

Metodologia para Análise da Viabilidade Econômica da Instalação de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Jaderson R. Santos* Leonardo da Silveira**
 Antônio M. S. S. Andrade*** Cristiane C. Gastaldini****
 Paulo César Vargas Luz† Laura L. C. Santos‡

* *Universidade Federal de Santa Maria, RS*
 (e-mail: r.jaderson@gmail.com)

** *Universidade Federal de Santa Maria, RS*
 (e-mail: leonardo_dasilveira@outlook.com)

*** *Universidade Federal de Santa Maria, RS*
 (e-mail: antoniom.spencer@gmail.com)

**** *Universidade Federal de Santa Maria, RS*
 (e-mail: cristiane.gastaldini@ufsm.br)

† *Universidade Federal de Santa Maria, RS*
 (e-mail: pcluz1@gmail.com)

‡ *Universidade Federal de Santa Maria, RS*
 (e-mail: laura.santos@ufsm.br)

Abstract: With the reduction of investment costs in Brazil, the number of consumer units that have adopted the systems of distributed micro and mini-generation is increasing, especially the photovoltaic generation. In this study, a methodology for sizing, budgeting and economic analysis is proposed for the installation of a photovoltaic system, applying it to the case study of a high voltage consumer. An Excel spreadsheet was made to automate the calculations, which makes the model easily applicable to other case studies. It is observed that, for the case under analysis, the implementation of the power generation system is economically viable.

Resumo: Com a redução dos custos de investimento no Brasil, é crescente o número de unidades consumidoras que têm adotado os sistemas de micro e minigeração distribuídas de energia, em especial a geração fotovoltaica. Neste estudo, propõe-se uma metodologia de dimensionamento, orçamento e análise econômica para a instalação de um sistema fotovoltaico, aplicando-o ao estudo de caso de um consumidor do grupo A. Foi confeccionada uma planilha em Excel para se automatizar os cálculos, o que torna o modelo facilmente aplicável a outros estudos de caso. Observa-se, que para o caso em análise, a implementação do sistema de geração de energia é economicamente viável.

Keywords: Distributed generation; photovoltaic; economic analysis; design; payback.

Palavras-chaves: Geração distribuída; fotovoltaica; análise econômica; dimensionamento; payback.

1. INTRODUÇÃO

A preocupação com a emissão de gases de efeito estufa liberados pela combustão de combustíveis fósseis, assim como a quantidade limitada de fontes desses combustíveis, têm causado um aumento na geração de energia elétrica através de fontes de energia renováveis, principalmente nas unidades consumidoras (UC) (Islam, 2014). A geração de energia elétrica para consumo próprio enquadra-se no conceito de geração distribuída (GD), que consiste na geração de energia conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica. Dessa maneira, a geração tende a se aproximar dos centros de carga.

A resolução normativa (RN) N° 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), define os requisitos

para UC com GD conectarem-se à rede de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação da energia excedente gerada. Além do modelo de compensação de créditos, as elevadas tarifas de eletricidade favoreceram a adesão de GD. Conseqüentemente, desde a homologação da RN N° 482, em 17 de abril de 2012, a quantidade de UC com GD que conectaram-se ao sistema de distribuição de energia elétrica aumentou significativamente.

Segundo dados da ANEEL, atualmente existem 230.650 UC com GD no Brasil, sendo que destas 230.650, 230.265 possuem GD do tipo fotovoltaica. Atualmente, a potência instalada, referente a GD fotovoltaica, totaliza 2.663.294,67 kW (ANEEL, 2020a,b).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (MME/EPE, 2019), projeta-se que em 2029 a potên-

cia instalada de GD alcance 11,4 GW, dos quais 86% serão do tipo fotovoltaico. Considerando-se a legislação atual, as UC com GD são contempladas com incentivos financeiros ao gerarem sua própria energia, na forma de descontos na tarifa de energia. Assim, os custos da distribuidora não pagos pelos clientes com GD são diluídos entre as demais UC. A projeção realizada por MME/EPE (2019) assume mudanças regulatórias em que as UC com GD contribuem com os custos fixos e variáveis das distribuidoras, entretanto, expansão da GD não será afetada a longo prazo devido as diminuições dos custos de implementação das tecnologias.

O estudo apresentado por Marchioro et al. (2018) propõe uma metodologia para análise de viabilidade econômica e técnica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, que pode ser utilizada em diversos casos através da alteração dos dados de entrada conforme as características de cada caso.

Nesse contexto, o presente artigo apresenta uma metodologia para projeto e a análise de viabilidade econômica de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica. A metodologia é aplicada ao estudo de caso de um clube aquático, consumidor do subgrupo A4 com tarifa verde, que planeja instalar o sistema. Os resultados foram obtidos por meio de uma planilha, desenvolvida pelos autores, no *software* Excel, com uma estrutura que permite que outros estudos de caso sejam realizados.

A apresentação do artigo é feita em seis seções. A seção 2 apresenta uma revisão dos conceitos financeiros empregados neste estudo. A seção 3 discorre sobre os procedimentos técnicos para se projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede. A metodologia proposta para a realização deste estudo encontra-se na seção 4. A aplicação do estudo de caso e os resultados, são apresentados na seção 5. Por fim, as conclusões e indicações para futuros trabalhos estão na seção 6.

2. ANÁLISE ECONÔMICA

Para validar economicamente um projeto, devem ser avaliados fatores como investimento, custos, retorno, dentre outros. Dentre as ferramentas empregadas na análise econômica, estão: fluxo de caixa, valor presente líquido, taxa interna de retorno e o *Payback* (Ross et al., 2013).

2.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa (*FC*) representa a soma da entrada e saída de capital durante um determinado período de tempo. O *FC* pode ser aplicado tanto para movimentações passadas quanto futuras, em vista disso, o *FC* é uma ferramenta amplamente empregada em outros indicadores financeiros. A equação 1 apresenta o cálculo do *FC* para um período *n*.

$$FC_n = In_n + Out_n \quad (1)$$

Onde:

In_n: Entrada de dinheiro no período *n*;

Out_n: Saída de dinheiro no período *n*.

2.2 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos indicadores financeiros mais utilizados para análise de investimentos. De acordo com Ross et al. (2013), VPL é o retorno financeiro gerado, descontado a uma taxa de juros, por um investimento futuro. Para calcular o VPL é necessário construir o fluxo de caixa do investimento e determinar a taxa mínima de atratividade (TMA) ou taxa de desconto. A Equação 2 apresenta o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (2)$$

Onde:

FC: Fluxo de caixa no período *n*;

i: Taxa mínima de atratividade;

N: Período total.

Se o VPL for maior que zero, significa que o investimento é viável, ou seja, há um retorno financeiro positivo. Caso o VPL seja menor que zero, o investimento em questão não é viável financeiramente. Quando o VPL for igual a zero, o investimento está em equilíbrio econômico, sendo assim, não há lucro ou prejuízo financeiro através do projeto.

2.3 Taxa Interna de Retorno

Para sintetizar os lucros de um investimento em uma taxa, utiliza-se a taxa interna de retorno (TIR). A TIR é obtida utilizando apenas os dados do próprio investimento em estudo, enquanto que a TMA é proveniente de informações conhecidas de outros investimentos.

A TIR é a taxa na qual o investimento esteja em equilíbrio econômico quando utilizada como taxa de desconto. Em outros termos, a TIR é a taxa que torna o VPL igual a zero, sendo assim, é possível obtê-la através de (2), substituindo a TMA pela TIR e igualando o VPL a zero (Ross et al., 2013). Se a TIR for maior que a TMA, o investimento é viável economicamente quando comparado com um investimento que rende a TMA.

2.4 Payback Descontado

Payback (PB) é o período necessário para que o valor gerado pelo investimento seja equivalente ao valor do investimento. Entretanto, o PB não considera o valor do dinheiro ao longo do tempo. Para contornar este problema, utiliza-se o PB Descontado, que consiste no período em que a soma dos fluxos de caixa, descontados a uma taxa de atratividade, seja igual ao valor do investimento (Ross et al., 2013). Para validar economicamente um projeto utilizando o PB Descontado, o período obtido através desta regra deve ser menor que o período arbitrado como limite.

A próxima seção do trabalho apresenta o detalhamento do projeto do sistema fotovoltaico.

3. PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

No projeto de um sistema FV conectado à rede (*grid-tie*), adequado às necessidades do consumidor, será explorado

o sistema de compensação de energia, instituído pela Resolução Normativa ANEEL N° 482/2012 e alterado pela RN N° 687/2015. Nesse sistema, a energia gerada e não consumida pela instalação é convertida em créditos pela distribuidora. Esses créditos poderão ser utilizados quando a energia demandada for maior do que a gerada, num prazo máximo de 60 meses. Dessa forma, o dimensionamento da potência do sistema FV será baseado numa média do consumo da unidade consumidora (UC) nos últimos 12 meses (Pinho and Galdino, 2014).

Nesta seção, é proposta uma metodologia de projeto de sistema FV simplificada, levando-se em consideração apenas os aspectos que têm mais importância para a análise econômica. É descrito o método de dimensionamento do gerador FV e do inversor, principais componentes do sistema.

3.1 Levantamento Histórico de Consumo

Na etapa inicial do projeto do sistema fotovoltaico, é feito o levantamento do histórico de consumo, a partir das faturas de energia elétrica, com a finalidade de se determinar o consumo diário médio (E) da instalação. Consumidores do grupo A, alimentados em tensão maior ou igual a 2,3 kV, bem como consumidores do grupo B com tarifa branca, possuem uma diferenciação na tarifa de energia quanto ao horário de consumo. Nos horários do dia em que a demanda por energia elétrica é maior, o consumo é faturado à parte (consumo em ponta), com um valor maior ao que é praticado nas demais horas (consumo em fora de ponta).

Da mesma forma que o consumo possui tarifas distintas, a energia gerada em horários de ponta é convertida em mais créditos do que aquela gerada em horário de fora de ponta. Entretanto, como os horários de ponta encontram-se no período noturno, momento em que a geração FV é praticamente nula, considera-se que toda a geração ocorre em horários fora de ponta.

Por sua vez, o consumo dos créditos de energia nos horários de ponta também é maior. A razão entre as tarifas de energia em horários de ponta e fora de ponta determina o fator de ajuste (3). Esse fator indica, na prática, quantas vezes o montante de energia a ser gerado em fora de ponta deve ser maior do que a demanda em ponta para supri-la (ANEEL, 2016).

$$FA = \frac{TE_P}{TE_{FP}} \quad (3)$$

Onde:

FA : Fator de ajuste;

TE_P (R\$): Tarifa de energia de ponta;

TE_{FP} (R\$): Tarifa de energia de fora de ponta.

O consumo diário médio é calculado separadamente, para os horários de ponta e de fora de ponta. O consumo diário médio em ponta (4) é dado pela soma do montante da energia faturada em ponta, nos últimos doze meses, dividido pelo total de dias faturados no ano.

$$E_P = \frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{12} \frac{C_{P,i}}{n_i} \quad (4)$$

Onde:

E_P (kWh): Consumo diário médio em ponta;

$C_{P,i}$ (kWh): Consumo faturado no mês i em ponta;

n_i (dias): Número de dias faturados no mês i .

De forma análoga, é calculado o consumo diário médio em fora de ponta (5).

$$E_{FP} = \frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{12} \frac{C_{FP,i}}{n_i} \quad (5)$$

Onde:

E_{FP} (kWh): Consumo diário médio em fora de ponta;

$C_{FP,i}$ (kWh): Consumo faturado no mês i em fora de ponta.

Acrescenta-se que um estudo mais aprofundado sobre compensações em horários de ponta deve levar em consideração as curvas de carga do cliente, de forma a se determinar a fator de coincidência entre a geração de energia solar e a demanda ao longo do dia. Entretanto não são abordados esses aspectos neste trabalho.

A próxima etapa do projeto do sistema fotovoltaico consiste na avaliação do recurso solar.

3.2 Avaliação do Recurso Solar

Na avaliação do recurso solar, são observados a localização e o posicionamento dos módulos. Em suma, os aspectos considerados são: a inclinação e a orientação dos painéis, e a localização geográfica da instalação. A partir dessas informações, são estimados o valor da irradiação solar total diária média (ITD) e, por sua vez, o número de horas de Sol pleno (HSP). A ITD é igual ao montante de energia luminosa incidente por unidade de área, em um dia. O índice HSP (6) representa o tempo, em horas por dia, necessário para se obter a ITD a uma irradiância solar padrão de 1 kW/m² (Pinho and Galdino, 2014).

$$HSP = \frac{ITD \text{ (kWh/m}^2\text{)}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (6)$$

Onde:

HSP (h): Média diária das horas de Sol pleno;

ITD (kWh/m²): Irradiação solar total diária.

Na próxima etapa do projeto do sistema é realizado o dimensionamento do gerador fotovoltaico.

3.3 Dimensionamento do Gerador FV

A potência do gerador fotovoltaico (7) será dimensionada com base no consumo diário médio nos horários de ponta e fora de ponta e no número de horas de Sol pleno. Devem ser considerados, ainda, o fator de ajuste e uma taxa de desempenho (TD). A TD é um parâmetro utilizado para avaliar a potência real do sistema FV em face às diversas

perdas envolvidas, tais como as perdas por sombreamento, por acúmulo de sujeira nos painéis e por queda de tensão nos condutores (Pinho and Galdino, 2014).

Os parâmetros α e β serão utilizados para determinar, respectivamente, a fração da energia consumida em fora de ponta e em ponta que se deseja compensar. Ou seja, para $\alpha = \beta = 1$, a potência de projeto será tal que o gerador será capaz de fornecer exatamente a potência média anual demandada pela UC.

$$P_{gerador} = \frac{\alpha \cdot E_{FP} + \beta \cdot E_P \cdot FA}{TD \cdot HSP} \quad (7)$$

Onde:

$P_{gerador}$ (kWp): Potência de pico do gerador FV;

TD : Taxa de desempenho do sistema;

α : Fator de compensação da energia em fora de ponta;

β : Fator de compensação da energia em ponta.

O número total de módulos necessários para a geração da potência de projeto é dado por (8). Considera-se que todos os painéis possuem a mesma potência de pico.

$$n_{módulos} = \frac{P_{gerador}}{P_{módulo}} \quad (8)$$

Onde:

$n_{módulos}$: Quantidade de módulos necessária;

$P_{módulo}$ (kWp): Potência de pico de um módulo FV.

Por fim, é realizado o dimensionamento do inversor.

3.4 Dimensionamento do Inversor

No dimensionamento do inversor, deseja-se que este opere o mais próximo da sua potência nominal, no maior tempo possível, de forma a não subutilizar o equipamento. A potência de pico do gerador ($P_{gerador}$) nem sempre é fornecida pelos painéis FV. De fato, na maior parte do tempo, a potência gerada é significativamente inferior a $P_{gerador}$.

Com a finalidade de se compensar a subutilização do inversor, utiliza-se o fator de dimensionamento do inversor (FDI). Esse parâmetro é utilizado para se determinar a potência nominal do inversor ($P_{inversor}$) a partir a potência de pico do gerador e um valor arbitrado para FDI . A Equação (9) expressa o FDI , dado pela razão entre $P_{inversor}$ e $P_{gerador}$ (Pinho and Galdino, 2014).

$$FDI = \frac{P_{inversor}}{P_{gerador}} \quad (9)$$

Onde:

FDI : Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{inversor}$ (kW): Potência nominal do inversor;

$P_{gerador}$ (kWp): Potência de pico do gerador FV.

Após esta revisão bibliográfica sobre o projeto de sistemas fotovoltaicos, é apresentada a metodologia proposta no trabalho.

4. METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho, abordada na presente seção, objetiva o projeto de um sistema de geração fotovoltaico e a análise de sua viabilidade econômica, com base nos conceitos já apresentados. Todos os cálculos são realizados por meio de uma planilha construída no *software* Excel. Essa planilha possibilita que diferentes estudos de caso possam ser realizados, ajustando-se apenas os parâmetros referentes àquele projeto. A Figura 1 ilustra o passo a passo a ser seguido.

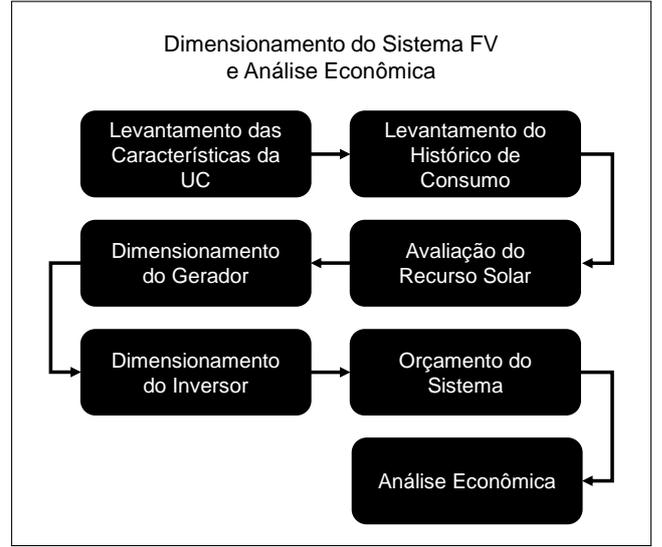


Figura 1. Diagrama da metodologia adotada.

Para início do projeto, é necessário conhecer as características gerais da instalação em que se deseja implementar o sistema FV, e as necessidades do consumidor. Nesta etapa, são definidos o local de instalação e a orientação dos painéis, atentando-se para aspectos estéticos e para a resistência mecânica das estruturas de fixação. Deve-se considerar, ainda, o limite máximo de geração de energia, dado pelas características da instalação e equipamentos utilizados.

Na sequência, são levantados os consumos mensais de energia da UC dos últimos 12 ou 24 meses, a partir das faturas de energia, para se obter os consumos diários médios em ponta (E_P) e fora de ponta (E_{FP}). Das faturas, são obtidos também os valores de tarifa de energia em ponta (TE_P) e em fora de ponta (TE_{FP}), para o cálculo do fator de ajuste (FA) através de (3).

Na terceira etapa, da avaliação do recurso solar, é determinado o número de horas de Sol pleno (HSP) a partir da irradiação solar média diária incidente na localidade de instalação do sistema FV, por (6).

Na quarta etapa, dimensiona-se o gerador FV a partir das informações obtidas nos passos anteriores, como E_P , E_{FP} , FA , HSP . Os fatores α e β são ajustados de acordo com as necessidades do consumidor e com as limitações da instalação. Determinam-se, então, a potência de pico do gerador $P_{gerador}$ e o número de painéis a serem instalados $n_{módulos}$ por (7) e (8).

A potência nominal do inversor é obtida ao se aplicar $P_{gerador}$ e um valor adequado de FDI em (9), atentando-se

para os limites de potência da instalação elétrica existente na UC. Este é o quinto e último passo do dimensionamento aqui proposto. Considera-se que o custo dos demais componentes do sistema FV, tais como cabos, conectores e estruturas, é proporcional ao número de módulos a serem instalados.

Conhecidas as especificações do gerador e do inversor, a sexta etapa consiste em se realizar um orçamento do sistema. Com base em uma pesquisa, são estipulados preços para os painéis, para o inversor, para as estruturas de fixação e para o projeto técnico. Esses valores determinarão o custo total do sistema.

A sétima e última etapa consiste na determinação do fluxo de caixa futuro, do valor presente líquido, da taxa interna de retorno e do *payback*. Para concluir que o investimento é viável, o valor presente líquido deve ser maior que zero e a taxa interna de retorno deve ser maior que a TMA.

5. ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso propõe a aplicação da metodologia apresentada ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico a ser instalado em um clube aquático, e à sua análise de viabilidade econômica. Os passos, descritos a seguir, seguem as etapas apresentadas na Figura 1, utilizando a planilha desenvolvida em *Excel*.

5.1 Levantamento das Características da UC

A primeira etapa da metodologia proposta, Figura 1, consiste no levantamento das características da UC. O clube em estudo dispõe de uma grande área de campo aberto, disponível para instalação dos painéis. Dessa forma, podem ser escolhidas a orientação e a inclinação dos módulos que proporcionem a máxima eficiência do sistema. O apontamento dos painéis fotovoltaicos para o norte é a configuração mais eficiente, tendo em vista que estarão instalados no hemisfério sul do planeta

O clube é uma UC alimentada em 23 kV, um consumidor do subgrupo A4, com tarifa verde e, portanto, possui tarifas de consumo em ponta e em fora de ponta distintas. O rebaixamento da tensão é realizado por uma subestação no interior do clube, que conta com um transformador de 75 kVA de potência. A próxima etapa consiste no levantamento do histórico de consumo.

5.2 Levantamento do Histórico de Consumo

Nesta etapa, foi realizado o levantamento do histórico de consumo, com base nas informações contidas nas últimas faturas de energia, fornecidas pelo clube. Os dados de consumo, no período de janeiro de 2018 a dezembro de 2019, são apresentados na Tabela 1.

A partir do histórico de consumo, foram obtidos os consumos diários médios em ponta (E_P) e fora de ponta (E_{FP}), conforme (4) e (5), e são, respectivamente, $E_P = 81$ kWh e $E_{FP} = 557$ kWh.

A Figura 2 apresenta, em um gráfico, os consumos médios diários em cada um dos meses, resultado da divisão do total de energia consumido pelo número de dias faturados.

Tabela 1. Histórico do consumo mensal

Fatura	Fora de Ponta	Ponta	Total	Dias
jan/18	20.418 kWh	2.296 kWh	22.714 kWh	31
fev/18	19.762 kWh	2.583 kWh	22.345 kWh	29
mar/18	19.065 kWh	2.542 kWh	21.607 kWh	28
abr/18	15.129 kWh	2.460 kWh	17.589 kWh	32
mai/18	12.751 kWh	2.419 kWh	15.170 kWh	30
jun/18	17.179 kWh	2.706 kWh	19.885 kWh	32
jul/18	16.236 kWh	2.993 kWh	19.229 kWh	30
ago/18	15.539 kWh	2.911 kWh	18.450 kWh	30
set/18	17.876 kWh	2.747 kWh	20.623 kWh	31
out/18	15.826 kWh	2.665 kWh	18.491 kWh	30
nov/18	13.530 kWh	2.132 kWh	15.662 kWh	33
dez/18	20.459 kWh	2.419 kWh	22.878 kWh	30
jan/19	22.878 kWh	2.501 kWh	25.379 kWh	33
fev/19	22.140 kWh	3.239 kWh	25.379 kWh	31
mar/19	19.229 kWh	738 kWh	19.967 kWh	28
abr/19	9.676 kWh	1.927 kWh	11.603 kWh	29
mai/19	8.118 kWh	1.394 kWh	9.512 kWh	28
jun/19	13.079 kWh	2.132 kWh	15.211 kWh	31
jul/19	16.646 kWh	2.583 kWh	19.229 kWh	30
ago/19	19.065 kWh	2.870 kWh	21.935 kWh	30
set/19	16.493 kWh	2.500 kWh	18.993 kWh	31
out/19	16.658 kWh	2.883 kWh	19.541 kWh	29
nov/19	16.612 kWh	2.842 kWh	19.454 kWh	31
dez/19	20.818 kWh	2.823 kWh	23.641 kWh	31

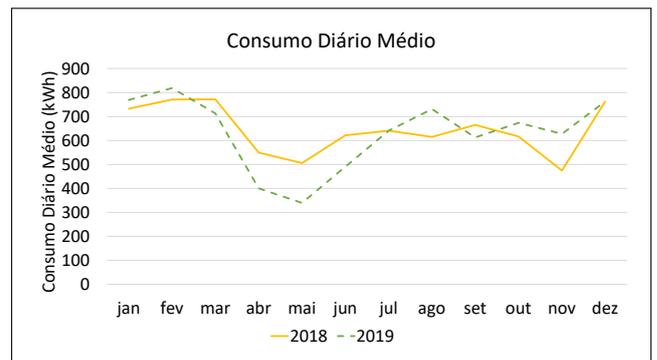


Figura 2. Gráfico do consumo diário médio por mês.

As tarifas de energia de ponta e de fora de ponta são, respectivamente, $TE_P = R\$ 1,31651$ e $TE_{FP} = R\$ 0,30113$, conforme a concessionária de energia local. O fator de ajuste (FA) (10) foi calculado através de (3).

$$FA = \frac{R\$ 1,31651}{R\$ 0,30113} = 4,372 \quad (10)$$

Nesta etapa, considerou-se que não haverá mudanças de carga na instalação nos próximos anos (aumento ou redução). Conforme apresentado nas próximas seções, o sistema fotovoltaico, mesmo em uma configuração de máxima potência, não é capaz de gerar toda a energia consumida pela UC, o que justifica a não análise de aumento de carga neste trabalho.

A próxima etapa consiste na avaliação do recurso solar.

5.3 Avaliação do Recurso Solar

Os dados de irradiação para o local foram obtidos a partir da base de dados do programa SunData, disponível no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). A base tem à disposição informações

de irradiação solar para diversas localidades, para quatro ângulos de inclinação, sejam eles: plano horizontal (0° N), ângulo igual à latitude (28° N), maior média anual (22° N) e maior mínimo mensal (48° N). Esses dados são apresentados na Tabela 2.

Conhecidas a localização e a orientação dos painéis, resta determinar a inclinação destes. De acordo com o SunData, o plano inclinado em que a média anual de irradiação solar é máxima tem ângulo de 22° em relação ao plano horizontal. Portanto, como deseja-se gerar a maior quantidade de energia possível, será adotada uma inclinação de 22° para os painéis.

Tabela 2. Dados de irradiação diária média (kW/m²) para o local.

Mês	0° N	28° N	22° N	48° N
Jan	6,48	5,77	6,00	4,75
Fev	6,02	5,76	5,90	5,00
Mar	5,18	5,47	5,49	5,09
Abr	4,01	4,77	4,68	4,80
Mai	3,05	4,02	3,87	4,27
Jun	2,50	3,45	3,29	3,74
Jul	2,80	3,80	3,64	4,10
Ago	3,57	4,44	4,32	4,57
Set	3,96	4,31	4,30	4,12
Out	5,10	5,02	5,11	4,46
Nov	6,29	5,71	5,91	4,77
Dez	6,69	5,84	6,10	4,74
Média	4,64	4,86	4,88	4,53

Os dados da Tabela 2 estão apresentados em um gráfico, na Figura 3.

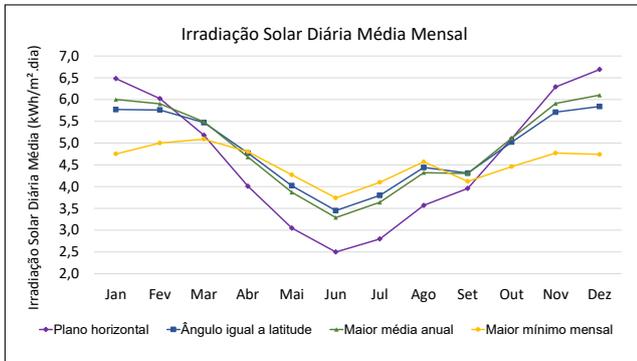


Figura 3. Irradiação solar diária média para o local.

Da Tabela 2, tem-se que o valor da irradiação solar total diária (ITD), para a inclinação de 22° N, é igual a 4,88 kWh/m². Ao se aplicar esse valor em 6, tem-se que o número de horas de Sol pleno (HSP) é dado por (11), conforme (6).

$$HSP = \frac{4,88 \text{ (kWh/m}^2\text{)}}{1 \text{ kW/m}^2} = 4,88 \text{ h} \quad (11)$$

5.4 Dimensionamento do Gerador

Este passo consiste no dimensionamento do gerador. Para se determinar a potência de pico a ser gerada, aplicam-se os valores já calculados de E_{FP} , E_P , HSP e FA em (7). Foi arbitrada uma taxa de desempenho do sistema

de $TD=0,85$. Em (12), o valor da potência de pico está em função dos fatores de compensação de energia em fora de ponta e ponta, α e β . A Tabela 3 apresenta o valor de $P_{gerador}$ para diferentes cenários, variando-se os parâmetros α e β . Para o cálculo da quantidade de painéis a serem utilizados, considerou-se uma potência individual de 330 Wp por módulo.

$$P_{gerador} = \frac{\alpha \cdot 557 \text{ (kWh)} + \beta \cdot 81 \text{ (kWh)} \cdot 4,372}{0,85 \cdot 4,88 \text{ (h)}} \quad (12)$$

Tabela 3. Cenários.

α	β	$P_{gerador}$ (kWp)	$n_{modulos}$
15%	0%	20,1	61
30%	0%	40,3	122
45%	0%	60,4	183
60%	0%	80,5	244
70%	0%	93,9	285
80%	0%	107,3	325
90%	0%	120,8	366
100%	0%	134,2	407
50%	50%	110,0	333
100%	100%	220,0	667

Verifica-se que, para se gerar toda a energia demandada nos horários de ponta e fora de ponta, o gerador FV deve ter uma potência de pico de 220,0 kWp. Entretanto, como será apresentado na etapa a seguir, essa potência está limitada a potência máxima do inversor.

5.5 Dimensionamento do Inversor

Observa-se, neste estudo de caso, que a potência de pico do gerador necessária para suprir toda a energia demandada pelo clube, que é de 220 kWp, é muito superior à potência do transformador existente na entrada da instalação e à demanda contratada, que são de 75 kVA. Como esse valor é um limite à potência do sistema, o inversor deve possuir potência máxima de 75 kW.

Utilizou-se (9) para encontrar a máxima potência de pico do gerador a ser instalada. Para realizar os cálculos, arbitrou-se $FDI = 0,8$. A Equação (9) foi utilizada para encontrar o máximo valor de $P_{gerador}$, dado por (13).

$$FDI = 0,8 = \frac{75 \text{ kVA}}{P_{FV}} \Rightarrow P_{FV} = 94 \text{ kWp} \quad (13)$$

Definidas as principais especificações do sistema fotovoltaico projetado, a próxima etapa consiste em se realizar o orçamento dos componentes.

5.6 Orçamento do Sistema

Nesta seção, serão apresentados os custos referentes aos componentes que integram o sistema fotovoltaico. Foram orçados um modelo de módulo fotovoltaico, estruturas de fixação dos painéis ao solo, e inversores com as seguintes potências nominais: 25 kW, 50 kW e 75 kW. O painel fotovoltaico escolhido, neste trabalho, é da empresa Canadian Solaro, modelo CSI CS6U-330P, com potência nominal de 330 Wp (NeoSolar, 2020). Foram escolhidos três inversores

da marca SMA: Sunny Tripower 25000TL 25 kW (WINNERSHOP, 2020c), Sunny Tripower CORE1 50kW (WINNERSHOP, 2020a) e Sunny Highpower PEAK1 75KW (WINNERSHOP, 2020b). As estruturas de fixação selecionadas são do modelo RSO-232C e comportam quatro módulos por kit (MinhaCasaSolar, 2020). Além disso, considerou-se a substituição dos inversores após 15 anos, visto que essa é a vida útil média dos inversores. Por fim, definiu-se um valor fixo de projeto e mão de obra de instalação do sistema, estimado em R\$ 40.000,00. Nesta análise, não são considerados os custos de manutenção dos painéis, como limpeza e substituição. A Tabela 4 apresenta os valores orçados dos componentes utilizados.

Tabela 4. Orçamento dos Componentes

Componente	Valor Unitário
Módulo FV Canadian 330 kWp	R\$ 719,00
Inversor SMA 25 kW	R\$ 24.628,32
Inversor SMA 50 kW	R\$ 45.878,40
Inversor SMA 75 kW	R\$ 51.117,12
Estrutura (4 módulos)	R\$ 836,07
Projeto	R\$ 40.000,00

Para cada um dos casos apresentados na Tabela 3 julgados viáveis, ou seja, cuja potência máxima do gerador ($P_{gerador}$) seja de 94kWp, levantou-se os custos de instalação do sistema FV. Atribuiu-se, a cada um dos cenários, um modelo de inversor, considerando os modelos disponíveis e que o FDI deve o mais próximo de 0,8. Exclusivamente para o caso em que $\alpha=30\%$ e $\beta=0\%$, consideraram-se dois cenários, com inversores de potências distintas. A Tabela 5 apresenta os cenários tecnicamente viáveis, a potência do inversor atribuída a cada cenário e o valor total da instalação.

Tabela 5. Orçamentos dos Cenários Viáveis

Cenário	α	β	$P_{gerador}$	$P_{inversor}$	Valor total
A	15%	0%	20,1 kWp	25 kW	R\$ 121.227,94
B	30%	0%	40,3 kWp	25 kW	R\$ 177.827,56
C	30%	0%	40,3 kWp	50 kW	R\$ 199.077,64
D	45%	0%	60,4 kWp	50 kW	R\$ 255.677,25
E	60%	0%	80,5 kWp	75 kW	R\$ 317.515,59
F	70%	0%	93,9 kWp	75 kW	R\$ 355.248,67

Conhecidos os valores os valores orçados de cada um dos cenários, a próxima seção aborda a análise econômica do projeto.

5.7 Análise Econômica

A última etapa da metodologia proposta (Figura 1) consiste na análise econômica do projeto. Após a definição dos componentes do sistema fotovoltaico, assim como o valor agregado a cada um, é possível aplicar os conceitos financeiros revisados na seção 2. A presente seção foi desenvolvida considerando as seguintes premissas: há estabilidade das tarifas de energia elétrica, a geração de energia é constante durante todos os períodos do ano e não há queda de desempenho do sistema.

O primeiro passo para realizar a análise econômica consistiu em determinar o FC . O FC inicial (FC_0), ou investimento, foi definido para todos os casos presentes na Tabela 3. Através do estabelecimento da potência do inversor e da quantidade de módulos fotovoltaicos, obteve-se o FC_0 utilizando os custos unitários da Tabela 5.

Na Tabela 6 são apresentados o investimento e a soma de todos os fluxos de caixa, considerando que a vida útil do painel FV será de 25 anos. Os fluxos de caixa posteriores ao FC_0 foram calculados pelo somatório do produto da energia gerada em ponta e fora ponta por suas respectivas tarifas.

Tabela 6. Fluxo de Caixa

Cenário	FC_0	Somatório do FC
A	R\$ 121.227,94	R\$ 107.545,42
B	R\$ 177.827,56	R\$ 279.719,15
C	R\$ 199.077,64	R\$ 212.590,67
D	R\$ 255.677,25	R\$ 430.642,81
E	R\$ 317.515,59	R\$ 597.577,82
F	R\$ 355.248,67	R\$ 712.360,32

Dispondo-se do FC , é possível calcular o VPL para cada caso. A taxa mínima de atratividade utilizada foi a taxa SELIC (3% a.a.). A SELIC foi escolhida por ser a taxa de juros de títulos públicos, associada a investimentos de baixo risco. Além do VPL, calculou-se o *payback* Descontado e a TIR. A Tabela 7 mostra os indicadores financeiros VPL, *payback* e TIR obtidos.

Tabela 7. Indicadores Econômicos

Cenário	VPL	<i>Payback</i> (meses)	TIR (a.a.)
A	R\$ 37.008,38	206	6%
B	R\$ 136.762,70	140	9%
C	R\$ 87.541,65	191	7%
D	R\$ 215.885,87	134	10%
E	R\$ 310.554,06	123	11%
F	R\$ 377.056,94	117	11%

Analisando os dados da tabela, verifica-se que o investimento é economicamente viável, pois em todos os casos o VPL foi maior que zero e a TIR foi maior que a TMA. Além disso, nota-se que no caso onde a TIR é mínima, a mesma é aproximadamente 3% maior que a taxa SELIC; assim sendo, o investimento mínimo neste sistema FV rende 3% a mais que um investimento que rende a taxa SELIC.

Além do mais, nota-se que a sensibilidade dos indicadores econômicos TIR e *payback*, em relação ao investimento, diminui a partir do cenário D. Em geral, quanto maior for a potência instalada do sistema, maior será a viabilidade econômica do projeto.

6. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma metodologia para análise de viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos. Essa metodologia foi aplicada no dimensionamento e análise de um sistema fotovoltaico utilizando dados reais de consumo de energia elétrica, referentes a 24 meses de consumo, fornecidos por um clube aquático. O dimensionamento foi realizado para 10 casos, sendo que cada caso refere-se à quantidade de energia gerada para suprir o consumo dos períodos de ponta e fora ponta. Além do dimensionamento, foi efetuada a análise econômica baseada nos resultados obtidos através do dimensionamento.

Para todos os casos analisados, o sistema fotovoltaico demonstrou-se economicamente viável. Entretanto os resultados demonstraram que quanto menor a diferença entre a energia gerada e a energia consumida, mais vantajoso financeiramente será o sistema. Além disso, percebeu-se

que o *payback* e a TIR estabilizam-se para os sistemas que geram 60% ou mais da energia consumida nos períodos de fora de ponta.

Conclui-se que este projeto é viável economicamente, tendo em vista que mesmo no pior caso, a TIR é de 6% e o VPL é positivo. Além disso, destaca-se que o melhor caso é o cenário F, no qual há geração de 70% da energia em relação aos horários fora de ponta e 0% em relação aos horários de ponta.

Finalmente, sugere-se como futuros trabalhos:

- Analisar a viabilidade econômica do sistema considerando a inflação energética;
- Verificar a viabilidade econômica do sistema considerando a variação nos níveis de irradiação solar durante o ano;
- Investigar a viabilidade econômica do sistema considerando a degradação do sistema.
- Criar uma ferramenta no ambiente *Visual Basic for Applications* (VBA) disponível para o consumidor realizar os cálculos.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2016). Micro e minigeração distribuída. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação-Cedoc*.
- ANEEL (2020a). *UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA* [online]. aneel [acessado em 01 de Maio de 2020]. URL http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp.
- ANEEL (2020b). *Unidades consumidoras com geração distribuída com Tipo de Geração: UFV* [online]. aneel [acessado em 01 de Maio de 2020]. URL http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte_detalle.asp?Tipo=12.
- Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (pv) solar cells from stated preference data. *Energy Policy*, 65, 340–350.
- Marchioro, A.F., Dahmer, R.D., and Souza, R.C. (2018). Metodologia para análise da viabilidade técnico-econômica para geração de energia fotovoltaica. In *Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*.
- MinhaCasaSolar (2020). *Suporte Fixação em Solo p/ 4 módulos de 230 a 350W RSO-232C* [online]. minhacasasolar [acessado em 08 de Setembro de 2020]. URL <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/suporte-fixacao-em-solo-p-4-modulos-de-230-a-350w-rso-232c-79342>.
- MME/EPE (2019). Plano decenal de expansão de energia 2029. Technical report, Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética.
- NeoSolar (2020). *Painel Solar Fotovoltaico Canadian CSI CS6U-330P (330Wp)* [online]. neosolar [acessado em 08 de Setembro de 2020]. URL <https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar/painel-solar-fotovoltaico-330wp-canadian-csi-cs6u-330wp.html>.
- Pinho, J.T. and Galdino, M.A. (2014). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Technical report, CEPEL-DTE-CRESESB.
- Ross, S.A., Westerfield, R.W., Jordan, B.D., and Lamb, R. (2013). *Fundamentos de administração financeira*. AMGH Editora.
- WINNERSHOP (2020a). Inversor solar fotovoltaico sma 03-50-1000-1-40 stp50-40 sunny 50kwtrif380v 6mppt 12ent dps ac dc [online]. winnershop [acessado em 08 de setembro de 2020]. URL https://www.winnershop.com.br/inversor-solar-fotovoltaico-sma-03-50-1000-1-40_stp50-40-sunny-50kwtrif380v-6mppt-12ent_dps-ac-dc.
- WINNERSHOP (2020b). Inversor solar fotovoltaico sma shp75-10 sunny 75kw trifasico 380v mppt monitoramento [online]. winnershop [acessado em 08 de setembro de 2020]. URL https://www.winnershop.com.br/inversor-solar-fotovoltaico-sma-shp75-10-sunny_75kw-trifasico-380v-mppt-monitoramento.
- WINNERSHOP (2020c). Inversor solar fotovoltaico sma stp25000tl-30 sunny 25kw trif380v 2mppt 3 entradas monitoramento [online]. winnershop [acessado em 08 de setembro de 2020]. URL https://www.winnershop.com.br/inversor-solar-fotovoltaico-sma-stp25000tl-30-sunny-25kw-trif380v-2mppt-3-entradas_monitoramento.