



CRICTE 2017

XXVIII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia



ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO CAMPUS DA URI DE FREDERICO WESTPHALEN

Leonardo Romitti

Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões (URI) – Campus Frederico Westphalen

leonardo.romitti@gmail.com

Fabício H. Dupont

Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) – Universidade Federal de Santa Maria

fhd@ieee.org

Resumo. A Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões de Frederico Westphalen possui uma ampla área de telhados que poderiam ser utilizados para a geração de energia solar fotovoltaica. Assim, este trabalho tem como principal objetivo desenvolver o primeiro passo para uma possível implantação de um sistema de geração por meio da condução de uma análise de viabilidade técnica e econômica. Os resultados obtidos indicaram a viabilidade do projeto, sendo possível suprir aproximadamente 55% do consumo de energia do Campus ao longo do ano com um tempo de retorno sobre o investimento entre 8 anos e meio e 10 anos.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Modelagem matemática de irradiância; Viabilidade técnica e econômica.

1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída de energia através da utilização de sistemas fotovoltaicos tem aumentado nos últimos anos principalmente devido ao incentivo da população, ao aumento da eficiência dos equipamentos que compõem o sistema e à diminuição de seus custos. Com base nesta perspectiva, a URI de Frederico Westphalen (Fig. 1) possui uma ampla área de telhados que poderiam ser



Figura 1: Campus I da URI de Frederico Westphalen. Fonte: URI/FW [1].

explorados para a geração de energia fotovoltaica, o que poderia reduzir os gastos com energia elétrica e servir como um laboratório modelo para os alunos.

Para isso, o presente projeto de pesquisa tem por objetivo principal desenvolver o primeiro passo por meio da condução de uma análise de viabilidade técnica e econômica para uma possível implantação de um sistema de geração de energia fotovoltaica no Campus I da Universidade.

Este objetivo traz consigo alguns problemas que devem ser investigados em busca de possíveis soluções. O primeiro deles é a identificação dos prédios mais favoráveis para receber a instalação dos painéis fotovoltaicos. Para isso, outro problema é o desenvolvimento de ferramentas computacionais práticas que possam receber as informações de características locais e fornecer as estimativas de produção de energia a partir das quais é possível avaliar a economia de

energia proporcionada pela instalação do sistema de geração. A partir disso tudo, o último problema a ser abordado é a estimativa do custo envolvido na execução do projeto e também do tempo de retorno do investimento.

2. LEVANTAMENTO DO PERFIL DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para que o objetivo deste trabalho pudesse ser alcançado, inicialmente foi conduzido um levantamento do perfil de consumo de eletricidade da Universidade através da análise das contas de energia dos anos de 2010 a 2016. Assim, foi possível definir o consumo médio mensal do Campus ao longo do ano, como pode ser visualizado na Figura 2.

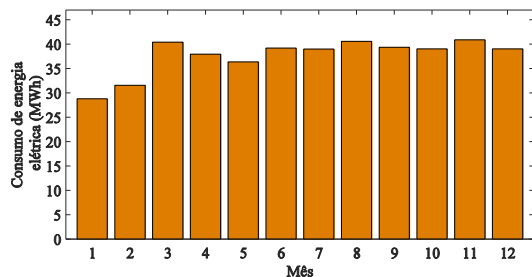


Figura 2: Consumo médio mensal de energia elétrica.

3. IDENTIFICAÇÃO DOS MELHORES LOCAIS PARA A INSTALAÇÃO DO SISTEMA

A metodologia utilizada para identificar os melhores locais para a instalação dos módulos consistiu inicialmente em desconsiderar do estudo os telhados onde era visível a inviabilidade da instalação devido ao sombreamento causado por árvores ou edificações nas proximidades. Também, foram desconsiderados os segmentos que não possuíam face voltada para o norte geográfico.

Para os segmentos restantes, foi realizada a modelagem 3D das edificações com o auxílio do *software* SketchUp [2] de modo a analisar e quantificar o sombreamento nos telhados ao longo do ano (Fig. 3). Deste

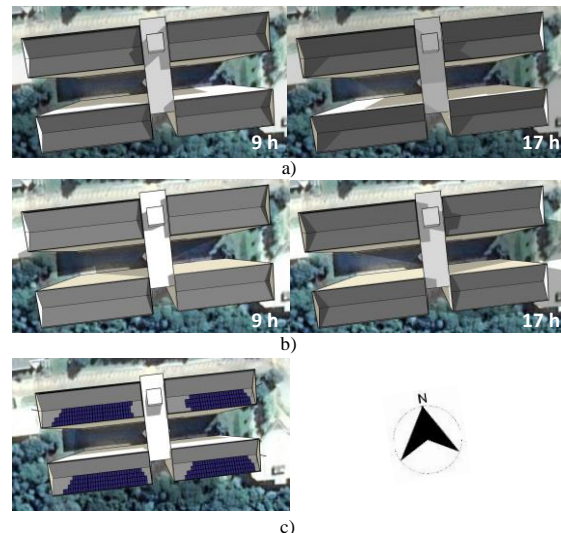


Figura 3: Exemplo da metodologia usada para definir os melhores locais para instalação: a) análise de sombreamento para o dia 21 de junho; b) análise de sombreamento para o dia 22 de setembro; c) módulos instalados nas áreas úteis com orientação para o norte geográfico.

modo, foram consideradas como úteis para a instalação as áreas em que não foi constatado sombreamento entre as 9 h e as 17 h para os dias em que ocorrem os solstícios de inverno (21 de junho) e de verão (31 de dezembro) e os equinócios de outono (20 de março) e primavera (22 de setembro).

Assim, foi definida qual a quantidade total de módulos poderia ser instalada nestes locais considerando-se o modelo CS6K-270P da fabricante *Canadian Solar* [3] que possui eficiência de 16,5%, potência de 270W e área de 1,6368 m². Os resultados obtidos nesta etapa do trabalho são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Características dos telhados úteis.

Prédio	Inclinação do telhado (graus)	Área de módulos (m ²)	Potência instalada (kWp)
7	7,6	94,93	15,66
8	9,4	139,13	22,95
10-A	9,5	158,77	26,19
10-B	8,2	193,14	31,86
10-C	7,6	171,87	28,36
10-D	9,1	202,96	33,48
13	11,1	165,32	27,27

4. ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA AO LONGO DO ANO

Para estimar a quantidade de energia que poderia ser gerada nos telhados com as características indicadas na Tabela 1, foi realizada a modelagem matemática de irradiância para planos inclinados tomando como base o modelo discutido por Basquera *et al* [4] e que é resumido a seguir.

A potência fornecida por um dispositivo fotovoltaico pode ser calculada, segundo Jie *et al* [5], utilizando-se

$$P = I_T A_T \eta_M [1 - 0,0045(T_M - 25,15)] \quad (1)$$

onde I_T é a irradiância total sobre o módulo (W/m^2), A_T é a área total de módulos (m^2), η_M é a eficiência do módulo para determinada temperatura de operação e T_M a temperatura de operação dos módulos ($^{\circ}C$).

Na Eq. 1, a temperatura de operação pode ser calculada, segundo Tamizhmani [6], por meio de

$$T_M = 0,943T_A + 0,028I_T - 1,528W_S + 4,3 \quad (2)$$

em que T_A é a temperatura ambiente ($^{\circ}C$), I_T é a irradiância sobre o módulo (W/m^2) e W_S é a velocidade do vento no local (m/s).

Para Duffie e Beckman [7], a irradiância solar recebida por um módulo fotovoltaico instalado com determinada inclinação pode ser calculada através de

$$I_T = I_{DIR}R_B + I_{DIF}\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) + I_{GH}\rho\left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) \quad (3)$$

onde I_{DIR} , I_{DIF} e I_{GH} são respectivamente as irradiâncias direta, difusa e global incidentes sobre o módulo. Por sua vez, R_B é o fator geométrico horário, β representa o ângulo de inclinação dos módulos em relação ao solo e ρ é o coeficiente de albedo.

Na Eq. 3 o fator geométrico horário (R_B) pode ser definido por meio de

$$R_B = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_Z)} \quad (4)$$

em que θ_Z é o ângulo solar de zênite (graus), que representa o ângulo entre a irradiância direta incidente sobre o painel e a projeção normal em relação ao solo, podendo ser determinado por meio de

$$\cos(\theta_Z) = \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta) \quad (5)$$

onde ϕ , δ e ω representam respectivamente os ângulos de latitude local, declinação solar e ângulo horário do sol em graus.

Por sua vez, θ é o ângulo de incidência e representa o ângulo entre a irradiância direta incidindo na superfície do módulo e a projeção normal a esta, podendo ser calculado segundo Ramsey e Stanley [8] através de

$$\cos(\theta) = \cos(\alpha)\cos(|\gamma_Z - \gamma_{PV}|)\text{sen}(\beta) + \text{sen}(\alpha)\cos(\beta) \quad (6)$$

em que α é o ângulo de altitude solar, γ_Z é o ângulo de azimute solar e γ_{PV} é o ângulo de azimute do módulo, todos em graus. O processo de cálculos destes ângulos é detalhado na Ref. [7].

Para o desenvolvimento da análise, foram consideradas informações meteorológicas de temperatura ambiente e irradiância para superfícies horizontais disponíveis no software RADIASOL 2 [9]. Com base na análise realizada, a Fig.5 demonstra a estimativa da energia gerada pelos sistemas ao longo do ano.

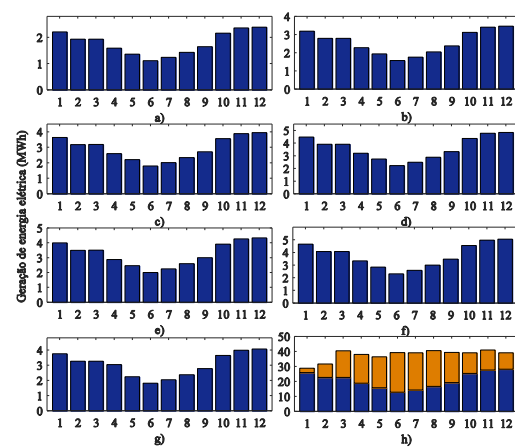


Figura 5: Estimativa da geração de energia: a) Prédio 7; b) Prédio 8; c) Prédio 10-A; d) Prédio 10-B; e) Prédio 10-C; f) Prédio 10-D; g) Prédio 13; h) Instalação do sistema completo e impacto na redução do consumo de eletricidade proveniente da rede elétrica.

5. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para que fosse possível estimar o custo necessário para a instalação dos sistemas foi utilizado um estudo desenvolvido pelo Instituto Ideal [10] em conjunto com empresas brasileiras do setor de energia solar. A pesquisa aponta que para sistemas entre 5 kWp e 30 kWp o custo médio é de R\$ 7,57/kWp, para sistemas de 31 a 100 kWp o custo estimado é de R\$ 6,86/kWp e para potências acima de 100 kWp o valor diminui para R\$ 6,44/kWp.

Assim, foi possível realizar uma análise do tempo de retorno sobre o investimento, avaliando-se como o valor economizado a partir da geração própria de energia pode ser utilizado para pagar o investimento para a implantação, resultados estes que são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Custo estimado para a implantação e tempo de retorno do investimento.

Sistema	R\$/Wp	Custo estimado (R\$)	Tempo de retorno
7	7,57	118.546,20	10 anos
8	7,57	118.546,20	10 anos
10-A	7,57	198.258,30	10 anos
10-B	6,86	218.559,60	8,5 anos
10-C	7,57	214.685,20	10 anos
10-D	6,86	229.672,80	8,5 anos
13	7,57	206.433,90	10 anos
Completo	6,44	1.196.358,80	8,5 anos

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base na metodologia utilizada foi possível concluir que aproximadamente 11,36% dos telhados da URI/FW são úteis para a geração de energia fotovoltaica. Esta área possui um potencial de geração que poderia suprir em torno de 55% do consumo anual de eletricidade do Campus se fosse totalmente aproveitada. Constatou-se ainda que o retorno do investimento pode ocorrer entre 8 anos e meio e 10 anos. Por fim, considerando a implantação individual dos sistemas, é indicado que processo de

instalação siga a seguinte sequência: 10-D, 10-B, 10-C, 13, 10-A, 8 e 7.

Agradecimentos

Este trabalho tem o apoio da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões, Projeto 3657.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] URI/FW; A URI de Frederico Westphalen. Disponível em: <http://www.fw.uri.br/site/pagina/a-uri>. Acesso em 21 de agosto de 2017.
- [2] Trimble. SketchUp 2016. Trimble Navigation.
- [3] Canadian Solar; Datasheet do Módulo CS6K-270P. Disponível em: https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/v5.54/EN_CS6K-P_en-v5.54.pdf. Acesso em: 20 de maio de 2017.
- [4] M. F. Basquera Jr. et al. *Impacts of local climate conditions on photovoltaic module efficiency*. Brazilian Power Electronics Conference (COBEP). p. 533-537, 2013.
- [5] J. Jie; Y. Hua; P. Gang; J. Bin; H. Wei, *Study of PV Tromble Wall Assisted with DC fan*. Building and Environment, vol.42, p. 3529-3539, 2007.
- [6] Tamizhmani, G. J. et al; *Photovoltaic Module Thermal/ Wind Performance: Long-Term Monitoring and Model Development for Energy Rating*. NCV and Solar Program Review Meet. p.936-939, 2007.
- [7] DUFFIE, A. J; BECKMAN, W. A; *Solar Engineering and Thermal Processes*. John Wiley & Sons. New Jersey, 2013.
- [8] Ramsey, J. W; Stanley, N; *Thermal Environmental Engineering Laboratory*. 2009.
- [9] *Software Radiasol 2*. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/#radiasol>.
- [10] Instituto Ideal; *O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica*. Edição 2016.