

TAXAS DE RAMPAS DE IRRADIÂNCIA E POTÊNCIA**Gomes C.C.C.*, Torres I.C.*, Tiba C.****

* Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Universidade Federal de Alagoas, BR-104, Rio Largo - AL, 57100-000, (Alagoas) Brasil, yledsoncalaca@gmail.com; igor.torres@ceca.ufal.br.

** Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Av. Prof. Moraes Rego, 1235, Cidade Universitária, Recife - PE, 50670-901, (Pernambuco) Brasil, tiba@ufpe.br.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6110>

RESUMO

A taxa na qual a irradiância solar varia, e a consequente taxa na qual a potência de saída de um sistema fotovoltaico também muda, podem ser denominadas como taxas de rampa. Essas rampas ocorrem devido à variabilidade da irradiância solar durante o dia, geralmente ocasionada por nuvens em movimento, causando flutuações na geração de energia fotovoltaica e podendo impactar negativamente a estabilidade da rede. Por este motivo, é muito importante a implementação de alternativas que limitem essas variações (rampas) na energia fotovoltaica injetada na rede. Este trabalho apresenta algumas metodologias encontradas na literatura para se calcular as taxas de rampas, assim como, apresenta um estudo de caso utilizando dados reais de irradiância e potência, coletados por um sistema fotovoltaico de 5.1 kWp, com o objetivo de classificar as rampas encontradas, para assim compreender como essas rampas podem afetar a geração e a injeção de energia na rede.

PALAVRAS-CHAVE: Taxas de Rampas, Irradiância, Potência

ABSTRACT

The rate at which solar irradiance varies, and the consequent rate at which the output power of a photovoltaic system also changes, can be called ramp rates. These ramps occur due to the variability of solar irradiance during the day, usually caused by moving clouds, causing fluctuations in the generation of photovoltaic energy and can negatively impact the stability of the grid. For this reason, it is very important to implement alternatives that limit these variations (ramps) in the photovoltaic energy injected into the grid. This paper presents some methodologies found in the literature to calculate the ramp rates, as well as a case study using real irradiance and power data, collected by a 5.1 kWp photovoltaic system, in order to classify the ramps found and to understand how these ramps can affect the generation and injection of energy in the grid.

KEYWORDS: Ramp Rates, Irradiance, Power

INTRODUÇÃO

A integração de usinas de energia solar fotovoltaica na rede elétrica pode representar alguns desafios, como, por exemplo, o balanceamento de carga e demanda, e a interconexão da central fotovoltaica, que deve controlar as variações de tensão do sistema e, portanto, a qualidade da energia.

Neste sentido, uma questão importante a ser analisada é a taxa na qual a irradiância solar muda, e a consequente taxa na qual a potência de saída do sistema também muda. Estas variações são conhecidas como taxas de rampas, e ocorrem devido à alta variabilidade da irradiância solar, geralmente ocasionada por nuvens em movimento, causando flutuações na geração de energia fotovoltaica e podendo impactar negativamente a estabilidade da rede. Essas taxas de rampas, de acordo com (Willy et al., 2014), possuem as seguintes características que as definem: frequência, duração e magnitude.

É possível observar na Fig. 1, adaptada do trabalho de (Hoff e Perez, 2010), um exemplo de como as nuvens podem influenciar na geração de energia, de acordo com a velocidade (rápida, média ou lenta) que elas cruzam o céu, sombreando assim o sistema, e influenciado na captação da irradiância solar por parte dos módulos fotovoltaicos.

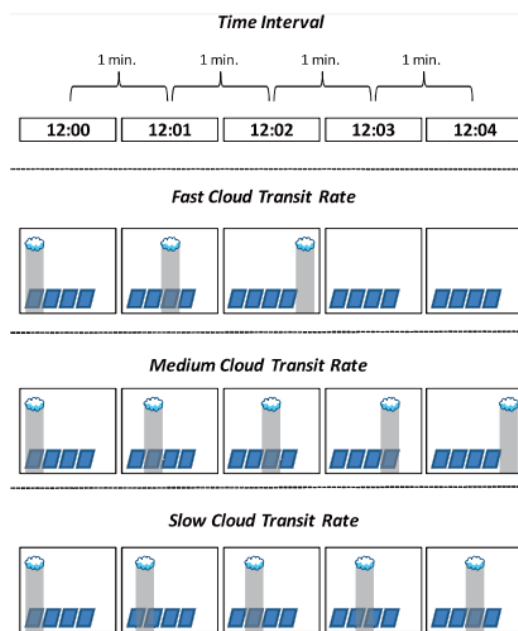


Fig. 1. Exemplo de velocidade de passagem das nuvens sobre um sistema fotovoltaico, considerando intervalos de um minuto, causando sombreamento no sistema. Adaptada de (Hoff e Perez, 2010).

De acordo com (Sangwongwanich et al., 2016), a taxa de mudança da energia fotovoltaica também está correlacionada com o tamanho dos sistemas fotovoltaicos, ou seja, uma taxa de mudança rápida na energia fotovoltaica é normalmente observada em sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais com um pequeno número de painéis fotovoltaicos, uma vez que uma nuvem em movimento pode facilmente cobrir boa parte da área do sistema fotovoltaico. No caso de um sistema fotovoltaico maior, essas mudanças súbitas na energia podem induzir oscilações severas na tensão da rede.

Por este motivo, é muito importante a implementação de alternativas que limitem essas variações (rampas) na energia fotovoltaica injetada na rede. Para permitir a limitação da taxa de rampa, muitas usinas fotovoltaicas são obrigadas a ter energia adicional na reserva. Na prática, isto é possível, por exemplo, operando o sistema fotovoltaico abaixo da capacidade nominal, ou seja, desconectando uma porção dos arranjos fotovoltaicos e consequentemente reduzindo a energia injetada à rede.

Outra possibilidade, de acordo com (Martins et al., 2019), depende da restrição do ponto de potência máxima (MPP), modificando os algoritmos tradicionais de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Outra solução apontada por (Martin et al., 2019) é o uso de sistemas de armazenamento de energia por bateria, coordenados por algoritmos de controle de taxa de rampa, que podem absorver ou injetar energia para compensar e suavizar as flutuações da energia fotovoltaica injetada na rede. Com a frequente redução nos preços das baterias, e incentivos para aumentar a aplicação de armazenamento de energia em usinas, esta última alternativa vem sendo uma solução cada vez mais observada.

METODOLOGIAS PARA O CÁLCULO DAS TAXAS DE RAMPAS

As taxas de rampa (do inglês Ramp Rate – RR) para eventos de energia solar podem ser definidas pelas variações da energia solar durante um certo intervalo de tempo, e matematicamente, de acordo com (Kleissl, 2013), podem ser calculadas através da Eq. (1).

$$RR(t) = \frac{dP(t)}{dt} = \frac{(P(t) - P(t - D))}{D} \quad (1)$$

Nesta equação, $P(t)$ representa a energia solar no período desejado, ou em muitos casos pode também representar a sua previsão $F(t)$; D é a duração de tempo para a qual a taxa de rampa é determinada. Por exemplo, para $D = 1$ hora, a taxa de rampa pode ser definida como a diferença entre a previsão de energia solar na hora desejada $F(t)$ e a energia solar medida na última hora $P(t - D)$.

De acordo com (Kleissl, 2013), as rampas podem ser crescentes (taxas positivas), ou decrescentes (taxas negativas). Também podem ser rampas extremas, ou de taxa alta, ou rampas normais, com uma taxa baixa.

Existem ainda diferentes métodos encontrados na literatura técnica para se calcular as taxas rampas. Alguns dos métodos existentes, destacados por (Martins et al., 2019), e observados na Fig. 2 são: diferença entre dois pontos em um intervalo de um segundo; diferença entre dois pontos em um intervalo de 60 segundos; diferença entre os valores mínimo/máximo de um intervalo considerado.

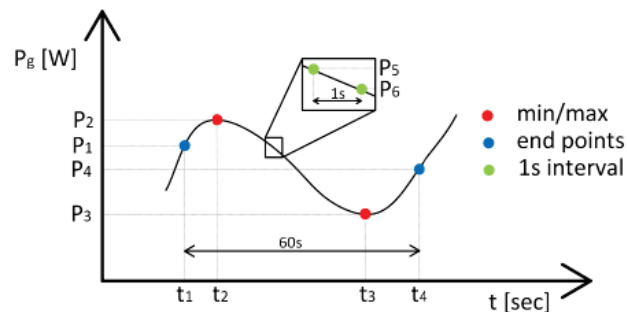


Fig. 2. Métodos de cálculo da taxa de rampa: 1. Diferença entre dois pontos em um intervalo de 60 segundos $((P4 - P1) / (t4 - t1))$; 2. Diferença entre os valores mínimo/máximo de um intervalo considerado $((P3 - P2) / (t3 - t2))$; 3. Diferença entre dois pontos em um intervalo de um segundo $((P6 - P5) / 1s)$. (Martins et al., 2019),

Ainda de acordo com (Martins et al., 2019), apesar dos diferentes métodos de cálculo de taxas de rampa, poucos esclarecimentos existem sobre a execução dos códigos na rede e sobre como realizar esses cálculos na prática.

CÁLCULO DE TAXAS DE RAMPA: ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE 5.1 KWP

Neste trabalho foram analisados os dados solares coletados por um sistema real de 5.1 kWp, conectado à rede elétrica, para identificar as taxas de rampa e as consequências dessas rampas no funcionamento do sistema.

O sistema analisado encontra-se equipado com 19 módulos de silício policristalino (Si-p), divididos em duas *strings* independentes. A *string* 1 possui 10 módulos e a *string* 2 os outros 9 módulos, conectados em série em ambas as *strings*. O inversor que equipa o gerador fotovoltaico possui duas entradas em corrente contínua (CC) com seguidores de ponto de máxima potência (MPPT) isolados. O sistema está instalado sobre um telhado com inclinação de 5 graus ($\beta = 5^\circ$) e alinhado com norte ($\Phi = 180^\circ$), localizado no Brasil, na cidade de Maceió.

A coleta de dados do sistema fotovoltaico foi realizada por um sistema de aquisição de dados (SCADA) atrelado a sensores de instrumentação elétrica e climatológica. O SCADA foi parametrizado para armazenar, em intervalos de 1 minuto, todas as variáveis de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, como tensão, corrente e potência contínua das strings, além também da potência injetada na rede pelo inversor e da tensão elétrica no ponto de conexão com a rede elétrica. São medidos também, a temperatura de operação da célula e a irradiância incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos.

A Fig. 3 apresenta, de forma simplificada, a configuração do sistema fotovoltaico, bem como as variáveis monitoradas pelo sistema SCADA.

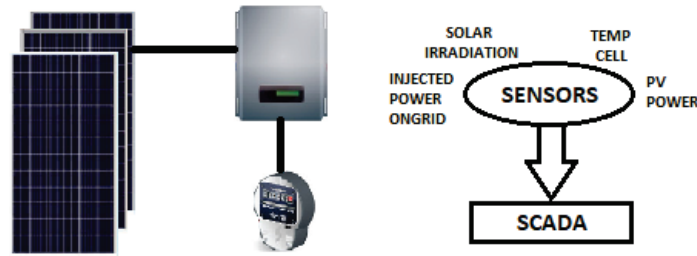


Fig. 3. Configuração simplificada do sistema e variáveis monitoradas pelo sistema de aquisição de dados SCADA.

A metodologia utilizada aqui para calcular as taxas de rampa é a diferença entre dois pontos em um intervalo de 60 segundos, ou seja, a cada um minuto. O objetivo é analisar como essas taxas podem, ou não, influenciar no funcionamento do sistema fotovoltaico em questão.

Desta forma, foram selecionados 4 dias de cada mês, os dias 10, 15, 20 e 25, referentes ao ano de 2019, totalizando assim 48 dias analisados. Utilizou-se uma pequena amostra diária do ano de 2019 com o intuito de testar a aplicação desenvolvida e verificar a sua funcionalidade. É importante reforçar que do ponto de vista estatístico, a caracterização qualitativa e quantitativa das rampas em um intervalo anual se daria por uma maior representatividade ou quantidade dos dados. As rampas encontradas foram categorizadas de acordo com a Fig. 4, baseada na classificação feita por (Abuella e Chowdhury, 2019) em seu trabalho.

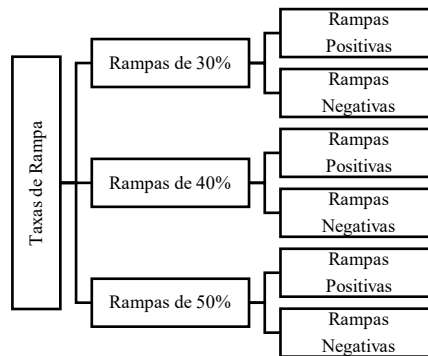


Fig. 4. Classificação utilizada para as taxas de rampas. Baseado em (Abuella e Chowdhury, 2019).

Foi desenvolvida uma aplicação com interface gráfica no software MATLAB (*Matrix Laboratory*) pertencente a MatWorks. A aplicação foi denominada *Ramp Rate Analyser* (Fig. 5).

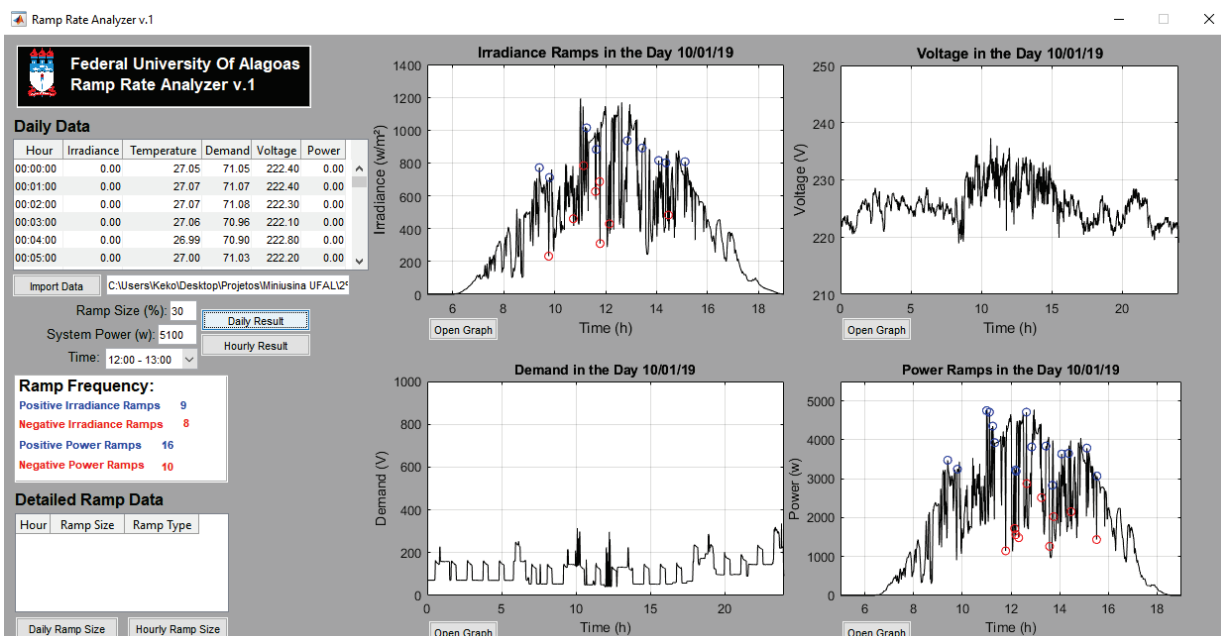


Fig. 5. Ramp Rate Analyser.

O *Ramp Rate Analyser* é uma solução de cunho educacional, ainda em desenvolvimento pelos pesquisadores do LSF - Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), com objetivo de estudar e analisar a intensidade, a frequência e o comportamento das taxas de rampas, bem como classificar e gerar os gráficos das rampas de interesse. Além disso, visa desenvolver soluções futuras para mitigação dos fenômenos ocasionados pela variabilidade do recurso solar.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

As Tabelas 1 e 2 apresentam a quantidade de rampas positivas (P) e negativas (N) de irradiância e potência, respectivamente, com magnitude de 30%, 40% e 50% ocorridas nos dias 10, 15, 20 e 25 de todos os meses no ano de 2019.

Tabela 1. Quantidade de rampas positivas (P) e negativas (N) de irradiância com magnitude de 30%, 40% e 50% ocorridas nos dias 10, 15, 20 e 25 de todos os meses no ano de 2019.

Mês	Dia do Mês																																			
	10						15						20						25																	
	Tamanho de Rampa																																			
	30%						40%						50%						30%						40%						50%					
	Tipo de Rampa																																			
P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N							
Janeiro	9	8	8	6	1	3	3	0	2	2	1	2	16	12	9	6	2	3	12	9	5	6	2	4												
Fevereiro	13	13	4	6	0	4	11	8	5	6	3	4	10	11	8	5	7	1	1	0	0	0	0	0												
Março	1	0	1	2	0	1	3	3	6	2	1	3	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0												
Abril	0	0	1	0	0	0	5	7	1	2	0	0	3	4	0	0	0	0	8	9	4	3	2	2												
Mai	9	11	7	6	2	6	1	1	1	2	0	0	2	0	3	3	0	0	8	7	5	3	3	4												
Junho	9	12	8	6	1	2	10	7	4	5	7	7	10	7	1	2	1	0	6	7	5	3	2	2												
Julho	9	9	3	3	2	5	3	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	5	3	2	4												
Agosto	4	6	0	1	4	1	7	11	1	3	1	2	7	7	7	1	1	4	7	5	2	4	1	0												
Setembro	3	4	1	3	1	3	20	19	13	15	6	6	3	3	3	1	0	0	5	10	2	1	1	2												
Outubro	8	3	5	3	2	1	6	7	4	4	1	2	6	5	3	3	2	2	4	4	3	2	1	0												
Novembro	1	1	2	2	0	1	0	2	2	2	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
Dezembro	3	3	0	0	0	0	10	4	4	4	5	3	4	3	3	0	0	2	3	1	2	2	3	3												

Tabela 2. Quantidade de rampas positivas (P) e negativas (N) de potência com magnitude de 30%, 40% e 50% ocorridas nos dias 10, 15, 20 e 25 de todos os meses no ano de 2019.

Mês	Dia do Mês																																			
	10						15						20						25																	
	Tamanho de Rampa																																			
	30%						40%						50%						30%						40%						50%					
	Tipo de Rampa																																			
P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N							
Janeiro	16	10	2	3	1	0	5	2	2	2	1	0	17	13	6	8	2	2	9	9	5	5	1	1												
Fevereiro	5	17	2	1	2	1	5	11	1	1	0	0	9	8	7	6	3	5	1	0	0	0	0	0												
Março	1	2	0	1	0	0	7	5	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0												
Abril	1	0	0	0	0	0	5	4	1	1	0	0	1	3	0	0	0	0	9	4	3	5	2	2												
Mai	9	13	5	4	0	0	0	2	1	1	0	0	2	3	1	1	0	0	9	8	4	1	0	2												
Junho	14	11	1	4	2	0	9	10	8	8	1	3	10	4	1	2	0	0	5	7	4	3	2	1												
Julho	9	5	4	6	1	0	2	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	7	2	5	3	3												
Agosto	0	3	2	1	3	3	3	8	1	2	2	0	8	6	3	3	2	3	7	9	4	1	1	1												
Setembro	2	3	2	5	0	0	22	19	9	7	5	3	1	1	1	2	0	0	2	3	4	3	2	0												
Outubro	9	3	5	3	0	0	11	6	2	3	3	3	6	3	0	1	0	0	1	4	3	1	0	1												
Novembro	2	2	0	2	1	0	2	1	1	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
Dezembro	2	2	0	0	0	0	5	5	6	6	1	4	4	1	0	3	0	0	5	2	4	4	0	2												

Pegando como exemplo o dia 19 de setembro de 2019, que se apresentou como um dia de bastante variabilidade de irradiância, foi possível perceber a correlação existente entre o comportamento da curva de irradiância e da curva de

potência do sistema, conseqüentemente, de forma sistemática, percebe-se um fenômeno de perturbação na tensão de acoplamento.

As Figuras 6 e 7 apresentam os gráficos de rampas de irradiância e potência, respectivamente, com magnitude de 30%, com as rampas positivas representadas pelos círculos azuis, e as rampas negativas representadas pelos círculos vermelhos no gráfico.

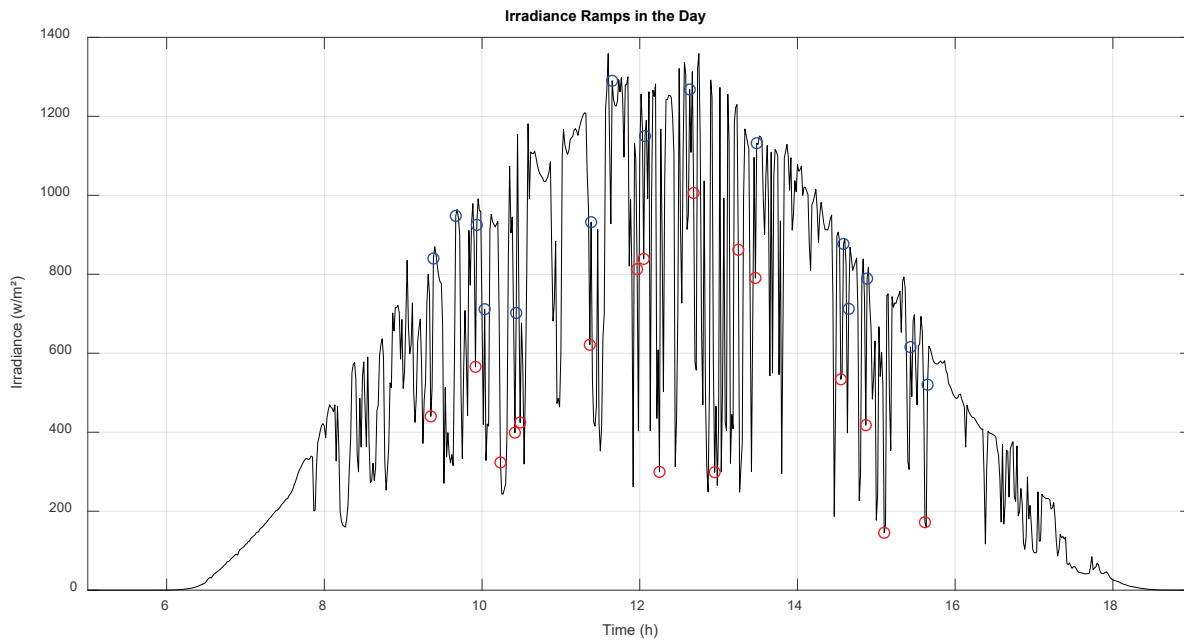


Fig. 6. Rampas de irradiância com magnitude de 30% no dia 19 de setembro de 2019.

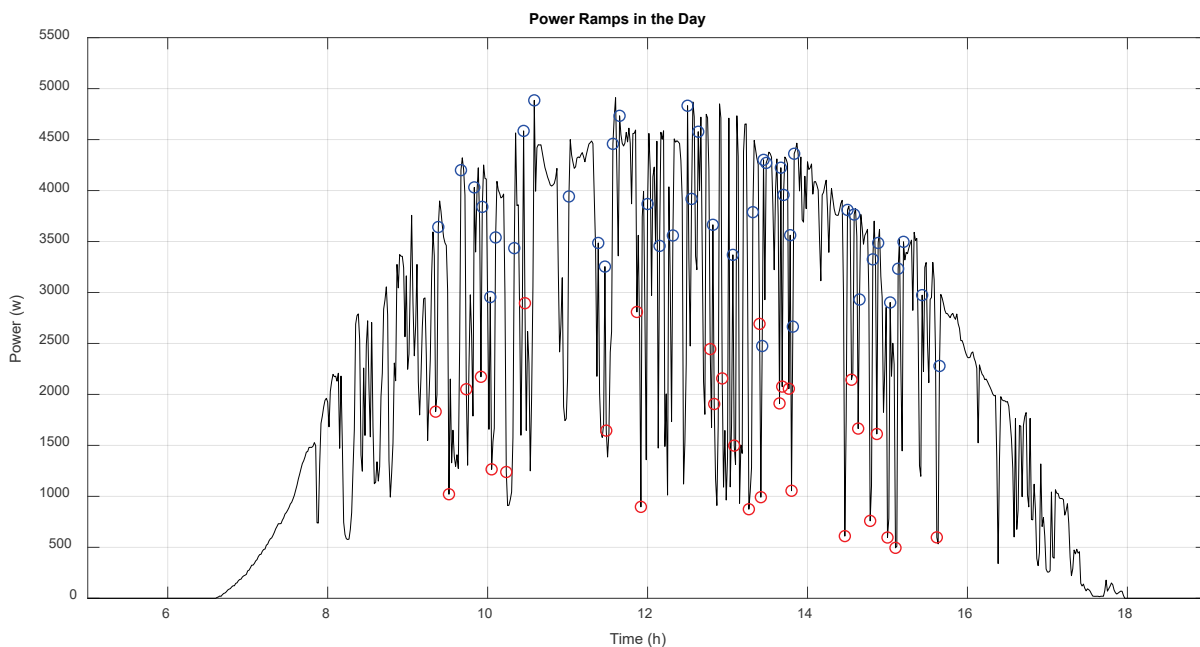


Fig. 7. Rampas de potência com magnitude de 30% no dia 19 de setembro de 2019.

Já as Figuras 8 e 9 abordam a frequência de ocorrência de rampas de irradiância e potência, respectivamente, para esse mesmo dia, à título de representação, os gráficos ilustram de forma complementar e expandida a frequência de ocorrência de rampas com magnitude de 10% a 90%.

Evidenciando os gráficos do comportamento da irradiância incidente nos dias 20 de março e 20 de julho, representados respectivamente pelas Figuras 10 e 11, observa-se que o dia 20 de março reflete um dia de sol característico quase perfeito (céu claro), sem variações abruptas da irradiância incidente, enquanto que no dia 20 de

julho percebe-se um perfil dinâmico com conteúdo energético atenuado (céu nublado) ocorrendo mínimas variações de irradiância ao longo do dia.

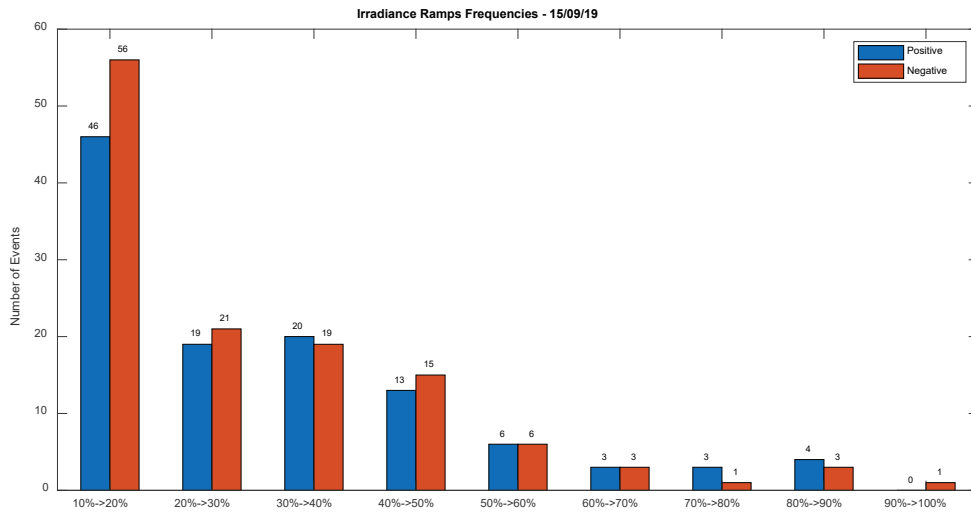


Fig. 8. Frequência de ocorrência de rampas de irradiância com magnitude de 10% a 90% no dia 15 de setembro de 2019.

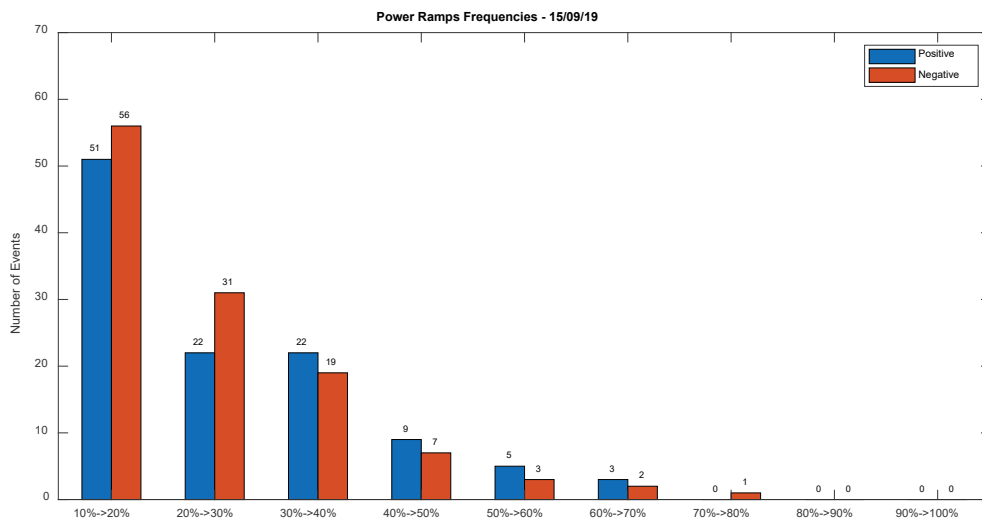


Fig. 9. Frequência de ocorrência de rampas de potência com magnitude de 10% a 90% no dia 15 de setembro de 2019.

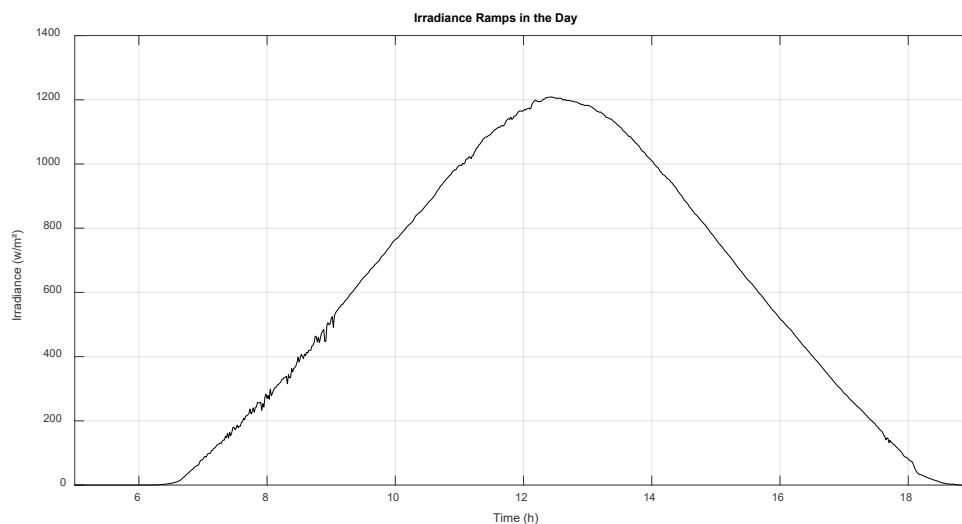


Fig. 10. Comportamento da irradiância incidente no dia 20 de março de 2019.

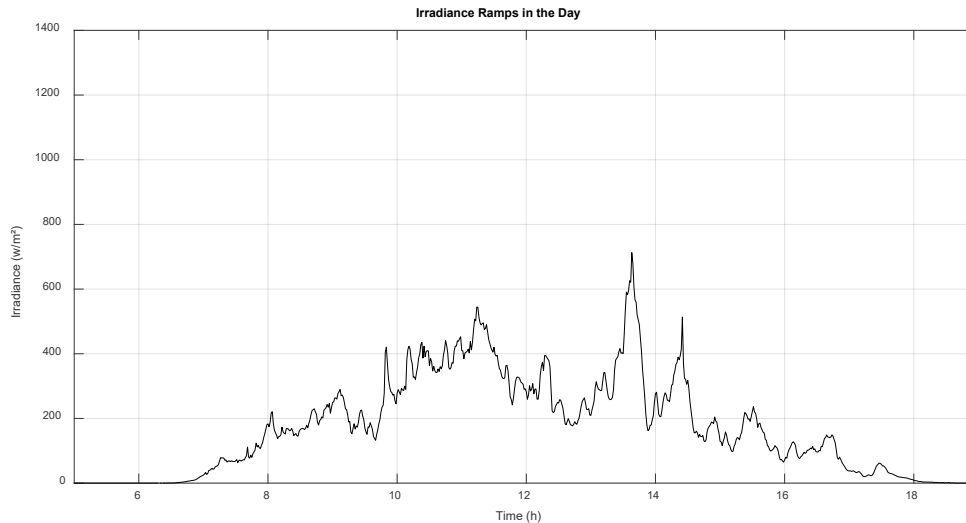


Fig. 11. Comportamento da irradiância incidente no dia 20 de julho de 2019.

Observando a ocorrência de rampas de irradiância para esses dois dias (Tabela 1) têm-se que nenhum destes apresentam intensidades de rampas significativas, particularmente, tanto o dia 20 de março como o dia 20 de julho não apresentam índices de rampas. As pequenas ocorrências de variabilidade não produziram rampas de magnitude elevada. O contrário também pode ocorrer, dias com pouca variabilidade de irradiância, mas com intensidades capazes de produzir rampas de alta magnitude.

CONCLUSÕES

Através da metodologia de classificação de rampas propostas neste trabalho foi possível observar como a variabilidade da irradiância durante o dia pode influenciar na geração de potência do sistema.

O objetivo para trabalhos futuros é possuir uma base maior de dados, algo em torno de 3 a 5 anos de medidas, para então realizar um trabalho de medição da qualidade da incidência de irradiância, sendo possível permitir a identificação dos dias, e dos horários mais críticos desses dias, onde a variação de irradiância, em decorrência das nuvens e outros aspectos meteorológicos, pode influenciar diretamente a energia produzida e injetada na rede, e quais seriam as possíveis soluções a serem tomadas para evitar uma possível falta ou sobrecarga de energia na rede.

Por fim, pretende-se com este trabalho, incorporar soluções avançadas acerca da problemática de estabilidade da rede elétrica, atuando fortemente em ferramentas de previsão da irradiação solar.

REFERÊNCIAS

- Abuella M., Chowdhury B. (2019). Forecasting of solar power ramp events: A post-processing approach. *Renewable Energy*, 133, 1380-1392.
- Hoff, T., Perez, R. (2010). Quantifying PV power Output Variability. *Solar Energy*, 84, 1782-1793.
- Kleissl, J. (2013) *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 1st ed. Elsevier.
- Martins J., Spataru S., Sera D., Stroe, D. and Lashab, A. (2019). Comparative Study of Ramp-Rate Control Algorithms for PV with Energy Storage Systems. *Energies*, 12, 1342-1356.
- Sangwongwanich A., Yang Y. and Blaabjerg F. (2016). A Cost-Effective Power Ramp-Rate Control Strategy for Single-Phase Two-Stage Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Proceedings of the 8th Annual IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 18-22 September, Milwaukee, WI, USA, pp 1-7, IEEE.
- Willy D., Dyreson A., Acker T., Morgan E. and Flood R. (2014). Dead Band Method for Solar Irradiance and Power Ramp Detection Algorithms. *Proceedings of 43rd ASES National Solar Conference 2014, SOLAR 2014, Including the 39th National Passive Solar Conference and the 2nd Meeting of Young and Emerging Professionals in Renewable Energy*, 06-10 July, San Francisco, CA, USA, pp 1204-1211, American Solar Energy Society.