através de (13), na qual VE^0 corresponde ao valor atual, com impostos, da tarifa da energia evitada, em R\$/kWh, r é a taxa anual de reajuste tarifário e t_d é a taxa de desconto praticada.

$$VP_j = [BK_j + E_{pj} \times VE^0 \times (1 + r)^j - O\&M_j]/(1 + t_d)^j \quad (13)$$

Finalmente, o VPL calculado do ano 0 até o ano j , VPL_j , pode ser expresso através de (14)

$$VPL_j = -I_{inv}^0 + \sum_{i=1}^j VP_i \quad (14)$$

A Tabela V do Apêndice apresenta os parâmetros adicionais necessários à avaliação econômica.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A. Desempenho Energético do SFI

A Fig.4 apresenta, no eixo da esquerda e em base horária, a potência gerada, a potência consumida e a potência que flui para dentro ou para fora da bateria, de acordo com a

nomenclatura da subseção III – E. No eixo da direita, pode-se observar o respectivo estado de carga da bateria. Os dados referem-se ao dia 01 de Dezembro, que é um dia tipicamente ensolarado do mês crítico, de acordo com [21].

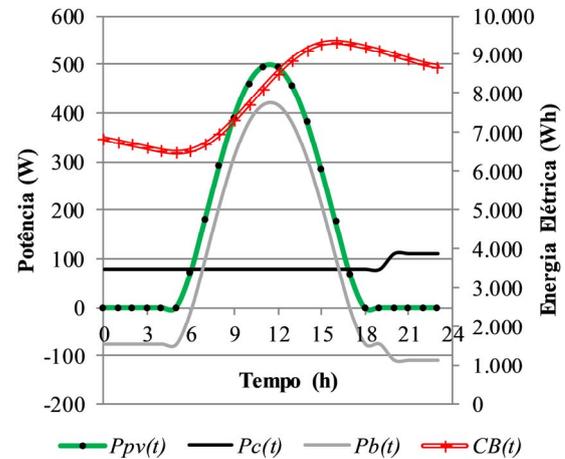


Fig. 4. Fluxo de Potência e Energia Acumulada para o dia 01 de Dezembro.

Observa-se, na Fig. 4, que até 6h da manhã a alimentação da carga é feita exclusivamente pela bateria (sinal negativo de $P_b(t)$). Porém, a partir deste horário, a potência gerada torna-se suficiente para suprir o consumo da carga e simultaneamente iniciar o carregamento das baterias, o que pode ser percebido pela mudança do sinal de $P_b(t)$ e do aumento da carga da bateria. Esse estado perdura até 17h da tarde, momento em que as cargas começam a drenar potência da bateria novamente, pois a geração torna-se insuficiente. A elevação do consumo das cargas nas quatro horas finais do dia tem relação com o acionamento do modem nesse intervalo de tempo, para envio das imagens gravadas pela internet.

Já a Fig. 5 apresenta, novamente, a capacidade da bateria para o dia 01 de Dezembro, porém agora em conjunto com as linhas que delimitam as capacidades mínima e máxima da bateria. Também são mostradas a energia consumida cumulativamente pela carga, $E_c(t)$, e a energia gerada de forma cumulativa, $E_{pv}(t)$.

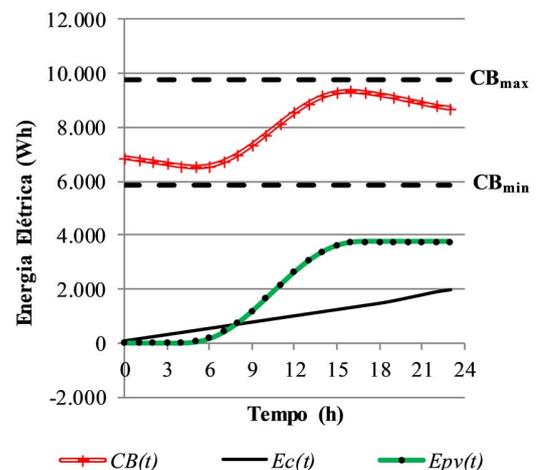


Fig. 5. Energia Gerada, Consumida e Acumulada para o dia 01 de Dezembro.

Pela análise da Fig. 5, nota-se que, ao longo das horas de Sol, as baterias foram adequadamente carregadas, iniciando a manhã em um estado próximo do mínimo desejável (sem exceder a profundidade de descarga de 40%) e finalizando a tarde em um estado próximo da capacidade máxima do banco.

Essa capacidade demonstrada pelo gerador fotovoltaico em manter o nível do banco sempre entre os limites inferior e superior é fundamental para a durabilidade das baterias e tende a impactar positivamente a viabilidade econômica do projeto [26].

As Fig. 6 e 7 mostram as mesmas informações das Fig. 4 e 5, respectivamente, porém para o dia seguinte (02 de Dezembro), que é um dia com bastante nebulosidade [21]. Nota-se que, mesmo com as oscilações da potência gerada, o suprimento da carga e o carregamento da bateria ocorrem normalmente no período diurno, culminando na carga máxima do banco.

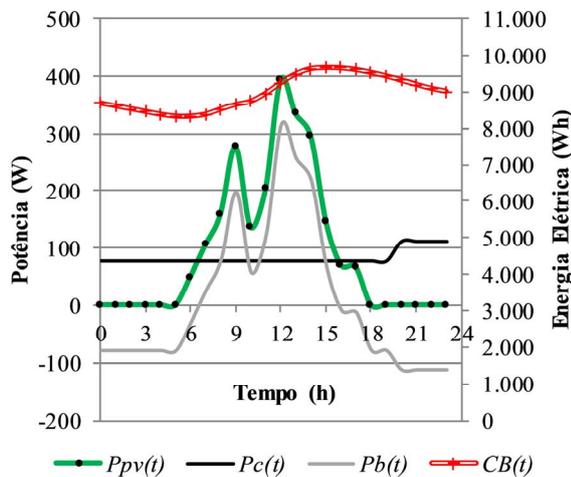


Fig. 6. Energia Gerada, Consumida e Acumulada para o dia 02 de Dezembro.

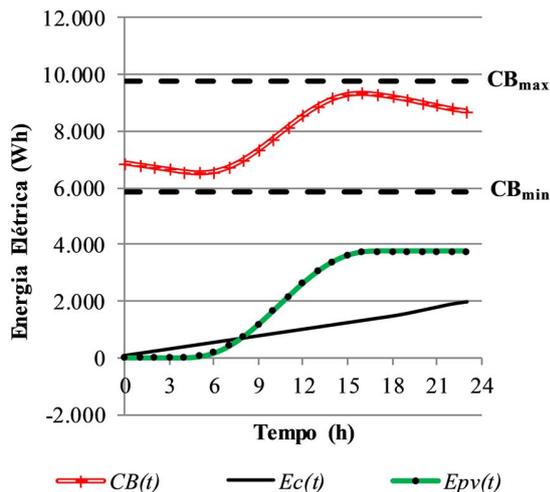


Fig. 7. Energia Gerada, Consumida e Acumulada para o dia 02 de Dezembro.

Naturalmente, se o suprimento das cargas e o carregamento do banco de baterias foram atendidos durante o mês crítico, espera-se que, nos demais meses do ano, o desempenho energético do SFI seja ainda melhor, comprovando a eficácia do método de dimensionamento empregado e a confiabilidade do SFI projetado.

B. Avaliação Econômica do SFI

A Fig.8 apresenta o VPL calculado através de (14), permitindo concluir que o *Payback* descontado ocorre em cerca de 14 anos. Esse tempo pode ser considerado elevado, quando comparado com outros investimentos, o que, do ponto de vista subjetivo, pode constituir uma barreira a potenciais investidores. Porém, do ponto de vista objetivo, pode-se concluir pela viabilidade econômica do investimento, uma vez que o *Payback* descontado se dá antes dos 25 anos de vida útil do sistema fotovoltaico.

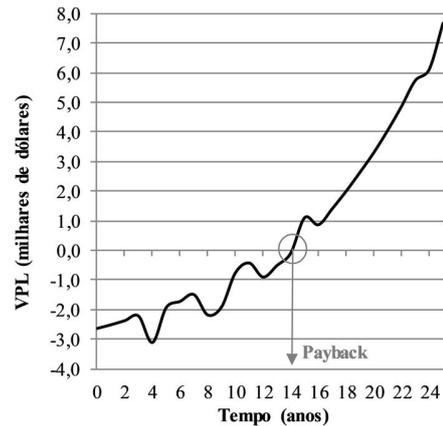


Fig. 8. Diagrama Unifilar Simplificado do Conjunto SFI + SVV.

Ajuda a sustentar essa afirmação o fato de o VPL ter apresentado valor positivo, ao final do tempo de vida do projeto, indicando que o valor das receitas acumuladas, ao valor presente, supera o valor das despesas. Adicionalmente, a TIR associada aos valores da Fig. 8 é de 9%, superando com boa margem a taxa média de atratividade de mercado (taxa de desconto – Tabela V do Apêndice).

Dessa forma, uma análise global dos resultados mostra que o emprego de SFI para a eletrificação de SVV, em vez da utilização da rede elétrica convencional com sistema de backup, pode ser considerado uma solução economicamente viável. Em um primeiro momento, essa informação pode causar algum grau de surpresa, já que o custo da aquisição inicial das baterias do SFI e sua substituição a cada 4 anos é elevado (ver Tabela V do Apêndice).

Porém, caso o proprietário do SVV opte por utilizar a rede elétrica com sistema de backup, em vez do SFI, também terá um elevado investimento inicial na aquisição de um sistema de *backup*, com baterias substituíveis a cada 5 anos. Ou seja, mesmo com um tempo de substituição de baterias inferior ao sistema de backup convencional, SVV mostrou-se viável. Adicionalmente, o proprietário ficará exposto às elevadas tarifas de energia elétrica praticadas em Goiânia, as quais são reajustadas anualmente muito acima da inflação (ver Tabela V do Apêndice).

Uma outra observação pertinente é que a evolução tecnológica dos sistemas de vigilância de vídeo vem permitindo o uso de câmeras sem fio (*wireless*) com armazenamento em nuvem. Nesse cenário, os usos do DVR para armazenamento e do monitor para visualização seriam dispensados. Contudo, do

ponto de vista energético, não haveria grande variação do consumo com essa medida, conforme a Tabela VI do Apêndice. Isso ocorre porque as câmeras sem fio demandariam mais energia elétrica que as convencionais, além do que forçariam o modem a aumentar seu consumo, já que este último deveria operar ininterruptamente.

V. CONCLUSÃO

Este estudo apresentou resultados considerados surpreendentes, pelos autores, a respeito da utilização de SFI para eletrificação de SVV em ambientes urbanos. Os trabalhos anteriores, na sua maioria, restringiam a aplicação de SFI a localidades remotas. Porém a solução apresentada neste paper mostrou-se capaz de garantir o suprimento contínuo das cargas de forma economicamente viável, mesmo havendo a disponibilidade da rede elétrica no local. A solução parece promissora, especialmente se forem considerados cenários futuros com custo de armazenamento decrescente, a partir da melhoria das tecnologias existentes e descoberta de novos materiais e tecnologias.

As limitações do método residem nos fatos de o comportamento das cargas ter sido considerado uniforme ao longo do dia e de a avaliação econômica ter utilizado parâmetros constantes.

Dessa forma, trabalhos futuros poderão considerar cenários com cargas variáveis e realizar uma análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos utilizados. Os autores também sugerem que novas pesquisas avaliem o impacto da utilização de tecnologias modernas de acumulação e aplicações híbridas, envolvendo outras fontes de suprimento elétrico além do SFI e a própria rede elétrica.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do ABC pelo apoio institucional.

APÊNDICE

As Tabelas IV e V apresentam os parâmetros adicionais de entrada da simulação, enquanto a Tabela VI apresenta uma configuração alternativa do SVV

TABELA IV
PARÂMETROS TÉRMICOS E ELÉTRICOS UTILIZADOS NA MODELAGEM

Parâmetro	Símbolo	Valor	Fonte
Temperatura normal de operação de célula	$NOCT$	46 °C	Dado do fabricante [21]
Irradiância em condição padrão	G_0	1.000 W/m ²	Dado do fabricante [21]
Coefficiente térmico de potência máxima	γ	0,0045°C ⁻¹	Dado do fabricante [21]
Temperatura de célula em condição padrão	T_0	25 °C	Dado do fabricante [21]
Eficiência do controlador e cabeamento	$\eta_{c/c}$	0,95	Definido pelos autores
Estado de carga inicial da bateria	CB_0	6.850 Wh	Definido pelos autores

TABELA V
PARÂMETROS UTILIZADOS NA AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Símbolo	Valor	Fonte
$H_{t,\beta}$	1.962 kWh/m ²	[17]
d	0,5% ao ano	[19]
BK_j	US\$ 2.077,75* no ano 0 mais US\$ 1.153,00 a cada 5 anos com troca de baterias.	Pesquisa de mercado para 2 dias de autonomia (3975 Wh).
VE^0	US\$0,20/kWh	[18]
r	11,8% ao ano	Média dos 2 últimos reajustes (15,2% segundo a ANEEL), descontada a inflação média (3,4% segundo o Banco Central do Brasil).
$O\&M_j$	US\$ 46,25** ao ano mais US\$ 1.200,00 a cada 4 anos com troca de baterias.	Primeiro valor baseado em [27] e segundo valor obtido por pesquisa de mercado para 2 dias de autonomia (3975 Wh).
t_d	3,1% ao ano	Taxa de juros SELIC (6,5% segundo o Banco Central do Brasil) descontada a inflação.
I_{inv}^0	US\$ 2.634,00 no ano zero.	Pesquisa de mercado para um gerador fotovoltaico 570 W _p , um banco de baterias de 815 Ah, um controlador de carga MPPT de 30 A/12 V e um inversor de senoidal de 300W/12V. Os custos de acessórios, cabeamento, estruturas e projeto estão incluídos no total.

* Foi utilizada a cotação do Dólar Comercial em 15/05/2019 – Banco Central do Brasil: US\$ 1,00 = R\$ 4,00

** De acordo com a referência [27], esse valor representa 1% do investimento inicial e é condizente com plantas fotovoltaicas de potência menor que 1 MW. Ele deve ser poupado todos os anos para eventualidades, como troca de componentes, incluindo controladores de carga e inversores.

TABELA VI
CONFIGURAÇÃO ALTERNATIVA DO SVV

Item	Quantidade	Tipo de alimentação	Potência (W)	Tempo de uso diário (h)	Consumo diário (Wh)
Câmera WIFI	8	12 V/DC	5	24	960
Central de alarme	1	220 V/AC	4	24	96
Sensor de movimento	8	220 V/AC	0,2	24	4,8
Modem	1	220 V/AC	24	24	576
Consumo diário total sem correção					1.636 Wh

REFERÊNCIAS

- [1] V. Tsakanikas and T. Dagiuklas, "Video surveillance systems-current status and future trends," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 70, pp. 736–753, Aug. 2018.
- [2] P. C. Ribeiro, R. Audigier, and Q. C. Pham, "RIMOC, a feature to discriminate unstructured motions: Application to violence detection for video-surveillance," *Comput. Vis. Image Underst.*, vol. 144, pp. 121–143, Mar. 2016.

- [3] Z. Yang and L. S. C. Pun-Cheng, "Vehicle detection in intelligent transportation systems and its applications under varying environments: A review," *Image Vis. Comput.*, vol. 69, pp. 143–154, Jan. 2018.
- [4] M. Hashemzadeh and A. Zademehti, "Fire Detection for Video Surveillance Applications Using ICA K-Medoids-Based Color Model and Efficient Spatio-Temporal Visual Features," *Expert Syst. Appl.*, Apr. 2019.
- [5] A. Ben Mabrouk and E. Zagrouba, "Abnormal behavior recognition for intelligent video surveillance systems: A review," *Expert Syst. Appl.*, vol. 91, pp. 480–491, Jan. 2018.
- [6] W. Bouachir, R. Gouiaa, B. Li, and R. Noumeir, "Intelligent video surveillance for real-time detection of suicide attempts," *Pattern Recognit. Lett.*, vol. 110, pp. 1–7, Jul. 2018.
- [7] P. Cocca, F. Marciano, and M. Alberti, "Video surveillance systems to enhance occupational safety: A case study," *Saf. Sci.*, vol. 84, pp. 140–148, Apr. 2016.
- [8] M. Pipattanasomporn, H. Feroze, and S. Rahman, "Securing critical loads in a PV-based microgrid with a multi-agent system," *Renew. Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 166–174, Mar. 2012.
- [9] T. Castillo-Calzadilla, A. M. Macarulla, and C. E. Borges, "Design of Sizing Algorithms for a Direct Current Off-Grid Photovoltaic Installation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 8, pp. 2168–2176, Aug. 2018.
- [10] L. R. Almeida Gabriel Filho, O. J. Seraphim, F. de L. Caneppele, C. P. Cremasco Gabriel, and F. Ferrari Putti, "Variable analysis in wind photovoltaic hybrid systems in rural energization," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 12, pp. 4757–4761, Dec. 2016.
- [11] G. Salazar Dias and D. Carrion, "Characterization and modeling of the efficiency of photovoltaic systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, Aug. 2015.
- [12] S. Kosai and E. Yamasue, "Cost-security analysis dedicated for the off-grid electricity system," *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 871–879, Jan. 2018.
- [13] E. Kaplani, "Design and performance considerations in stand alone PV powered telecommunication systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 10, no. 3, pp. 1723–1729, Apr. 2012.
- [14] L. R. Valer, A. R. A. Manito, T. B. S. Ribeiro, R. Zilles, and J. T. Pinho, "Issues in PV systems applied to rural electrification in Brazil," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, pp. 1033–1043, Oct. 2017.
- [15] ANEEL, "Dia do consumidor: ações da ANEEL levam a melhora no fornecimento de energia elétrica no país em 2018," 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/2GbL8uQ>. [Accessed: 09-Apr-2019].
- [16] IPEA, "Atlas da violência," 2018. [Online]. Available: www.ipea.gov.br/atlasviolencia. [Accessed: 09-Apr-2019].
- [17] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. J. L. Lima, R. Rütther, S. L. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira, J. G. Souza. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2a. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 67 p. 2017.
- [18] ANEEL, "Ranking das tarifas," 2019. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. [Accessed: 09-Apr-2019].
- [19] J. T. Pinho and M. A. Galdino, *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*, 2nd ed. Rio de Janeiro, Brasil: CRESESB, 2014.
- [20] Sandia National Laboratories, *Standalone photovoltaic systems*, 2nd ed. Springfield, VA: SANDIA, 1995.
- [21] Laboratório de Energia Solar - Labsol, "Radiasol 2." Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.
- [22] A. El Fathi and A. Outzourhit, "Technico-economic assessment of a lead-acid battery bank for standalone photovoltaic power plant," *J. Energy Storage*, vol. 19, pp. 185–191, Oct. 2018.
- [23] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 430–448, Jul. 2016.
- [24] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, and S. H. F. Oliveira, *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*, 1st ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- [25] H. Louie and P. Dauenhauer, "Effects of load estimation error on small-scale off-grid photovoltaic system design, cost and reliability," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 34, pp. 30–43, Oct. 2016.
- [26] N. Pattath Gopi and S. Devendran, "Autonomy considerations for a standalone photovoltaic system," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 10, pp. 79–83, Jun. 2015.
- [27] NREL/Sandia/Sunspec Alliance SuNLaMP PV O&M Working Group, "Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance," Golden, CO, USA, 2016.



G. Favaron nasceu na cidade de São Bernardo do Campo - SP, em 1992. É graduada em Engenharia de Energia pela Universidade Federal do ABC, em 2018. Realizou parte da graduação na The University of Western Ontario, através do programa Ciência sem Fronteiras. Sua área principal de atuação é Energias Renováveis, com ênfase em energia solar fotovoltaica e eólica, tendo atuado no mercado fotovoltaico com sistemas isolados e conectados à rede, bem como com sistemas de armazenamento.



R.S. Benedito nasceu na cidade de São Paulo – SP, em 1978. Obteve o título de Doutor na área Energia, com ênfase em Sistemas Fotovoltaicos, pela Universidade de São Paulo, em 2014. A sua área principal de atuação é a Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos. Atualmente, é Professor Adjunto na Universidade Federal do ABC, no Centro de Engenharia,

Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas. É responsável por disciplinas relacionadas à energia solar fotovoltaica nos cursos de Graduação em Engenharia de Energia e na Pós-Graduação em Energia da UFABC. Sua linha de pesquisa é Energias Renováveis, com ênfase em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.