

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO EFEITO BORDA DE NUVEM SOBRE OS PARÂMETROS ELÉTRICOS DA REDE CA EM SISTEMAS FV CONECTADOS À REDE

Vanuza A. Teixeira¹, Manoel Henrique de O. P. Filho¹

¹Instituto Federal de Educação, Ciência e tecnologia de Pernambuco, Campus Pesqueira, BR 232 – Km 208 – Loteamento Redenção - Prado, Pesqueira - PE, CEP: 55200-000 (+55) (87) 98101-9441, E mail: vanuza.alves.t@gmail.com, manoel@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO: A constante de radiação solar corresponde ao valor limite de irradiância fora da atmosfera terrestre e mede 1367 W/m^2 , variando pouco durante o ano, porém, alguns estudos relatam valores de irradiância medidos em solo maiores que este devido à ocorrência do efeito borda de nuvem. Este provoca o aumento nos valores da irradiância incidentes nos painéis solares podendo aumentar assim o desempenho de uma usina solar fotovoltaica. Este trabalho apresenta uma avaliação sobre a influência destes eventos de intensificação da irradiância solar em um sistema fotovoltaico conectado à rede, sobre os parâmetros elétricos CA desta, como a tensão, corrente e a potência ativa, verificando os seus comportamentos quando ocorrem estes eventos. Para isto, foi montado um sistema de medição para obtenção dos parâmetros elétricos a fim de relacioná-los com dados de irradiância nos mesmos instantes de tempo, em intervalos de 5 segundos. A partir das análises notou-se que, o efeito borda de nuvem ocasionou o aumento da corrente na saída do inversor (4,2 % de I_n), sendo que valores acima de 13,9 A foram limitados por ele. Observou-se também um sincronismo entre a tensão e a irradiância solar quando a rede analisada estava operando com baixo consumo de cargas.

Palavras chaves: Efeito borda de nuvem. Intensificação da irradiância solar. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

INTRODUÇÃO

A partir da resolução normativa nº 482/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), inseriu a geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, possibilitando a implantação de sistemas de micro e minigeração distribuída por todo o país. A decisão da ANEEL por diversificar as fontes de geração de energia elétrica, tem mostrado uma importância significativa, especialmente em estados do Brasil que sofrem com a escassez de água, como o Nordeste, e onde há grande incidência de radiação solar, propiciando a inserção de novas usinas solares.

A radiação solar extraterrestre possui uma densidade de fluxo média de aproximadamente 1367 W/m^2 (constante solar), podendo variar $\pm 3\%$ durante o ano (Rabl, 1985). A constante solar citada corresponde ao valor limite de irradiância fora da atmosfera, porém, alguns autores relatam que em condições bastante específicas, os valores de irradiância medidos em solo terrestre podem superar este limite. Este evento possui diversas denominações, sendo mais conhecido como, efeito borda de nuvem, efeito lente e irradiância extrema. A figura 1 apresenta as configurações específicas das nuvens, responsáveis pelo efeito de intensificação da irradiância solar.



Figura 1: Configuração das nuvens em torno do Sol que podem provocar o efeito de intensificação da irradiância. Fonte: Almeida et al. (2014).

Segundo Piacentini et al. (2011), para ocorrer o evento de irradiância extrema, condições específicas devem coexistir, tais como: presença de nuvens Cumulus em torno do disco solar (figura 1), para que a radiação direta do sol possa refletir na borda da nuvem causando o efeito lente, nuvens com cobertura mínima de 50% e máxima de 90%, permitindo o céu claro entre as mesmas e nuvens bastante espessas para que a colisão dos raios solares com as partículas das nuvens cause um espalhamento maior da luz o que resultará na intensificação da irradiância difusa horizontal (DHI) e consequentemente em um aumento no valor da GHI, já que a sua composição pode se dar pela soma da DHI e irradiância normal direta (DNI) (Fontenele et al., 2017).

Trabalhos como o de Zehner et al. (2011), Tapakis e Charalambides (2013), mostram que o efeito borda de nuvem provoca um aumento na irradiância global horizontal (GHI), que por diversas vezes ultrapassa a irradiância média ao meio dia solar e ao nível do mar (1000 W/m^2), assim como a constante solar de 1367 W/m^2 . Nos trabalhos citados, as medições tiveram um intervalo mínimo de 1 segundo e máximo de 10 minutos. Para Tapakis e Charalambides (2013), o efeito borda de nuvem aumenta o desempenho dos painéis solares no que diz respeito a sua geração, devido à relação linear entre irradiância e potência. Dito isto, Jarvela et al. (2020), afirma que, devido ao aumento da irradiância solar, a potência de saída do gerador fotovoltaico pode ultrapassar o seu valor nominal. Esse aumento pode causar danos irreparáveis aos inversores fotovoltaicos, uma vez que eles possuem classificações de potência, e se o gerador ultrapassar essas classificações, os inversores podem ficar saturados (Luoma et al., 2012). Dependendo da tecnologia do inversor, problemas podem surgir no processo de conversão de energia acarretando perdas consideráveis ao sistema (Luoma et al., 2012).

Com base nas citações, será apresentada uma análise do comportamento elétrico do sistema fotovoltaico conectado à rede, sob a influência do efeito borda de nuvem. Esta análise foi feita examinando eventos de 5 e 10 segundos, para averiguar a resposta dos parâmetros elétricos do inversor a eventos rápidos e intensos de irradiância, pois como afirma Luoma et al. (2012), parte das perdas de energias devido a saturação do inversor podem ser atribuídas a estes eventos.

METODOLOGIA

O sistema ensaiado neste trabalho, foi composto por 20 painéis solares de silício policristalino (255 Wp), resultando em 5,1kW de potência instalada, um inversor fotovoltaico com potência de 3kW e, portanto, uma relação CC/CA de 1,7. Para realizar as medições dos parâmetros CA, foi utilizado um analisador de rede modelo ET-50501C.

A metodologia empregada consistiu na montagem de um sistema de medição em corrente alternada (CA), para a obtenção dos parâmetros de corrente, tensão e potência ativa de dois arranjos de 10 painéis solares associados em série (figura 2). As medições foram feitas em um intervalo de 5 segundos

sincronizado com o relógio da estação solarimétrica do IFPE Campus Pesqueira, onde os valores de GHI foram obtidos. No sistema de medição CA, utilizou-se um analisador de rede ligado à saída do inversor fotovoltaico como mostra a figura 2, para medir os valores de corrente, tensão e potência.

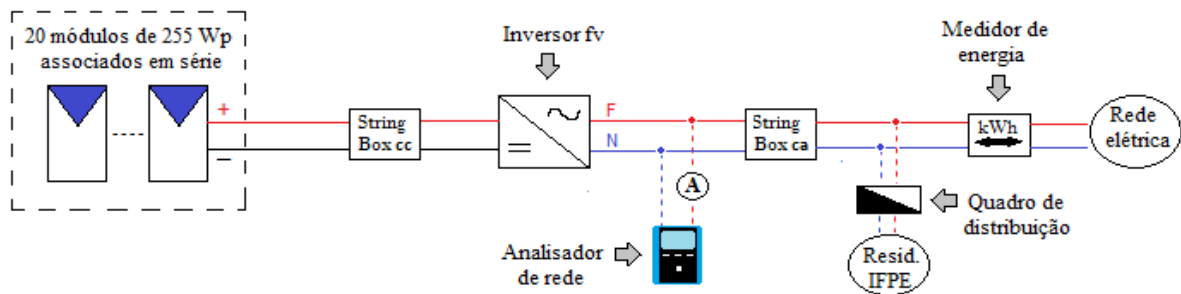


Figura 2: Esquema elétrico do sistema de medição CA contendo dois arranjos de 10 painéis solares ligados em série, um inversor FV, um alicate amperímetro e um analisador de qualidade de energia, respectivamente. Fonte: Elaborada pela autora.

Para iniciar as medições dos dados CA com o analisador de qualidade de energia, foi preciso configurá-lo informando os parâmetros desejados na gravação e o ajuste do horário do equipamento com o horário da estação solarimétrica do IFPE Campus Pesqueira, pois a realização da análise desses dados consiste em fazer cruzamentos e filtrações dos parâmetros elétricos gravados, com os dados de irradiância, nos mesmos instantes de tempo, para detectar os eventos do efeito borda de nuvem e sua influência sobre o sistema elétrico conectado à rede.

A figura 3 apresenta a estação solarimétrica do Campus Pesqueira, a qual fica situada a 4 m de distância do sistema fotovoltaico ensaiado. Nesta estação, a GHI foi medida a partir de um piranômetro de modelo Eppley PB.



Figura 3: Estação solarimétrica do IFPE Campus Pesqueira. Fonte: Elaborada pela autora.

O cruzamento dos dados da estação e do analisador foi feito utilizando-se o banco de dados Access da Microsoft (figura 4). A figura 4 mostra o processo de relacionamento entre as tabelas utilizando datas e horários como parâmetros em comum. Além das informações provenientes do equipamento analisador e da estação solarimétrica, foi acrescentada outra tabela como mostra a figura 4, contendo dados necessários para a obtenção do índice de nebulosidade (K_t), definido como a razão entre a irradiação solar terrestre, medida no plano horizontal (I_h) e extraterrestre ($I_0 \cdot \text{eff} \cdot \cos\theta_z$), como mostra a equação 1 (Rabl, 1985).

$$kt = \frac{Ih}{I_{0,eff} * \cos\theta_z} \quad (1)$$

$$I_{0,eff} = \left[1 + 0.033 * \cos\left(\frac{360^\circ * n}{365.25}\right) \right] * I_0 \quad (2)$$

$$\cos\theta_z = \cos\lambda * \cos\delta * \cos\omega + \sin\lambda * \sin\delta \quad (3)$$

A equação 2 permite calcular a irradiância extraterrestre efetiva ($I_{0,eff}$), em W/m^2 , que leva em consideração a órbita elíptica terrestre em volta do Sol. E a equação 3 apresenta a expressão do ângulo zenital (θ_z) (Rabl, 1985).

Nas equações 2 e 3:

n: Dia Juliano

I_0 : Constante solar ($1367 W/m^2$)

λ : Latitude ($^\circ$)

δ : Declinação ($^\circ$)

ω : Ângulo horário ($^\circ$)

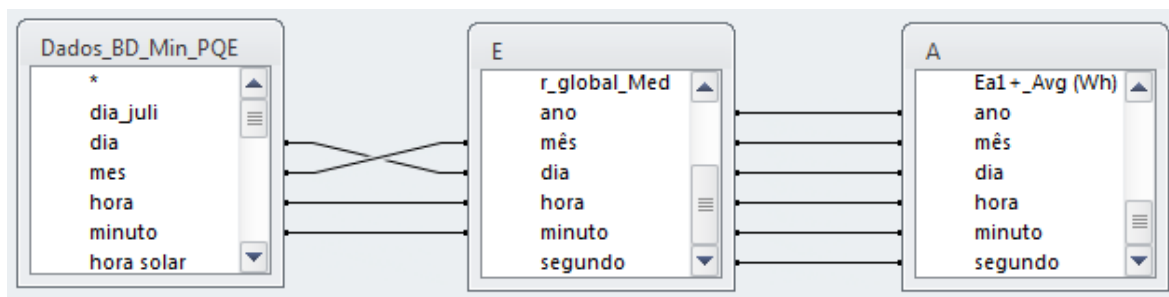


Figura 4: Relacionamento entre tabelas no banco de dados.

Fonte: Elaborada pela autora.

Logo após o cruzamento entre os dados no Access, foi feita a importação para o Excel possibilitando a filtragem dos dados com o objetivo de detectar os instantes de ocorrência do efeito borda de nuvem.

Para a identificação do efeito borda de nuvem, considerou-se:

- GHI média maior do que $1000 W/m^2$ (valor de GHI que especifica a potência nominal de um painel solar fotovoltaico em condições padrão de teste) e
- K_t médio maior do que 1 (indica que houve uma sobre irradiância).

Em seguida, foi aplicado um algoritmo desenvolvido por Pedrosa Filho e Santos (2019) para detectar os eventos e classificar a sua duração. Segundo estes autores, o algoritmo desenvolvido identifica eventos com qualquer duração. Neste trabalho, ele foi programado para detectar eventos entre 5 segundos e 1 minuto, porém, por motivos específicos os quais serão expostos posteriormente, apenas os eventos de 5 e 10 segundos foram analisados com detalhes.

A fim de analisar o comportamento elétrico do sistema fotovoltaico conectado à rede quando o efeito borda de nuvem estava acontecendo, foram elaborados gráficos. Durante a análise destes, percebeu-se que havia um problema de sincronismo entre os dados medidos pelo equipamento analisador e pelo sistema de medição da estação solarimétrica, mesmo após sincronização dos dois relógios ao final de cada coleta de dados, como mostra a figura 5.

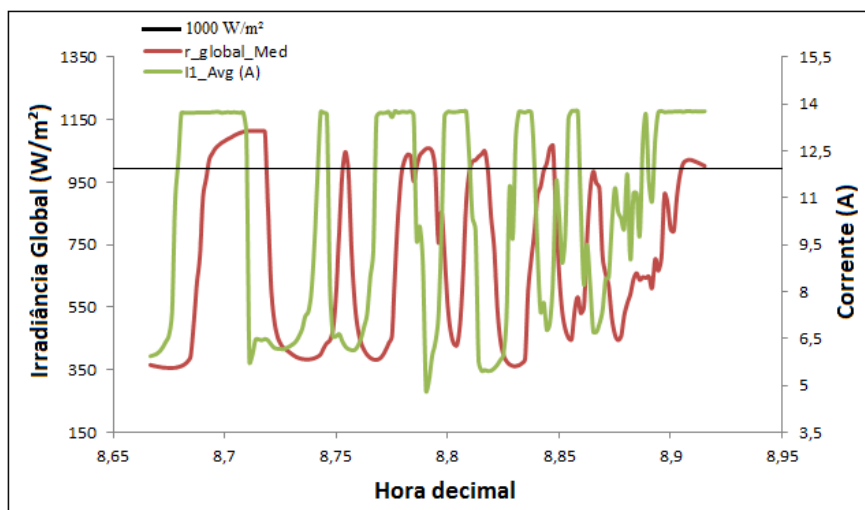


Figura 5: Problema de sincronismo dos sistemas de medição de corrente CA e GHI em 15/01/20. Fonte: Elaborada pela autora.

A figura 5 contém dados do dia 15/01/2020. O gráfico da corrente apresentou uma defasagem de 35 segundos em relação ao gráfico da irradiância solar. Sabendo que o aumento da corrente é uma consequência do aumento da irradiância solar, fica nítido na figura 5 que existe um grande problema de sincronismo entre os relógios dos dois sistemas.

Vale ressaltar que a defasagem entre os dados não seguiu um padrão, podendo variar ou não entre uma hora e outra, assim como a cada início de uma nova gravação, pois a coleta de dados foi realizada em intervalos de sete dias. Levando em consideração todo o tratamento de dados desenvolvido, foi possível observar que houve uma diferença mínima de 15 segundos e máxima de 75 segundos, entre os relógios do analisador e da estação solarimétrica, respectivamente.

Para corrigir o problema do sincronismo, foi necessário realizar um ajuste manual (figura 6) de todos os dados, onde o sincronismo foi forçado com o propósito de permitir as investigações necessárias.

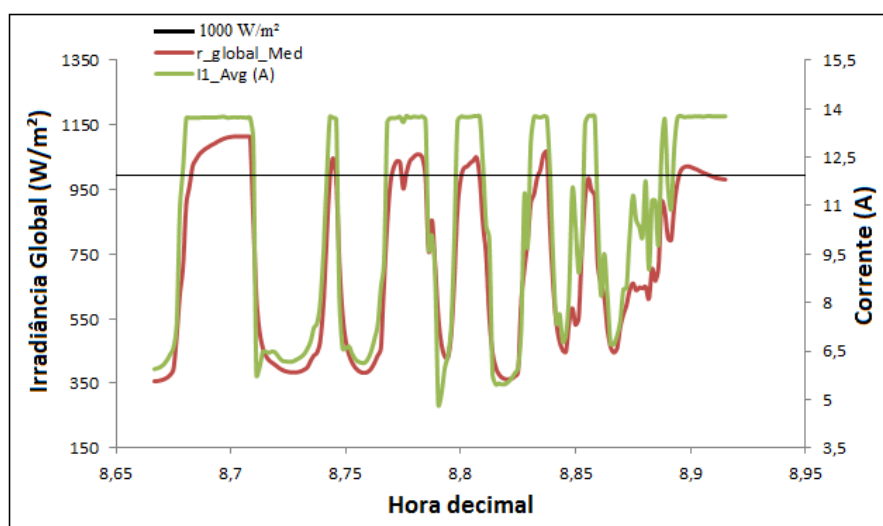


Figura 6: Sincronismo ajustado manualmente nos gráficos de corrente e irradiância. Medição do dia 15/01/2020. Fonte: Elaborada pela autora.

Com o intuito de resolver este problema da falta de sincronismo entre os dois sistemas de aquisição de dados, uma nova metodologia está sendo desenvolvida, desta vez, unificando as medições dos dados CC, CA e de irradiância em um único equipamento, para que tenhamos informações de um único relógio, eliminando o problema em questão.

RESULTADOS

Neste tópicos serão apresentados alguns resultados, obtidos durante 9 meses de gravação de dados, por meio da construção e análise de gráficos de corrente, tensão e irradiância solar.

A figura 7 apresenta um gráfico de irradiância e corrente, medidas no dia 30/01/2020 (em intervalos de 5 segundos). Em vários momentos a GHI supera 1000 W/m², chegando a medir 1465 W/m². A linha preta tracejada destaca o valor da corrente nominal (I_n) na saída do inversor fotovoltaico (PHB3000-SS) que é de 13,6363 A. Ela é superada por diversas vezes, à medida que a GHI evolui. Observou-se que neste dia, a corrente do inversor apresentou um aumento de aproximadamente 4,2 % de I_n.

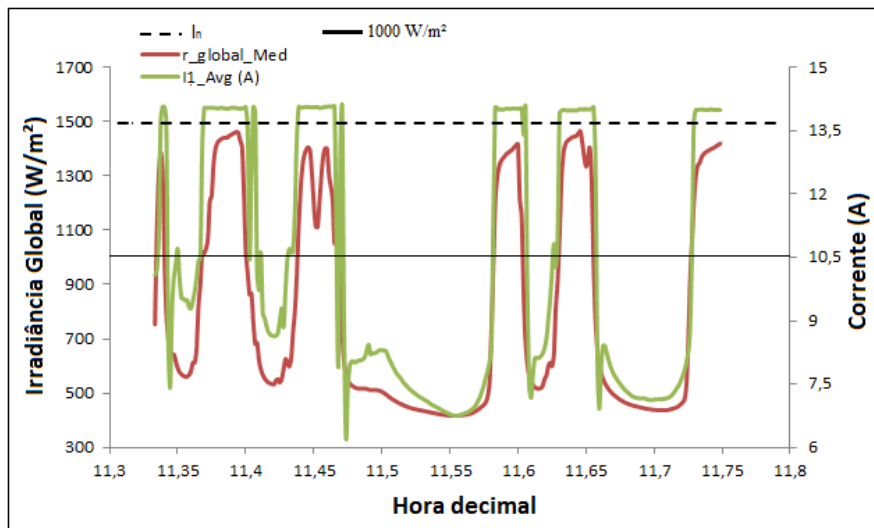


Figura 7: Análise de corrente CA a partir do aumento da irradiância global horizontal.

Fonte: Elaborada pela autora.

Por meio da aquisição de dados e análises gráficas, notou-se que, a partir de 1000 W/m², ou próximo disso, a corrente já alcança o seu valor nominal (13,6363 A). Vale ressaltar que valores de corrente acima de 13,9 A foram limitados pela saída do inversor. Os gráficos de corrente apresentam o pico superior da sua onda ceifada, como observado nas figuras 7, 8 e 9. Para observar este comportamento com mais detalhe, foi aplicado um zoom na figura 8, mostrando também variações rápidas de corrente na saída do inversor.

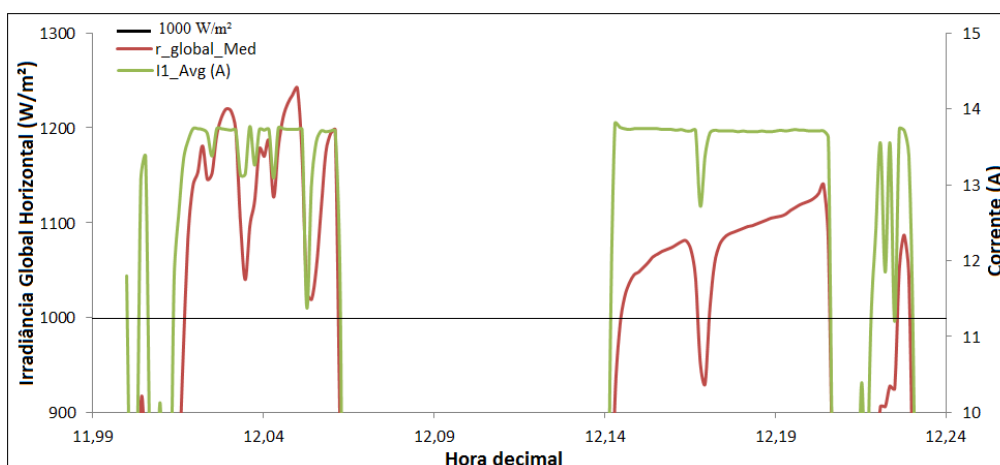


Figura 8: Comportamento da corrente do inversor em 13/05/2020. Fonte: Elaborada pela autora.

Na figura 9, podemos observar variações rápidas e lentas da irradiância solar (GHI), onde a mesma se mantém na maior parte do tempo acima de 1000 W/m², provocando o aumento da corrente de saída

do inversor. Em todos os gráficos da figura 9, a corrente ultrapassa o valor nominal (I_n) da corrente do inversor, tendo um aumento percentual máximo de 3,7% de I_n no gráfico da figura 9c.

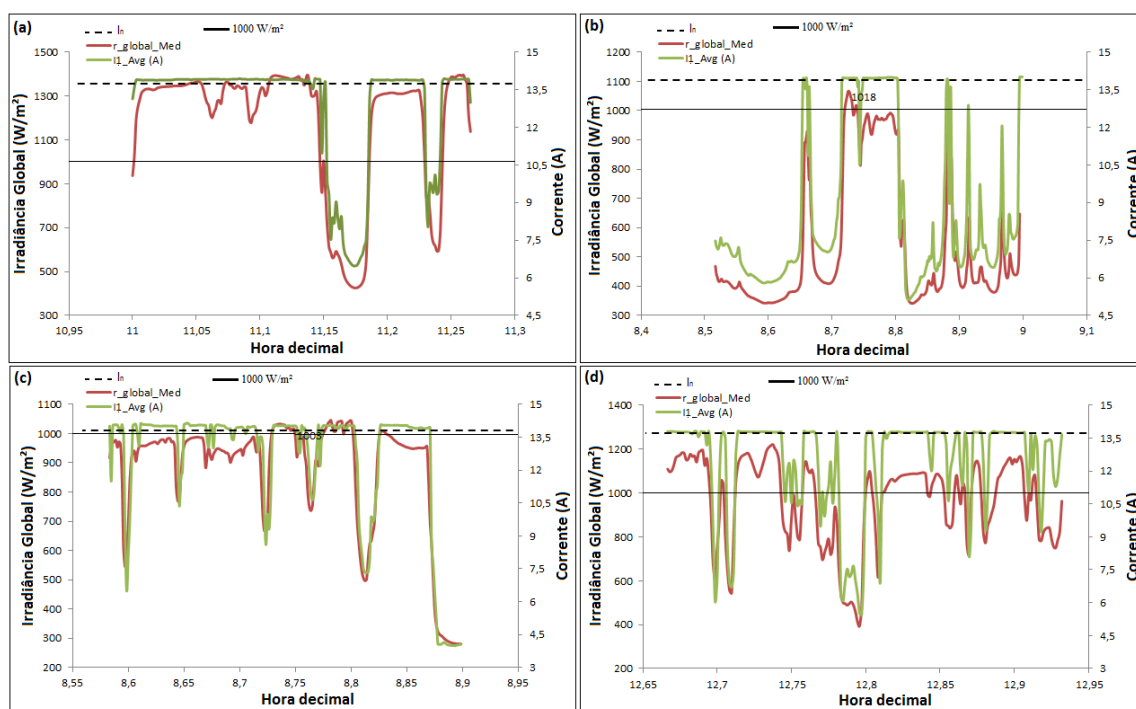


Figura 9: Relação entre irradiância e corrente, medidas em (a) 02/02/2020, (b) 09/02/2020, (c) 17/04/2020 e (d) 29/04/2020. Fonte: Elaborada pela autora.

Além dos padrões citados acima, foi verificado também, um padrão que se refere ao sincronismo entre tensão, irradiância e corrente, quando a rede elétrica do Campus está operando com as cargas desligadas.

A figura 10 apresenta as curvas de tensão e irradiância solar (figura 10a e 10c), assim como a tensão e a corrente (figura 10b e 10d), quando a rede está operando com todas as cargas ligadas, a exemplo de um dia de aula (figura 10a e 10b) e quando essas cargas estão desligadas, como em um dia de domingo (figura 10c e 10d), onde o IFPE Campus Pesqueira está sem funcionamento.

Nas figuras 10a e 10b podemos ver que a tensão apresenta um comportamento instável, variando bastante ao longo da hora, já nas figuras 10c e 10d, observa-se um sincronismo entre a tensão e a irradiância, como também entre tensão e corrente, respectivamente. Estes diferentes comportamentos foram observados repetidamente para o caso dos gráficos 10a e 10b, quando as cargas da instituição estavam em funcionamento, e para o caso dos gráficos 10c e 10d, quando elas estavam desligadas, ou seja, aos domingos.

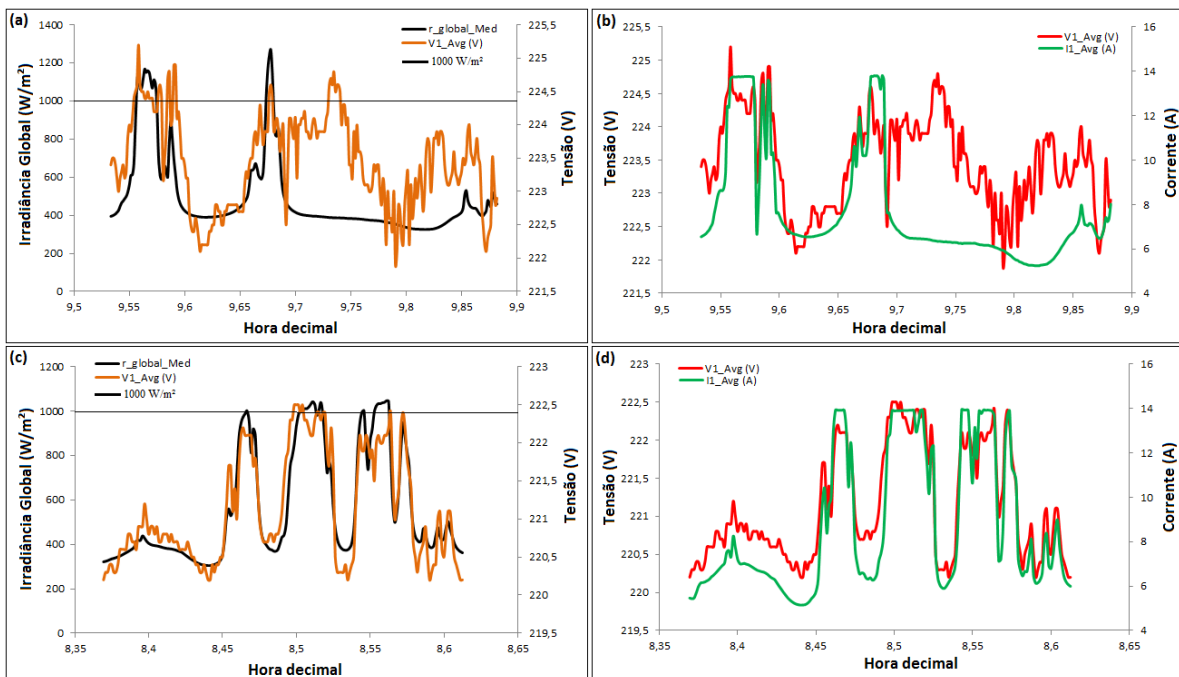


Figura 10: Comportamento da tensão em relação à irradiância e a corrente, quando a rede está operando com cargas (a) e (b) ligadas (03/02/2020), (c) e (d) desligadas (22/12/2019).

Fonte: Elaborada pela autora.

O efeito retratado nas figuras 10c e 10d pode ser explicado pelo fato de precisar existir uma diferença de potencial entre o inversor e a rede. O inversor necessita de uma tensão mais elevada para assim conseguir injetar corrente na rede. Portanto, quando a rede estava operando com baixo consumo das cargas, a tensão apresentou um perfil de variação semelhante ao da irradiância e da corrente.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste artigo, foram analisados os parâmetros elétricos da rede CA, em intervalos de 5 e 10 segundos, mostrando a influência do efeito borda de nuvem sobre um sistema fotovoltaico conectado à rede, visto que altos valores de irradiância solar resultam em altos valores de potência na saída do seu gerador, assim como, o aumento da potência na saída do inversor, devido ao efeito borda de nuvem, pode resultar no comprometimento da parte CA que se dá pela sua saturação. Se o inversor não for capaz de responder a variações rápidas de alta potência, não conseguirá limitá-la na sua saída.

Como mostrado neste artigo, a GHI se manteve na maioria das medições, acima de 1000 W/m², ultrapassando inclusive a constante solar de 1367 W/m². Os valores da GHI chegaram a medir 1465 W/m² em eventos de apenas 5 ou 10 segundos. Os eventos mais longos foram pouco analisados, porém, foi detectado que no dia 23/01/2020 a GHI mediu 1597 W/m² em um evento com duração de 1 minuto. Dito isto, foram verificados valores da corrente CA, acima do valor nominal da corrente do inversor fotovoltaico (PHB3000-SS) utilizado, uma delas apresentando um aumento de aproximadamente 4,2 % de I_n.

Para tanto, observou-se no decorrer das análises, um sincronismo entre a tensão e a irradiância solar, apresentando um perfil de variação semelhante quando o IFPE Campus Pesqueira estava operando com baixo consumo das cargas.

REFERÊNCIAS

Almeida M. P, Zilles R. e Lorenzo E. (2014). Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. Solar Energy 110, 168-173.

- Fontenele L. F. A, Inácio C. O, Gouveia H. T. V, Ferreira P. H. F. e Araújo R. G. (2017). O efeito lente e a sua influência na operação de uma usina fotovoltaica no Nordeste brasileiro. XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Paraná.
- Luoma J, Kleissl J. e Murray K. (2012). Optimal inverter sizing considering cloud enhancement. *Solar Energy* 86, 421-429.
- Jarvela M, Lappalainen K, Valkealahti S. (2020). Characteristics of the cloud enhancement phenomenon and PV power plants. *Solar Energy* 196, 137-145.
- Pedrosa Filho M. H. O. e Santos M. F. (2019). Cloud enhancement occurrences analysis in Afogados da Ingazeira city in Brazilian northeast. ISES Solar World Congress, Santiago, Chile.
- Piacentini R. D, Salum G. M, Fraidenraich N. e Tiba C. (2011). Extreme total solar irradiance due to cloud enhancement at sea level of the NE Atlantic coast of Brazil. *Renewable Energy* 36, 409-412.
- Rabl, A. (1985). *Active Solar Collectors and Their Applications*. New York: Oxford University Press.
- Tapakis R. e Charalambides A. G. (2014). Enhanced values of global irradiance due to the presence of clouds in Eastern Mediterranean. *Renewable Energy* 62, 459-467.
- Zehner M. et al (2011). Energy loss due to irradiance enhancement. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, Alemanha.

ABSTRACT

The solar radiation constant that corresponds to the limit value outside of terrestrial atmosphere, it stands in 1367 W/m^2 . It varies few during a year. Some studies relate irradiance measured values higher due to the occurrence of cloud edge effect. This cause the increase of irradiance values over the photovoltaic modules that could increase the performance of a photovoltaic power plant. This work presents an evaluation about the influence of solar irradiance enhancement events over a grid connected photovoltaic system, related to the grid parameters like voltage, current and active power. It was verified the variation of those parameters during the occurrence of enhancement events. A measure system was assembled to register and obtain the electrical parameters to relate them synchronously to the solar irradiance data at intervals of 5 seconds. It was noted, as results, that the cloud edge effect increase the inverter output current to the grid at 4.2% of nominal current, limited to 13.9A. It was also observed a synchronism between the grid voltage and solar irradiance when the grid operated at condition of low load.

KEYWORDS: Cloud edge effect. Solar radiation enhancement. Grid connected photovoltaic system.