



**Avaliação do Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica pela Medição da Radiação Solar Incidente em Superfície na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão – RJ**  
Evaluation of the Photovoltaic Power Generation Potential using Surface Incident Solar Radiation measurements at the Ilha do Fundão Meteorological Station – RJ

Paula Silva Ferreira & Célia Maria Paiva

*Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Meteorologia, Instituto de Geociências.  
Av. Athos da Silveira Ramos n. 274 - Cidade Universitária, Ilha do Fundão 21941916 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil  
E-mails: psfer@pos.if.ufrj.br; celia.paiva@igeo.ufrj.br  
Recebido em: 21/05/2020 Aprovado em: 07/07/2020  
DOI: [http://doi.org/10.11137/2020\\_3\\_374\\_385](http://doi.org/10.11137/2020_3_374_385)*

**Resumo**

Os países europeus são líderes no uso da energia solar no mundo, representando 65% da capacidade global de geração de energia fotovoltaica. Essa tecnologia já está bem estabelecida na Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Brasil apresenta altos valores de irradiação solar diária com uma pequena variação sazonal. A região Nordeste é a que possui a maior irradiação solar média anual. Em seguida estão as regiões Centro-Oeste e Sudeste. Por último, tem-se as regiões Norte e Sul. Na região menos ensolarada do Brasil incide mais irradiação solar que na região mais ensolarada da Alemanha. O alto nível e a baixa variabilidade sazonal da irradiação solar no Brasil, em comparação com o que se observa nos países europeus, são fatores que evidenciam o seu elevado potencial para a geração de energia fotovoltaica. No entanto, devido à atenuação da radiação solar pela atmosfera, principalmente devido à nebulosidade, faz-se necessário avaliar a viabilidade da geração dessa energia renovável na localidade de interesse. Para esse fim, foram utilizados dados de radiação solar medidos durante o ano de 2017 na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão, do Departamento de Meteorologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, localizada no município do Rio de Janeiro. Os resultados indicam que a geração de energia fotovoltaica por um sistema de painéis solares hipoteticamente instalado no telhado do bloco H do Instituto de Geociências (IGEO) geraria anualmente 410.785 kW.h e atenderia a demanda de energia desse bloco estimada em 326.472 kW.h por ano. O preço da energia fotovoltaica foi calculado em R\$ 0,11 por kW.h representando um custo anual de R\$ 35.911,92. Por sua vez, a energia gerada pela Anel teria um preço de R\$ 1,012 por kW.h, representando um custo anual de R\$ 330.389,66. A economia seria de R\$ 294.477,74, o que significa um gasto em torno 89% a menos nas despesas referente ao consumo de energia elétrica somente no bloco H do IGEO. O custo total do sistema fotovoltaico para esse bloco, com material, instalação e manutenção, seria de R\$ 852.136,07 e a recuperação do investimento se daria em 2,6 anos.

**Palavras-chave:** *Irradiância solar; Piranômetro; Energia fotovoltaica*

**Abstract**

European countries are leaders in the use of solar energy in the world, representing 65% of the global photovoltaic power generation capacity. This technology is already well established in Germany, Spain, Italy, Portugal and France. According to the Brazilian Atlas of Solar Energy, Brazil has high values of daily solar irradiation and little seasonal variation. The Northeast region has the highest annual average solar radiation, followed by the Midwest and Southeast regions. At the end, North and South regions. In the less sunny region of Brazil there is more solar radiation than in the sunniest region of Germany. The high values and low seasonal

variability of solar irradiation in Brazil, in comparison with what is observed in European countries, are factors that demonstrate its high potential for the generation of photovoltaic energy. However, due to the attenuation of solar radiation by the atmosphere, mainly due to cloudiness, it is necessary to assess the feasibility of generating this renewable energy in the location of interest. For this purpose, solar radiation data measured in the year of 2017 by the Meteorology Department-UFRJ's weather station in Rio de Janeiro, were used. The results indicate that the generation of photovoltaic energy by an array of solar panels hypothetically installed on the roof of block H of the Institute of Geosciences-CCMN would generate annually 410,785 kW.h and would meet the energy demand of that block estimated at 326,472 kW.h per year. The price of photovoltaic energy was calculated at R\$ 0.11 per kW.h representing an annual cost of R\$ 35,911.92. In turn, the energy generated by the local power supplier would cost R\$ 1.012 per kW.h, representing an annual cost of R\$ 330,389.66. The savings would reach R\$ 294,477.74, which means around 89% less in expenses related to the consumption of electricity only in block H of the Geoscience Institute. The total cost of the photovoltaic system for this block, including installation and a 25-year maintenance plan, would be R\$ 852,136.07 and the investment would be recovered in 2.6 years.

**Keywords:** *Solar irradiation; Pyranometer; Photovoltaic energy*

## 1 Introdução

Os países europeus são líderes no uso da energia solar no mundo, representando 65% da capacidade global de geração de energia fotovoltaica. Essa tecnologia já está bem estabelecida na Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. Portugal tem a maior irradiância solar média anual, enquanto a Alemanha tem a menor com valores iguais a 5,0 e 3,0 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>, respectivamente (Pereira *et al.*, 2017). Espanha e Alemanha são os países que mais produzem esse tipo de energia na Europa (Dinçer, 2011). Na Espanha a irradiância solar média anual é igual a 4,8 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>. No Brasil, esse valor varia entre 4,5 e 5,5 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> dependendo da região. Na região menos ensolarada do Brasil incide mais irradiância solar que na região mais ensolarada da Alemanha onde a irradiância solar média anual é de apenas 3,0 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>, como já mencionado (Pereira *et al.*, 2017). Vale ressaltar a sazonalidade da irradiância solar média anual na Europa cujos valores variam entre 1,5 e 2,0 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>. Portanto, o Brasil comparativamente tem um maior potencial para a geração de energia fotovoltaica, podendo ser um destaque nesse setor.

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017), o Brasil apresenta altos valores de irradiância solar diária com uma pequena variação sazonal. A região Nordeste é a que possui a maior irradiância solar média anual em torno de 5,5 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>. Em seguida estão as regiões Centro-Oeste e Sudeste igualmente com 5,0 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> de irradiância solar média anual. Essas três regiões apresentam uma variação de  $\pm 0,5$  kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> entre os meses de verão e inverno. Já as regiões Norte e Sul apresentam irradiância solar média anual de 4,5 kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>. A região Norte apresenta a menor variação sazonal de irradiância solar média anual de aproximadamente  $\pm 0,25$  kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>, enquanto a região Sul apresenta a maior, em torno de  $\pm 1,0$  kW.h.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup>. O alto nível e a baixa variabilidade sazonal da irradiância solar no Brasil, em comparação com o que se observa nos países europeus, são fatores que evidenciam o seu elevado potencial para a geração de energia fotovoltaica.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar foi desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Foram utilizados dados meteorológicos da rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), base de dados do INPE de recursos de energia solar e eólica no Brasil e de estações meteorológicas automáticas, além de imagens de satélites do período de 1999 a 2015. Para desenvolvê-lo, foi utilizado o modelo físico de transferência radiativa BRASIL-SR para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície. O Atlas tem o objetivo de estabelecer uma base de dados para o planejamento do setor elétrico no Brasil (Pereira *et al.*, 2017).

A geração de energia fotovoltaica não depende apenas da irradiância solar incidente na superfície, mas também da eficiência do painel solar utilizado para esse fim. Por definição, essa eficiência é a porcentagem de irradiância solar que o painel converte em energia elétrica por metro quadrado. Atualmente, os painéis solares têm uma capacidade de conversão entre 15 e 18%. Isso significa que somente entre 15 e 18% de toda a irradiância solar em superfície poderá ser convertida em energia elétrica em cada metro quadrado de painel solar instalado (Portal Solar, 2020c).

Por sua vez, a quantidade de irradiância solar incidente na superfície depende das relações astronômicas Terra-Sol e dos constituintes presentes na atmosfera. No primeiro caso, a distância Terra-Sol e a inclinação da órbita terrestre em torno do Sol determinarão quanto de irradiância solar chegará no topo da atmosfera. A distância Terra-Sol varia entre 1,47 e 1,52 x 10<sup>8</sup> km durante o ano devido ao fato da órbita terrestre ser elíptica com o Sol em um dos focos. O ponto da órbita terrestre mais próximo do Sol é denominado de periélio e ocorre no dia 3 de janeiro, verão no Hemisfério Sul. Já o ponto mais afastado é o afélio que ocorre em 4 de julho, inverno no Hemisfério Sul. A distância Terra-Sol tem um valor médio igual a 1,50 x 10<sup>8</sup> km em 4 de abril e 5 de outubro, outono e primavera no Hemisfério Sul, respectivamente. A inclinação da órbita terrestre varia entre zero e  $\pm 23,5^\circ$  ao longo do ano. No solstício de verão do Hemisfério Sul seu valor é de  $-23,5^\circ$  em relação ao equador terrestre. O sinal de menos indica que o Sol está abaixo do equador, ou seja, no Hemisfério Sul. No solstício de inverno do Hemisfério Sul ocorre o oposto, o Sol está acima do equador e situado no Hemisfério

Norte e a inclinação da órbita terrestre é de  $+23,5^\circ$ . Dessa forma, tanto no Hemisfério Sul quanto no Hemisfério Norte, durante o verão a incidência de radiação é maior porque o hemisfério está voltado para o Sol e no inverno ocorre o contrário, a inclinação desfavorece a incidência solar deixando o hemisfério do lado oposto ao Sol. Por sua vez, no outono e na primavera essa inclinação é igual a zero. Nessas épocas do ano, os raios solares incidem perpendicularmente sobre o equador terrestre, fazendo chegar uma quantidade igual de irradiância solar nos dois hemisférios (Iqbal, 1983).

Shayani (2006) calculou a variação sazonal da radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre em Brasília, relatando valores entre 7,7 e 11,2  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  nos meses de julho (inverno) e novembro (verão), respectivamente. A diferença de 3,5  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  é bastante significativa, correspondendo a uma perda de 31,5% ao dia no potencial de radiação solar e, conseqüentemente, de geração de energia fotovoltaica. Essa perda devido à variação da distância Terra-Sol e do ângulo de inclinação da órbita terrestre ao longo do ano, equivale a irradiância solar média anual da Alemanha, cujo valor é igual a 3,0  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  (Pereira *et al.*, 2017).

Em relação à atmosfera terrestre, existe uma atenuação devido à absorção e ao espalhamento da irradiância solar pelos gases atmosféricos (ar seco), vapor de água e aerossóis (partículas em suspensão). Isso significa que quanto maior for o caminho que a irradiância solar precisa percorrer dentro da atmosfera até atingir a superfície, maior será sua atenuação pelos constituintes da atmosfera presente nesse denominado caminho ótico. Além disso, as nuvens e a maior turbidez, ou menor transparência da atmosfera, também diminuem a intensidade da irradiância solar que atinge a superfície (Liou, 2002).

A redução na irradiância solar em superfície pelas nuvens e aerossóis são os principais fatores que afetam a geração de eletricidade fotovoltaica. Vários estudos relatam esses diferentes processos de atenuação como se verá a seguir.

Echer *et al.* (2006) relacionaram a atenuação da radiação solar com a cobertura de nuvens para três dias do mês de outubro de 2002 em Florianópolis-SC. O pico de radiação solar apresentou valores aproximadamente iguais a 900  $\text{W.m}^{-2}$  para o dia com condições de céu claro, 400  $\text{W.m}^{-2}$  para o de céu parcialmente encoberto e de 200  $\text{W.m}^{-2}$  para o de céu totalmente encoberto. A fração de cobertura de nuvens correspondente para esses dias foi de 20-30%, 30-70% e de 90%, respectivamente.

Esses autores também relacionaram a distribuição climatológica da nebulosidade (INMET, 2005) com o mapa de irradiação solar global obtido a partir de valores médios das estimativas de total diário da irradiação solar

global fornecidos pelo modelo de transferência radiativa BRASIL-SR no período 1995-2002. A irradiância solar teve seu valor mínimo de 4,25  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  no nordeste do estado de Santa Catarina que é caracterizado por uma precipitação elevada em comparação com o restante do país. Já o valor máximo de 6,5  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  ocorreu no norte do estado da Bahia, onde o clima é semiárido, com baixa precipitação (em torno de 300 mm anuais) e a menor nebulosidade registrada no Brasil.

Em relação ao desempenho dos painéis solares em dias nublados, a perda de eficiência depende da quantidade e densidade das nuvens e da qualidade dos painéis solares. Estima-se que nessas condições a geração de energia possa chegar a valores que representem apenas de 10 a 30% de um dia ensolarado. Se o sistema fotovoltaico for isolado da rede elétrica (*off-grid*) será necessário dimensionar bem as baterias, prevendo as piores condições de irradiação solar para não ocorrer a falta de energia (Northsun Engenharia, 2020; Elysia Energia Solar, 2020; Portal Solar, 2020b; Micro Geração Fotovoltaica, 2020).

Por sua vez, os aerossóis atenuam a radiação solar tanto diretamente, devido ao espalhamento e a absorção (Holanda, 2015), quanto indiretamente, pela sua ação como núcleos de condensação de nuvens (Andreae *et al.*, 2002; Kaufman *et al.* 2005; Chang *et al.*, 2015).

Lia *et al.* (2017) observaram no território chinês reduções na irradiância solar pelos aerossóis de: 0,5  $\text{kW.h.m}^{-2}$  por dia na porção oeste; de até 1,5  $\text{kW.h.m}^{-2}$  por dia no leste e Norte (redução de 15% e 25-35%, respectivamente); e de até 35% em províncias altamente poluídas, como Shandong e Jiangsu. Durante o inverno, os aerossóis podem exercer uma influência tão significativa quanto as nuvens nos recursos solares.

Portanto, a distância Terra-Sol e a inclinação da órbita terrestre explicam a variação da irradiância solar no topo da atmosfera nas diferentes latitudes e épocas do ano. Esses dois fatores combinados criam uma faixa de maior irradiância solar entre as latitudes de  $23,5^\circ$  S e  $23,5^\circ$  N, zona tropical do globo, onde a menor inclinação do caminho ótico percorrido pela irradiância solar desde o topo da atmosfera até a superfície terrestre diminuem sua atenuação. O território brasileiro está predominantemente inserido nessa faixa, enquanto os países da Europa estão todos acima da latitude de  $36^\circ$  N, ou seja, na faixa de menor incidência de irradiância solar em superfície. No entanto, a presença de nuvens e de aerossóis podem diminuir a irradiância solar, independentemente dos fatores mencionados anteriormente.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar o potencial de geração de energia fotovoltaica na localidade da Estação Meteorológica da Ilha do Fundão na Cidade Universitária da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) no município do Rio de Janeiro.

## 2 Metodologia e Dados

Os dados utilizados neste estudo são de Irradiância Solar Global Horizontal ( $I_g$ ) em  $W.m^{-2}$  do ano de 2017 medidos por um piranômetro do tipo termopilha e registrados a cada 10 minutos pelo *datallogger* de uma Plataforma de Coleta de Dados (PCD). A PCD foi instalada na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão em fevereiro de 2016 nas coordenadas geográfica de  $22^{\circ}51'26,1''$  S e  $43^{\circ}14'07,2''$  W (Figura 1A).

Para obter os dados de Irradiância Solar Global Horizontal Diária ( $I_d$ ) incidente em superfície para fins de geração de energia fotovoltaica, ou seja, em  $kW.h.m^{-2}$ , foi necessário fazer a integral da Irradiância Solar Global Horizontal ( $I_g$ ) em relação ao tempo, onde  $t_0$  e  $t$  são os instantes inicial e final, respectivamente, da incidência de luz solar sobre o piranômetro durante um dado dia, como segue:

$$I_d = \int_{t_0}^t I_g \cdot dt \quad (1)$$

Onde,  $I_d$  é a Irradiância Solar Global Horizontal Diária calculada para cada um dos 365 dias do ano de 2017 em  $kW.h.m^{-2}$ ;  $dt$  é igual a 10 minutos que é igual a  $1/6$  de hora. Na prática, a integração pode ser substituída por:

$$I_d = \int_{t_0}^t I_g \cdot dt = \frac{1}{6} \sum_{t_0}^t I_g \quad (2)$$

$$Potencial \_ [m^2] = Irradiância \ Solar \ Global \ Horizontal \ Total \ Mensal \ x \ 0,15 \ x \ 0,20 \quad (3)$$

$$Potencial \_ Mensal \_ [área \ bloco] = Potencial \_ [m^2] \times Área \ do \ telhado \ do \ bloco \quad (4)$$

$$Potencial \_ Anual \_ [área \ bloco] = \sum_1^{12} Potencial \_ Mensal \_ [área \ bloco] \quad (5)$$

Onde,  $Potencial \_ [m^2]$  é o potencial mensal de geração de energia fotovoltaica em  $1 m^2$  de painel solar em  $kW.h.m^{-2}$  na Ilha do Fundão;  $0,15$  é a eficiência do painel solar, ou seja,  $15\%$  (Portal Solar, 2020c);  $0,20$  é a perda de  $20\%$  por dissipação no sistema (Portal Solar, 2020a);  $Potencial \_ Mensal \_ [área \ bloco]$  é o potencial mensal de geração de energia fotovoltaica, tendo como referência a área de cada bloco do IGEO-CCMN e do CT individualmente (Tabela 1), em  $kW.h.$ ;  $Potencial \_ Anual \_ [área \ bloco]$  é o potencial anual de geração de energia fotovoltaica, em cada bloco considerado, através da soma dos potenciais mensais em  $kW.h.$

Em seguida, foram calculados a média de  $I_d$  e o seu total para cada mês do ano de 2017. A média mensal de  $I_d$  foi comparada com os valores da Irradiância Solar Global Horizontal média mensal obtidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES), elaborado por Pereira *et al.* (2017), para fins de avaliação desses resultados. Já o total mensal foi utilizado para a estimativa do potencial de geração mensal de energia fotovoltaica por painéis solares de  $1 m^2$  de área e eficiência de  $15\%$  (Portal Solar, 2020c), hipoteticamente instalados sobre as áreas dos telhados dos blocos F3, H, I e J do Instituto de Geociências do Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza (IGEO-CCMN) e dos blocos de B a I do Centro de Tecnologia (CT). Foram considerados painéis solares com a menor eficiência relatada pelos fornecedores para uma análise que reflita um cenário mais conservador de geração de energia fotovoltaica. As áreas dos telhados foram estimadas através de imagens obtidas no Google Earth (Google Earth, 2020), considerando-se, como referência e para fins de comparação entre blocos, que toda a área de telhado em cada bloco possa ser aproveitada para a estimativa do potencial de geração de energia fotovoltaica. Para tanto, foram considerados somente os blocos cujos telhados estão livres de obstáculos, conforme visualizado nas Figuras 1B e 1C. As áreas consideradas para este estudo são apresentadas na Tabela 1.

Para o cálculo do potencial mensal de geração de energia fotovoltaica por metro quadrado e para as áreas dos blocos considerados, foram utilizadas as expressões abaixo:

O Bloco H do IGEO-CCMN foi escolhido para fins de orçamento de um sistema de geração de energia fotovoltaica pela empresa Portal Solar (Tabela 2). Esse bloco contém dois andares e é predominantemente ocupado pelo Departamento de Meteorologia. Dessa forma, devido ao fato de se conhecer o número de salas e seus usos, pôde-se fazer uma estimativa de seu consumo mensal de energia elétrica, necessário para o dimensionamento do sistema e cálculo do seu custo. Os equipamentos elétricos considerados para esse cálculo estão listados na Tabela 3. Em cada sala do bloco H foi estimado o consumo em função de sua ocupação como sala de aula, laboratório de

**Avaliação do Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica pela Medição da Radiação Solar Incidente em Superfície na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão – RJ**  
Paula Silva Ferreira & Célia Maria Paiva



Figura 1 Ilha do Fundão com as localizações: A) da Estação Meteorológica do Departamento de Meteorologia (IGEO); B) dos blocos do IGEO; e C) dos blocos do CT. Fonte: Google Earth (2020).

Blocos	Área (m <sup>2</sup> )
F3 IGEO-CCMN	3216
H, I e J IGEO-CCMN	1955*
B-CT	1776
C a G-CT	3192*
H-CT	5124
I-CT	6867

Tabela 1 Área dos telhados dos blocos do IGEO-CCMN e do CT. Fonte: Google Earth (2020).

\* Área de cada bloco.

Característica	Especificação
Consumo considerado (bloco H IGEO-CCMN-Tabela 3)	27.206 kW.h
Potência do Gerador Solar	248,4 kWp
Potencial anual de geração de energia	322.462,9 kW.h
Energia gerada (25 anos*)	8.061.573,5 kW.h
Custo Total (Material + Mão de Obra + Manutenção 25 anos*)	R\$ 852.136,07
Preço da energia solar produzida pelo gerador	R\$ 0,11
Valor da tarifa Enel-RJ considerada	R\$ 1,012
Tempo de retorno do investimento	2,6 anos

Tabela 2 Detalhes do orçamento e das características do sistema de geração de energia fotovoltaica fornecido pela empresa Portal Solar para o bloco H do IGEO-CCMN.

\*Vida útil do sistema.

pesquisa, laboratório de informática, refeitório dos alunos, cantina ou banheiro. O consumo em kW.h da Tabela 3 foi elaborado pelo Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética (Procel) e disponibilizada pela Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi Mirim (Cemirim, 2020).

O tempo de recuperação do investimento para a instalação do sistema fotovoltaico em anos e o custo anual da energia elétrica gerada pela Enel, para o bloco H do IGEO-CCMN, foram determinados como segue:

$$\text{Tempo}_{\text{retorno}} = \frac{\text{Custo total do sistema fotovoltaico}}{\text{Custo anual da energia elétrica ENEL}} \quad (6)$$

$$\text{Custo anual da energia elétrica ENEL} = \text{Consumo médio anual} \times \text{Tarifa Enel} \quad (7)$$

Onde,  $\text{Tempo}_{\text{retorno}}$  é o tempo de recuperação do investimento em anos para a implementação do sistema fotovoltaico no bloco H (IGEO-CCMN); O Custo total do sistema fotovoltaico foi calculado para o bloco H em R\$ 852.136,07 (Tabela 2); O Custo anual da energia elétrica fornecida pela Enel foi calculado para a estimativa do consumo do bloco H; O Consumo médio anual do bloco H foi estimado em 27.206 kW.h (Tabela 3); A Tarifa Enel é a tarifa da energia elétrica cobrada pela Enel considerada no orçamento do sistema fotovoltaico do fornecedor Portal solar e igual a R\$ 1,012 por kW.h (Tabela 2).

Junto ao orçamento do sistema de geração fotovoltaico para o bloco H do IGEO-CCMN foi fornecida a expectativa de geração mensal de energia fotovoltaica para área do telhado desse bloco. Com isso, pôde-se comparar esses valores com os obtidos pela metodologia empregada neste estudo. Vale ressaltar que a metodologia do Portal

Solar utiliza as horas de insolação local para o cálculo da expectativa de geração mensal de energia fotovoltaica. Por sua vez, a metodologia empregada neste estudo utiliza dados de radiação solar global medidos localmente. A insolação é o número de horas de brilho solar diária em uma dada localidade e a radiação solar global é a intensidade de energia solar que incide em superfície em  $\text{W.m}^{-2}$ .

### 3 Resultados

Os resultados de Irradiância Solar Global Horizontal Diária ( $I_d$ ) na Ilha do Fundão foram utilizados para o cálculo de duas métricas estatísticas, a saber: média mensal e total mensal dessa grandeza. A média mensal indica um provável valor diário para cada mês do ano e o total mensal o somatório dos valores de todos os dias de cada mês, em relação a grandeza em questão.

Aparelhos Elétricos	Consumo por hora	Horas Estimadas	Dias Estimados	Quantidade	Consumo Médio Mensal
	(kW.h)	Uso/Dia	Uso/Mês		(kW.h)
Ar-condicionado tipo split maior que 30.000 BTU/h	2,83	8	15,00	37	12.565,20
Computador	0,06	8	25	182	2.293,20
Forno micro-ondas – 25 L	1,40	2	25	3	209,70
Geladeira 1 porta frost free	0,06	24	30	1	39,60
Lâmpada fluorescente 100 W	0,09	8	25	516	9288,00
Modem de internet	0,01	24	30	17	97,92
Monitor LCD	0,03	8	25	182	1.237,60
Notebook	0,02	8	25	20	80,00
Projektor	0,24	8	25	6	286,80
Roteador	0,01	24	25	17	61,20
TV em cores – 14" (tubo)	0,04	12	30	1	15,12
Consumo médio anual (kW.h) = 12 x 27.206					<b>27.206</b>

Tabela 3 Consumo hora dos equipamentos elétricos considerados para a estimativa do consumo médio mensal de energia elétrica do bloco H do IGEO-CCMN. (Fonte: adaptado de Procel, disponibilizado por Cemirim, 2020).

Na Figura 2 observa-se um comportamento sazonal coerente para a  $I_d$  média mensal, com máximos durante o verão e mínimos durante o inverno. Esse é um comportamento esperado, tendo em vista as relações astronômicas relativas à distância Terra-Sol que no verão do hemisfério sul é menor do que no inverno. Além disso, o hemisfério sul está voltado para o Sol durante o verão e oposto a ele durante o inverno. Esses dois fatores, promovem uma maior e menor Irradiância Solar incidente no topo da atmosfera terrestre durante o verão e o inverno, respectivamente. Já nos meses de outono e primavera, os valores de Irradiância Solar no topo da atmosfera são intermediários, tendo em vista que nessas épocas do ano a Terra está a uma distância média do Sol.

A  $I_d$  média mensal, Figura 2, apresentou os menores valores durante os meses de abril a agosto, variando entre 3,4 e 4,1  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ . Nos meses de setembro a março ocorreram os maiores valores com magnitudes entre 4,9 e 6,5  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ . O maior valor da  $I_d$  média mensal ocorreu no mês de janeiro com magnitude igual a 6,5  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ . Por sua vez, o menor valor da  $I_d$  média mensal ocorreu nos meses de junho e agosto com 3,4  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  que é superior a 3,0  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ , média diária da Alemanha durante todo o ano (Pereira *et al.*, 2017).

Na Tabela 4 são apresentados os respectivos valores da  $I_d$  média mensal medidos na Ilha do Fundão (Figura 2) e os obtidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES), elaborado por Pereira *et al.* (2017). Por essa tabela, observa-se que em todos os meses do ano a  $I_d$  média mensal na Ilha do Fundão apresentou magnitude dentro do intervalo de valores estimados pelo ABES. Em junho, o valor obtido

pelo ABES ficou entre 3 e 4  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  e o medido na estação da Ilha do Fundão foi igual a 3,4  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ , correspondendo ao menor valor obtido. Já em janeiro esse valor variou entre 6 e 7  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  no ABES e foi igual a 6,5  $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$  na estação da Ilha do Fundão, sendo o maior valor obtido. Esses resultados também concordam com os valores encontrados no Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro (Atlas Rio Solar, 2016).

Na Figura 3, faz-se uma comparação entre os valores do total mensal de Irradiância Solar e da expectativa de geração mensal de energia fotovoltaica com os dados medidos na PCD localizada na Ilha do Fundão e os presentes no orçamento do sistema fotovoltaico fornecido pela empresa Portal Solar. Observa-se que o mês de janeiro foi o de maior irradiância em superfície, com 201,5  $\text{kW.h.m}^{-2}$ . O mês com menor total mensal foi junho com 102,0  $\text{kW.h.m}^{-2}$ . O total anual de Irradiância Solar foi igual a 1751  $\text{kW.h.m}^{-2}$ . A expectativa de geração mensal de energia fotovoltaica obtida com os dados da PCD variou entre 12,2 e 24,2  $\text{kW.h.m}^{-2}$  nos meses de junho e janeiro, respectivamente. Já pela simulação do Portal Solar, esses valores ficaram entre 10,2 e 16,8  $\text{kW.h.m}^{-2}$ , respectivamente. Anualmente, a expectativa de geração de energia fotovoltaica é igual a 210,1 e 164,9  $\text{kW.h.m}^{-2}$  em relação aos dados da PCD e os simulados pelo Portal Solar, respectivamente. A diferença entre as duas metodologias é de 21,5%. Vale ressaltar que a metodologia deste trabalho utilizou dados de radiação solar global medidos localmente, enquanto a do Portal Solar emprega dados estimados de horas de insolação, o que a faz ser mais conservadora e conseqüentemente considerar um cenário menos favorável para a geração

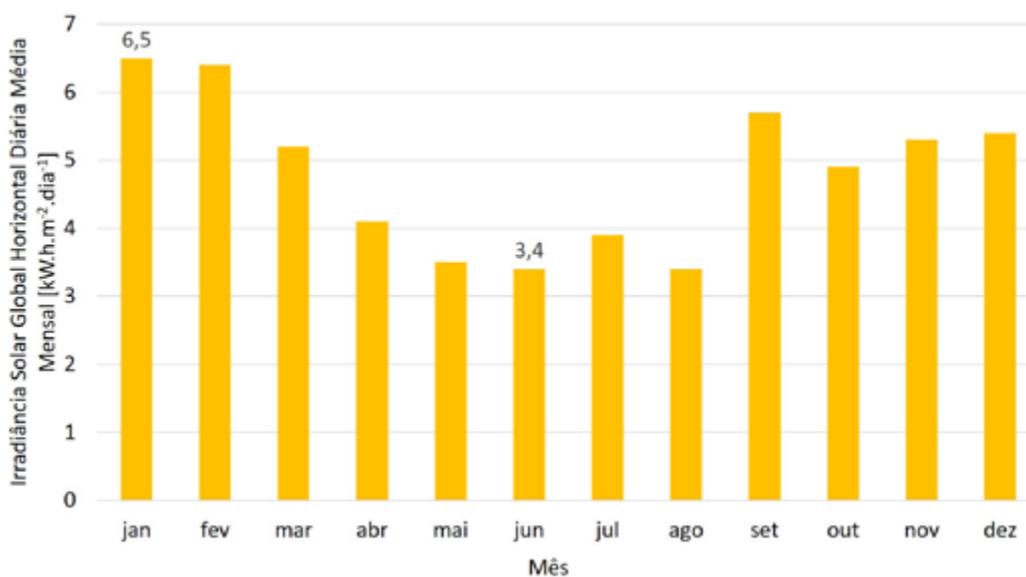


Figura 2 Irradiância Solar Global Horizontal Diária Média Mensal ( $\text{kW.h.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ ) incidente na Ilha do Fundão-RJ.

**Avaliação do Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica pela Medição da Radiação Solar Incidente em Superfície na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão – RJ**

Paula Silva Ferreira & Célia Maria Paiva

Mês	Valor Medido na Ilha do Fundão para o ano de 2017 (kW.h.m <sup>-2</sup> )	Valor obtido pelo Atlas para o período de 1999 a 2015 (kW.h.m <sup>-2</sup> )
Janeiro	6,5	6 a 7
Fevereiro	6,4	6 a 7
Março	5,2	5 a 6
Abril	4,1	4 a 5
Mai	3,5	3 a 4
Junho	3,4	3 a 4
Julho	3,9	3 a 4
Agosto	3,4	3 a 4
Setembro	5,7	5 a 6
Outubro	4,9	4 a 5
Novembro	5,2	5 a 6
Dezembro	5,4	5 a 6
Média Anual	4,8	4,3 a 5,3

Tabela 4 Médias Mensais da Irradiância Solar Global Horizontal Diária ( $I_g$ ) medidos na Ilha do Fundão e obtidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017).

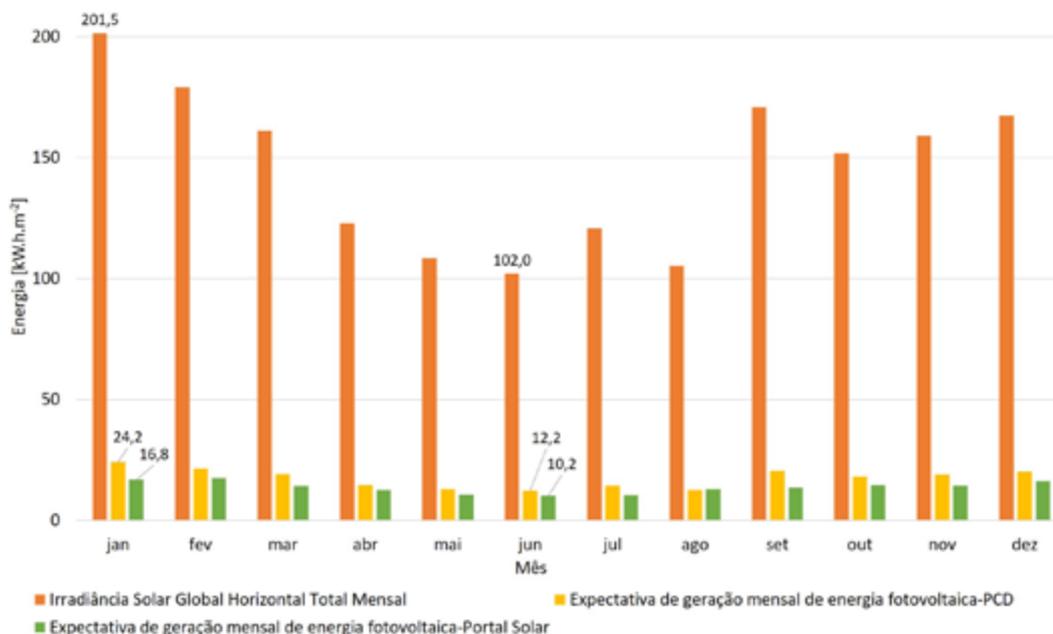


Figura 3 Irradiância Solar Global Horizontal Total Mensal (kW.h.m<sup>-2</sup>) incidente na Ilha do Fundão-RJ e valores estimados da expectativa de geração total mensal de energia fotovoltaica (kW.h.m<sup>-2</sup>) obtidos com dados da PCD localizada na Ilha do Fundão e pelo simulador do Portal Solar.

de energia fotovoltaica. Embora, seja adequada uma avaliação mais conservadora em termos de investimento, por outro lado, faz-se necessário obter-se um potencial de geração de energia solar com dados locais de irradiância para fins estratégicos de tomada de decisão por parte dos gerenciadores do setor elétrico. Por sua vez, a comparação entre essas duas metodologias fornece uma certa validação dos resultados, tendo em vista a proximidade dos valores

obtidos. Adicionalmente, é interessante mencionar que a porcentagem de aproveitamento de energia solar para a geração anual fotovoltaica foi de 9,4 e 12,0% para a metodologia do Portal Solar e para a deste estudo, respectivamente. Esse valor ainda é muito baixo em termos de potencial, mas ainda assim, pode ser proveitoso para fins de atendimento à demanda por energia elétrica. Entretanto, com a evolução dos materiais fotovoltaicos,

## Avaliação do Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica pela Medição da Radiação Solar Incidente em Superfície na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão – RJ

Paula Silva Ferreira & Célia Maria Paiva

pode-se chegar a valores superiores de geração de energia por essa tecnologia no futuro.

Especificamente para o bloco H do IGEO-CCMN ocupado predominantemente pelo Departamento de Meteorologia, foi estimado o consumo mensal e anual de energia elétrica. Esse bloco foi escolhido para essa análise, devido ao fato de se conhecer o número de salas e seus usos, o que permite o cálculo pretendido com uma boa exatidão. O consumo mensal foi estimado em 27.206 kW.h (Tabela 3) para os meses de verão e em 20.923 kW.h para os demais meses do ano. Para o cálculo do segundo valor foi considerado um consumo 50% menor em relação aos aparelhos de ar condicionado devido às temperaturas serem mais amenas nessas épocas do ano.

Uma vez estimado o consumo mensal do bloco H do IGEO-CCMN, pôde-se avaliar o atendimento desse consumo pela expectativa de geração mensal de energia fotovoltaica nesse bloco. Assim, foram estimados os potenciais mensais de geração de energia fotovoltaica através de painéis solares hipotéticos instalados no telhado do bloco H do IGEO-CCMN. Aqui, passou-se a considerar a geração não mais por metro quadrado, em kW.h.m<sup>2</sup>, mas pela área disponível no telhado do bloco, ou seja, em kW.h. Na Figura 4 observa-se que a expectativa de geração de energia fotovoltaica variaria entre 23.929 e 47.272 kW.h nos meses de junho e janeiro, respectivamente, com os dados da PCD. Nesse caso, o consumo no bloco H do IGEO-CCMN seria atendido pelas expectativas de geração de energia fotovoltaica, tanto nos meses de verão quanto nos demais meses. Já com os dados do simulador do Portal Solar, a expectativa de geração ficaria entre 19.977 e 32.872

kW.h nos meses de junho e janeiro, respectivamente. Nesse cenário, nos meses de maio, junho e julho a demanda por energia elétrica não seria atendida pela expectativa de geração fotovoltaica. Entretanto, o déficit de energia seria no máximo de 4,5% em junho.

Na Figura 5 tem-se o potencial de geração anual de energia fotovoltaica no bloco H e o consumo anual de energia elétrica em suas dependências, que correspondem aos valores de 410.785 kW.h e 326.472 kW.h, respectivamente. Observa-se que o potencial de geração é superior à demanda por energia nesse bloco, com um excedente anual de 84.313 kW.h. O consumo anual de energia em Reais seria de R\$ 35.911,32 para a geração fotovoltaica e de R\$ 330.389,66 para a geração pela Enel, o que conferiria uma economia anual de R\$ 294,477,74, ou seja, 89% a menos nos gastos com energia elétrica por ano somente no bloco H do IGEO-CCMN. O retorno do investimento se daria em 2,6 anos. Vale ressaltar, que o custo em reais da energia fotovoltaica por kW.h foi estimado em R\$ 0,11, ou seja, 9,2 vezes menor do que o da energia gerada pela Enel que seria de R\$ 1,012.

Para os demais blocos do IGEO-CCMN e do CT não foi possível estimar o consumo mensal, e conseqüentemente o anual, por não se conhecer o tipo de ocupação de suas salas e os aparelhos elétricos instalados em suas dependências. Portanto, apresenta-se somente o potencial de geração anual de energia fotovoltaica que depende apenas da área dos seus telhados. Na Figura 6 são apresentados os valores estimados da geração total anual de energia fotovoltaica por um sistema cujo painel solar possui uma eficiência de 15% e uma perda de 20% por dissipação ao longo dos dispositivos do sistema. Esses valores anuais foram estimados a partir

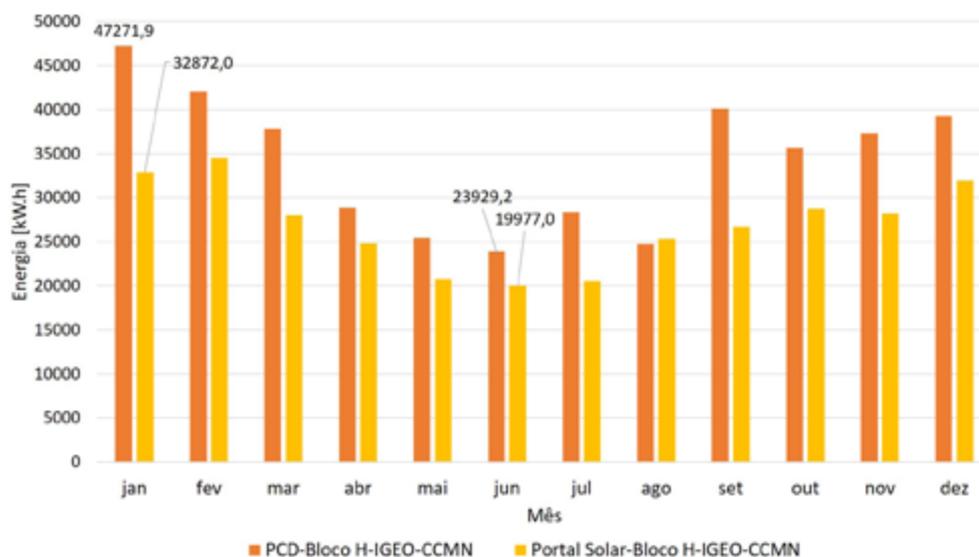


Figura 4 Expectativa de geração mensal de energia fotovoltaica (kW.h) referente à área do telhado do bloco H do IGEO-CCMN com os dados da PCD localizada na Ilha do Fundão e pelo simulador do Portal Solar.

**Avaliação do Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica pela Medição da Radiação Solar Incidente em Superfície na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão – RJ**

Paula Silva Ferreira & Célia Maria Paiva

do somatório dos valores mensais do potencial de geração de energia fotovoltaica referentes às áreas dos telhados de cada bloco considerado. No IGEO-CCMN, o bloco F3 que possui a maior área de telhado geraria 675.746 kW.h por ano. Já os blocos H, I e J, que possuem a mesma área, gerariam individualmente 410.785 kW.h por ano. No CT, o bloco com menor área de telhado é o B e o de maior área é o bloco I, que gerariam 373.173 kW.h e 1.442.894 kW.h por

ano, respectivamente. Por sua vez, os blocos C a G, com a mesma área, gerariam individualmente 670.703 kW.h por ano. Por fim, o bloco H geraria 1.076.655 kW.h por ano.

Ainda na Figura 6, tem-se a mesma grandeza obtida pelo simulador do Portal Solar, cujos valores foram sempre 21,5% inferiores aos obtidos pela metodologia deste estudo com os dados de radiação solar medidos localmente.

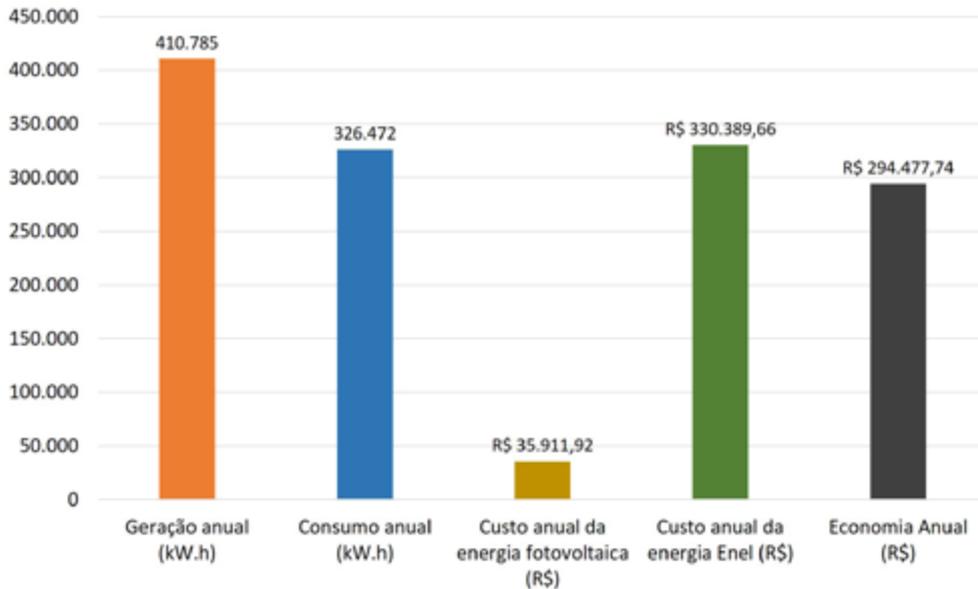


Figura 5 Potencial anual de geração de energia fotovoltaica (kW.h), consumo anual de energia elétrica (kW.h), custo anual da energia fotovoltaica (R\$), custo anual da energia gerada pela Enel (R\$) e economia (R\$) para o bloco H do IGEO-CCMN.

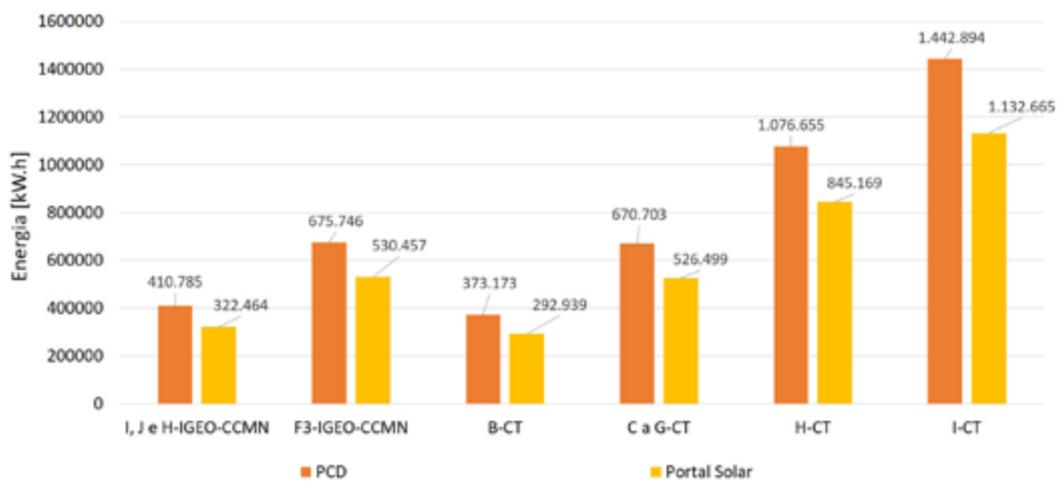


Figura 6 Expectativa de geração anual de energia fotovoltaica (kW.h) referente às áreas dos telhados dos blocos do IGEO-CCMN e do CT com os dados da PCD localizada na Ilha do Fundão e pelo simulador do Portal Solar.

## 4 Conclusões

Em relação aos dados medidos na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão, a análise dos resultados evidenciou um comportamento sazonal coerente para a Irradiância Solar Global Horizontal média mensal, com máximos durante o verão e mínimos durante o inverno. Além disso, em todos os meses do ano, essa grandeza apresentou magnitude dentro do intervalo de valores estimados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017) e pelo Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro (Atlas Rio Solar, 2016).

Quanto à porcentagem de aproveitamento de energia solar, por metro quadrado de área disponível, para a geração anual fotovoltaica, foram obtidos os valores de 9,4 e 12,0% para a metodologia do Portal Solar e para a deste estudo, respectivamente. Esses valores ainda são muito baixos em termos de potencial, mas ainda assim, pode ser proveitoso para fins de atendimento à demanda por energia elétrica. Entretanto, com a evolução dos materiais fotovoltaicos, pode-se chegar a valores superiores de geração de energia por essa tecnologia no futuro.

Vale ressaltar a proximidade dos resultados obtidos pela metodologia empregada neste trabalho e pela utilizada pela empresa Portal Solar quanto à estimativa do potencial de geração fotovoltaica, o que fornece uma certa validação para este estudo. Pelas estimativas da empresa Portal Solar, em relação ao bloco H do IGEO-CCMN, haveria um déficit de energia de no máximo 4,5% em junho. Por sua vez, os resultados obtidos pela metodologia deste estudo, o consumo mensal desse bloco seria totalmente atendido durante todo o ano com um excedente anual significativo.

A metodologia da empresa Portal Solar é mais conservadora e consequentemente considera um cenário menos favorável para a geração de energia fotovoltaica, o que é recomendado para fins de investimento. Por outro lado, faz-se necessário obter-se um potencial de geração de energia solar com dados locais de irradiância solar para fins estratégicos de tomada de decisão por parte dos gerenciadores do setor elétrico.

Dessa forma, os resultados deste estudo indicam que o sistema de painéis solares hipoteticamente instalado no telhado do bloco H do Instituto de Geociências-CCMN atenderia a demanda anual de energia desse bloco. O preço da energia fotovoltaica seria em torno de 9,2 vezes menor que a energia gerada pela Enel, significando um gasto anual em torno 89% a menos nas despesas referente ao consumo de energia elétrica somente no bloco H do IGEO-CCMN-UFRJ. O custo total do sistema fotovoltaico para esse bloco, com material, instalação e manutenção, teria um prazo de retorno do investimento de 2,6 anos. Portanto, conclui-se que, a princípio, seria viável e vantajoso economicamente a instalação de um sistema de geração de energia fotovoltaica

por painéis solares no telhado do bloco H do IGEO-CCMN-UFRJ.

## 5 Referências

- Andreae, M.O.; Artaxo, P.; Brandão, C.; Carswell, F.E.; Ciccioli, P.; Costa, A.L. da; Culf, A.D.; Esteves, J.L.; Gash, J.H.C.; Grace, J.; Kabat, P.; Lelieveld, J.; Malhi, Y.; Manzi, A.O.; Meixner, F.X.; Nobre, A.D.; Nobre, C.; Ruivo, M.d.L.P.; Silva-Dias, M.A.; Stefani, P.; Valentini, R.; Jouanne, J. von & Waterloo, M.J. 2002. Biogeochemical cycling of carbon, water, energy, trace gases, and aerosols in Amazonia: The LBA-EUSTACH experiments. *Journal of Geophysical Research*, 107(20): 33/1-33/25. Disponível em: <<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1029/2001JD000524>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- Atlas Rio Solar, 2016. *Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro*. organização: IEPUC - Instituto de Energia da PUC-Rio; [realizado pela EGP Energia e PUC-Rio]. - Rio de Janeiro: Ed. PUC-Rio, 64 p. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/atlas-rio-solar-portal-energia.pdf>>. Acesso em: 06 mai. 2020.
- Cemirim. 2020. Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi Mirim. Disponível: <<https://cemirim.com.br/analise-o-seu-consumo-de-energia-tabela-proceleetrobras/>>. Acesso em: 30 abr. 2020.
- Chang, D.; Cheng, Y.; Reutter, P.; Trentmann, J.; Burrows, S.M.; Spichtinger, P.; Nordmann, S.; Andreae, M.O.; Pöschl, U. & Su1, H. 2015. Comprehensive mapping and characteristic regimes of aerosol effects on the formation and evolution of pyro-convective clouds. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 15: 10325–10348. Disponível em: <<https://www.osti.gov/pages/servlets/purl/1229933>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- Dinçer, F. 2011. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1): 713-720.
- Echer, M.P.S.; Martins, F.R. & Pereira, E.B. 2006. A importância dos dados de cobertura de nuvens e de sua variabilidade: Metodologias para aquisição de dados. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 28(3): 341-352. Disponível em: <<https://www.scielo.br/pdf/rbef/v28n3/a11v28n3.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2020.
- Elysia Energia Solar. 2020. A produção de energia solar ocorre mesmo em dias nublados ou de chuva? Disponível em: <<https://elysia.com.br/a-producao-de-energia-solar/>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- Google Earth. 2020. Google Earth. Disponível em: <<https://earth.google.com/web/>>. Acesso em: 05 de maio. 2020.
- Holanda, A.B. 2015. *Absorção da radiação por aerossóis na Amazônia*. Universidade de São Paulo, Instituto de Física, Dissertação de Mestrado. 92p. Disponível em: <[https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/43/43134/tde-06012016-145954/publico/Dissertacao\\_Bruna\\_2015\\_FINAL.pdf](https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/43/43134/tde-06012016-145954/publico/Dissertacao_Bruna_2015_FINAL.pdf)>. Acesso em: 17 jun. 2020.

**Avaliação do Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica pela Medição da Radiação Solar Incidente em Superfície na Estação Meteorológica da Ilha do Fundão – RJ**

Paula Silva Ferreira & Célia Maria Paiva

- Iqbal, M. 1983. *An Introduction to Solar Radiation*. Vancouver, Academic Press Canada, 390p.
- INMET. 2005. Instituto Nacional de Meteorologia. Normais Climatológicas. Disponível em: <[http://www.inmet.gov.br/climatologia/combo climatologia C.html](http://www.inmet.gov.br/climatologia/combo%20climatologia%20C.html). D>. Acesso em: 15 jun. 2005.
- Kaufman, Y.J.; Koren, I.; Remer, L.A.; Rosenfeld, D. & Rudich, Y. 2005. The effect of smoke, dust, and pollution aerosol on shallow cloud development over the Atlantic Ocean. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 102(32): 11207–11212. Disponível em: <<https://www.pnas.org/content/pnas/102/32/11207.full.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2020.
- Lia, X.; Wagnerb, F.; Pengb, W.; Yang, J. & Mauzeralla, D.L. 2017. Reduction of solar photovoltaic resources due to air pollution in China. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 114(45): 11867–11872. Disponível em: <<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5692568/>>. Acesso em: 18jun 2020.
- Liou, K.N. 2002. *An Introduction to Atmospheric Radiation*. Los Angeles, Academic Press USA, 583p.
- Micro Geração Fotovoltaica. 2020. Notícias, informações e curiosidades relacionadas com a Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<https://microgeracaofv.wordpress.com/2018/02/11/os-seus-paineis-solares-funcionam-nos-dias-nublados/>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- Northsun Engenharia, 2020. Energia solar fotovoltaica: nublado, frio e chuva gera energia? Disponível em: <<https://www.northsun.com.br/energia-solar-nublado-frio-e-chuva/>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- Pereira, E.B.; Martins, F.R.; Gonçalves, A.R.; Costa, R.S.; Lima, F.J.L.; Rütther, R.; Abreu, S.L.; Tiepolo, G.M.; Pereira, S.V.; Souza, J.G. 2017. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2.ed., São José dos Campos, SP: INPE, 88p.
- Portal Solar. 2020a. Tudo Sobre Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>>. Acesso em: 17 abr. 2020.
- Portal Solar. 2020b. Energia solar em dias chuvosos e nublados. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-dias-chuvosos-nublados>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- Portal Solar. 2020c. Tudo sobre a Eficiência do Pannel Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-eficiencia-do-pannel-solar.html>>. Acesso em: 24 jun. 2020.
- Shayani, R.A. 2006. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Dissertação de Mestrado, 205p. Disponível em: <[https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/2315/1/2006\\_RafaelAmaralShayani.pdf](https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/2315/1/2006_RafaelAmaralShayani.pdf)>. Acesso em: 19 jun. 2020.