



ANÁLISE TÉCNICA E METEOROLÓGICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

Josephy Dias Santos*¹, Fernando Nunes Belchior², Antônio Melo de Oliveira¹ e Marcelo Stehling de Castro¹

¹ EMC/UFG – Universidade Federal de Goiás

² FCT/UFG – Universidade Federal de Goiás

Resumo - Este artigo tem o objetivo principal de analisar a geração de energia elétrica própria através do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) instalado no Centro de Aulas das Engenharias (CAE) no Campus Colemar Natal e Silva, presente na Universidade Federal de Goiás (UFG). A análise da geração própria ocorreu de maneira detalhada onde foram abordados: apresentação e utilização dos dados da estação meteorológica instalada no Bloco B da quadra das Engenharias, estudo da irradiação local baseada no histórico de quatro anos, comparação dos dados de irradiação solar fornecido pela estação local e pelas fontes tradicionais como INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) e PVSyst, orientação do SFCR instalado no CAE, estudo de geração de energia, análise de taxa de desempenho, influências da temperatura na geração e o *payback* do investimento.

Palavras-Chave - Análise comparativa, dados meteorológicos, sistema fotovoltaico conectado à rede, viabilidade econômica.

ANALYSIS OF THE VIABILITY OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM ALREADY WORKING AT FEDERAL UNIVERSITY OF GOIÁS

Abstract - This paper aims to analyzing the on grid photovoltaic system generation installed at the Federal University of Goiás (UFG). The analysis of self-generation occurred in a detailed manner where they were addressed: presentation and use of data from the meteorological station installed, study of the local irradiation based on the history of four years, comparison of the solar irradiation data provided by the station local and traditional sources such as INPE (National Institute for Space Research) and PVSyst, photovoltaic system orientation, energy generation study, performance rate analysis, temperature influences on generation and investment payback.

Keywords - Comparative analysis, meteorological data, photovoltaic system connected to the grid, economic viability.

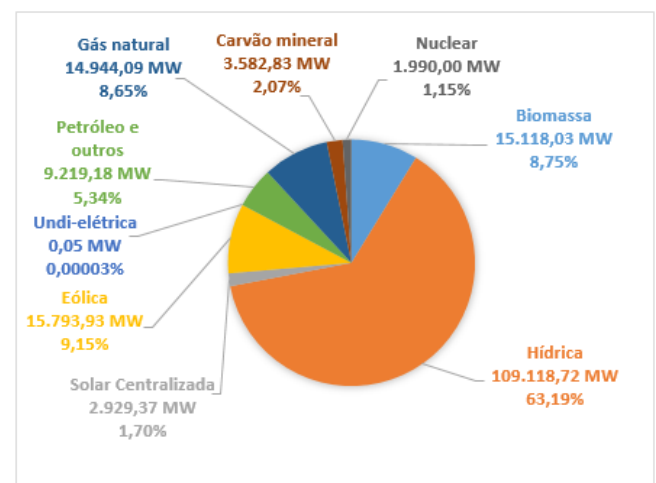
*josephyds@ufg.br

I. INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma matriz energética bastante diversificada, porém os brasileiros ainda são reféns dos recursos hídricos que representam uma potência instalada de mais de 109 GW, o que representa uma grande vantagem, tendo em vista que as usinas hidroelétricas possuem uma taxa de energia despachável maior que as demais fontes energéticas, como térmica, solar e eólica. O Brasil ainda conta com recursos de geração de energia elétrica provenientes de energia eólica, biomassa, gás natural, petróleo, carvão mineral, solar fotovoltaica centralizada, nuclear e outras fontes menos expressivas. [1] [2]

A Figura 1 apresenta a potência instalada de cada recurso e a porcentagem que este representa no todo. É possível observar que a energia eólica possui a 2ª posição em potência instalada e que as usinas solares fotovoltaicas centralizadas já superam às usinas nucleares.

Figura 1: Matriz energética brasileira



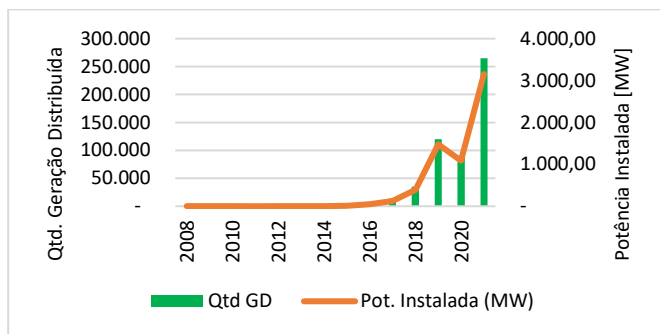
Fonte: [2]

As usinas solares fotovoltaicas em 2017, 2018, 2019 e até julho de 2020, representaram uma carga instalada de 935 MW, 1.798MW, 2.409MW e 2.929,37 MW respectivamente, onde do ano de 2017 para o de 2018 houve um aumento de 92,3%

e de 2018 para 2019 um crescimento mais tímido de 33,98%. [2]

Paralelo ao crescimento das usinas solares centralizadas, há o crescimento da geração distribuída de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), onde registrou um crescimento do número de conexões de 154,73% do ano de 2017 para o ano de 2018 e 238,38% do ano de 2018 ao ano de 2019, o aumento de carga instalada no mesmo período citado foram de 210,35% e 272,34% respectivamente. A Figura 2 apresenta os dados de maneira sucinta. [2]

Figura 2: Quantidade de conexões de geração distribuída solar fotovoltaica conectada à rede e potência instalada no território brasileiro



Fonte: [2]

Observando as Figuras 1 e 2, pode-se concluir que a potência instalada solar fotovoltaica no Brasil (usina solar centralizada e geração distribuída de SFCR), em julho de 2020, representa mais de 6 GW, mostrando o crescimento acentuado do setor.

II. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O Sol é a principal fonte de energia para o planeta Terra. Ele é responsável pela sustentação da vida na Terra e emite enorme radiação solar. A rigor, a energia proveniente do Sol não é renovável, apesar de ser uma fonte de energia inesgotável, levando-se em consideração a escala de tempo da vida na Terra. A energia solar possui grande potencial de sua utilização através de sistemas de captação em outra forma de energia, sendo elas a térmica e a elétrica. [3] [4] [5]

Os fatores astronômicos constituem a variabilidade da radiação solar incidente no topo da atmosfera. A irradiação solar que incide sobre uma superfície é formada por componentes diretas e difusas. A irradiação solar direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície terrestre e o Sol e representa a parcela que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera.

A componente de irradiação solar, assim que atinge a atmosfera e seu espalhamento, recebem as seguintes terminologias: irradiação extraterrestre (G_0), irradiação direta normal (G_n), irradiação difusa horizontal (G_{dif}), irradiação direta horizontal (G_{dir}) e irradiação global (G). [3]

A. Irradiância

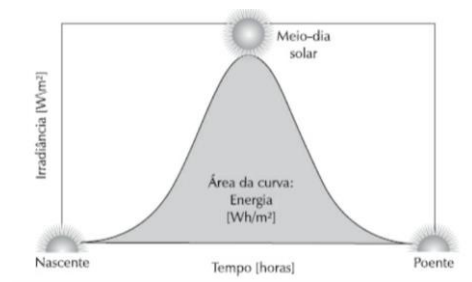
Uma grandeza utilizada para quantificar a radiação solar é a irradiância, expressa em W/m^2 . Trata-se de uma unidade de

potência por área. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta. [5]

A irradiância de $1000 W/m^2$ é utilizada como padrão na indústria fotovoltaica para a especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos. Deste modo, como a massa de ar AM1,5, a irradiância de $1000 W/m^2$ é citada em praticamente todos os catálogos de fabricantes de dispositivos fotovoltaicos.

A Figura 3 mostra a irradiância solar típica no intervalo de um dia. Em cada instante de tempo é coletado uma medida. Realizando-se a integração dos valores de irradiância ao longo do tempo, ou seja, calculando-se a área abaixo da curva, obtém-se o valor da energia recebida do Sol durante o dia por unidade de área, denominada irradiação. [5]

Figura 3: Perfil de irradiância solar ao longo de um dia



Fonte: [5]

B. Irradiação

A irradiação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. A unidade é o Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado), o watt-hora é uma unidade física de energia e o watt-hora por metro quadrado é uma grandeza que expressa a densidade de energia por área.

A irradiação é uma grandeza muito útil para realizar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, sendo que, na prática, são encontrados tabelas e mapas de insolação que fornecem valores diários expressos em $Wh/m^2/dia$ (watt-hora por metro quadrado por dia). Estações solarimétricas com sensores de radiação são utilizadas para fazer o levantamento da irradiação em diversos pontos do globo terrestre. Bancos de dados com informações de irradiação de todo o planeta podem ser construídos a partir de medidas práticas e a partir da interpolação dos dados obtidos dos sensores. Esses dados são disponibilizados ao público em forma de tabelas, mapas solarimétricos e ferramentas computacionais. [3] [5]

III. ESTAÇÃO METEOROLÓGICA

Para o correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico ou ainda, uma análise de geração, é importante ter ferramentas para aquisição de dados confiáveis de irradiância ou de irradiação solar do local. A solução mais indicada é a instalação de uma estação solarimétrica.

No Bloco B da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), na Universidade Federal de Goiás (UFG), há uma estação meteorológica (Figura 4) que coleta dados de velocidade do vento, direção do vento, temperatura do ar, umidade relativa do ar, índice pluviométrico, irradiância

solar, temperatura do módulo e pressão atmosférica. Para ter acesso aos dados da estação meteorológica da UFG-EMC, basta acessar o [link](https://sites.google.com/site/sfvemcufg/weather-station) <https://sites.google.com/site/sfvemcufg/weather-station>. [6]

Figura 4: Estação Meteorológica - UFG/EMC

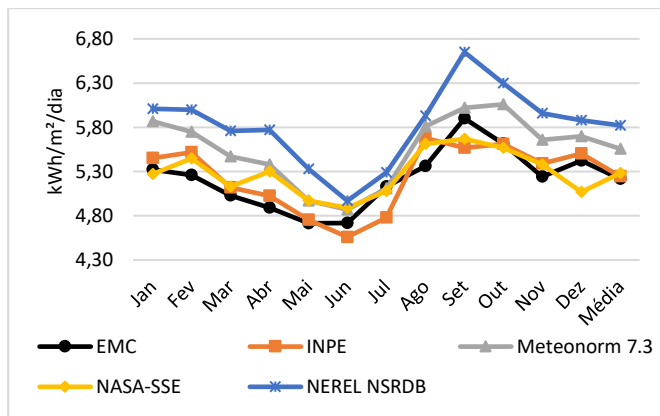


Fonte: O Autor

Na maior parte dos casos, para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, como sistemas autônomos ou de micro e minigeração, é suficiente utilizar os dados obtidos de bases solarimétricas já existentes, sendo algumas delas acessadas gratuitamente, como é o caso do Radiasol (que utiliza o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, elaborado pelo INPE), *Sundata* - Cresesb (banco de dados também do INPE), *Swera* - NREL, e outras pagas, como o *PVSyst* (que utiliza banco de dados da *Meteonorm* e da *Nasa*).

Para fins de comparação, coletou-se os dados de irradiação das estações meteorológicas da EMC (2016-2019), INPE (2005-2015), do *PVSyst* (*Meteonorm 7.3* [2008-2015] e *Nasa-SSE* [1983-2005]) e NREL NSRDB (1998-2016). A Figura 5 apresenta a comparação entre irradiações das estações meteorológicas citadas em relação à da EMC. Analisando esta Figura, é possível constatar que as curvas dos dados do INPE é a que mais se aproxima da estação da EMC, em seguida vem a curva do *PVSyst NASA*, o primeiro apresenta um erro médio de 0,56% e o segundo 1,24%, portanto, para fins de projeto na ausência da estação *in loco*, é recomendável utilizar os dados meteorológicos do INPE.

Figura 5: Comparação entre a irradiação (kWh/m²/dia) média mensal e anual da estação meteorológica da EMC, INPE, *PVSyst* (*Meteonorm* e *Nasa*) e NREL NSRDB



Fonte: [7]

IV. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (SFCR) NO CENTRO DE AULAS DAS ENGENHARIAS (CAE)

Apesar da estação solarimétrica estar instalada no Bloco B, o sistema fotovoltaico analisado está instalado e em operação no CAE (prédio próximo ao Bloco B), que é composto por 120 (cento e vinte) módulos solares da GCL Solar modelo GCL-P6/72330 e por um inversor HUAWEI - SUN2000-33KTL-A.

Os módulos utilizados no CAE são policristalinos (ou multicristalinos) de 330 Wp de saída, eficiência de 17% e 72 células. Os dados elétricos do módulo são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Especificação do módulo GCL-P6/72330 com dados STC e NOCT

Tipo	Especificação Elétrica (STC)	Dados Elétricos (NOCT)
Potência Máxima Pmax (W)	330	237,71
Tensão de Potência Máxima Vm (V)	37,8	34,5
Corrente de Potência Máxima Im (A)	8,73	6,89
Tensão de Circuito Aberto Voc (V)	46,2	42,9
Corrente de Curto Circuito Isc (A)	9,33	7,58
Eficiência do Módulo (%)	17	*
Tolerância da Saída de Potência Pm (W)	0~+5	*

Fonte: [8]

O inversor trifásico da marca Huawei é apresentado na Figura 6, possuindo eficiência máxima de 98,6%.

Figura 6: Inversor HUAWEI SUN2000-33KTL-A



Fonte: [9]

As características da saída CA do inversor são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Características de saída CA do inversor Huawei

Potência nominal ativa (W)	30.000
Potência aparente máxima (VA)	33.000
Potência máxima ativa (W)*	30.000
Tensão nominal de saída (V)	230/400; 3F+(N)**+PE
Frequência de rede adaptada (Hz)	50/60
Corrente nominal de saída (A)	43,3
Máxima corrente de saída (A)	48 A (400V)
Fator de Potência	0,8 capacitivo ou indutivo
DHT máxima	< 3%

Fonte: [9]

Os módulos foram instalados acompanhando a inclinação da cobertura, que possui 6° de declividade. Estudos apresentam que a inclinação ideal para os módulos corresponde à latitude da região, ou seja, os módulos teriam maior aproveitamento no CAE se fossem instalados a 17°. No entanto, a estrutura que iria compor a cobertura para o ganho

de inclinação seria mais cara, além de ser necessário realizar perfurações nas telhas e um reforço no terraço. [10] [4]

Os 120 módulos instalados no CAE ocupam uma área de 277,02m² (contando com espaçamento entre os módulos) e a cobertura tem 492,40m² de área construída, a ocupação dos módulos corresponde a 56,26%. A Figura 7 apresenta os módulos instalados no CAE. O SFCR entrou em operação em março de 2019.

De acordo com a equação (1), o FDI (fator de dimensionamento do inversor) do inversor pode ser dimensionado com 80% da potência do arranjo fotovoltaico, sendo que, valores acima de 80%, não significa ganhos na produção de eletricidade. O limite mínimo do FDI deve ser maior que 70%, pois, abaixo desse valor há perdas de produtividade. No CAE o FDI foi de 75,76%. [11]

Figura 7: Foto dos Módulos Fotovoltaicos do CAE



Fonte: O autor

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{nFV}} \quad (1)$$

Onde:

- P_{inv} - Potência do inversor
- P_{nFV} - Potência do arranjo fotovoltaico

Para realizar a comparação entre a geração simulada e a real, é necessário coletar a irradiação de cada mês, acrescentar a inclinação dos módulos (6°) e o azimute do edifício (-12°). Realizando essa operação no Radiosol, foi coletada a irradiação da água norte e da água sul. Na Tabela 3 é possível verificar que a irradiação inclinada na água norte foi maior que a inclinada na água sul e no plano horizontal. Como reflexo disso, a média da irradiação inclinada norte também foi maior com o delta da irradiação máxima e mínima menor.

Tabela 3: Irradiação no CAE considerando a inclinação dos módulos, a orientação do prédio e as duas águas

Mês	Irradiação Global (kWh/m ² /dia)		Irradiação Inclinada (kWh/m ² /dia)	
	Plano Horizontal	Norte	Sul	
Jan	6,32	6,19	6,37	
Fev	5,29	5,29	5,29	
Mar	4,85	4,94	4,76	
Abr	4,72	4,91	4,55	
Mai	4,62	4,86	4,31	
Jun	4,95	5,27	4,46	
Jul	5,04	5,33	4,64	
Ago	5,49	5,75	5,13	
Set	5,99	6,15	5,81	
Out	5,76	5,8	5,72	
Nov	5,50	5,44	5,56	
Dez	5,59	5,47	5,68	
Média	5,34	5,45	5,19	
Delta	1,70	1,33	2,06	

Fonte: [7]

Para simular a geração é necessário seguir a equação (2).

$$P_{GS} = P_{SFV} \times PR \times H_{G\beta dia} \quad (2)$$

Onde:

- P_{GS} - Potência de geração simulada
- P_{SFV} - Potência do sistema fotovoltaico
- PR - *Power rate* ou Taxa de Desempenho
- $H_{G\beta dia}$ - é a irradiação por dia (kWh/m²)

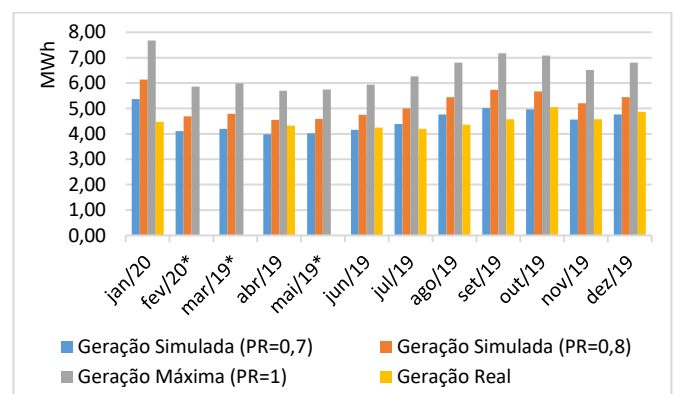
A Taxa de Desempenho (TD), ou do inglês PR (*power rate*), é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV (Sistema Fotovoltaico), por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e as perdas envolvidas, como, por exemplo:

- por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento;
- sujeira na superfície do painel;
- sombreamento;
- eficiência do inversor;
- carregamento do inversor,
- descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas);
- resposta espectral;
- temperatura operacional.

Os SFV bem ventilados e não sombreados possuem uma PR entre 70 e 80% em condições de irradiação solar no Brasil. No entanto, o desempenho dos módulos é diretamente influenciado pela temperatura ambiente. [4]

No Figura 8 é possível verificar a geração simulada (com PR iguais a 0,7 em azul, 0,8 em alaranjado e 1,0 em cinza) e a geração real (Geração em amarelo), sendo os dados da geração real extraídos diretamente dos inversores HUAWEI. A simulação foi realizada para o período de abril de 2019 a janeiro de 2020. [4] [11]

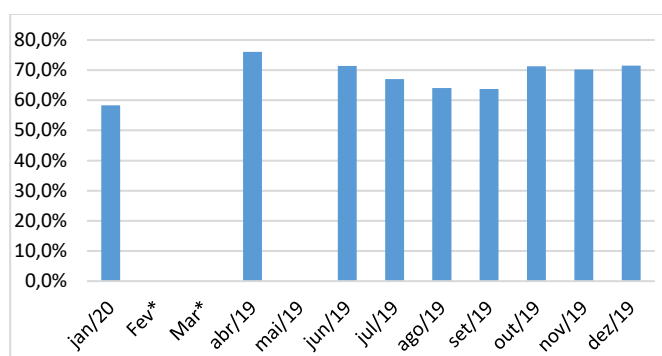
Figura 8: Comparação entre a geração real e a simulação com diferentes PR



Fonte: Dados Huawei e o autor

Observando a Figura 9 é possível concluir que a taxa de desempenho para o CAE é de aproximadamente 70%. O mês de janeiro registrou a pior taxa de desempenho, menor que 60%. Nos meses de agosto e setembro de 2019 a taxa de desempenho ficou na faixa de 63%, constatando que, conforme já dito, a temperatura influenciou diretamente no desempenho dos módulos.

Figura 9: Taxa de desempenho dos módulos fotovoltaicos instalados no CAE



Fonte: O autor

As equações (3) [10] apresenta a potência real dos módulos em função da temperatura da célula e a equação (4) apresenta a equação da temperatura da célula. Um fator que melhorou o desempenho dos módulos no mês de outubro de 2019 decorre do fato de ter chovido no início do mês citado e apesar da chuva não limpar de maneira efetiva os módulos, foi suficiente para aumentar a geração. Os meses de **fevereiro**, **março** e **maio** não apresentaram geração em todos os dias, logo, os dados dos meses citados foram descartados.

$$P_{\text{real}} = P_{\text{max}} \times \frac{G_i}{1000} \times [1 - \lambda \times (T_{\text{célula}} - 25)] \quad (3)$$

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{G_i}{800} \times (T_{\text{NOCT}} - 20) \quad (4)$$

Onde:

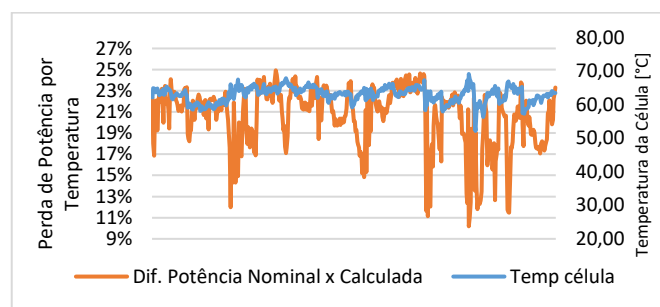
- P_{real} - é a potência real dos módulos (kW)
- P_{max} - é a potência do módulo informado no *datasheet* do fabricante (kWp)
- G_i - é a irradiância (W/m^2)
- λ - é o coeficiente de temperatura da célula, também informado no *datasheet* do fabricante
- $T_{\text{célula}}$ - é a temperatura da célula ($^{\circ}\text{C}$)
- T_{ambiente} - é a temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);
- T_{NOCT} - é a temperatura em operação normal informada no *datasheet* do fabricante ($^{\circ}\text{C}$).

A. Influências da temperatura na geração

A Figura 10 apresenta a perda de potência em relação à temperatura do módulo para o mês de setembro, onde o critério para calcular a dependência foi em relação à irradiância no intervalo de 900 e 1100 W/m^2 .

Encontrou-se a temperatura do módulo (célula) através da equação (4), com a temperatura do módulo encontrou-se a potência real utilizando a equação (3). Analisando a Figura 10, é possível concluir que a perda de potência do módulo é influenciada pela temperatura de 10 a 25% no mês de setembro de 2019.

Figura 10: Perda de potência (nominal - simulada) em relação à temperatura (simulada) da célula no mês de setembro de 2019 para irradiância entre 900 e 1000 W/m^2



Fonte: O autor

B. Análise financeira

Para realizar a *payback* no SFCR do CAE é necessário coletar a irradiação média com base no histórico dos anos anteriores. Utilizando os dados dos últimos quatro anos da estação meteorológica da EMC, novamente realizou-se a correção da irradiação conforme a orientação do prédio e inclinação dos módulos, e, em seguida, a estimativa de geração de energia solar fotovoltaica (Tabela 4).

Tabela 4: Geração do SFV do CAE considerando o histórico de 4 anos de medição da estação meteorológica da EMC

Mês	Dias	Irr. Global	Irr. Inclinada		Geração Simulada (kWh)		
		Plano horizontal	N; O (12°)	S; E (12°)	Água N	Água S	PR=0,7
Jan	31	5,32	5,22	5,37	2990,4	1538,2	4528,62
Fev	28	5,26	5,26	5,26	2721,7	1360,9	4082,6
Mar	31	5,03	5,13	4,92	2938,9	1409,3	4348,16
Abr	30	4,89	5,09	4,66	2821,9	1291,8	4113,65
Mai	31	4,72	4,96	4,34	2841,5	1243,2	4084,63
Jun	30	4,72	5,04	4,25	2794,2	1178,1	3972,28
Jul	31	5,13	5,42	4,59	3105	1314,8	4419,77
Ago	31	5,36	5,62	4,98	3219,6	1426,5	4646,06
Set	30	5,9	6,06	5,69	3359,7	1577,3	4936,93
Out	31	5,61	5,66	5,57	3242,5	1595,5	4837,97
Nov	30	5,16	5,1	5,2	2827,4	1441,4	4268,88
Dez	31	5,37	5,26	5,45	3013,4	1561,1	4574,45
Média		5,21	5,35	4,96	3003,5	1393,5	4401,17

Fonte: [7]

Em seguida, para obter uma assertividade maior nos cálculos, calculou-se o crescimento das tarifas de energia no período de ponta (18:00 h até 21:00 h) e fora de ponta (06:00 h até 18:00 h e das 21:00 h às 21:30 h). Os dados coletados da tarifa foram retirados de contas de energia da UFG do período de janeiro de 2013 a setembro de 2019, calculando-se a diferença de tarifa de um mês para o outro. Em seguida, calculou-se a taxa de crescimento acumulada relativa ao período de 6 anos e a taxa de crescimento acumulada ao ano e ao mês. A taxa de crescimento acumulada da tarifa de energia Fora Ponta é de 0,68% e na Ponta é de 0,71% ao mês.

O sistema de compensação de energia elétrica adotado no Brasil é o *net metering*, que resumidamente, compensa a energia injetada na rede e a solicitada através de um medidor de quatro quadrantes (bidirecional), o *payback* estimado será baseado somente no período de geração (das 6hs às 18hs aproximadamente, varia de mês a mês). A proposta comercial obtida apresenta o custo do SFCR por kits unitário, onde o kit corresponde ao valor de 18,48 kWp. Como o sistema de geração do CAE é de 39,6 kWp, o valor da usina do CAE corrigida para dezembro de 2019 foi de R\$ 139.273,39.

Utilizando a taxa mínima de atratividade igual a TJLP (taxa de juros a longo prazo), que tem o parâmetro de meta de inflação baseada nas metas fixadas pelo Conselho Monetário Nacional e prêmio de risco, onde, no ano de 2019 corresponde a uma taxa de 5,57% ao ano ou 0,45% ao mês. [12]

A perda de rendimento dos módulos foi levada em consideração para o cálculo do retorno do investimento. A equação (5) calcula esta perda de rendimento.

$$\eta = (-5,83 \times 10^{-4})t + 0,975 \quad (5)$$

Onde:

η - Rendimento
 t - Tempo

Assim, utilizando o reajuste da tarifa de energia de 0,68%, a taxa de 0,45%, o rendimento da equação (5), o investimento estimado e a taxa de desempenho de 70%, o tempo de retorno de investimento irá ocorrer com 57 meses ou 4,75 anos.

V. AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido dentro das pesquisas realizadas no Projeto de P&D número PD-06072-0656-2017, da Chamada Aneel 001/2016, financiado pela Celg Distribuidora.

VI. CONCLUSÕES

Do exposto das condições de geração, a cidade de Goiânia recebe intensa radiação solar, baseada na estação meteorológica instalada na Escola de Engenharia, o SFV do CAE recebe uma irradiação média calculada nos últimos 4 anos de 5,19 kWh/m²/dia.

As estações meteorológicas instaladas no Brasil por meio do INPE, apresentam a maior aproximação da irradiação local. Realizando o estudo de geração própria, conclui-se que a microgeração possui uma taxa de desempenho de aproximadamente 70%, valores inferiores da ordem de 63% foram alcançados nos meses de agosto, setembro e janeiro devido as altas temperaturas (70°C) e a sujidade nos módulos.

No mês de setembro, a temperatura influenciou na queda de 10% a 25% da perda de potência, sendo o principal indicador da queda da taxa de desempenho.

Baseado no aumento das tarifas de consumo ponta e fora de ponta e propostas comerciais apresentadas recentemente, calculou-se o *payback* do SFCR. Tal investimento é de baixo risco, uma vez que o SFV se paga em 57 meses (4,75 anos) frente aos 25 anos de garantia de funcionamento dos módulos e 10 anos de garantia do inversor.

Assim, a instalação de sistemas solares fotovoltaicos é bastante atrativa, onde é possível perceber a popularização dessa tecnologia e a queda de preços para a aquisição destes.

REFERÊNCIAS

- [1] ABSOLAR. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 10 de setembro de 2020.
- [2] ANEEL. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 de setembro de 2020.
- [3] B. E. PEREIRA, et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos - Brasil: INPE, 2ª Edição - 2017.
- [4] J. T. PINHO; A. M. GALDINO, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPTEL - CRESESEB, março 2014.
- [5] M. G. VILLALVA, Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações. [S.l.]: Saraiva, 2ª Edição Revisada e Atualizada, 2015.
- [6] J. A. SILVA, Tratamento de Dados Meteorológicos e Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico da EMC/UFG. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Goiás, 2019.
- [7] Estação meteorológica UFG/EMC, Disponível em: <<https://sites.google.com/site/sfvemcufg/weather-station>>. Acesso em: 10 de setembro de 2020.
- [8] *Datasheet* CGL. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom%2Fupload%2FFile-1526412717.pdf>>. Acesso em: 10 de setembro de 2020.
- [9] *Datasheet* Huawei. Disponível em: <<https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2F%2Fatasheet%2FSUN2000-33KTL-A.pdf>>. Acesso em: 10 de setembro de 2020.
- [10] S. D. O. FROTIN, et al. Usina Fotovoltaica JAÍBA SOLAR - Planejamento e Engenharia. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 1ª Edição, 2017.
- [11] R. ZILLES, et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- [12] BNDES, 2019. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp>>. Acesso em: 10 de setembro de 2020.