

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM CONVERSORES C.C.-C.C.

Mailson Borges Teles – mbteles@ufpa.br

Marinaldo de Jesus dos Santos Rodrigues – marinaldorodrigues402@yahoo.com

Wesley Leão Monteiro – wesley21monteiro@gmail.com

André Felipe Pacheco Costa – pacheco_felipe97@hotmail.com

João Tavares Pinho – jtpinho@ufpa.br

Wilson Negrão Macêdo – wnmacedo@ufpa.br

Universidade Federal do Pará, Faculdade de Engenharia Elétrica, GEDAE

Resumo. Neste trabalho é analisado o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) com conversores c.c.-c.c. conectados a cada módulo FV que constitui o gerador FV. Esse sistema encontra-se instalado na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas, da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA). O sistema é composto por doze módulos FV de 265 Wp, resultando em uma potência instalada de 3,18 kWp, e está conectado a um inversor de 2,2 kW de potência. Para a análise são considerados os dados de operação referentes aos meses de outubro de 2015 a março de 2017. Para este período, a produção de energia foi de 6.005 kWh, a produtividade específica (final yield - YF) média mensal, apresentou valores que oscilam entre 107 a 158 kWh/kWp, desconsiderando os registros durante os meses de março, abril e junho, quando ocorreram falhas no sistema. Outro parâmetro utilizado para avaliação do sistema foi o rendimento global (performance ratio - PR), para o qual os valores oscilaram entre 73 a 78 %. O valor da irradiação média diária incidente sobre o plano do gerador, ficou em torno de 5,63 kWh/m². Considerando apenas o ano de 2016, para o qual o sistema apresenta dados em todos os meses, a produção de energia foi de 4.594 kWh, com uma produtividade média anual de 1.530 kWh/kWp. O PR para este ano foi de 72 %, com média diária da radiação solar no plano de gerador de 5,86 kWh/m². Através dos dados obtidos percebe-se que este sistema apresentou um bom rendimento. Contudo, deve-se destacar que, apesar da individualização do SPMP a nível de módulo FV, o sistema apresentou falhas com menos de seis meses de operação, e atualmente encontra-se inoperante devido a um problema no inversor, merecendo assim ser melhor investigada.

Palavras-chave: Análise de Desempenho, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica, Conversor c.c.-c.c.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - SFCR, em sua grande maioria dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles gerada pode ser consumida pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica, sendo a mesma compensada no consumo de energia elétrica ativa da edificação, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 482 de 2012, que foi atualizada através da Resolução Normativa 687 de 2015.

O desempenho desses sistemas está intimamente relacionado ao desempenho dos geradores fotovoltaicos que os constituem. O desempenho dos geradores FV, por sua vez, está estritamente ligado ao desacoplamento elétrico entre os módulos FV interconectados, ou seja, à diferença entre as correntes produzidas por cada módulo FV. Isso é produzido por efeitos de dispersão (*mismatch effects*) e/ou fatores ambientais: diferentes irradiâncias incidentes nos módulos, temperatura e sujeira, ou sombras causadas por objetos próximos. Estes fatores produzem desacoplamento de corrente em fileiras de módulos FV interconectados em série (*strings*), que afetam a curva I-V de todo o gerador FV e, assim, a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência do inversor, aumentando a perda de potência (DILEEP e SINGH, 2017; FARAHAT *et al.*, 2012; URIARTE *et al.*, 2005).

Este fato dá margem para o desenvolvimento de diferentes arquiteturas para conexão dos geradores FV à rede elétrica. Isso significa que, dependendo da arquitetura utilizada (*string*, microinversor, conversor c.c.-c.c., etc.), esses efeitos podem diferir significativamente, sem que se possa categoricamente afirmar que uma tecnologia é definitivamente mais adequada que outra em todas as configurações de gerador FV e condições de operação em que este é submetido. Os efeitos do desacoplamento devido a sombreamentos, sujeira, etc. em princípio seriam mais significativos nas configurações com muitos módulos associados em série, tal como acontece em configurações do tipo inversor *string* ou central. Uma possível solução para esse impasse seria a utilização de dispositivos eletrônicos de baixa potência que fossem individualizados para cada módulo FV.

A inclusão de dispositivos eletrônicos de baixa potência deu-se inicialmente com emprego de microinversores com Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPMP) acoplados aos módulos fotovoltaicos (DUNSELMAN *et al.*, 1994; HESKES *et al.*, 2004). Assim, a conexão de cada módulo FV à rede é realizada diretamente em corrente alternada, sem elementos intermediários. Contudo, o uso de múltiplos microinversores implica na multiplicação das proteções e filtros c.a, o que pode conduzir a uma solução mais cara. No entanto, algumas empresas vêm apostando fortemente nesta tecnologia, oferecendo garantias de 25 anos e reivindicando eficiências de conversão superiores a 95 %. Alternativa mais

recentemente estudada, sugere a utilização de conversores seguidores de ponto de máxima potência (SPMP) no nível de módulos fotovoltaicos (FV) em associações série, comercialmente conhecidos como *power optimizers*.

Essa configuração tem como principal objetivo permitir a adaptação individual de cada módulo FV à carga, resolvendo parte dos problemas relacionados a sombreamentos parciais e diferentes ângulos de inclinação e/ou orientações dos módulos que compõem o gerador FV, minimizando a dispersão devido a sujeira e ao envelhecimento desigual dos módulos que compõem o gerador FV. Além disso, essa solução torna possível conectar módulos FV com diferentes características, reduzindo riscos na instalação e na manutenção, que geralmente resultam dos altos valores de tensão c.c. das instalações convencionais. Esta característica é particularmente importante, principalmente em sistemas FV integrados às edificações.

Outra importante característica dos conversores c.c.-c.c. está associada ao fato de que o comportamento de cada módulo FV pode ser testado dinamicamente por meio de comunicação incluída no próprio dispositivo eletrônico, usando-se um sinal incorporado na potência elétrica injetada na rede (*Power Line Carrier – PLC*), facilitando a operação e a manutenção do gerador FV. Este aspecto é especialmente útil quando um grande número de módulos FV é instalado, pois, nessa situação, procedimentos mais trabalhosos são necessários para identificar se um módulo FV está operando adequadamente ou não. Identificar se uma fileira de módulos interconectados em série está com problemas é normalmente fácil, porém o mesmo não se pode afirmar com relação ao módulo ou aos módulos FV que estão causando a inadequada operação do gerador FV (ORDUZ *et al.*, 2013).

Embora muitos trabalhos tenham sido desenvolvidos neste tema, observou-se que ainda assim são poucos os trabalhos existentes na literatura que descrevem o comportamento operacional desses conversores em um sistema fotovoltaico conectado à rede real. O objetivo principal deste trabalho é justamente divulgar alguns resultados operacionais de um sistema com conversor c.c.-c.c., instalado no laboratório do GEDAE/UFPA, em Belém do Pará.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O módulo fotovoltaico utilizado para compor o gerador FV do sistema foi o modelo JAP6-60-265/3BB do fabricante JA solar, com potência nominal de 265 Wp, o qual possui 60 células de silício policristalino e uma eficiência nominal de 16,21 %. O gerador é formado por 12 módulos FV, totalizando 3,18 kWp instalados.

A Fig. 1 mostra as curvas I-V e P-V obtidas no laboratório do GEDAE, utilizando o simulador solar HighLight 3c, e a Tab. 1 apresenta a comparação dos parâmetros informados pelo fabricante, com os resultados obtidos neste ensaio. De forma geral, os resultados obtidos no ensaio mostraram valores mais baixos que os dados de placa do módulo FV. Para a potência máxima ocorreu uma diferença de 14,9 W, o que implica em um valor de potência 5,6 % menor que a informada pelo fabricante. Contudo, os resultados obtidos encontram-se dentro dos limites considerados aceitáveis, uma vez que a incerteza associada à medição é de aproximadamente ± 2 % (RICHTER *et al.*, 2015). Para a eficiência, a diferença ficou em torno de 1 %.

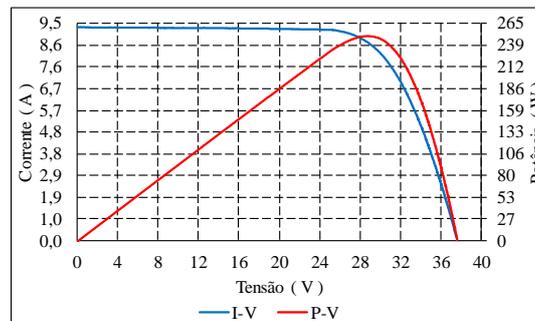


Figura 1 - Curvas I-V e P-V de um módulo JAP6-60-265/3BB, obtidas no simulador solar.

Tabela 1 - Especificações técnicas do módulo FV JAP6-60-265/3BB.

| Características do módulo | Ensaio | Fabricante |
|-----------------------------------|---------|------------|
| Potência máxima (Pmp) | 250,1 W | 265 W |
| Tensão de máxima potência (Vmp) | 28,9 V | 30,96 V |
| Corrente de máxima potência (Imp) | 8,7 A | 8,56 A |
| Tensão de circuito aberto (Voc) | 37,7 V | 38,14 V |
| Corrente de curto-circuito (Isc) | 9,3 A | 9,10 A |
| Eficiência do módulo (η) | 15,3 % | 16,21 % |

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

A cada módulo está conectado um conversor c.c.-c.c., modelo P350, do fabricante SolarEdge, que suporta módulos FV de até 350 W e possui uma eficiência máxima de 99,5 %. A Fig. 2 e as informações da Tab. 2 foram retiradas do manual do fabricante e apresentam informações técnicas acerca deste conversor c.c.-c.c.



Figura 2 – Conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.

Tabela 2 – Especificações técnicas do conversor c.c.-c.c. P350.

| Características do conversor c.c.-c.c. P350 | |
|--|------------|
| Potência máxima de entrada | 350 W |
| Máxima tensão de entrada | 60 V |
| Corrente máxima de entrada | 10 A |
| Faixa de operação do SPMP | 8 V – 60 V |
| Tensão máxima de saída | 60 V |
| Corrente máxima de saída | 15 A |

Fonte – Adaptado de Manual Técnico do fabricante.

O inversor utilizado no sistema foi o SE2200, do mesmo fabricante do conversor c.c.-c.c., com tensão nominal de entrada de 350 Vcc e tensão nominal de saída de 220/230 Vca, com frequência de $50/60 \pm 5$ Hz, potência nominal de saída de 2.200 W e eficiência nominal de 97,6 %. A Tab. 3 apresenta suas principais características, com informações obtidas do manual técnico do fabricante.

Tabela 3 – Características técnicas do inversor SolarEdge SE2200.

| Características do inversor SE2200 | |
|---|------------------|
| Potência Máxima c.c. | 2.750 W |
| Máxima Tensão c.c. | 500 V |
| Corrente Máxima c.c. | 11,5 A |
| Potência Máxima c.a. | 2.200 W |
| Tensão de Operação c.a. | 185 V – 264,5 V |
| Corrente Máxima c.a. | 12 A |
| Frequência | $50/60 \pm 5$ Hz |
| Máxima Eficiência | 97,6 % |

Fonte – Adaptado do manual técnico do fabricante.

Os detalhes da instalação são apresentados nas Fig. 3 e 4. Na Fig. 3 é mostrada uma vista panorâmica do sistema e na Fig. 4 visualiza-se a disposição do inversor e da caixa de disjuntores. O gerador possui uma inclinação de 10° em relação ao plano horizontal e está orientado para o norte geográfico.



Figura 3 – Vista panorâmica do sistema.



Figura 4 – Inversor e quadro de disjuntores.

A aquisição de dados é realizada por um equipamento do mesmo fabricante do inversor, denominado de *SEgateway*, que além de armazenar os parâmetros elétricos e ambientais do sistema em servidor *online* do próprio fabricante, serve também para controlar remotamente alguns parâmetros do inversor. A instalação do *SEgateway* é mostrada na Fig. 5.



Figura 5 – Instalação do *SEgateway*.

Com relação aos dados de irradiância, estes foram obtidos por meio de uma estação meteorológica instalada nas proximidades do sistema, com um piranômetro de termopilha modelo CMP11, do fabricante Kipp & Zonen, no plano horizontal. De posse dos dados de irradiância global no plano horizontal, foi utilizado o *software* *Meteonorm* para calcular a irradiância no plano do gerador fotovoltaico (*Plane of array – POA*). A Fig. 6 apresenta o diagrama multifilar, mostrando com mais detalhes as conexões entre os componentes do sistema.

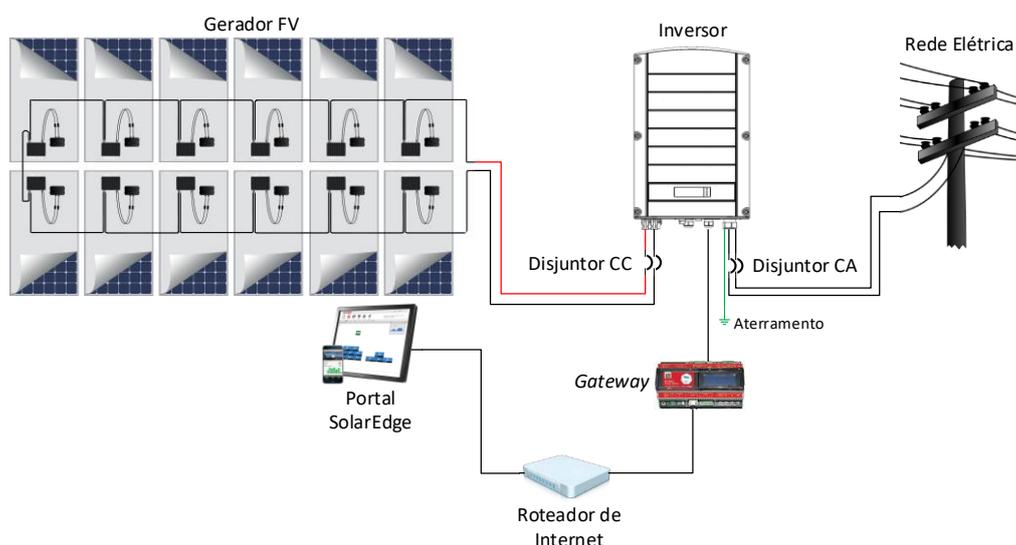


Figura 6 – Diagrama multifilar do sistema.

3. ANÁLISE OPERACIONAL DO SISTEMA

Esta seção apresenta a análise dos resultados operacionais do sistema descrito anteriormente, levando em consideração alguns parâmetros de desempenho comumente utilizados para avaliação de sistemas FV, como: a Energia produzida, a Produtividade Final (*Final Yield*-YF), e o Rendimento Global (*Performance Ratio*-PR). Apesar do período de observação do gerador FV estar compreendido em um intervalo de 18 meses, outubro de 2015 a março de 2017, utilizou-se o ano de 2016 para as análises mais detalhadas, devido a este possuir dados durante os 12 meses. Contudo, os dados referentes aos anos de 2015 e 2017 são apresentados na forma de valores mensais, conforme mostra a Tab. 4.

Tabela 4 – Energia produzida mensalmente pelo sistema em 2015, 2016 e 2017.

| Meses | 2015 | | | | 2016 | | | | 2017 | | | |
|-----------|--------------------|--------------|-------------|----------------------------------|--------------------|---------------|-------------|----------------------------------|--------------------|--------------|-------------|----------------------------------|
| | Energia (kWh) | YF (kWh/kWp) | PR (%) | Irradiância (kW/m ²) | Energia (kWh) | YF (kWh/kWp) | PR (%) | Irradiância (kW/m ²) | Energia (kWh) | YF (kWh/kWp) | PR (%) | Irradiância (kW/m ²) |
| Janeiro | - | - | - | - | 322,1 | 107,3 | 77,7 | 139,7 | 322,2 | 108,6 | 78,6 | 138,1 |
| Fevereiro | - | - | - | - | 321,9 ¹ | 107,2 | 73,5 | 147,5 | 231,9 ² | 78,2 | 58,7 | 133,1 |
| Março | - | - | - | - | 303,7 ³ | 101,2 | 68,4 | 149,7 | | | | 141,1 |
| Abril | - | - | - | - | 242,0 ⁴ | 80,6 | 47,8 | 170,6 | - | - | - | |
| Mai | - | - | - | - | 460,4 | 153,4 | 78,4 | 197,9 | - | - | - | |
| Junho | - | - | - | - | 355,6 ⁵ | 118,5 | 60,1 | 199,2 | - | - | - | |
| Julho | - | - | - | - | 465,0 | 154,9 | 77,6 | 202,0 | - | - | - | |
| Agosto | - | - | - | - | 474,7 | 158,1 | 74,9 | 213,6 | - | - | - | |
| Setembro | - | - | - | - | 445,4 | 148,4 | 76,1 | 197,2 | - | - | - | |
| Outubro | 86,9 ⁶ | 29,3 | 14,5 | 202,6 | 445,9 | 148,6 | 75 | 200,4 | - | - | - | |
| Novembro | 379,9 | 128 | 68,2 | 187,6 | 399,6 | 133,1 | 75,7 | 177,9 | - | - | - | |
| Dezembro | 306,7 ⁷ | 103,3 | 64,7 | 159,9 | 357,9 | 119,2 | 79,3 | 152,1 | - | - | - | |
| Média | 257,8 | 86,9 | 49,1 | 183,4 | 382,8 | 127,5 | 72,1 | 179,0 | 212,5 | 71,6 | 52,4 | 137,4 |
| Total | 773,5 | 260,6 | 47,4 | 550,1 | 4594,1 | 1530,6 | 72,1 | 2147,5 | 637,6 | 214,9 | 52,1 | 412,3 |

¹ - No dia 6 não houve produção, pois foi necessário desligar o sistema para manutenção.

² - O sistema operou normalmente até o dia 22.

³ - No dia 31 o sistema produziu apenas 0,96 kWh, devido a um erro do inversor.

⁴ - Esse valor não inclui os 10 primeiros dias, pois o inversor permaneceu desligado devido ao erro citado anteriormente.

⁵ - Este valor não inclui os últimos 7 dias, pois não houve registro de dados, novamente devido a falha no inversor.

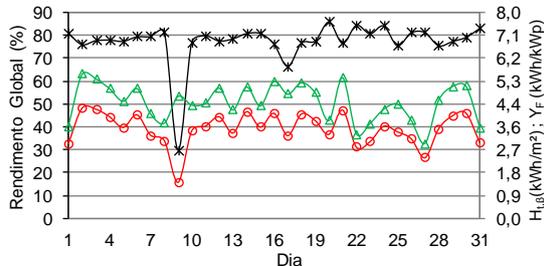
⁶ - O sistema começou a operar na última semana de outubro.

⁷ - Este valor não inclui os dias 12, 13 e 14, pois não houve registro de dados nesse período.

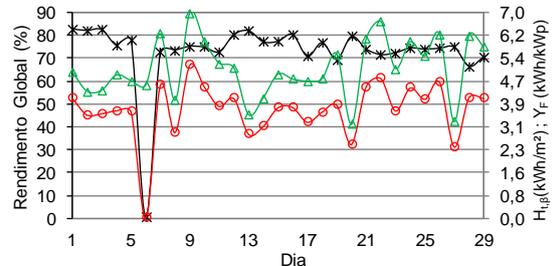
A Tab. 4 apresenta um resumo do desempenho do sistema para os três anos de análise. Em 2015 o sistema entrou em operação somente na última semana do mês de outubro; por isso a ausência de dados para os demais meses e baixos valores médios e totais para os parâmetros analisados. Em 2017 houve registro dos dados somente até o mês de fevereiro, porque o sistema começou a apresentar erro, funcionando normalmente até o 22 e a partir daí foi sempre necessário realizar um *reset* manual no inversor, para que o equipamento viesse a operar no restante do dia. Os dados a partir de março foram descartados, uma vez que não é coerente a comparação com outros meses onde o sistema funcionou normalmente. Considerando apenas o ano de 2016, o sistema produziu um total de energia de 4.594 kWh, com uma produtividade final anual de 1.530 kWh/kWp, e apresentou um rendimento global de 72 %, embora tenham ocorrido falhas de operação, conforme descrito nas notas de rodapé 1, 3, 4 e 5 da Tab. 4.

Os dados diários para todos os meses de 2016 são apresentados na Fig. 7-(a) a 7-(l). A média diária anual da produção de energia ficou em 12,55 kWh, o que resulta em uma produtividade final média diária de 4,118 kWh/kWp. Esses índices poderiam ser ligeiramente maiores, caso não ocorressem interrupções do funcionamento do sistema ao longo do ano, conforme indicam as Fig. 7-(b), 7-(d) e 7-(f). No total, o sistema ficou dezenove dias sem funcionar.

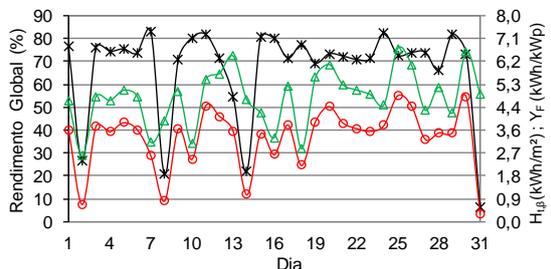
Nos meses de dezembro a março houve uma oscilação maior dos valores de rendimento global diário, porque nesse período há uma maior incidência de chuva em Belém e o PR é um parâmetro que é influenciado negativamente pela temperatura em que gerador opera. Por isso também que nesse período os valores de PR são maiores do que aqueles observados no período de junho a outubro, que é o período onde há uma maior oferta da radiação solar nessa região e, conseqüentemente a produtividade do sistema é também maior. De dezembro a março, os valores médios de PR e da Y_F , foram de 76,9 % e 3,66 kWh/kWp, respectivamente, enquanto que no período de junho a outubro o sistema apresentou uma produtividade final média de 4,98 kWh/kWp e um rendimento global de 75,48 %. No primeiro período (dezembro a março) o rendimento global foi 1,42 % maior que no segundo período (junho a outubro), enquanto que produtividade final foi 36 % maior no segundo período.



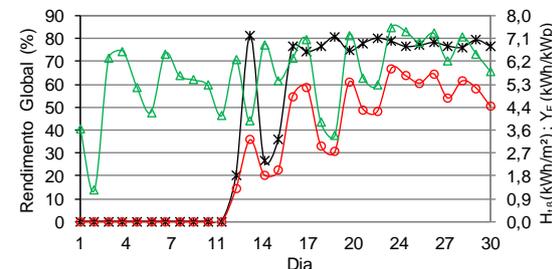
(a) – janeiro



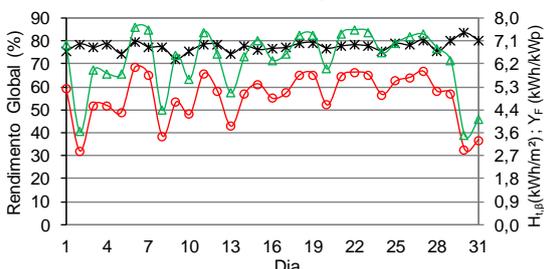
(b) – fevereiro



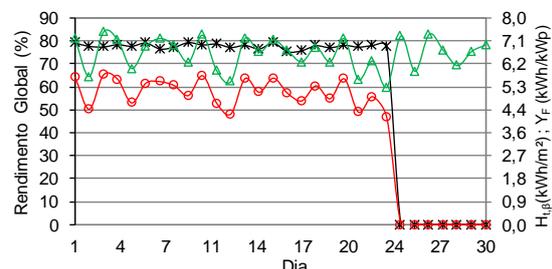
(c) – março



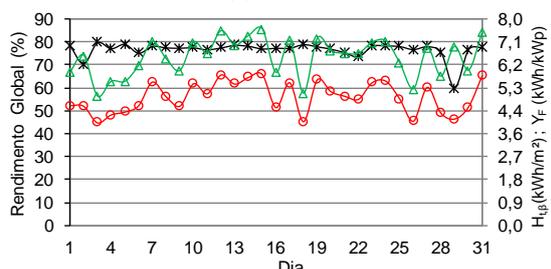
(d) – abril



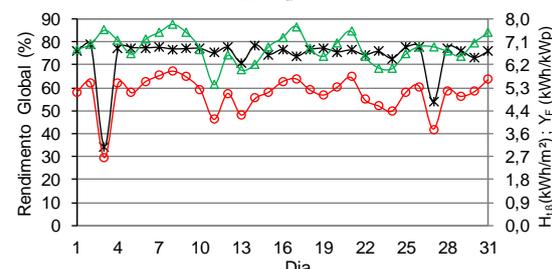
(e) – maio



(f) – junho



(g) – julho



(h) – agosto

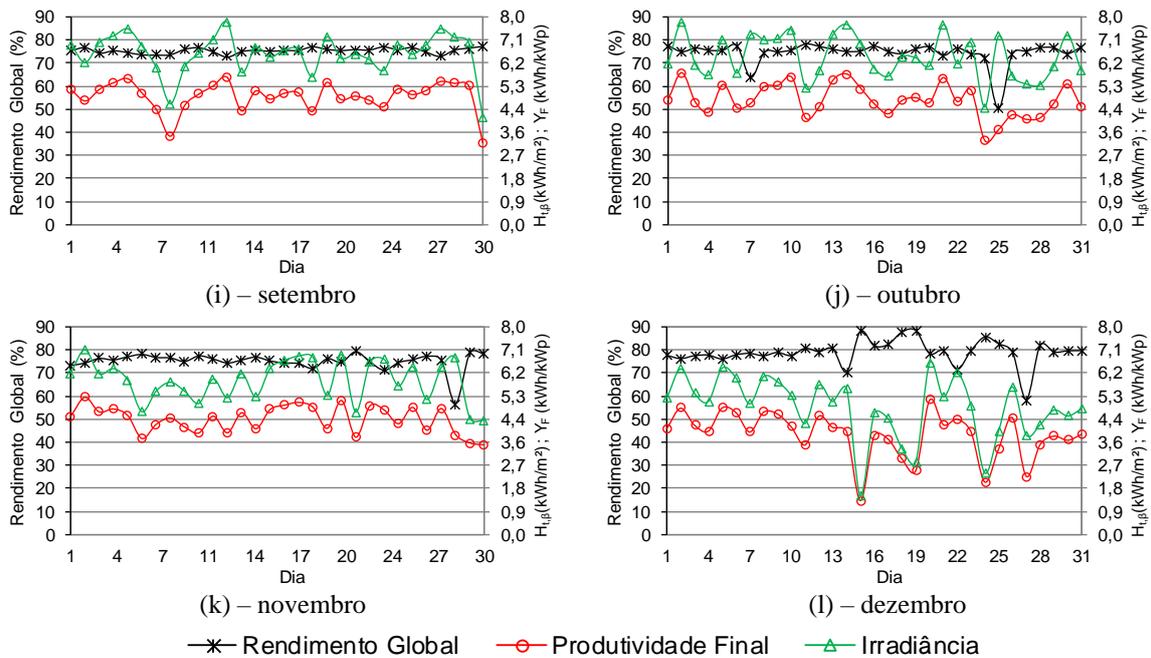


Figura 7 – Rendimento global, produtividade final e irradiação referentes ao ano de 2016.

Os valores mensais dos parâmetros analisados anteriormente são mostrados na Fig. 8. A maior incidência de radiação solar no plano do gerador ocorreu durante o mês de agosto, quando foi registrado um valor mensal de 214 kWh/m², e o menor valor foi observado durante o mês de janeiro, onde a irradiação acumulada durante todo o mês não ultrapassou os 140 kWh/m². Com relação à produtividade final do sistema, o mês com melhor desempenho também foi agosto, com 158 kWh/kWp, e a menor produtividade foi registrada em abril, quando foram contabilizados apenas 47 kWh/kWp. Contudo, esse valor foi influenciado negativamente pelos primeiros dez dias do referido mês, em que o sistema não funcionou. Comportamento semelhante observou-se em junho, quando o sistema também apresentou falha e não produziu energia durante os últimos sete dias do mês.

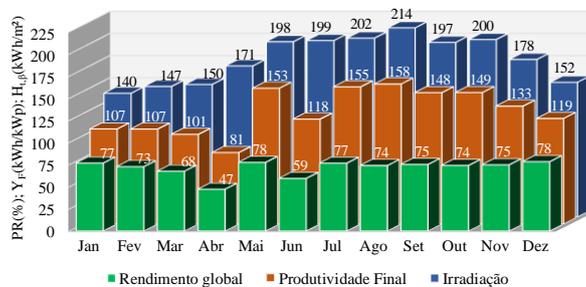


Figura 8 – Desempenho mensal do sistema, considerando a produtividade final, o rendimento global e a irradiação.

Devido a essa falha, os valores de rendimento global para esses dois meses foram bastante comprometidos, sendo registrado um PR de 47 e 59 % para os meses de abril e junho, respectivamente. O melhor desempenho foi observado para os meses de maio e dezembro, para os quais o sistema apresentou um rendimento global de 78 %.

4. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou os resultados de operação para um SFCR instalado na cidade de Belém-PA. Através dos dados obtidos percebe-se que este sistema apresentou um bom rendimento. Contudo, deve-se destacar que o sistema apresentou falhas com menos de seis meses de operação, e atualmente encontra-se inoperante devido a um problema no inversor, que não possui suporte técnico no Brasil.

Durante os dezoito meses em que o sistema esteve em operação, a produtividade média mensal, um dos parâmetros normalizados utilizados para a análise, apresentou valores que variam entre 107 a 158 kWh/kWp, desconsiderando os valores de produtividade mensal durante os meses de março, abril e junho, quando ocorreram falhas no sistema. Outro parâmetro utilizado para avaliação do sistema foi o rendimento global, para o qual os valores variaram entre 73 a 78 %. O valor da irradiação média diária incidente sobre o plano do gerador, uma informação bastante utilizada para uma estimativa rápida de geração de um sistema fotovoltaico, ficou em torno de 5,86 kWh/m², ou seja, no local onde está

instalado o sistema há a ocorrência de 5,86 horas de sol pleno. Contudo, devido aos valores de irradiação no plano do gerador terem sido estimados e não medidos, os resultados podem sofrer diferenças significativas com relação aos valores reais, uma vez que estes dependem da exatidão dessas estimativas.

Por fim, a avaliação técnica/operacional de SFGR torna-se cada vez mais importante, de forma a se obter informações reais do comportamento desses sistemas, principalmente em condições onde a umidade relativa do ar e a temperatura ambiente são bastante elevadas, características meteorológicas encontradas na Região Amazônica, onde o microgerador FV está instalado. Dessa forma, tais informações podem ser úteis para a determinação das características de outros sistemas fotovoltaicos que porventura possam vir a ser instalados na localidade.

Agradecimentos

Este trabalho foi apoiado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), através do edital Chamada **Universal – MCTI/CNPq N° 14/2013**, e do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia (INCT-EREEA), além do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA).

REFERÊNCIAS

DILEEP, G.; SINGH, S. N. Selection of non-isolated DC-DC converters for solar photovoltaic system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1230-1247, 2017. ISSN 1364-0321.

DUNSELMAN, C. P. M.; VAN DER WEIDEN, T. C. J.; DE HAAN, S. W. H.; TER HEIDE, F.; VAN ZOLIGEN, R. J. C. Feasibility and development of PV modules with integrated inverter: AC-modules. Proc. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1994. p.313-315.

FARAHAT, M. A.; METWALLY, H. M. B.; ABD-ELFATAH MOHAMED, A. Optimal choice and design of different topologies of DC-DC converter used in PV systems, at different climatic conditions in Egypt. **Renewable Energy**, v. 43, p. 393-402, 2012. ISSN 0960-1481.

HESKES, P.; ROOIJ, P.; ISLAM, S.; WOYTE, A.; WOUTERS, J. Development, production and verification of the second generation of ac-modules (PV2GO). Proc. Eur. PV Solar Energy Conf. Exhibition, 2004. p.2584-2586.

ORDUZ, R.; SOLÓRZANO, J.; EGIDO, M. Á.; ROMÁN, E. Analytical study and evaluation results of power optimizers for distributed power conditioning in photovoltaic arrays. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 3, p. 359-373, 2013. ISSN 1099-159X.

RICHTER, M.; DE BRABANDERE, K.; KALISCH, J.; SCHMIDT, T.; LORENZ, E. Best practice guide on uncertainty in PV modelling. **Public report Performance Plus WP2 Deliverable D**, v. 2, 2015.

URIARTE, S.; SÁENZ, M. J.; HERNANDO, F.; JIMENO, J. C.; MARTÍNEZ, V. E.; EGIDO, M. A.; ORDUZ, R.; IBÁÑEZ, P.; ROMÁN, E.; ELORDUIZAPATARIETXE, S. Energy integrated management system for PV applications. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2005. p.2292-2295.

OPERATIONAL EVALUATION OF A GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH D.C.-D.C. CONVERTERS

Abstract. *In this work, the performance of a Grid-Connected Photovoltaic System with DC-DC converters connected to each module of the PV generator. The system is installed in the test area of the Group of Studies and Development of Energy Alternatives of the Federal University of Pará (GEDAE/UFPA). The system consists of twelve PV modules of 265 Wp each, therefore having an installed power of 3.18 kWp, and is connected to an inverter of 2.2 kW of nominal power. For the analysis, the operation data for the months of October 2015 to March 2017 are considered. For this period, the energy production was 6,005 kWh, the average monthly yield (YF), presented values that oscillate between 107 and 158 kWh / kWh, disregarding the records during the months of March, April and June, when there were system failures. Another parameter used to evaluate the system was the overall performance (PR), for which values ranged from 73 to 78%. The average daily irradiance incident on the generator plane was around 5.63 kWh / m². Considering only the year 2016, for which the system presents data in every month, energy production was 4,594 kWh, with an average annual productivity of 1,530 kWh / kWh. The PR for this year was 72%, with daily average solar radiation in the generator plan of 5.86 kWh / m². By means of the obtained data it is noticed that this system presented a good yield. However, it should be noted that despite the individualization of SPMP at the PV module level, the system presented failures with less than six months of operation, and is currently inoperative due to a problem in the inverter, deserving to be investigated better.*

Key words: *Performance Analysis, Grid-Connected Photovoltaic System, DC-DC Converter.*