

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM MICROINVERSORES USANDO ESTOCAGEM

Alexandre de Assis Brasil Graosque – alexandreabg@gmail.com

João Batista Dias – joaobd@unisinis.br

Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - PPGEM.

Resumo. Na configuração clássica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, não é comum utilizar estocagem de energia, porém, como estes sistemas são dependentes de condições meteorológicas, o que os tornam uma fonte intermitente, a utilização de armazenamento de energia é uma alternativa para a redução da variação da potência produzida e melhora da qualidade da energia entregue à rede elétrica. Este trabalho propõe uma instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede com microinversores. Tal sistema é composto por dois arranjos, um na configuração clássica e outro usando estocagem. Além da instalação do sistema fotovoltaico propriamente dita, foi desenvolvida uma unidade de aquisição e controle de dados, que tem a função de gerenciar o sistema como um todo. Os arranjos são compostos por dois módulos de 265 W pico, dois microinversores de 240 W modelo SUNNY BOY-240, um banco de estocagem com baterias operando na tensão de 24 V com capacidade nominal de 200 Ah e um controlador de carga com SPMP. A unidade de aquisição de dados foi configurada para medições de 1 e 10 s. O comportamento do sistema foi analisado em dias típicos com céu encoberto, parcialmente encoberto e claro. Foi observado que a estocagem de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede é bastante eficaz, principalmente para a redução da flutuação de potência entregue à rede elétrica pelo microinversor.

Palavras-chave: Sistema conectado à rede elétrica, Armazenamento de energia, Microinversores.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é uma das fontes renováveis que mais cresce atualmente e também é bastante sensível à flutuações, pois é diretamente dependente de condições meteorológicas, principalmente da radiação solar. Em dias de céu claro ou encoberto, a variação na geração de potência, em curtos intervalos de tempo, é bem reduzida (Debra *et al.*, 2010). Em dias parcialmente encobertos, pode ocorrer variações de 60% da potência instalada em intervalos de segundos (Mills *et al.*, 2009). A variação elevada na potência de saída causa dificuldades na previsão de geração de energia além de provocar transitórios que afetam diretamente a qualidade de energia impactando na magnitude da tensão, frequência, harmônicos de corrente e tensão, efeito flicker e fator de potência (Lopes, 2015). O armazenamento de energia é um dos artifícios que pode ser utilizado para a redução da intermitência, características das fontes renováveis de energia como a fotovoltaica e a eólica (Teleke *et al.*, 2010). Neste estudo, o experimento foi realizado com microinversores em conexão à rede elétrica. Esses equipamentos são conhecidos na maioria das vezes por operarem com uma potência na faixa de 100 até 300 W. A ligação dos microinversores é diretamente aos módulos fotovoltaicos, o que possibilita melhor preencher a diversidade de telhados, reduzindo o problema com o sombreamento e aumentando a eficiência de produção de energia da instalação em comparação com os sistemas de inversores na configuração *string* (Famoso *et al.*, 2015). A eficiência dos microinversores em sua grande maioria é acima dos 90 % (Scholten *et al.*, 2013) e (Sher e Addoweesh, 2012).

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O experimento é composto por dois arranjos denominados arranjo_1 e arranjo_2 com microinversores conectados à rede elétrica. O arranjo_1 está na configuração com armazenamento de energia, onde foi colocado um banco de estocagem com baterias na entrada de um dos microinversores. Para fazer o controle de carga e descarga do banco de estocagem, foi instalado um controlador de carga com Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP), utilizado nos sistemas autônomos.

O arranjo_2 está na configuração clássica para conexão à rede elétrica, onde o módulo fotovoltaico está conectado direto ao microinversor. O Multigate faz a interface entre os microinversores e a rede elétrica, além de fazer o gerenciamento da aquisição dos dados pela plataforma *SunnyExplore*.

Os disjuntores foram instalados para realizar as manobras de acionamento e desligamento com segurança ou uma possível ligação individual de cada arranjo. A Fig. 1 mostra o diagrama completo do sistema instalado.

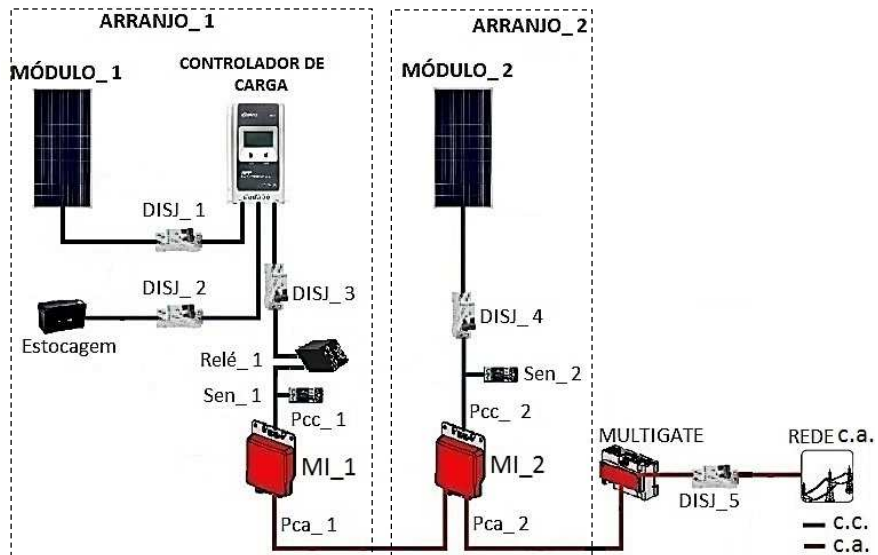


Figura 1 - Diagrama de ligação do sistema fotovoltaico.

O sistema foi instalado no campus da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (Brasil), Fig. 2-a. Os módulos fotovoltaicos foram posicionados com um ângulo de 20° em relação ao plano horizontal e com o ângulo azimutal de 0° na direção norte geográfico conforme Fig. 2-b.



Figura 2 - (a) Localização da instalação dos módulos. (b) Módulos fotovoltaicos instalados.

A Fig. 3 mostra os dispositivos de controle, proteção e aquisição dos dados instalados em um painel no laboratório.

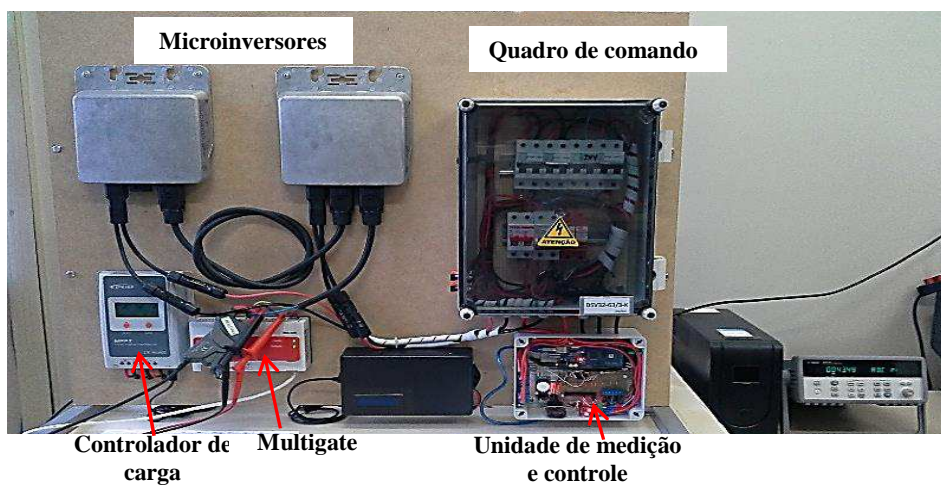


Figura 3 - Painel com os microinversores, controlador de carga e demais equipamentos.

O equipamento utilizado, a quantidade e as principais especificações técnicas utilizados no sistema fotovoltaico montado no trabalho estão descritas na Tab. 1.

Tabela 1 - Lista de equipamentos.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	CARACTERÍSTICA
Módulo	2	SE-P265NPB-A4 - SUNEDISON
		Potência Máxima de Pico = 265 W _p
		Eficiência = 16,2%
Microinversor	2	SUNNY BOY 240-US – SMA
		Potência Nominal = 240 W
Controlador de Carga	1	TRACER 1210A – EPSOLAR
		Tensão Nominal 24 V
		Corrente na Carga = 10 A
		Tensão Máxima Bateria = 32 V
Banco de estocagem	1	Tensão nominal = 24 V
		Capacidade nominal = 200 Ah
Unidade de medição e controle de dados	1	Arduino AT Mega 2560
		Sensor de corrente – ACS712-20A

3. METODOLOGIA

O presente trabalho apresenta características de pesquisa experimental, avaliando de maneira efetiva as medidas realizadas no sistema aplicado. A pesquisa não tem o propósito de ser conclusiva. Espera-se compartilhar reflexões a respeito dos resultados obtidos com a utilização de estocagem de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

3.1 Configuração dos equipamentos

Em uma instalação de equipamentos fotovoltaicos, os componentes devem ser configurados de maneira que possibilite extrair a maior energia possível do gerador fotovoltaico. O controlador de carga utilizado no arranjo_1 possui o Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP) como seu padrão de trabalho, não necessitando a seleção de nenhum parâmetro (Epsolar, 2016). O SPMP tem a função de otimizar a extração de potência do gerador fotovoltaico, através do ajuste contínuo e periódicos dos valores de tensão e corrente elétrica para cada condição de irradiância e temperatura de módulo, de modo que estejam trabalhando sempre em um ponto de máxima potência (Pinho e Galdino, 2014). O microinversor do arranjo_1 está configurado para operar com tensão de entrada constante de 24 V, equivalente à tensão nominal do banco de estocagem. O microinversor do arranjo_2 está configuração em modo SPMP.

3.2 Calibração da unidade de medição e controle

Após o desenvolvimento do projeto e execução da instalação do sistema fotovoltaico, foi realizada a construção e calibração da unidade de medição e controle de dados e posteriormente a coleta das medições.

As medidas das grandezas elétricas tensão e corrente foram feitas na entrada de cada microinversor. A irradiância incidente em cada módulo foi medida de forma indireta pelo instrumento *Agilent 34970A*, a partir de módulos fotovoltaicos de 5 W pico calibrados e utilizados como sensores de radiação, instalados em cada módulo principal.

Para a medida da corrente elétrica contínua, foi utilizado o sensor de corrente da Allegro modelo ACS712-20A, como mostra a Fig. 4-a. O sensor possibilita medir corrente elétrica até 20 A. Para cada 1 A de corrente passando pelo sensor é gerado uma tensão de 100 mV. Este sensor possui uma resposta de 5 μ s e uma alimentação de 5V. Os valores de tensão foram medidos a partir de um circuito divisor de tensão, Fig. 4-b, onde U_{MI1} é a tensão de entrada no microinversor do arranjo_1 com estocagem e o U_{MI2} é a tensão de entrada do arranjo_2, clássico, A1 e A3 são indicações de ligação do circuito na plataforma Arduino.

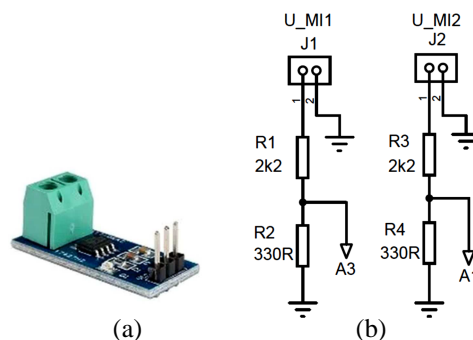


Figura 4 - (a) Placa do sensor de corrente ACS712-20A. (b) Circuito divisor de tensão.

Para aquisição e controle de dados foi utilizada a plataforma de desenvolvimento livre Arduino, Fig. 5, onde as variáveis foram manipuladas e armazenadas em um cartão de memória.

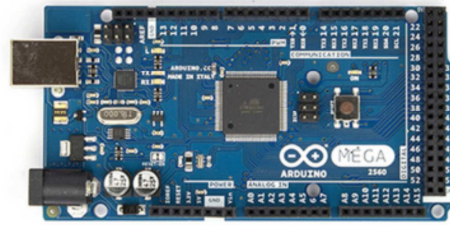


Figura 5 - Plataforma de desenvolvimento livre Arduino ATMEGA 2560.

A calibração dos valores de tensão e corrente medidos pelos sensores foi realizada por comparação a partir de medidas sincronizadas com voltímetro e amperímetro ET-2550 da Minipa, Fig. 6.

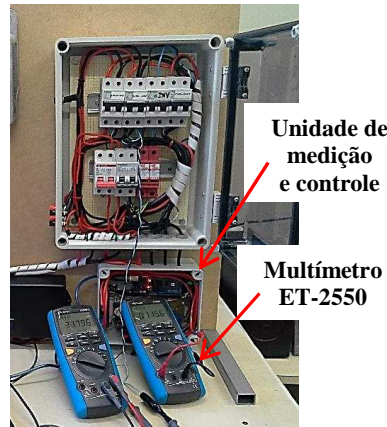


Figura 6 - Calibração da unidade de medição e controle.

Foram executadas medidas de tensão e corrente com intervalo de 1 segundo. Com o software *CurveExpert* foi gerada a curva que representa a aproximação dos valores medidos pelos instrumentos e os respectivos medidos pelos sensores. Na Fig. 7-a, os eixos U_{MI2_Sen} e U_{MI2_Ins} indicam, respectivamente, os valores de tensão medida no divisor de tensão e lida pelo Arduino e pelo voltímetro ET-2550. Na Fig. 7-b, os eixos I_{MI2_Sen} e I_{MI2_Ins} indicam, respectivamente, as correntes elétricas medidas pelo sensor de corrente e pelo amperímetro ET-2550. Essas medidas foram realizadas na entrada do microinversor do arranjo clássico.

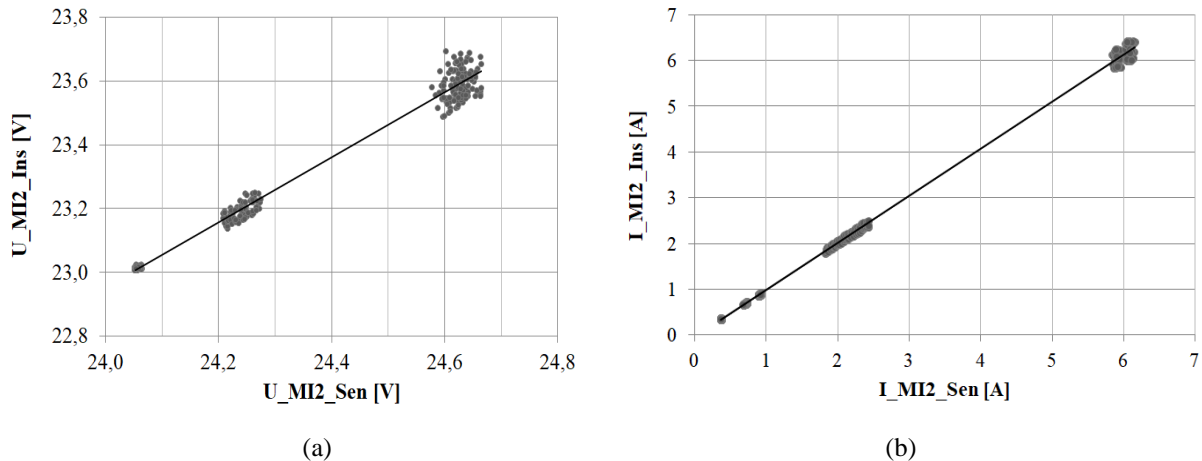


Figura 7 - (a) Curva de calibração da tensão elétrica. (b) Curva de calibração da corrente elétrica.

A partir da curva de calibração, foram geradas as equações corrigidas para tensão elétrica a Eq. (1) e corrente elétrica a Eq. (2).

$$U_{c.c._i} = 1,017U_{sen_i} - 1,448 \quad (1)$$

$$I_{c.c._i} = 1,029I_{sen_i} - 0,053 \quad (2)$$

onde $U_{c.c._i}$ é o valor de tensão contínua corrigida na entrada de cada microinversor e U_{sen_i} é a tensão lida pelo Arduino correspondente a cada arranjo. $I_{c.c._i}$ é a corrente contínua corrigida na entrada de cada microinversor, I_{sen_i} é o valor da variável analógica lido pelo sensor de corrente correspondente a cada arranjo. Esses valores corrigidos foram utilizados no algoritmo para determinação da potência na entrada de cada microinversor de cada arranjo, calculada pela Eq. (3).

$$P_{c.c._i} = I_{c.c._i} U_{c.c._i} \quad (3)$$

A potência entregue à rede elétrica $P_{c.a._i}$ foi calculada pela Eq. (4), onde $P_{c.c._i}$ é a potência na entrada de cada microinversor e η_{inv} é a eficiência média de conversão em cada microinversor, no valor de 0,91.

$$P_{c.a._i} = P_{c.c._i} \eta_{inv} \quad (4)$$

A eficiência média de conversão dos microinversores foi obtida por Eq. (5), com $P_{c.a._i}$ medida pelo instrumento *Fluke 43B* e $P_{c.c._i}$ medido pelo Arduino de maneira sincronizada.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{c.a._i}}{P_{c.c._i}} \quad (5)$$

3.3 Análise das incertezas

Cada medição obtida pela unidade de aquisição e controle de dados possui uma incerteza, devido à sensibilidade do sensor e a exatidão de medida do microcontrolador. A exatidão de medida nas entradas analógicas do Arduino é de $\pm 0,3\%$ e a do sensor ACS712-20A é de $\pm 1,5\%$. A incerteza combinada na medição da corrente contínua é calculada pela Eq. (6), onde w_{ard} é a incerteza obtida com a medição do Arduino e w_{sen} é a incerteza obtida na medição com o sensor de corrente. O valor calculado foi $w_{i-I} \pm 1,5\%$, correspondendo a uma corrente lida de $9,0 \pm 0,1$ A.

$$w_{i-I} = \sqrt{w_{ard}^2 + w_{sen}^2} \quad (6)$$

A medida da tensão contínua é feita por um divisor de tensão. A incerteza combinada foi calculada por Eq. (7), onde w_{volt} é a exatidão de medida do divisor de tensão de $\pm 5\%$. O resultado calculado foi de $w_{i-V} \pm 5\%$, correspondendo a um valor de tensão lida de 35 ± 2 V.

$$w_{i-V} = \sqrt{w_{ard}^2 + w_{volt}^2} \quad (7)$$

Para a incerteza combinada na medida da potência em corrente contínua na entrada de cada microinversor, foram consideradas as incertezas tanto da tensão quanto da corrente, calculada pela Eq. (8). O valor encontrado foi de $\pm 0,7\%$, correspondendo a um valor de potência lida de 258 ± 2 W. A incerteza da eficiência ficou $\pm 4\%$. A incerteza combinada da potência entregue à rede $w_{i-c.a.}$ ficou em $\pm 4\%$ correspondendo a um valor de potência lida de 228 ± 9 W.

$$w_{i-P.c.c.} = \sqrt{\left(\frac{\partial P_{c.c._i}}{\partial U_{-i}} w_{i-U}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{c.c._i}}{\partial I_{-i}} w_{i-I}\right)^2} \quad (8)$$

3.4 Qualidade de energia em microinversores

A qualidade de energia está diretamente ligada à alteração na forma de onda gerada pelos inversores em conexão à rede elétrica. Qualquer alteração na frequência ou na amplitude, oriundas de interrupções, ruídos, distúrbios ou frequências fora da fundamental, são perturbações conhecidas como distorções harmônicas (Martinho, 2013).

No Brasil os inversores e os microinversores que são conectados à rede elétrica devem atender a norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece parâmetros para tensão, potência, frequência, distorção de forma de onda entre outros. Conforme a norma citada é conveniente que os sistemas fotovoltaicos entreguem à rede elétrica uma energia com baixos níveis de distorção harmônica de corrente a fim de garantir que nenhum efeito adverso ocorra em outro equipamento conectado na mesma rede. A Tab. 2 mostra os limites de distorção harmônica de corrente estabelecido por (ABNT, 2013).

Tabela 2 - Limite de distorção harmônica de corrente.

HARMÔNICAS	LIMITE
THD_i	< 5 %
Ímpares – 3 ^a a 9 ^a	< 4 %
Ímpares – 11 ^a a 15 ^a	< 2 %
Ímpares – 23 ^a a 33 ^a	< 1,5 %
Pares – 2 ^a a 8 ^a	< 1,0 %
Pares – 10 ^a a 32 ^a	< 0,5 %

Os trabalhos de (Rampinelli e Krenzinger, 2011), (Schenkel, 2015), (Chicco *et al.*, 2005) e (Ortega *et al.*, 2013) mostram que os inversores ou microinversores apresentam uma distorção harmônica de corrente THD_i acima do permitido pela norma NBR 16149, quando estão trabalhando com um carregamento médio abaixo de 10 %.

3.5 Acionamento do arranjo com banco de estocagem

Bancos de estocagem principalmente com baterias são muito utilizados em sistemas fotovoltaicos *off-grid* ou juntamente com inversores híbridos, cuja finalidade é manter a carga em funcionamento quando tem-se falta da rede elétrica (Bellinaso e Michels, 2016).

Neste estudo, a finalidade do banco de estocagem é deixar estável o fornecimento de energia para a rede elétrica durante o dia e armazenar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em dias de céu encoberto quando há baixo carregamento no microinversor. Durante a noite, o microinversor com estocagem não opera conectado à rede elétrica, mesmo que haja energia armazenada nas baterias.

Para essa situação foi criada uma condição, controlada a partir do valor de potência do módulo do arranjo clássico. A condição estabelece que o arranjo com estocagem se conecte à rede elétrica quando o microinversor do arranjo clássico estiver com carregamentos acima de 10 %, equivalente à uma potência de 24 W. Essa condição é apresentada na Fig. 8, onde foi realizado um algoritmo na plataforma Arduino a partir desse fluxograma.

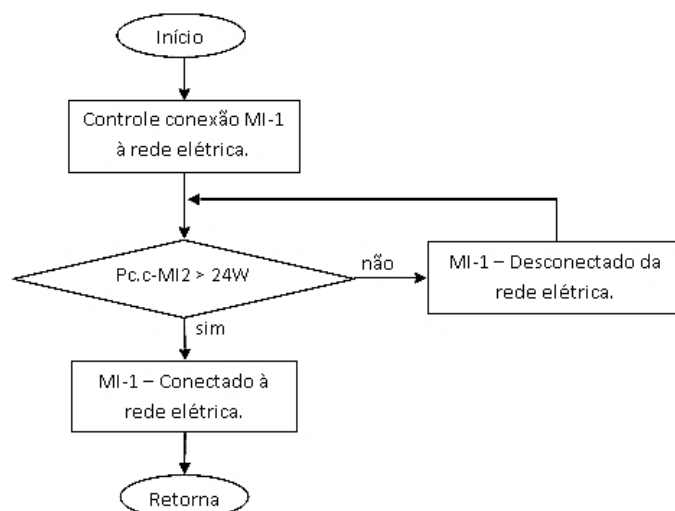


Figura 8 - Fluxograma para acionamento do arranjo com estocagem.

Essa condição é utilizada, pois ao invés de disponibilizar à rede elétrica uma energia com alto conteúdo de harmônicos, acima dos valores estabelecidos por norma, a energia é armazenada, impedindo tal arranjo de se conectar à rede em dias de céu encoberto. O algoritmo utilizado também permite a verificação se o valor permanecerá maior ou menor que os 24 W, ou se é apenas um pulso aleatório com valor excessivo.

3.6 Período de aquisição dos dados

O sistema entrou em funcionamento em Abril de 2017, onde teve início a coleta de dados. Primeiramente os valores coletados foram para calibração da unidade de medição e controle e determinação da eficiência dos microinversores. Nos meses de Junho e Julho foram coletados os dados para análise do funcionamento dos arranjos, onde foram selecionados dias de céu claro, encoberto e parcialmente encoberto. Para desconsiderar o sombreamento oriundo de árvores, postes, luminárias presentes próximos aos módulos, o intervalo de tempo diário observado foi das 11 às 15 h.

4. RESULTADOS

Em um dia de céu encoberto, a potência disponibilizada para a rede elétrica no arranjo clássico permaneceu abaixo de 10 W durante todo o dia. Nessa situação a energia gerada possui uma grande quantidade de harmônicos devido ao baixo carregamento do microinversor, e o sistema de controle desenvolvido não permite a conexão do microinversor com estocagem à rede elétrica. Neste caso, a energia produzida pelo módulo fotovoltaico é armazenada nas baterias, conforme mostra a Fig. 9.

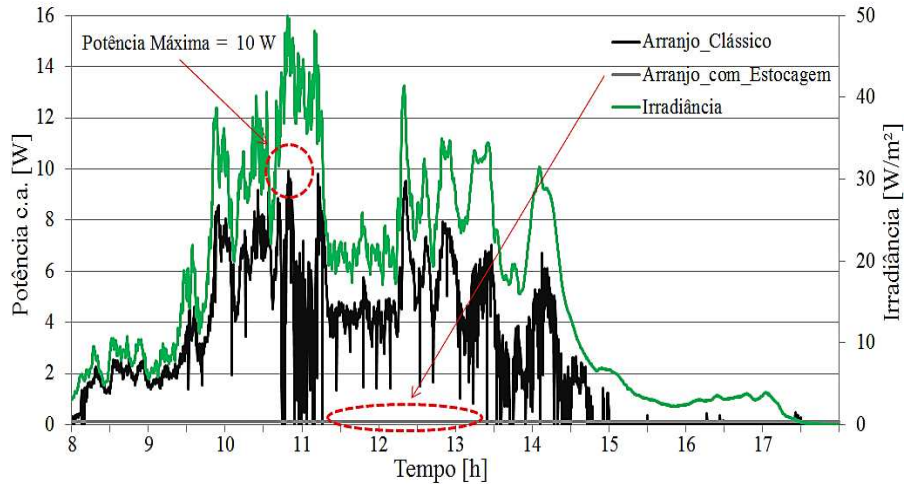


Figura 9 - Comportamento do sistema em um dia de céu encoberto.

Outro dia de céu encoberto pode ser visto na Fig. 10, ilustrando o resultado do sistema de controle utilizado. O controle permite que o arranjo com estocagem forneça energia à rede elétrica somente quando o arranjo clássico atinge potências acima de 24 W e quando a potência está abaixo desse valor, o arranjo com estocagem é desconectado e a energia gerada pelo módulo fotovoltaico é armazenada no banco de baterias.

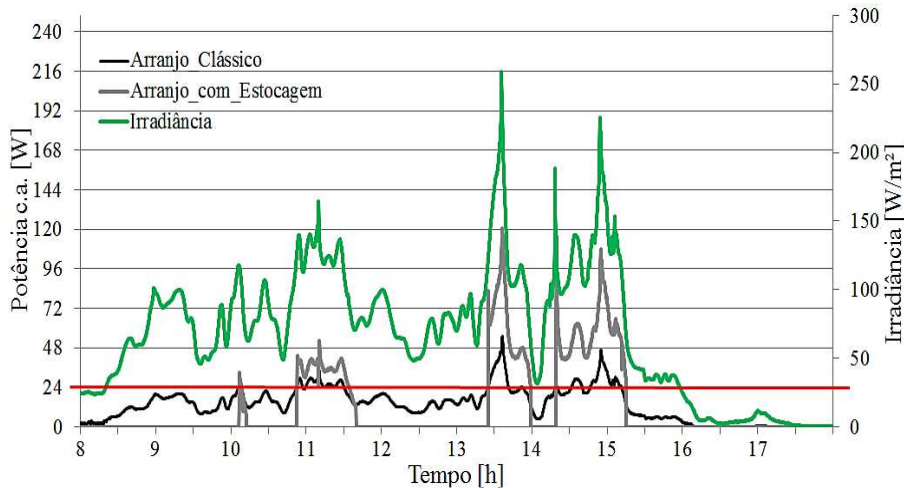


Figura 10 - Comportamento do sistema em um dia de céu encoberto.

Para um dia de céu claro, conforme a Fig. 11, o sistema não apresentou flutuação considerável na potência entregue à rede elétrica no intervalo das 11 às 15 h. A queda abrupta da potência às 15h30min ocorreu devido ao sombreamento de um poste próximo ao local dos módulos. Observa-se nesta figura que o arranjo com estocagem entrega uma potência praticamente constante a partir de 10h30 min até às 16 h, enquanto o arranjo clássico entrega uma potência seguindo o comportamento da irradiância incidente.

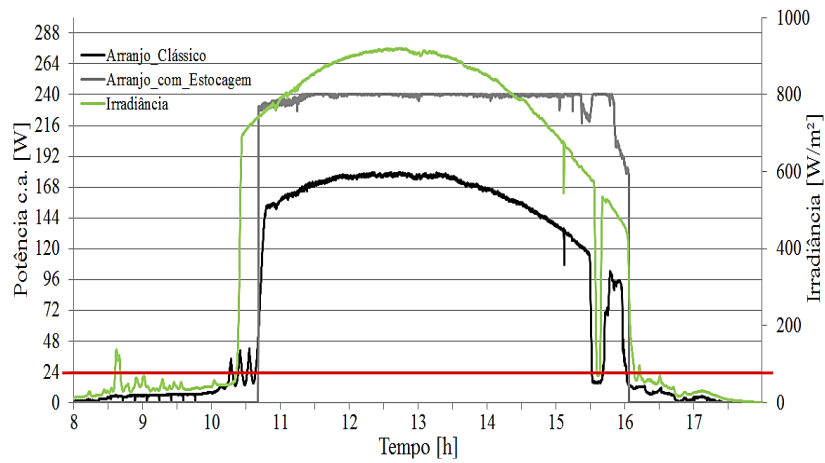


Figura 11 - Comportamento do sistema em um dia de céu claro.

A Fig. 12 ilustra um dia clássico de céu parcialmente encoberto. Em destaque, o ponto 1 mostra o arranjo com estocagem mantendo a potência na saída do microinversor quase constante. Já os pontos 2 e 3 mostram a potência gerada com pequenas variações. Essas variações de potência se devem ao banco de estocagem não estar em condições de total carregamento. No entanto, o arranjo na configuração clássica apresenta as variações de potência proporcionais às variações ocorridas na irradiância incidente.

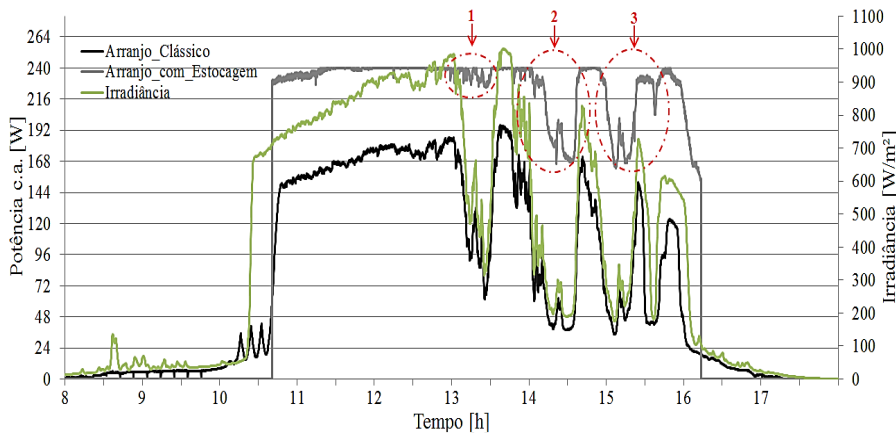


Figura 12 - Comportamento do sistema em um dia de céu parcialmente encoberto.

A partir da Eq. (9) foi calculada a energia produzida em corrente alternada pelos dois arranjos no dia 4 de Julho de 2017, o mesmo da Fig. 12. A energia produzida pelos arranjos está na Tab. 3.

$$E_p = \int_{t_1}^{t_2} P_{ca} dt \quad (7)$$

Tabela 3 – Energia produzida pelos arranjos em um dia de céu parcialmente encoberto.

ARRANJO	ENERGIA PRODUZIDA [kWh]
Arranjo clássico	0,731
Arranjo com estocagem	1,253

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta a utilização de estocagem de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Foi montado um sistema fotovoltaico com dois arranjos contendo microinversores, um com estocagem de energia por meio de um banco de baterias e outro na configuração clássica. Tais arranjos foram analisados e comparados em dias típicos com comportamentos diferentes.

A utilização de bateria no banco de estocagem teve um comportamento satisfatório em dias de céu parcialmente encoberto, permitindo uma geração de energia para a rede elétrica de maneira mais estável que o arranjo clássico. Além disso, a produção de energia também foi maior pelo arranjo com estocagem.

Para os dias de céu encoberto analisados, o algoritmo desenvolvido permitiu de maneira simples que o arranjo com estocagem fosse conectado à rede elétrica somente para carregamentos do microinversor acima de 10 %, mantendo-o

desconectado da rede elétrica nos momentos que o mesmo estaria produzindo THD_i . Com este recurso é possível minimizar a intermitência e também a THD_i produzida na saída dos inversores.

Como complemento deste estudo, sugere-se a realização de uma análise de viabilidade econômica do uso de estocagem neste tipo de sistema, um estudo das perdas de conversão no sistema de estocagem bem como o seu dimensionamento para sistemas conectados à rede, uma vez que foi mostrado que é possível entregar à rede uma potência praticamente constante em determinados intervalos de tempo.

Agradecimentos

Agradeço ao Programa de Bolsas de Estudo Talento Tecnosinos/SENAI pela oportunidade ingressar no programa de mestrado.

REFERÊNCIAS

- Associação Brasileira De Normas Técnicas - ABNT. 16149 / 2013: Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição de sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro.
- Bellinaso, L. V., Michels, L., 2016. Inversores Fotovoltaicos Híbridos com Armazenamento de Energia em Baterias – Classificação, Modos de Operação e Princípios de Funcionamento, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Belo Horizonte, Brasil, pp. 1-6.
- Chicco, G., Schlabach, J., Spertino, F., 2005 Characterisation and Assessment of the Harmonic Emission of Grid-Connected Photovoltaic Systems. IEEE Russia Power Tech, PowerTech, p. 1–7.
- Debra, L.; Nicholas, M.; Kara, C.; Gary, J.; Zhi, G., 2010. Impacto of high solar penetration in the interconnection. NREL – National Renewable Energy Laboratory - Technical Report NREL/TP-5500-49667.
- Epsolar Technology Co. 2016. Manual de Instruções – Controlador Tracer-1210A.
- Famoso, F., Lanzafame, R., Maenza, S., Scandura, P. F., 2015. Performance Comparacion Between Micro-Inverter and String-Inverter Photovoltaic Systems. Conference of the Italian Thermal Engineering Association, ed. 69. ELSEVIER. Energy Procedia, v.81; p.526-539.
- Lopes, M. G., 2015. Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Variabilidade de Geração de Curto Prazo de Sistemas Fotovoltaicos. 2015. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Martinho, E., 2013 Distúrbios da energia elétrica. 3. ed. São Paulo: Érica.
- Mills, A., Ahlstrom, M., Brower, M., Ellis, A., George, R., Hoff, T., Krosposki, B., Lenox, C., Miller, N., Steins, J., Wan, Y, H., 2009. Understanding Variability and uncertainty of Photovoltaics for integration with the Electric power System. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory – The Electricity Journal.
- Ortega, M. J., Hernandez, J. C., Garcia, O. G., 2013. Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations. ELSEVIER Electric Power Systems Research, v. 96, pp. 23-35.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL - CRESESB, Rio de Janeiro, mar. 2014. 529p.
- Rampinelli, G. A., Krenzinger, A., 2011. Estudo da Qualidade da Energia Elétrica Injetada à Rede por Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente. v. 15, p. 65–72.
- Schenkel, G., 2015. Monitoramento e Análise de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com uso de Microinversor. 2015. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UNISINOS, São Leopoldo.
- Scholten D. M., Ertugrul N., Soong W. L., 2013. Micro-Inverters in Small Scale PV Systems: A Review and Future Directions. Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC..
- Sher, H. A., Addoweesh, K. E., 2012. Micro-inverters Promising Solutions in Solar Photovoltaics. Energy for Sustainable Development, Saudi Arabia, v. 16, n. 4, p. 389–400.
- Teleke, S., Baran, M. E., Bhattacharya, S., Huang, A. Q., 2010. Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources,” IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 1, no. 3, pp. 117–124.

GRID-CONNECTED PV SYSTEM WITH MICROINVERTERS USING STORAGE

Abstract. In the classical configuration of grid-connected PV system do not have energy storage banks but, how these systems are dependent on meteorological conditions, which make them an intermittent source, the use of energy storage is an alternative to reduce the variation of power produced and improving the quality of energy delivered to the grid. This work proposes an installation of a grid-connected PV system with microinverters. Such a system is composed of two arrays, one in the classical configuration and the other using storage. In addition to the installation of the photovoltaic system, a data acquisition was developed, with the function of better managing the system as a whole. The arrays are composed of two modules of 265 W, in STC, two microinverters of 240 W model SUNNY BOY-240, a storage

bank with batteries operating at 24 V with nominal capacity of 200 Ah and a load controller with MPPT. The unit of measure and control has been configured to acquire data with intervals of 10 s. The behavior of the system was analyzed on cloudy day, partly cloudy and clear day. It was observed that the storage of energy in grid-connected PV system is effective, principally for the reduction of power fluctuation delivered to the grid by the microinverter.

Key words: *Grid-connected PV system, Energy storage, Microinverters.*