

# ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DO IFAM CAMPUS MANAUS CENTRO EM SEU PRIMEIRO ANO DE OPERAÇÃO

**Dr. Eng. Eduardo F. R. Romaneli** - felix@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Dep. Acadêmico de Eletrotécnica

**Esp. Eng. Fabiano Pereira dos Santos** - fabiano.pereira@ifam.edu.com

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas, Manaus Zona Leste

**Dr. Eng. Gerson Máximo Tiepolo** - tiepolo@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Dep. Acadêmico de Eletrotécnica

**Dr. Eng. José Josimar Soares** - josimar.soares@ifam.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas, Manaus Centro, Dep. Processos Industriais

**M.<sup>a</sup> Eng. Lucielen Nunes Barroso do Nascimento** - lucielen.nascimento@ifam.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas, Manaus Centro

**Resumo.** *O presente artigo aborda a análise de desempenho e o monitoramento de sistema fotovoltaico conectado à rede através do cálculo dos índices de mérito e da projeção da geração de energia. O estudo foi aplicado ao sistema fotovoltaico, a mais de um ano em operação, do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM) Campus Manaus Centro. Objetivou-se calcular a Produtividade, o Performance Ratio e o Fator de Capacidade a partir dos dados reais de geração do sistema e dos dados de irradiação solar disponibilizados pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Embora precedidas de previsões e projetos, as instalações de sistemas fotovoltaicos estão sujeitas à perda de performance por causas diversas. As perdas energéticas podem ocorrer por erros inerentes ao modelo de transposição, classificação dos módulos, poeira, sujeiras e outras, podendo no primeiro ano ultrapassar a 8,7%. Tais perdas interferem diretamente na energia gerada, sendo primordial o monitoramento do desempenho. Na presente análise foram coletados os dados reais de geração de energia dos primeiros doze meses de operação e simulado, por modelo implementado computacionalmente, a geração de energia do sistema em estudo. Os dados de irradiação média do período foram reunidos e convertidos para o plano dos módulos fotovoltaicos, possibilitando o cálculo dos índices de mérito. Observou-se, para uma irradiação média de 4,28 kWh/m<sup>2</sup>.dia, no plano dos módulos para o primeiro ano de operação, a produtividade (Y) de 1.254,34 kWh/kWp com performance ratio (PR) de 80,29% e fator de capacidade de 14,32%. Os resultados de energia gerada no sistema real e da energia prevista por simulação computacional apresentaram disparidades significativas em meses específicos. Sugerimos em abordagens futuras a geração da curva I-V para verificar possíveis anomalias ou mal funcionamento em módulos específicos associados nos painéis da instalação.*

**Palavras-chave:** Energia Solar, Desempenho, Amazônia.

## 1. INTRODUÇÃO

As energias renováveis têm experimentado, nos últimos anos, grande crescimento e recordes em sua capacidade instalada. No ano de 2019, registrou-se novo recorde mundial no crescimento da capacidade instalada para geração de energia a partir de fontes renováveis, superando os 200 gigawatts (GW). Grande parte desse crescimento é atribuído às tecnologias de geração de energia solar fotovoltaica. O mercado de geração de energia a partir de fontes renováveis é sensível às políticas governamentais, podendo essas políticas influenciarem as taxas de crescimento do setor. Mesmo com as dificuldades experimentadas no ano de 2020, devido à crise sanitária do COVID-19, as energias renováveis registraram aumento recorde da capacidade instalada global, alcançando um total de 760 GW (REN20, 2020; REN21, 2021).

No ano de 2020, o Brasil ficou entre os quatro países com maior capacidade instalada por sistemas fotovoltaicos na América Latina, registrando 3,1 GW. No ano de 2020 o Brasil manteve-se como o líder regional em termos de capacidade total instalada. Considerando o incremento relativo entre 2019 e 2020 de 68,6%, nota-se uma aptidão do mercado brasileiro para integrar as tecnologias de geração fotovoltaica (REN21, 2021).

As tecnologias de geração de energia solar fotovoltaicas, devido a sua modularidade e flexibilidade quanto ao local de instalação, apresentam-se como alternativas com grande potencial para a geração distribuída. Isso adicionado ao fato de ser uma fonte renovável e ao seu baixo impacto ambiental, tem contribuído para sua disseminação no território nacional. Embora existam inúmeras potencialidades dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, há também algumas incertezas associadas às estimativas de geração desses sistemas. As incertezas podem ocorrer devido à natureza estocástica dos parâmetros meteorológicos ou às peculiaridades dos equipamentos e sua interação com o ambiente, a exemplo dos módulos fotovoltaicos e sua forma de instalação. Dessa forma, estudos de avaliação de incertezas quanto de

desempenho de sistemas fotovoltaicos ganham importância, podendo oferecer formas de reduzir incertezas e detectar falhas.

O tema do presente artigo é a qualificação e o monitoramento da operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR), delimitando-se ao estudo do desempenho do SFVCR instalado e em funcionamento desde 2020 no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM) Campus Manaus Centro (CMC). Para o presente estudo foram calculados os índices de mérito a partir dos dados reais de geração de energia do sistema e simulado computacionalmente a geração de energia para o mesmo período.

No ano de 2020 o IFAM iniciou a operação do sistema fotovoltaico conectado à rede no Campus Manaus Centro, localizado nas coordenadas geográficas com longitude Oeste de  $60,01^\circ$  e latitude Sul de  $3,13^\circ$ . A planta é pioneira entre os *Campi* do Instituto servindo como experiência inicial de um amplo processo que prevê instalação de mais 1,0 MWp nos Campi de Manaus até o fim de 2022. A iniciativa tem o apoio técnico do Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do Campus Centro, viabilizando o monitoramento do SFVCR e a qualificação no curso de especialização em energias renováveis da unidade. Tipicamente os SFVCR possibilitam o uso da energia instantaneamente gerada, a qual pode somar créditos junto a distribuidora quando houver excedente da energia gerada, podendo o consumidor utilizar a energia da rede pública em momentos de autogeração menor que o consumo e os créditos em até 60 meses.

Os parâmetros a serem calculados, escolhidos em função da ampla utilização, foram a produtividade – *Yield* (Y), a *Performance Ratio* (PR) e o Fator de Capacidade (FC). A produtividade normaliza a produção do gerador fotovoltaico com sua respectiva potência nominal, caracteriza a região geográfica do sistema, permitindo comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes dimensões (CREMASCO et al., 2021). Já o *performance ratio* normaliza a produtividade em relação ao recurso solar, permitindo comparar sistemas de diferentes localizações geográficas, mostrando a totalidade das perdas do sistema fotovoltaico e o distanciamento em relação a operação considerada ideal (ALMEIDA; ZILLES, 2012). O Fator de Capacidade apresenta a capacidade real de geração de energia elétrica comparada a energia que poderia ser gerada em potência nominal por períodos de 24 h ao dia, normalmente durante um ano, sendo expresso em percentual (OLIVEIRA, 2017).

## 2. CARACTERÍSTICAS DO SFVCR DO IFAM CMC

O Sistema Fotovoltaico instalado no Campus Centro do IFAM é conectado à rede da concessionária local, Amazonas Energia (AmE), gerando energia em corrente contínua a partir de seus módulos fotovoltaicos da marca OSDA modelo ODA330-36-P, policristalino de 330 Wp. O sistema conta com um total de 44 kWp instalados sobre a cobertura de um dos prédios do Campus com águas Norte e Sul, inclinação de  $8^\circ$  e azimutes de  $0^\circ$  e  $180^\circ$ . A energia em corrente contínua é convertida em alternada por dois inversores da marca RENOVIGI, de 20 kW cada.

Sistemas dessa natureza tem vantagens de apresentarem elevada produtividade, não necessitam acumular energia por meio de baterias e promovem o desligamento automático em caso de falha da rede propiciando o anti-ilhamento (OLIVEIRA, 2017). As instalações fotovoltaicas do IFAM CMC são apresentadas nas Fig. 1 e 2.



Figura 1 - Vista geral dos módulos. Fonte - Elaborado pelos autores.



Figura 2 - Disposição de um dos inversores e quadros C.A. e C.C. Fonte - Elaborado pelos autores.

### 3. DESEMPENHO DO SFVCR DO IFAM CMC

A análise do SFVCR do Instituto foi realizada a partir do cálculo dos índices de mérito, produtividade - *yield*, (Y) - *performance ratio* (PR) e fator de capacidade (FC). Para tanto, calculou-se a irradiação incidente no plano dos módulos, simulou-se computacionalmente a geração de energia e foram coletados os dados de geração real de energia gerada pelo Sistema no período dos doze meses iniciais de operação.

#### 3.1 Dados de geração de energia

Os dados de geração de energia do SFVCR do IFAM CMC são monitorados desde o mês de julho de 2020. Foram utilizados os dados de geração reais da planta nos doze meses iniciais do monitoramento. Nesses primeiros doze meses o sistema gerou um total de 55,2 MWh. Conforme literatura, há forte correlação entre a irradiação incidente no plano dos módulos e a energia gerada. Experimentalmente a correlação entre energia gerada e irradiação no plano dos módulos têm coeficiente 1,0, com a irradiação global horizontal (GHI) coeficiente de 0,77 (KIM et al., 2019). Nota-se, portanto, nos dados de energia gerada dos doze meses iniciais o perfil do período mais chuvoso na Amazônia, tipicamente entre os meses de dezembro e junho, do período com menos chuvas, entre julho a novembro (MARINHO; RIVERA, 2021). Os dados de geração de energia mês a mês são apresentados na Fig. 03.

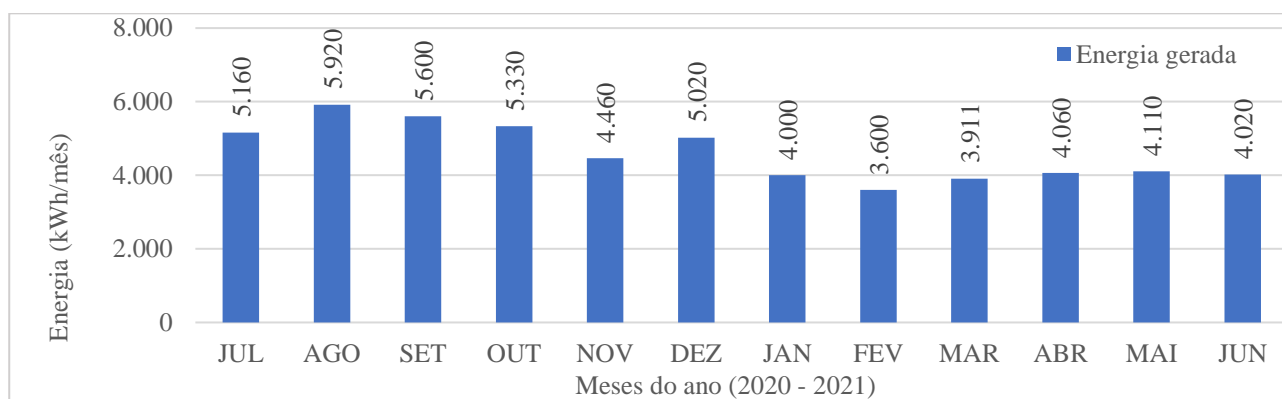


Figura 3 - Geração de energia em kWh/mês a partir de julho de 2020. Fonte - Elaborado pelos autores.

#### 3.2 Irradiação média mensal incidente no plano dos módulos

A Irradiação no plano dos módulos tem alta correlação com a energia gerada, sendo essa correlação positiva e unitária (KIM et al., 2019). A intensidade da irradiância e seu montante ao longo de um período, a integração no tempo de tal irradiância, resulta na irradiação disponível em determinada localidade. Diversas são as influências nessa disponibilidade devido à natureza estocástica dos parâmetros meteorológicos (OLIVEIRA, 2017). A localidade em estudo, inserida no clima equatorial, apresenta dois períodos bem definidos ao longo do ano, um com chuvas intensas e frequentes e outro de estiagem. A variação na pluviosidade exerce influência direta sobre a irradiação incidente na superfície em cada mês. Para a prospecção dos dados de irradiação utilizou-se o Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição, disponibilizado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A escolha pelo Atlas Brasileiro foi devido a formatação dos dados, consistência e acessibilidade. Os dados das Médias do Total Diário da Irradiação Global Horizontal para o Estado do Amazonas, correspondentes às coordenadas: longitude Oeste de 60,04° e latitude Sul de 3,10°, são apresentados na Fig. 4.

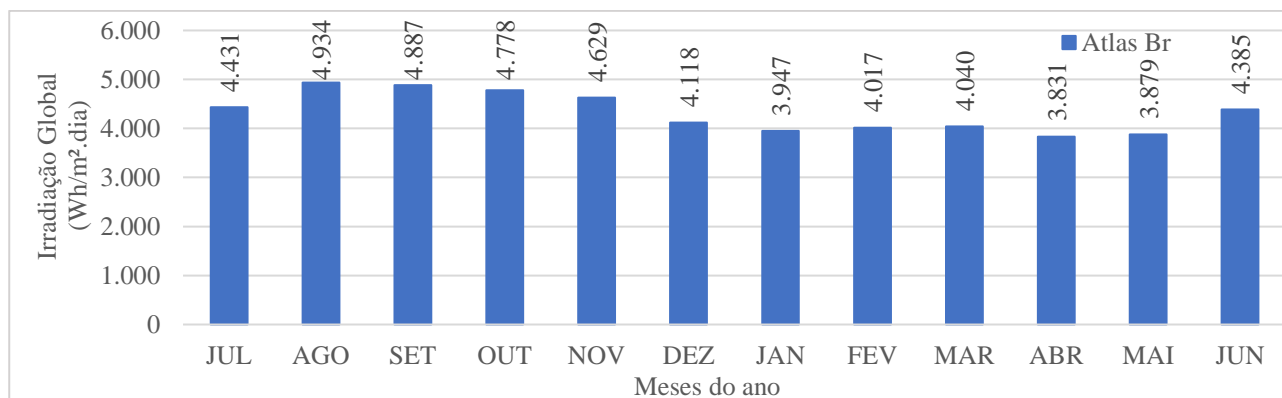


Figura 4 – Médias mensais da irradiação global horizontal para a localidade. Fonte – Pereira et al., (2017).

Os módulos do SFVCR em estudo estão instalados sobre a cobertura de um dos prédios do IFAM CMC, dispostos com inclinação de 8° e azimutes 0° e 180°. Para a correção dos dados, cálculo da irradiação incidente no plano dos módulos foi utilizado o *software* RADIASOL 1 desenvolvido pelo LABSOL – Laboratório de Energia Solar da UFRGS. Para tanto foram criadas duas estações virtuais, CMC e CMC1, para as exatas coordenadas geográficas do local da instalação, com os dados de Irradiação Global Horizontal (GHI) fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição e pelo INMET, extraídos da estação 82331 localizada em Manaus, respectivamente. Após a criação da estações atribuiu-se os dados de inclinação dos módulos fotovoltaicos e os azimutes em relação à direção norte. Os processamentos executados compuseram as irradiações totais incidentes no plano dos módulos. O procedimento é ilustrado na Fig. 5 com os resultados apresentados na Tab. 1.

Figura 5 - Estação virtual no Radiasol 1 - CMC. Fonte – RADIASOL 1.

Tabela 1 - Irradiação média diária mensal ajustada ao plano dos módulos. Fonte - Elaborado pelos autores.

| Irradiação média diária mensal no plano dos módulos (kWh/m <sup>2</sup> . dia) |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|  | Jul. | Ago. | Set. | Out. | Nov. | Dez. | Jan. | Fev. | Mar  | Abr. | Mai. | Jun. | Med. |
| CMC  | 4,47 | 4,96 | 4,91 | 4,79 | 4,64 | 4,13 | 3,9  | 4,04 | 4,07 | 3,86 | 3,91 | 4,43 | 4,28 |
| CMC1   | 5,84 | 6,29 | 5,83 | 5,05 | 4,13 | 4,06 | 3,94 | 3,88 | 3,96 | 3,88 | 4,28 | 4,59 | 4,21 |

Observa-se um erro percentual entre os valores médios anuais da irradiação, no plano dos módulos, provenientes do Atlas Brasileiro e da estação meteorológica do INMET número 82331, localizada em Manaus, de aproximadamente 1,6%.

### 3.3 Índices de mérito

A partir dos dados da energia gerada e da irradiação no plano dos módulos, calcularam-se os índices de mérito das instalações fotovoltaicas do Campus Centro. As equações que possibilitam o cálculo dos índices de mérito, Produtividade (Y), *Performance Ratio* (PR) e Fator de Capacidade (FC), são apresentadas nas Eq. (1), Eq. (2) e Eq. (3), respectivamente:

$$Y = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência FV}} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right) \quad (1)$$

$$PR = \frac{\text{Yield}}{\text{Irradiação}/1000} (\%) \quad (2)$$

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência FV} \cdot 24 \cdot \text{dias}} (\%) \quad (3)$$

Para o cálculo da Produtividade, a *Energia Gerada* (kWh) corresponde à energia elétrica gerada pelo SFVCR em determinado período, e a *Potência FV* é a potência C.C. instalada e expressa em (kWp). No cálculo do *Performance Ratio* tem-se a relação entre a produtividade, dada em (kWh/kWp), e a quantidade de horas de sol pleno correspondente a um valor de irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> incidente sobre os módulos. Já o Fator de Capacidade relaciona a energia produzida por um gerador fotovoltaico, com a energia que poderia produzir considerando a potência nominal de saída desse gerador para um determinado intervalo de tempo, independente da presença de irradiação.

### 3.4 A produtividade do SFVCR do IFAM CMC

A produtividade ou produção de energia normalizada com a potência nominal, apresentou nos doze meses analisados valores em declínio, nas instalações fotovoltaicas do CMC, consolidando o valor anual de 1.254,34 (kWh/kWp). A Tab. 2 apresenta os valores calculados de produtividade, energia produzida e irradiação no plano dos módulos.

Tabela 2 – Produtividades mensais do SFVCR do CMC nos 12 primeiros meses.

|          | <b>Irradiação no Plano dos módulos Atlas Br</b> | <b>Energia produzida</b> | <b>Produtividade (Y)</b> |
|----------|---|--------------------------|--------------------------|
|          | <b>kWh/m<sup>2</sup>dia</b>                     | <b>kWh/mês</b>           | <b>kWh/kWp</b>           |
| jul/20   | 4,47  | 5.160,00                 | 117,27                   |
| ago/20   | 4,96  | 5.920,00                 | 134,55                   |
| set/20   | 4,91  | 5.600,00                 | 127,27                   |
| out/20   | 4,78  | 5.330,00                 | 121,14                   |
| nov/20   | 4,64  | 4.460,00                 | 101,36                   |
| dez/20   | 4,13  | 5.020,00                 | 114,09                   |
| jan/21   | 3,97  | 4.000,00                 | 90,91                    |
| fev/21   | 4,04  | 3.600,00                 | 81,82                    |
| mar/21   | 4,07  | 3.911,00                 | 88,89                    |
| abr/21   | 3,86  | 4.060,00                 | 92,27                    |
| mai/21   | 3,91  | 4.110,00                 | 93,41                    |
| jun/21   | 4,43  | 4.020,00                 | 91,36                    |
| 12 meses | 52,17   | 55.191,00                | 1.254,34                 |

Comparando os valores de produtividade do primeiro e último mês, nota-se uma redução de 22%, com aparente tendência de estabilização ao final do período, ilustrado na linha de tendência da Fig. 6. Entre as causas da redução da produtividade podemos apontar a disponibilidade de irradiação na superfície, atenuada devido à **variabilidade climática** do período chuvoso na Amazônia (dezembro a junho) e possivelmente ao acúmulo de sujidades sobre os módulos, visto a inclinação da cobertura ser de apenas 8°, desfavorecendo a autolimpeza dos módulos. Observa-se que no período analisado não foi promovida manutenção para a limpeza dos módulos, restando da inclinação inferior a 10° o provável acúmulo de sujidades sobre os módulos.

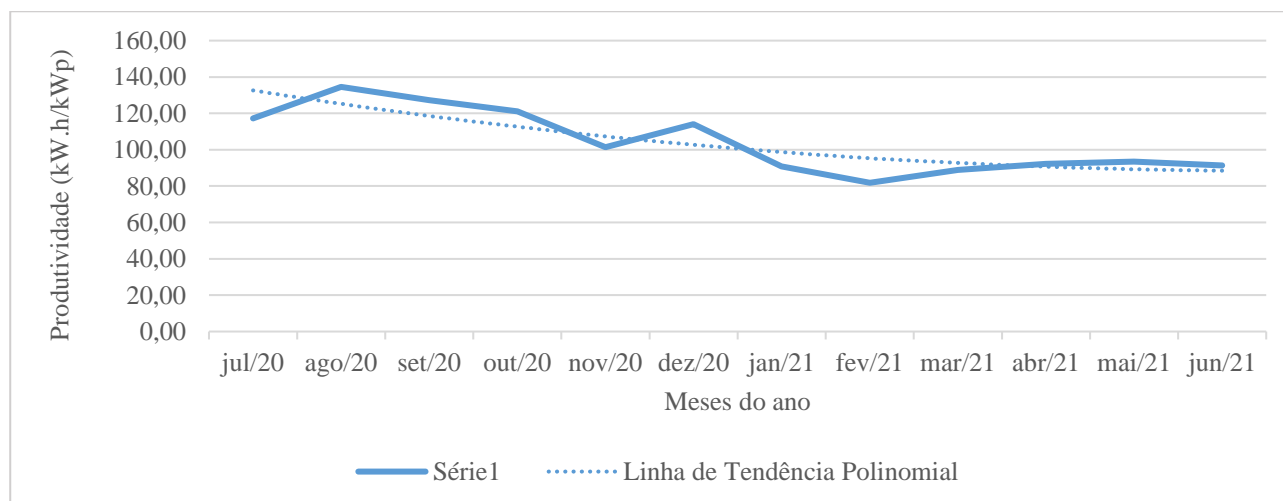


Figura 6 - Perfil da produtividade e linha de tendência. Fonte - Elaborado pelos autores.

### 3.5 A Performance Ratio do SFVCR do IFAM CMC

A normalização da produtividade registrada em relação ao recurso solar no período em análise resulta no *performance ratio*, cujo valor correspondente ao primeiro ano foi de 80,29%, para dados de irradiação do Atlas Brasileiro. O valor é considerado adequado para plantas fotovoltaicas com módulos de Silício Policristalino, ao fim do primeiro ano

de operação. Os valores do PR nos dozes meses do primeiro ano são típicos para sistemas dessa natureza. Considerando as perdas previsíveis para o primeiro ano de funcionamento de uma planta, resultante de erros inerentes ao modelo de transposição, classificação dos módulos, poeira ou sujeiras, incertezas decorrentes da variabilidade climática e outras, o valor do PR para o primeiro ano pode ser considerado dentro das expectativas, se comparada a sistemas semelhantes (OLIVEIRA, 2017; THEVENARD; PELLAND, 2013).

Tabela 3 – *Performance Ratio* da Planta Fotovoltaica do IFAM CMC.

|          | <b>Irradiação no Plano<br/>dos módulos Atlas Br<br/>kWh/m<sup>2</sup>dia</b> | <b>Performance<br/>Ratio (PR)</b> |
|----------|--|-----------------------------------|
| jul/20   | 4,47   | 84,63%                            |
| ago/20   | 4,96   | 87,50%                            |
| set/20   | 4,91   | 86,40%                            |
| out/20   | 4,78   | 81,75%                            |
| nov/20   | 4,64   | 72,82%                            |
| dez/20   | 4,13   | 89,11%                            |
| jan/21   | 3,97   | 73,87%                            |
| fev/21   | 4,04   | 72,33%                            |
| mar/21   | 4,07   | 70,45%                            |
| abr/21   | 3,86   | 79,68%                            |
| mai/21   | 3,91   | 77,06%                            |
| jun/21   | 4,43   | 68,75%                            |
| 12 meses | 52,17  | 80,29%                            |

Para o primeiro ano de funcionamento de uma planta fotovoltaica com tecnologia de Silício policristalino admite-se perdas energéticas devido a fatores climáticos, não ultrapassando os 5%, erros na conversão da irradiação ou inerentes aos módulos e outras perdas. Levantamentos estatísticos apontam, para o primeiro ano de funcionamento, perdas não superiores a 8,7% para os fatores listados, estabilizando em 7,9% para os 20 anos seguintes (OLIVEIRA, 2017). Dessa forma admite-se que com a limpeza dos módulos a produtividade e o *performance ratio* sofrerão relativo aumento.

### 3.6 O Fator de Capacidade do SFVCR do IFAM CMC

O Fator de Capacidade calculado e as respectivas energias geradas mensalmente são apresentados na Tab. 4.

Tabela 4 - Fator de Capacidade dos primeiros 12 meses de operação.

|          | <b>Energia<br/>produzida<br/>kWh/mês</b> | <b>Fator de<br/>Capacidade<br/>FC %</b> |
|----------|--|---|
| Jul./20  | 5160,00                                  | 15,76%                                  |
| Ago./20  | 5920,00                                  | 18,08%                                  |
| Set./20  | 5600,00                                  | 17,68%                                  |
| Out./20  | 5330,00                                  | 16,28%                                  |
| Nov./20  | 4460,00                                  | 14,08%                                  |
| Dez./20  | 5020,00                                  | 15,33%                                  |
| Jan./21  | 4000,00                                  | 12,22%                                  |
| Fev./21  | 3600,00                                  | 12,18%                                  |
| Mar./21  | 3911,00                                  | 11,95%                                  |
| Abr./21  | 4060,00                                  | 12,82%                                  |
| Mai./21  | 4110,00                                  | 12,55%                                  |
| Jun./21  | 4020,00                                  | 12,69%                                  |
| 12 meses | 55191,00                                 | 14,32%                                  |

O Fator de Capacidade ou capacidade real de geração de energia comparada à energia gerada a potência nominal por períodos integrais, apresentou variações mais acentuadas no período de estiagem típico da localidade (julho a novembro), quando comparado com os seis últimos meses pertencentes ao período chuvoso (dezembro a junho). O acentuado declínio no fator de capacidade de todo o período é considerado atípico requerendo ampliar as análises. A intensidade de redução do FC não é interpretada como tendo causa única as sujidades acumuladas sobre os módulos, outras perdas típicas para um primeiro ano de operação ou variações relativas à radiação solar.

#### 4. MONITORAMENTO

A planta em estudo foi implementada no *software* PVsyst versão 6.8.3, possibilitando confrontar os resultados esperados, teóricos, com os reais. As perdas energéticas de um SFVCR são diversas, causando redução da energia gerada. Podemos citar como causas de perdas a poeira ou sujidades, perdas ôhmicas, angular e espectral, temperatura, descasamento (*mismatch losses*), seguimento de ponto de máxima potência e outras. A utilização de modelos matemáticos implementados em softwares aproxima essas perdas de um resultado esperado, real, embora alcançar a exatidão seja muito mais complexo (OLIVEIRA, 2017; THEVENARD; PELLAND, 2013). Dessa forma valores médios anuais de perdas energéticas são uma boa referência estatística da estimativa de sistemas fotovoltaicos. Valores de referência estatística para perdas por variabilidade climática estão entre 3,9% e 5%, erros inerentes ao modelo de transposição 3%, classificação dos módulos 3%, poeira ou sujeiras 2% e para outras perdas aproximadamente 6,5%. Para o primeiro ano as perdas estimadas podem representar em torno de 8,7% e para os 20 anos de operação aproximadamente 7,9% (OLIVEIRA, 2017; THEVENARD; PELLAND, 2013).

No monitoramento da planta em estudo, a comparação entre valores reais da energia medida e valores previstos em simulações computacionais é apresentada na Fig. 7. Na figura são apresentados os valores de energia gerada e medida na planta, mês a mês (barras cor azul), os valores simulados no software PVsyst para os mesmos meses (linha cor laranja) e os montantes anuais de energia simulada (barra cor preta – eixo secundário) e a energia gerada e medida para o ano (barra cor verde – eixo secundário). Barras de erros são exibidas nas extremidades das barras de geração mensais e anual, marcando limites positivos para 8,7% a mais de energia gerada. Nota-se a proximidade dos valores de energia gerada e projetada pelo software nos meses de julho, agosto, setembro e dezembro. A partir do mês de março a disparidade entre valores previstos e medidos ultrapassa os limites de perdas totais previstos, conforme percentagens listadas acima (8,7% - barras de erros). Os valores de energia gerada, a partir de março, mesmo acrescidas dos valores máximos de perdas previstas para o primeiro ano de funcionamento (barras de erro positiva a 8,7%) não coincidem com os valores previstos em simulação.

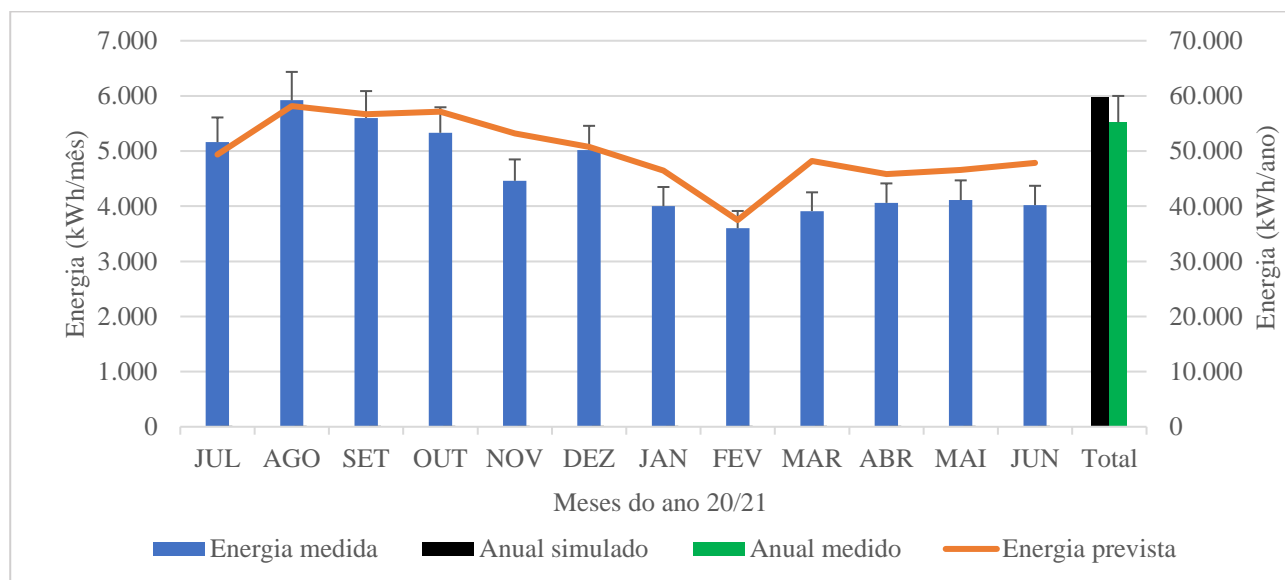


Figura 7 - Monitoramento da energia gerada em contraste com a energia prevista. Fonte - Elaborado pelos autores.

As divergências entre energia gerada e prevista para os meses de novembro e janeiro ultrapassam as previsões teóricas de perda de rendimento para o primeiro ano de funcionamento, conforme percentagens listadas acima e limitado na Fig. 7 pelas barras de erro. De fato, houve conforme Fig. 4 e Tab. 1, uma redução da irradiação incidente sobre a localidade de 14%, e da produtividade (Y) em 10%, contrastando com o *performance ratio* (PR) que aumentou 1,4% (Tab. 3), nos meses de novembro e janeiro. O erro, para esses dois meses, entre energia gerada e produzida é superior ao previsto nas perdas típicas, listadas acima (8,7%), sugerindo, dessa forma, um outro fator de perda. Nota-se na Fig. 1 uma construção civil a leste das instalações do SFVCR. Monitora-se o comportamento real do sombreamento parcial gerado nas primeiras horas do dia, ocasionado pela torre da igreja em virtude de seu posicionamento e ao movimento relativo



entre sol e terra no período do solstício de verão. O solstício de verão gera um máximo ângulo na data de 21 de dezembro, alterando a posição da nascente solar. Fenômeno que tem seu ponto máximo em dezembro, dia 21, porém variando em amplitude entre o equinócio de primavera em 21 de setembro e o equinócio de outono em 21 de março. Conforme exposto na Fig. 7, no mês de fevereiro a energia gerada e simulada voltam a coincidir em valores, não apresentando a causa da disparidade dos meses de novembro e janeiro. Valores divergentes entre energia gerada e prevista são percebidos a partir do mês de março. Haja vista a magnitude dessas divergências, atípicas, estas são atribuídas a outros fatores, além dos listados nessa seção. Em virtude do mecanismo de anti-ilhamento dos inversores e aumento das ocorrências de interrupção do fornecimento pela distribuidora, a partir do mês de março, registrou-se queda na produção de energia. Observa-se uma estabilização dos valores de produtividade e *performance ratio* para esses últimos quatro meses analisados.

## 5. CONCLUSÃO

Observa-se forte convergência entre os valores da energia gerada e prevista por simulação computacional nos três primeiros meses, indicando a precisão da simulação no PVsyst. Disparidades significativas entre valores de energia gerada e prevista ocorreram nos meses de novembro e janeiro, com erros superiores a 8,7%, sendo atribuídas ao sombreamento parcial da planta além das perdas energéticas por modelo de transposição, classificação dos módulos, poeira ou sujeiras e outras perdas. Na totalidade do primeiro ano, as perdas estiveram em conformidade com a literatura, permanecendo em torno de 8,7%. O erro percentual avaliado entre os valores da irradiação real, provenientes da estação em solo do INMET número 82331 e os valores extraídos do Atlas Brasileiro, para o primeiro ano, ficou em torno de 1,6%, sendo considerados válidos os dados do Atlas Brasileiro para a análise. A produtividade e o *performance ratio* dos meses de novembro e janeiro não tiveram decréscimos semelhantes, observa-se redução da irradiação devido ao período chuvoso relatado no subitem 3.1 e redução da produção de energia nesses dois meses. Ressalta-se a importância da previsão da energia gerada como fator de referência dos valores reais de geração e das métricas de desempenho para análise e monitoramento de sistemas fotovoltaicos. Conforme evidenciado pelos dados apresentados o primeiro ano de operação do SFVCR do IFAM CMC teve um leve declínio de produtividade, *performance ratio* e fator de capacidade. A linha de tendência polinomial da produtividade ao longo dos primeiros doze meses (Fig. 6) indica redução gradativa. Embora sejam previstos fatores de perdas energéticas para o primeiro ano de funcionamento de um sistema fotovoltaico, devendo estar em torno de 8,7%, nota-se uma extrapolação permanente desse valor após o mês de março, influência do aumento das ocorrências de interrupção do fornecimento pela distribuidora. Para uma irradiação média no plano de 4, 28 kWh/m<sup>2</sup>.dia, obteve-se para o primeiro ano a produtividade (Y) de 1254,34 kWh/kWp com *performance ratio* (PR) de 80,29% e fator de capacidade de 14,32%, indicando conformidade com parâmetros de sistemas semelhantes. Conclui-se que a caracterização através de índices de mérito é uma importante ferramenta para análise de sistemas fotovoltaicos, podendo indicar a conformidade de operação do sistema ou possíveis anomalias. Sugerimos em abordagens futuras a geração da curva I-V para verificar possíveis anomalias ou mal funcionamento em módulos associados nos painéis da instalação.

## 6. REFERÊNCIAS

- Almeida, M. P.; Zilles, R., 2012. Cálculo De Parâmetros De Desempenho Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 3, n. 1, p. 70.
- Cremasco, N. P. et al., 2021. Estudo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Instalados em Goioerê - PR Através de Índices de Mérito. Proceedings of the 13th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2021). Anais...sepoc, 18 maio 2021 Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/handle/1/21817>>
- Kim, G. G. et al., 2019. Prediction Model for PV Performance with Correlation Analysis of Environmental Variables. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 9, n. 3, p. 832–841.
- Marinho, R. R.; Rivera, I. A., 2017. A precipitação estimada por satélite na Bacia do Rio Negro. v., p. 44–61.
- Oliveira, L. G. M., 2017. Avaliação de Fatores que Influenciam na Estimativa da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Elétrica, Tese de Doutorado, PPGEE, UFMG, Belo Horizonte.
- Ren20., 2020. Renewables Global Status Report. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html)>.
- REN21., 2021. Renewables 2021 Global Status Report Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a Zero-emission, Efficient and Resilient Buildings and Construction Sector. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[https://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf%0Ahttp://www.ren21.net/resources/publications/](https://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf%0Ahttp://www.ren21.net/resources/publications/)>.
- THEVENARD, D.; PELLAND, S., 2013. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. Solar Energy, v. 91, p. 432–445.



## PERFORMANCE ANALYSIS OF THE GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM OF IFAM CAMPUS MANAUS CENTRO IN ITS FIRST YEAR OF OPERATION.

*Abstract.* This article addresses the performance analysis and monitoring of a photovoltaic system connected to the grid through the calculation of merit indices and the projection of energy generation. The study was applied to the photovoltaic system, more than a year in operation, of the Federal Institute of Education Science and Technology of Amazonas (IFAM) Campus Manaus Centro. The objective was to calculate the Productivity, the Performance Ratio, and the Capacity Factor from the real data of the system's generation and the solar irradiation data provided by the National Institute for Space Research (INPE). Although preceded by forecasts and projects, installations of photovoltaic systems are subject to loss of performance for various reasons. Energy losses can occur due to errors inherent to the transposition model, classification of modules, dust, dirt, and others, and may exceed 8.7% in the first year. Such losses directly affect the energy generated, and performance monitoring is essential. In the present analysis, the real data of energy generation of the first twelve months of operation were collected and, by a computationally implemented model, the energy generation of the system under study was simulated. The average irradiation data for the period were gathered and converted to the photovoltaic modules plan, enabling the calculation of merit indices. It was observed, for an average irradiation of 4.28 kWh/m<sup>2</sup>.day, in the plan of the modules for the first year of operation, the productivity (Y) of 1,254.34 kWh/kWp with a performance ratio (PR) of 80, 29% and capacity factor of 14.32%. The results of energy generated in the real system and the energy predicted by computer simulation showed significant disparities in specific months. We suggest, in future approaches, the generation of the I-V curve to verify possible anomalies or malfunctions in specific modules associated with the installation's panels.

**Keywords:** Solar Energy, Performance, Amazon.