

Análise de Rampas de Geração Fotovoltaica de Grande Escala

Paulo H. Cunha * Osvaldo R. Saavedra ** Clóvis B. M. Oliveira ***
Denisson Q. Oliveira **** Gilson S. da Silva Jr †

* Instituto de Energia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão,
São Luís/MA, (e-mail: henriquec1314@gmail.com).

** Instituto de Energia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão,
São Luís/MA (e-mail: o.saavedra@ieee.org)

*** Instituto de Energia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão,
São Luís/MA (e-mail: clovis.oliveira@ufma.br)

**** Instituto de Energia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão,
São Luís/MA (e-mail: dq.oliveira@ufma.br)

† Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasília/DF (e-mail:
gilsonsoares@ons.org.br)

Abstract:

The search for energetic alternatives became more intense due to strong and historical drought in Brazil in the last few years. This incident can be found around the world and it is associate with climate changes, which starting to be face with hard policies of emission decrease until 2050. As consequence, the renewable energy sources has an fundamental role in the grid decarbonization. In Brazil, the places with the biggest solar irradiance are located in Northeast region. However, the growth of a sources with intermittent nature can be cause implications in the operation of interconnected grid. So, in this paper is performed an assessment considering the amount, geographic location and capacity of photovoltaic power plants already installed, as well as the planned for the next years, with the goal of estimate the possible additional requirements on the grid operation due to occurrence of photovoltaic ramps generation. As case study, it is considered the state of Piauí, which presents the highest growth rate of amount of photovoltaic power plants.

Resumo: A busca por alternativas energéticas tornou-se ainda mais intensa em decorrência da severa e histórica estiagem que atravessa o Brasil. Este fenômeno é mundial e está associado a mudanças climáticas, as quais começam a ser enfrentadas com políticas rígidas de redução de emissões até 2050. Como consequência, as fontes renováveis tem um papel protagonista na descarbonização da rede. No Brasil, os locais com maior irradiância solar situam-se na região nordeste. Entretanto, o crescimento de uma geração renovável de caráter intermitente pode ter importantes implicações na operação da rede interligada. Neste artigo é realizada uma avaliação considerando o número, localização e capacidade das plantas fotovoltaicas já instaladas, assim como as planejadas para os próximos anos, com intuito de estimar possíveis requisitos adicionais em decorrência de rampas fotovoltaicas na operação da rede. Como estudo de caso, é considerado o estado do Piauí, que apresenta as taxas mais relevantes de crescimento do número de parques fotovoltaicos.

Keywords: Renewable sources; Photovoltaic power plants; Photovoltaic ramps;

Palavras-chaves: Fontes renováveis; Usinas fotovoltaicas; Rampas fotovoltaicas;

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o crescimento populacional juntamente com o desenvolvimento industrial vem ocasionando um aumento na demanda por energia elétrica, que muitas vezes é suprida por meio de termelétricas que contribuem fortemente para a emissão global anual que hoje está na ordem de mais de 30 bilhões de tonelada de CO₂, resultando no processo de aquecimento global e mudanças

climáticas (Vargas et al., 2016; Yoro and Daramola, 2020; Olah et al., 2011).

Esta preocupação ambiental pode ser observada no setor energético quando se analisam os dados e as perspectivas da produção de energia para diferentes períodos. Entre os anos 2000 e 2019, foram registrados 3.854 TWh de energia provenientes de fontes a carvão, enquanto a fotovoltaica e eólica contribuíram apenas com 664 e 1.391 TWh, respectivamente. As perspectivas para 2019-40 indicam uma forte redução na participação das fontes a carvão e

* Os autores agradecem ao apoio financeiro do CNPq, Equatorial Energia e Gera Maranhão para o desenvolvimento deste trabalho.

aumento na contribuição eólica e fotovoltaica, com 4.019 e 4.813 TWh, respectivamente (IEA, 2021).

A matriz energética brasileira é predominantemente hidrelétrica, podendo ser um problema frente aos impactos no ciclo hidrológico causados por mudanças climáticas, resultando na vulnerabilidade do sistema de geração (Lima et al., 2020). Contudo, os recentes avanços na eletrônica de potência estão permitindo o aumento da penetração das fontes eólica e fotovoltaica no sistema elétrico (Chakraborty, 2011), contribuindo para a redução da dependência hídrica, porém longe da resolução do problema.

No âmbito da operação, as fontes eólica e fotovoltaica (FV) possuem natureza intermitente. Portanto, eventos naturais podem causar quedas repentinas na geração em um curto intervalo de tempo. Estes eventos são denominados rampas de geração e podem criar desafios aos operadores do sistema, como manutenção do balanço de potência, sobretensão, flutuações na tensão e regulação de frequência (Blaabjerg et al., 2018; da Cunha et al., 2021). A severidade das rampas é incrementada pela concentração geográfica de usinas, em que todas estão submetidas às mesmas condições climatológicas.

Para que os efeitos da intermitência na geração FV possam ser atenuados, diversos estudos vêm sendo desenvolvidos, como análises estatísticas (Kreuwel et al., 2020; Hossain and Ali, 2014; Curtright and Apt, 2008), previsão (Saleh et al., 2018; Chen et al., 2019; Wen et al., 2021) e mitigação e controle das rampas (Shivashankar et al., 2016; Liu et al., 2015; Koochi-Kamali et al., 2014; Hill et al., 2012; Tran et al., 2019; Sukumar et al., 2018; Cormode et al., 2013). A solução comum na literatura para mitigar as flutuações da geração FV é a utilização de BESS (*Battery Energy Storage System*) por conta de sua capacidade de resposta rápida e independência geográfica (Yang et al., 2018). As flutuações comumente encontradas na geração FV são de curto prazo, da ordem de minutos ou até mesmo de segundos, expondo o BESS a muitos ciclos de carga e descarga em curtos intervalos de tempo. Em Daud et al. (2013) é proposta uma estratégia de controle do estado de carga (*State of Charge*, SOC), considerando uma usina FV de 1,2 MW, em que os parâmetros de controle e o tamanho do BESS são otimizados por meio de algoritmos genéticos. Em Sun et al. (2020) é realizada uma revisão crítica acerca das estratégias de controle e tecnologias de sistemas de armazenamento utilizados na mitigação de flutuações. Em Marcos et al. (2014) são apresentados os requisitos para os sistemas de armazenamento utilizados na atenuação de flutuações, considerando a relação entre o tamanho da usina FV e os seus limites de rampa.

Neste artigo é apresentada uma análise da concentração geográfica de empreendimentos de energia solar FV e como isto pode impactar a segurança da operação da rede. A motivação é verificar se, na busca de explorar sítios com grande potencial FV, os empreendimentos tendam a se aglutinar geograficamente, ficando expostos aos mesmos fenômenos climáticos. Nesse cenário, a operação da rede pode ficar exposta ao risco do ocorrência de rampas severas FV. Como estudo de caso, considera-se a usina FV São Gonçalo, localizada no estado do Piauí.

2. RAMPAS FV E SEUS IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA

Devido a sua natureza intermitente, as fontes renováveis não são despacháveis. Por conta disso, podem acontecer variações abruptas na geração, sendo estes eventos denominados como rampas de geração, que podem ser classificadas como ascendentes (inequação 1) ou descendentes (inequação 2), isto é:

$$P(t - \Delta t) < P(t) \quad (1)$$

$$P(t - \Delta t) > P(t) \quad (2)$$

em que $P(t - \Delta t)$ e $P(t)$ representam as potências geradas no instante anterior e atual, respectivamente. No caso da fonte FV, essas variações são causadas principalmente pela passagem de nuvens, que afetam a quantidade de irradiação solar incidente sobre os módulos (Alam et al., 2014). A caracterização das rampas é realizada principalmente com base em dois parâmetros: intensidade e tempo de duração. A relação entre essas duas grandezas define a taxa de rampa:

$$TR = \frac{P(t + \Delta t) - P(t)}{P_{nom}} \quad (3)$$

em que TR é a taxa de rampa, $P(t)$ e $P(t + \Delta t)$ são as potências de saída no instante atual e seguinte, respectivamente, e P_{nom} é a capacidade nominal do sistema FV (Marcos et al., 2011). As taxas de rampa são importantes para que os operadores do sistema conheçam a intensidade desses eventos e assim serem capazes de tomar as medidas necessárias para evitar problemas mais severos para a operação da rede. Diversos países adotam diferentes limites para taxas de rampas FV, tais como Porto Rico e China (10%/min) e México (1 - 5%/min) (Sun et al., 2020).

Segundo Gandhi et al. (2020a), os principais desafios da alta penetração FV no sistema de potência estão associados a quatro aspectos: **a) distribuição**, pois existe a possibilidade do sistema de geração ser instalado diretamente junto à carga; **b) geração diurna**, pois a geração FV está disponível apenas durante o dia; **c) utilização de conversores**, podendo contribuir para os harmônicos e redução da qualidade da energia; **d) intermitente**, fazendo com que a potência de saída possa variar bruscamente em um curto intervalo de tempo, podendo causar distorções harmônicas e oscilações na tensão.

Nos sistemas de geração, a inércia dos eixos dos geradores é fundamental para a manutenção do balanço de potência e da estabilidade angular do rotor e da frequência, segundo a equação (Bebic, 2011):

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_{gen} - P_{load} + P_{import} - P_{export} \quad (4)$$

em que J é o momento de inércia de todos os geradores do sistema e ω é a velocidade angular equivalente dos eixos, que é proporcional à frequência. Assim, quando acontece um desbalanço entre as potências gerada e consumida, a frequência é responsável por manter a estabilidade do

sistema. Como os conversores utilizados em sistemas FV são estáticos e não possuem inércia, perdas repentinas na geração, como no caso do acontecimento das rampas, podem ocasionar instabilidade no sistema.

Diferentes estudos encontrados na literatura realizam investigações acerca da influência da intermitência fotovoltaica em parâmetros da rede elétrica, como a frequência (Seneviratne and Ozansoy, 2016), qualidade da energia e flutuações de tensão (Anzalchi et al., 2019). Quanto as possíveis soluções que possibilitam o aumento da penetração FV no sistema elétrico, diversas estratégias são observadas, em que a utilização de BESS é tratada como o recurso mais promissor, pois pode ser facilmente integrado aos inversores FV, lidando simultaneamente com os problemas de flutuações na potência e regulação de tensão e frequência (Gandhi et al., 2020b).

3. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A geração de energia por meio de usinas FV no Brasil apresenta forte tendência de expansão, principalmente na região Nordeste por conta dos altos índices de irradiação solar ao longo do ano (Pereira et al., 2017). Assim, esta seção visa apresentar o estado atual e as perspectivas futuras para a geração FV no Brasil.

3.1 Panorama Atual

Embora a matriz energética nacional ainda permaneça com predominância hidrelétrica, a expectativa é que outras fontes renováveis tornem-se cada vez mais presentes. Com base no último Balanço Energético Nacional, a fonte FV representa 1,7% da produção nacional de energia (EPE, 2021), com capacidade instalada de 3,7 GW até setembro de 2021 e expectativa de aumento nos próximos anos (ANEEL, 2021a).

A região nordeste detém elevados índices de irradiação ao longo do ano (Pereira et al., 2017), se tornando um local promissor para a produção fotovoltaica, sendo esta a região que detém a maior capacidade de geração FV do Brasil. Na Figura 1 é apresentada a capacidade instalada de produção FV por estado brasileiro.

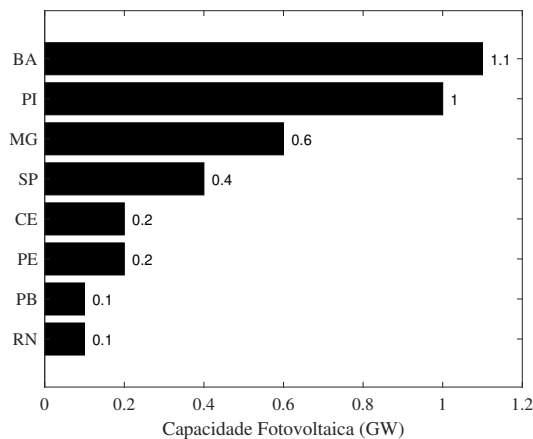


Figura 1. Capacidade instalada de geração FV por estado do Brasil (ANEEL, 2021a).

Dentre os 8 estados incluídos no ranking da Figura 1, apenas São Paulo (SP) e Minas Gerais (MG) não se situam na região nordeste. Assim, é possível observar que o nordeste é responsável por 2,7 GW de toda a capacidade fotovoltaica instalada, correspondendo a 72,97% de toda a potência FV instalada em território nacional. Dentre os estados do nordeste, Pernambuco é aquele que apresenta a maior taxa de crescimento de geração FV dos últimos anos, como apresenta a tabela 1. Entretanto, a sua participação na produção FV é pequena quando comparado a outros estados da região.

Tabela 1. Geração FV média por estado nos anos de 2019, 2020 e 2021 (ONS, 2021).

Estado	Geração por Ano (MW_{med})			Aumento (%)	
	2019	2020	2021	2019-20	2020-21
Bahia	2147	2263	2280	5,40	11,75
Ceará	554	612	822	10,47	45,49
Minas Gerais	1483	1402	1385	-5,46	9,23
Paraíba	171	182	216	6,43	32,32
Pernambuco	22	23	80	4,55	252,94
Piauí	708	1289	2096	82,06	72,94
Rio Grande do Norte	313	371	362	18,53	5,85
São Paulo	602	998	1105	65,78	20,63

A taxa de crescimento entre os anos 2020-21 é calculada comparando apenas a geração compreendida entre os meses de janeiro e novembro de cada ano, devido a disponibilidade de dados. Apesar de Pernambuco apresentar o maior percentual de crescimento, o montante de geração de energia é pequeno quando comparado aos outros estados, se tornando pouco relevante. Neste sentido, o Piauí é o estado que possui a taxa crescimento mais relevante. A Figura 2 apresenta o ranking de crescimento com base no percentual médio de crescimento no período apresentado na tabela 1, calculado como:

$$\overline{\Delta P(\%)} = \frac{\Delta P_1 + \Delta P_2}{2} \quad (5)$$

em que $\overline{\Delta P(\%)}$ representa o crescimento percentual médio no período considerado, ΔP_1 é o crescimento entre 2019-20 e ΔP_2 entre 2020-21.

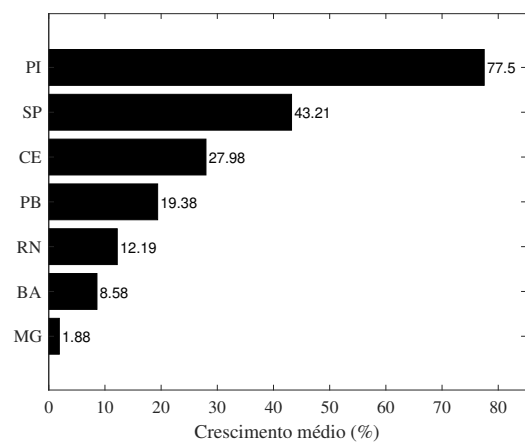


Figura 2. Ranking percentual de crescimento dos últimos anos.

Quando se comparam as Figuras 1 e 2, é possível observar que, apesar do estado da Bahia possuir a maior capa-

cidade instalada, o Piauí apresentou o maior percentual de crescimento médio dentre todos os estados listados. Pernambuco não foi considerado no gráfico devido a sua baixa participação na produção de energia.

Com base nos dados apresentados nesta seção, é possível observar que a geração FV vem ganhando força e cada vez mais participação na matriz energética brasileira. Neste sentido, sabendo da sua natureza intermitente, se faz necessário conhecer em que ordem de intensidade e com que frequência acontecem os eventos de rampa descendente na operação de usinas FV, para que os operadores do sistema possam tomar as medidas corretivas necessárias.

3.2 Perspectivas Futuras

Segundo dados da ANEEL (ANEEL, 2021b), aproximadamente 63,93% das usinas a serem construídas são da fonte FV, indicando a tendência de crescimento da participação na geração de energia. A expectativa é que até o ano de 2026 o Brasil possua cerca de 26,4 GW de capacidade instalada de produção fotovoltaica, em que o Nordeste será responsável por 14,53 GW, correspondendo a 60,76% da potência FV nacional instalada. A tabela 2 apresenta a perspectiva da capacidade de geração FV até o ano de 2026 para todos os estados do Nordeste e a Figura 3 apresenta o aumento da capacidade fotovoltaica no Brasil e no Nordeste ao longo do período 2021-26.

Tabela 2. Perspectiva da capacidade de geração FV até 2026 (ANEEL, 2021a).

Estado	Capacidade até 2026 (MW)
Bahia	3606,19
Ceará	2766,13
Paraíba	1075,41
Pernambuco	2776,92
Piauí	2464,50
Rio Grande do Norte	1369,42
Alagoas	478,38
Total	14536,95

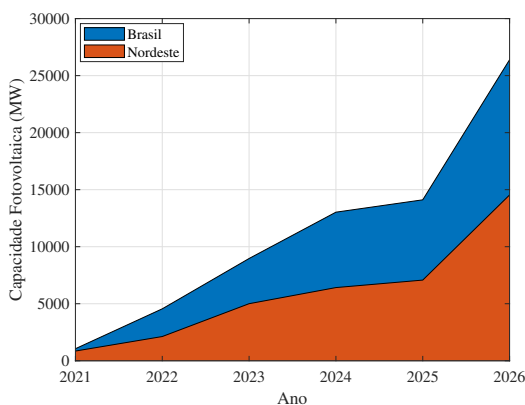


Figura 3. Perspectiva da capacidade fotovoltaica instalada para os próximos anos (ANEEL, 2021a).

O aumento da penetração de usinas FV na rede convencional acarreta também desafios aos operadores do sistema por conta de sua natureza intermitente, fazendo com que seja necessário possuir ferramentas de flexibilidade para acomodar a alta concentração de fontes renováveis no sistema elétrico (Ulbig and Andersson, 2015).

4. ANÁLISE DOS EVENTOS DE RAMPAS

A geração FV depende diretamente da irradiação solar incidente nos módulos, portanto, é importante que se conheça também em que ordem de intensidade e frequência acontecem as de rampas na fonte primária. Assim, foram utilizados dados referentes a 485 dias de medições de irradiação na região central do estado do Maranhão, localizado no Nordeste do Brasil, sendo 14 dias com resolução temporal de um minuto e 471 dias com amostragem de 10 minutos. Os registros foram analisados de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 4.

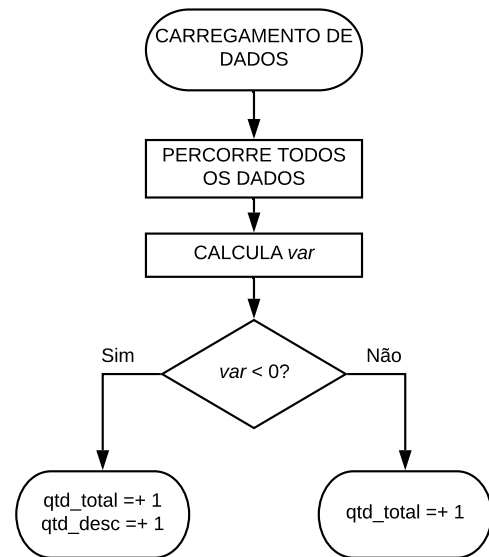


Figura 4. Fluxograma utilizado para análise dos dados.

Após carregar a base de dados, é realizada uma varredura em todos os pontos de medição, em que se calcula $var = M(t) - M(t - 1)$, sendo $M(t)$ e $M(t - 1)$ as denominações genéricas das medições no instante atual e anterior, respectivamente. Em seguida, avalia-se se a rampa observada entre os instantes consecutivos é ascendente ou descendente e incrementam as variáveis qtd_total e qtd_desc , representando a quantidade total de ocorrências de flutuações (ascendentes e descendentes) e a quantidade de rampas apenas descendentes, respectivamente. Sejam considerados instantes com medições $M_i(t - \Delta t)$ e $M_i(t)$. Então, generalizando o cálculo de var_i :

$$var_i = M_i(t) - M_i(t - \Delta t) = M_i(t) - M_{i-1}(t) \quad (6)$$

A equação 6 indica que o dado de medição atual se torna o ponto anterior para a próxima iteração. A Figura 5 apresenta graficamente a posições entre dois pontos arbitrários $M_i(t)$ e $M_{i-1}(t)$.

4.1 Rampas de Irradiância

Os dados M_i disponíveis se referem à irradiação, podendo ser utilizados para este estudo na região alvo devido a estação de medição estar na mesma latitude e geograficamente

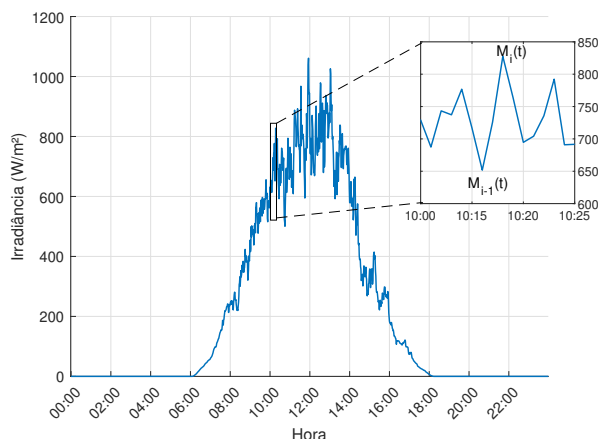


Figura 5. Medição média horária com amostragem de um minuto.

próxima. Os dados referentes às medições de irradiância serão representados como $irrad_i(t)$ e $irrad_{i-1}(t)$. A intensidade percentual das taxas de rampa são calculadas como:

$$TR(\%) = \left(\frac{irrad_i(t) - irrad_{i-1}(t)}{\overline{irrad}} \right) \cdot 100\% \quad (7)$$

em que \overline{irrad} representa a irradiância média de todas as medições, de forma a normalizar a variação percentual da rampa. A tabela 3 sumariza a quantidade e intensidade das rampas registradas no período analisado considerando a amostragem utilizada.

Tabela 3. Análise quantitativa da ocorrência de rampas na irradiância.

Intensidade (%/min)	Qtd. de Eventos Totais		Qtd. de Eventos Descendentes	
	1 min	10 min	1 min	10 min
0 - 5	6397	28810	3013	13176
5 - 10	909	3725	441	1889
10 - 20	815	1041	418	573
20 - 30	406	2	210	1
> 30	1451	0	723	0
Total	9978	33578	4805	15639

A resolução de um minuto é mais sensível e registra variações de maiores intensidades. Na escala dos 10 minutos não foi registrado nenhum evento com intensidade acima de 30%/min, como apresentado na tabela 3, apesar do maior período considerado.

Para a análise da ocorrência de rampas decrescentes, as flutuações de menor intensidade serão desconsideradas. Assim, apenas serão considerados como eventos de rampas, aqueles que possuem taxa de rampa maior ou igual a 10%/min em relação ao valor de pico das medições de irradiância, assumido como 1000 W/m² (vide Figura 5). O histograma da Figura 6 apresenta a distribuição de frequência dos acontecimentos de rampas de acordo com o critério utilizado e descrito anteriormente ($TR \geq 10\%/min$).

A Figura 6 categoriza 835 eventos de rampa registrados no período analisado, utilizando a amostragem de um minuto. Dentre estes, 208 ocorreram no intervalo compreendido entre 100 e 150 W/m².min, representando 24,33% das

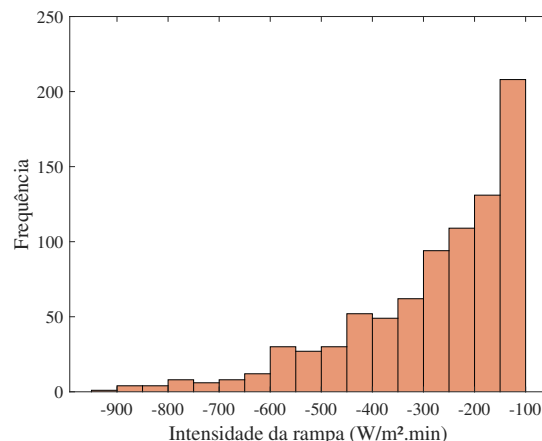


Figura 6. Histograma das rampas descendentes de irradiância na amostragem de um minuto.

ocorrências. Os dados com amostragem de 10 minutos apresentaram o maior evento de rampa com taxa de 8,75%/min e, portanto, não houve registros superiores a 10%/min.

4.2 Rampas de Geração Fotovoltaica

Para a análise dos eventos de rampa de geração, foram utilizados dados da operação da UFV São Gonçalo, localizada no município de São Gonçalo do Gurguéia, no estado do Piauí, sendo a maior usina fotovoltaica do Brasil, com potência nominal operante de 575 MW. Foram analisados os registros de geração dos meses de abril a setembro, a fim de observar os eventos de rampa em diferentes meses do ano e sua relação com o índice de irradiação, apresentado tabela 4.

Tabela 4. Irradiação média mensal em São Gonçalo do Gurguéia (CRESESB, 2021).

Mês	Índice de Irradiação (kWh/m ² .dia)
Janeiro	5,81
Fevereiro	5,64
Março	5,37
Abril	5,29
Mai	5,41
Junho	5,36
Julho	5,57
Agosto	6,20
Setembro	6,40
Outubro	6,17
Novembro	5,73
Dezembro	5,84

O intervalo de tempo analisado compreende os meses que detêm o menor e o maior índice de irradiação, sendo eles abril e setembro, respectivamente. O índice de irradiação é a grandeza responsável por mensurar a quantidade de irradiação que incide na superfície terrestre em um determinado intervalo de tempo, indicando os locais com maior potencial para produção FV. O impacto do índice na capacidade de geração pode ser observado por meio da Figura 7, onde é apresentada a geração média horária para todos os meses analisados.

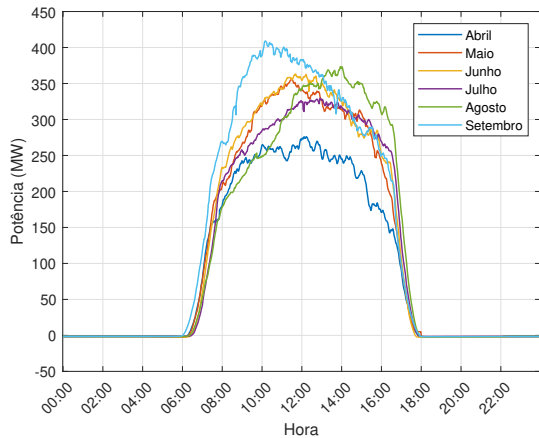


Figura 7. Geração média horária nos diferentes meses do ano de 2021.

Como esperado, o mês de setembro apresenta geração média superior ao mês de abril (vide Figura 7). Para o cálculo da quantidade de ocorrências de rampas descendentes será utilizada a equação 3, considerando $P_{nom} = 575$ MW. A tabela 5 e a Figura 8 resumam os eventos de flutuação observados nos meses analisados levando em consideração a intensidade das flutuações.

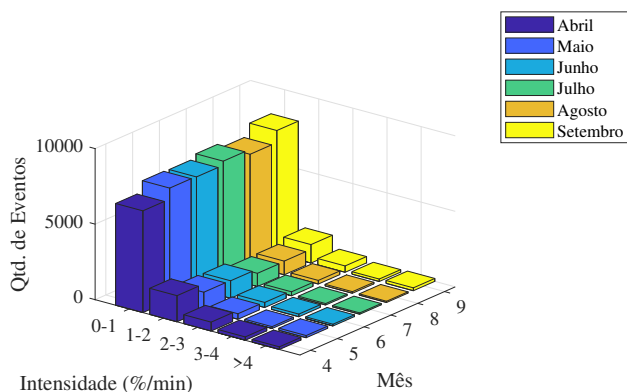


Figura 8. Quantidade de variações decrescentes registradas com amostragem de um minuto.

A faixa de menor intensidade (0 - 1%/min) concentra a maior quantidade de flutuações descendentes em ambas as amostragens utilizadas. Na amostragem de um minuto, o intervalo de 0 a 1%/min concentra 80,36% de todos os eventos registrados, 67,69% a mais que a faixa de um a 2%/min. Os meses que apresentaram a maior e menor quantidade de eventos foi setembro e agosto, respectivamente. Em todos os meses analisados, independente do intervalo de medição utilizado, as oscilações ocorreram predominantemente em baixas intensidades.

Entretanto, flutuações de baixa potência são intrínsecas da produção FV, sendo causadas naturalmente pela passagem de nuvens, não impactando de forma significativa na operação do sistema. Desta forma, os eventos de maior relevância são aqueles que apresentam maiores intensidades, da

ordem de 10%/min ou mais, como sumariza o histograma apresentado na Figura 9.

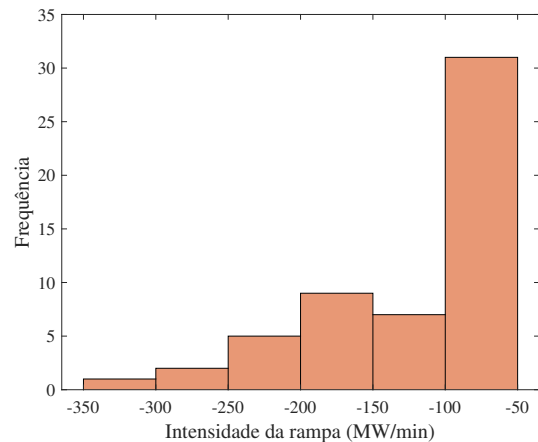


Figura 9. Rampas decrescentes registradas com amostragem de um minuto.

As rampas observadas de acordo com o limite definido (10%/min) totalizam 55 ocorrências, com intensidades situadas no intervalo entre 57,54 e 305,69 MW/min, correspondendo a 10,01 e 53,16%/min, respectivamente. Dentre estas, 31 eventos de rampa se concentram no intervalo de menor intensidade, compreendido entre 57,54 e 100 MW/min, representando 56,36% dos registros. Para a amostragem de 5 minutos, a rampa com maior severidade registrou intensidade de 9,32%/min, não sendo registrada nenhuma rampa com intensidade maior ou igual a 10%/min.

Uma rampa com taxa de 305,69 MW/min implica na necessidade do despacho de um sistema de reservas com uma taxa de resposta de mesma capacidade para compensar esta perda de geração, como modernas usinas térmicas a gás que possuem elevadas taxas de rampas (da Cunha et al., 2021), ou grandes BESS.

5. IRRADIÂNCIA VS GERAÇÃO: UM COMPARATIVO

A capacidade de produção fotovoltaica depende diretamente da irradiação solar incidente nos módulos, fazendo com que os valores de geração e os dados de irradiação se tornam extremamente relacionados. De forma a comparar os comportamentos observados tanto na fonte primária como na potência gerada, na Figura 10 são apresentados os percentuais de eventos de rampa descendentes que foram registrados na medição da irradiação e na geração para cada faixa de intensidade, considerando a amostragem de um minuto.

Embora possuam o mesmo intervalo temporal entre as medições, os registros de geração concentram 99,28% das suas ocorrências na faixa de intensidade compreendida entre 0 e 5%/min, enquanto os dados de irradiação acumulam 67,41%, representando uma diferença de 31,87%. Essa diferença se dá devido à diferença de tamanho de ambos os sistemas. A área necessária para obtenção dos dados de irradiação é quase desprezível quando comparada àquela ocupada pela UFV São Gonçalo, que é de

Tabela 5. Quantidade de flutuações descendentes nos diferentes meses.

Intensidade (%/min)	Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro	
	1 min	5 min	1 min	5 min	1 min	5 min	1 min	5 min	1 min	5 min	1 min	5 min
0 - 1	6735	1544	7463	1716	7425	1509	7691	1694	7367	1654	8163	1864
1 - 2	1730	320	1180	180	1160	198	875	154	906	143	1222	206
2 - 3	589	69	366	49	336	52	263	34	240	29	419	59
3 - 4	222	20	122	7	176	19	95	10	104	12	163	19
> 4	175	9	144	11	115	10	87	4	82	9	191	24
Total	9451	1962	9275	1963	9212	1788	9011	1896	8699	1847	10158	2172

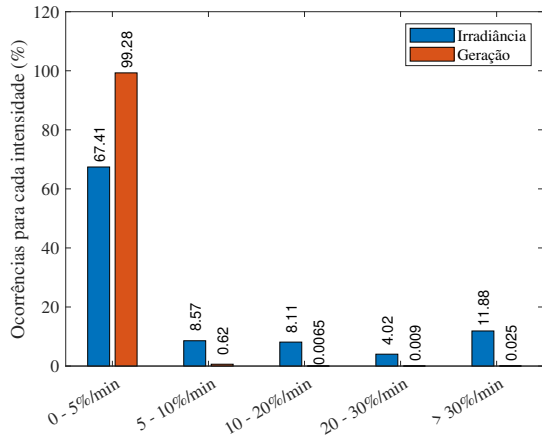


Figura 10. Percentual da quantidade de eventos registrados para cada faixa de intensidade.

aproximadamente 1200 hectares. Assim, a passagem de nuvens impacta de maneira menos severa a operação da usina, tendo em vista a sua extensão territorial.

6. CONCLUSÕES

Com o acentuado aumento de usinas fotovoltaicas de grande porte conectadas ao sistema elétrico brasileiro, em especial na região Nordeste, surgem desafios aos operadores do sistema devido a natureza intermitente da fonte. Assim, é de suma importância que as rampas da geração fotovoltaica sejam conhecidas e quantificadas, de forma a serem tomadas as medidas necessárias para continuidade da operação da rede elétrica.

Para quantificação dos eventos de rampa, foram analisados dados de irradiância de medições realizadas no estado do Maranhão e registros de geração da UFV São Gonçalo, localizada no Piauí. Os resultados indicam que as variações mais intensas podem ser percebidas apenas nas menores escalas de tempo, como um minuto, apontando que as rampas da geração FV possuem curtos intervalos de duração. Devido seu tamanho, as rampas registradas na operação da usina se concentram majoritariamente na faixa de menor intensidade. Evidencia-se, neste trabalho, a pertinência da investigação da ordem de frequência e grandeza das flutuações na operação fotovoltaica em regiões com alta densidade de oferta deste tipo de fonte.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio do CNPq, CAPES (código de financiamento 001), Equatorial Energia, Gera Maranhão e ONS para o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Alam, M.J.E., Muttaqi, K.M., and Sutanto, D. (2014). A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29(2), 507–518.
- ANEEL (2021a). Agência Nacional de Energia Elétrica. Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>. Acesso em 2 de outubro de 2021.
- ANEEL (2021b). Agência Nacional de Energia Elétrica. Usinas eólicas correspondem a 83% do acréscimo de potência no primeiro semestre de 2021. URL https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EV1Z6/content/id/22410865. Acesso em: 23 de novembro de 2021.
- Anzalchi, A., Sundararajan, A., Moghadasi, A., and Sarwat, A. (2019). High-penetration grid-tied photovoltaics: Analysis of power quality and feeder voltage profile. *IEEE Industry Applications Magazine*, 25(5), 83–94.
- Bebic, J. (2011). Power system planning: Emerging practices suitable for evaluating the impact of high-penetration photovoltaics. Technical report, National Renewable Energy Laboratory.
- Blaabjerg, F., Sangwongwanich, A., and Yang, Y. (2018). Chapter 6 - flexible power control of photovoltaic systems. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, 207–229.
- Chakraborty, A. (2011). Advancements in power electronics and drives in interface with growing renewable energy resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 1816–1827.
- Chen, X., Du, Y., Wen, H., Jiang, L., and Xiao, W. (2019). Forecasting based power ramp-rate control strategies for utility-scale PV systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(3), 1862–1871.
- Cormode, D., Cronin, A.D., Richardson, W., Lorenzo, A.T., Brooks, A.E., and DellaGiustina, D.N. (2013). Comparing ramp rates from large and small PV systems, and selection of batteries for ramp rate control. In *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 1805–1810.
- CRESESB (2021). Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. URL <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 21 de novembro de 2021.
- Curtright, A.E. and Apt, J. (2008). The character of power output from utility-scale photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(3), 241–247.

- da Cunha, P.H.C., Saavedra, O.R., and da Silva, G.S. (2021). Economic dispatch of fast reserves including storage systems to compensate wind ramps. In *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*.
- Daud, M.Z., Mohamed, A., and Hannan, M.A. (2013). An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources. *Energy Conversion and Management*, 73, 256–270.
- EPE (2021). Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional - ano base 2020. URL <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 2 de outubro de 2021.
- Gandhi, O., Kumar, D.S., Rodríguez-Gallegos, C.D., and Srinivasan, D. (2020a). Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration. *Solar Energy*, 210, 181–201.
- Gandhi, O., Kumar, D.S., Rodríguez-Gallegos, C.D., and Srinivasan, D. (2020b). Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward. *Solar Energy*, 210, 202–221.
- Hill, C.A., Such, M.C., Chen, D., Gonzalez, J., and Grady, M. (2012). Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2), 850–857.
- Hossain, M.K. and Ali, M.H. (2014). Statistical analysis of ramp rates of solar photovoltaic system connected to grid. In *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2524–2531.
- IEA (2021). International Energy Agency. World Energy Outlook 2020. URL <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020/outlook-for-electricity#abstract>. Acesso em: 23 de novembro de 2021.
- Koohi-Kamali, S., Rahim, N.A., and Mokhlis, H. (2014). Smart power management algorithm in microgrid consisting of photovoltaic, diesel, and battery storage plants considering variations in sunlight, temperature, and load. *Energy Conversion and Management*, 84, 562–582.
- Kreuwel, F.P.M., Knap, W.H., Visser, L.R., van Sark, W.G.J.H.M., de Arellano, J.V., and van Heerwaarden, C.C. (2020). Analysis of high frequency photovoltaic solar energy fluctuations. *Solar Energy*, 206, 381–389.
- Lima, M.A., Mendes, L.F.R., Mothé, G.A., Linhares, F.G., de Castro, M.P.P., da Silva, M.G., and Sthel, M.S. (2020). Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the paris agreement in Brazil. *Environmental Development*, 33, 100504.
- Liu, H., and Q. Zang, J.P., and Yang, K. (2015). Control strategy of energy storage for smoothing photovoltaic power fluctuations. In *17th IFAC Symposium on System Identification SYSID 2015*, volume 48, 162–165.
- Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D., and Izco, E. (2011). Power output fluctuations in large scale PV plants: One year observations with one second resolution and derived analytic model. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(2), 218–227.
- Marcos, J., Storkel, O., Marroyo, L., Garcia, M., and Lorenzo, E. (2014). Storage requirements for PV power ramp-rate control. *Solar Energy*, 99, 28–35.
- Olah, G.A., Prakash, G.K.S., and Goepfert, A. (2011). Anthropogenic chemical carbon cycle for a sustainable future. *Journal of the American Chemical Society*, 133(3), 12881–12898.
- ONS (2021). Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dados da Geração Solar Fotovoltaica no SIN. URL <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx>. Acesso em: 23 de novembro de 2021.
- Pereira, E.B., Martins, F.R., Gonçalves, A.R., Costa, R.S., Lima, F.L., Rhuter, R., Abreu, S.L., Tiepolo, G.M., and Pereira, S.V. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. INPE, São José dos Campos, 2 edition.
- Saleh, M., Meek, L., Masoum, M.A.S., and Abshar, M. (2018). Battery-less short-term smoothing of photovoltaic generation using sky camera. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(2), 403–414.
- Seneviratne, C. and Ozansoy, C. (2016). Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/pv generation - a literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 659–668.
- Shivashankar, S., Mekhilef, S., Mokhlis, H., and Karimi, M. (2016). Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1170–1184.
- Sukumar, S., Mokhlis, H., Mekhilef, S., Karimi, M., and Raza, S. (2018). Ramp-rate control approach based on dynamic smoothing parameter to mitigate solar PV output fluctuations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 96, 296–305.
- Sun, Y., Zhao, Z., Yang, M., Jia, D., Pei, W., and Xu, B. (2020). Overview of energy storage in renewable energy power fluctuation mitigation. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 6(1), 160–173.
- Tran, V.T., Islam, M.R., Sutanto, D., and Muttaqi, K.M. (2019). Mitigation of solar PV intermittency using ramp-rate control of energy buffer unit. *IEEE Transactions on Energy Conversions*, 34(1), 435–445.
- Ulbig, A. and Andersson, G. (2015). Analyzing operational flexibility of electric power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 72, 155–164.
- Vargas, A., Saavedra, O.R., Samper, M.E., Rivera, S., and Rodriguez, R. (2016). Latin american energy markets: Investment opportunities in nonconventional renewables. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(5), 38–47.
- Wen, H., Du, Y., Chen, X., Lim, E., Wen, H., Jiang, L., and Xiang, W. (2021). Deep learning-based multi-step solar forecasting for pv ramp-rate control using sky images. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 17(2), 1397–1406.
- Yang, Y., Bremner, S., Menictas, C., and Kay, M. (2018). Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 109–125.
- Yoro, K.O. and Daramola, M.O. (2020). Chapter 1 - *co₂* emission sources, greenhouse gases, and the global warming effect. *Advances in Carbon Capture: Methods, Technologies and Applications*, 3–28.