

AVALIAÇÃO DA VARIABILIDADE DO RECURSO SOLAR EM TERRITÓRIO BRASILEIRO

Vinicius Roggério da Rocha – vinicius.rocha@inpe.br

André Rodrigues Gonçalves – andre.goncalves@inpe.br

Rodrigo Santos Costa – rodrigo.costa@inpe.br

Enio Bueno Pereira – enio.pereira@inpe.br

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST)

Fernando Ramos Martins – fernando.martins.unifesp@gmail.com

Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP), Campus Baixada Santista

Cleber Onofre Inácio – cleberoi@petrobras.com.br

Luiz Fernando Almeida Fontenele – luizfontenele@petrobras.com.br

Paulo Henrique Fernandes Ferreira – phff@petrobras.com.br

Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES)

Resumo. *O estudo da variabilidade do recurso solar é indispensável para estimar e minimizar seus efeitos indesejáveis, como flutuações de tensão, variações de frequência e problemas relacionados à qualidade de energia e à estabilidade da rede. Para isso, foram escolhidos dois índices de variabilidade na literatura, um deles adaptado para uso com dados de irradiância. Esses foram aplicados em dados de irradiância de três estações de regiões com diferentes climas e latitudes, amostrados com frequência de 5 minutos entre 2012 e 2018. Foi observado o padrão de ponta de flecha nos gráficos dos índices de claridade em função de cada índice de variabilidade, com alta concordância entre si, e os pontos foram classificados em quatro grupos (céu claro, nebuloso, nuvens esparsas e alta variabilidade) usando duas técnicas de agrupamento. Visando complementar a descrição de variabilidade, também foram feitos histogramas da distribuição da quantidade de rampas pelo respectivo tamanho. Desse modo, foi utilizada a função de sobrevivência para caracterizar essa distribuição e quantificar a possibilidade da ocorrência de valores de rampa maiores que um valor crítico. Através dessas três métricas (índice de claridade, índice de variabilidade e função de sobrevivência), pode-se caracterizar a variabilidade de recurso solar em uma região.*

Palavras-chave: Energia Solar, Variabilidade, Taxa de Rampa

1 INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica no mundo tem experimentado um crescimento exponencial e atingiu a marca de 505 GW de potência acumulada em 2018 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2019). No Brasil, observa-se um comportamento semelhante, apesar de defasado no tempo. O país encerrou o ano de 2018 com uma potência fotovoltaica acumulada de 2,41 GW, sendo 1,82 GW referentes à geração centralizada e 0,59 GW à geração distribuída (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019a) (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019b).

Com o aumento da penetração dessa geração intermitente nos sistemas de transmissão e de distribuição, crescem as discussões no setor elétrico acerca dos impactos que podem ser causados e das possíveis soluções para mitigá-los. A variabilidade da geração está intrinsecamente relacionada às características do recurso solar e às condições meteorológicas locais, sobretudo as relacionadas à nebulosidade, e pode provocar efeitos indesejáveis, tais como: flutuações de tensão, variações de frequência e problemas relacionados à qualidade de energia e à estabilidade da rede (Stein, Hansen, & Reno, 2012) (Zhu, Zhang, Yang, & Wang, 2019). Em escalas de tempo de horas a dias, a variabilidade solar pode causar forte impacto no balanço entre geração e demanda de energia, especialmente em sistemas elétricos sob alta penetração solar. Nesse sentido, faz-se necessário estudar a variabilidade do recurso solar para estimar e minimizar os efeitos que podem ser ocasionados por sistemas fotovoltaicos conectados à rede em diversas escalas de tempo. Também, é importante conhecer sua distribuição espacial, disponibilizando mais informações para que investidores selecionem locais e estimem os riscos de empreendimentos solares antes mesmo da realização de medições *in loco*, e, simultaneamente, facilitando o planejamento e operação do sistema elétrico.

Nesse contexto, no âmbito de P&D do sistema elétrico, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a PETROBRAS iniciou em 2016 um projeto de pesquisa intitulado “Métodos de menor custo para prospecção e avaliação do potencial solar brasileiro” (PD-00553-0034/2016), com o intuito de disponibilizar metodologias e tecnologias de menor custo para levantamento e avaliação do recurso solar, em adequados níveis de confiabilidade e incerteza de medição.

O presente trabalho tem como objetivo realizar uma revisão sobre métodos de quantificação da variabilidade temporal do recurso solar e proposição de métrica, ilustrando através de dados de medição do recurso solar brasileiro. Na

seção 2, é apresentada uma breve revisão sobre a variabilidade do recurso solar, abordando os fundamentos associados e algumas das principais métricas de quantificação desse fenômeno. Na seção 3, são aplicados alguns métodos de quantificação de variabilidade aos dados coletados em três estações do território brasileiro.

2 VARIABILIDADE DO RECURSO SOLAR

A variabilidade do recurso solar pode ser verificada em diversas escalas temporais. Na figura 1 (a), observa-se a variação da irradiação média de céu claro ao longo de um ano, a qual é pode ser explicada pela sazonalidade do recurso devido à excentricidade da órbita de translação da Terra e à inclinação do eixo de rotação terrestre em relação ao mesmo plano de translação. A variabilidade em escala diária é decorrente do movimento de rotação da Terra em torno do seu próprio eixo, ou, equivalentemente, do movimento aparente do Sol em relação à Terra. Ela pode ser visualizada na figura 1 (b), na qual se observa a irradiância de céu claro partindo de zero, atingindo seu valor máximo e retornando a zero. Já a variabilidade em escala horária ou sub-horária, representada na figura 1 (c), caracteriza-se por apresentar valores de irradiância na maior parte das vezes menores que a esperada em dias de céu claro mas, às vezes, pode ser maiores. As diferenças observadas em relação aos valores medidos e de céu claro são decorrentes de fenômenos atmosféricos, como passagem de nuvens, ocorrência de chuvas e aerossóis (naturais ou antropogênicos).

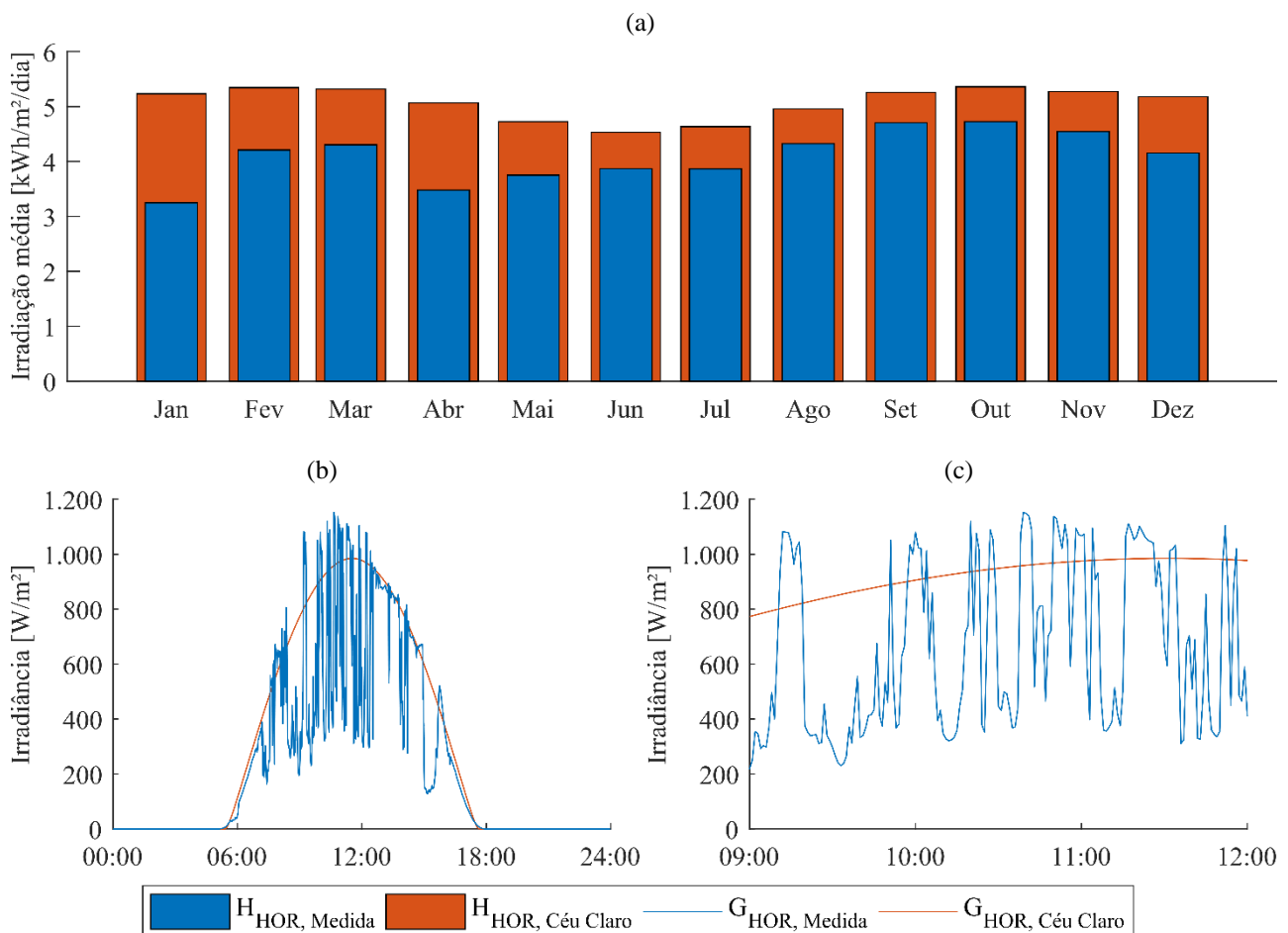


Figura 1 – Variabilidade do recurso solar em escala: (a) anual (de longo prazo), (b) diária (de médio prazo) e (c) sub-horária (de curto prazo).

Supondo que a cobertura de nuvens seja o principal fator de atenuação da irradiância solar da superfície (em escalas temporais inferiores à diária), é importante examinar a variação da nebulosidade em uma perspectiva espacial e temporal apropriada de modo a obter um melhor entendimento da intermitência da geração de energia solar. Existem vários métodos que foram propostos para quantificar essa variabilidade: (Hansen *et al.*, 2010), (Czekalski *et al.*, 2012), (Stein *et al.*, 2012), (Mazumdar *et al.*, 2014), (Wey e Schroedter-Homscheidt, 2014), (Lave *et al.*, 2015), (Avila *et al.*, 2019), (Zhu *et al.*, 2019). De modo geral, a variabilidade intra-dia (de curto prazo) é maior do que a observada entre totais diários (inter-dias, de médio prazo), devido à ação das nuvens sombreando os sensores e ao efeito de bordas de nuvens, aumentando a irradiância mensurada. Para um mesmo período de tempo, quanto maior a área de interesse, menor a variabilidade da radiação solar recebida (Perez *et al.*, 2016).

Stein *et al.* (2012) introduziram uma métrica para quantificar a variabilidade do recurso solar, denominada índice de variabilidade, VI , conforme expressão (1). As variáveis $G_{HOR,t}$ e $G_{HOR,CC,t}$ representam as irradiâncias global horizontal

e global horizontal de céu claro, respectivamente, no instante t , e Δt é o intervalo de tempo entre dois instantes consecutivos.

$$VI = \frac{\sum_{t=2}^n \sqrt{(G_{HOR,t} - G_{HOR,t-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{t=2}^n \sqrt{(G_{HOR,CC,t} - G_{HOR,CC,t-1})^2 + \Delta t^2}} \quad (1)$$

Conceitualmente, o índice de variabilidade, VI , pode ser entendido como sendo a razão entre o comprimento da curva da irradiância medida e da respectiva curva de céu claro. Valores elevados de VI indicam uma grande variabilidade da irradiância ao longo do dia. No entanto, baixos valores de VI podem ocorrer em dias claros ou muito nublados (Stein *et al.*, 2012).

No mesmo trabalho, é utilizado um gráfico do índice de claridade, Kt , em função de VI . O índice de claridade é definido como a razão entre a irradiância global horizontal medida e a irradiância de céu claro. No gráfico, os pontos formam uma distribuição chamada “ponta de flecha”, cuja ponta (altos valores de VI) indica uma região de alta variabilidade. Duas outras regiões estão na parte de baixos valores de VI , diferindo nos valores de Kt : altos valores de Kt definem uma região de baixa variabilidade e de céu claro, enquanto baixos valores de Kt definem também uma região de baixa variabilidade, mas de céu encoberto. Por fim, uma quarta região intermediária no centro do gráfico define uma região de nebulosidade parcial ao longo do dia.

Essas regiões foram definidas visualmente por (Stein *et al.*, 2012), mas existem técnicas matemáticas que podem classificar os pontos e definir faixas de variabilidade baixa, média e alta nos gráficos.

Com esses objetivos, foram utilizadas duas técnicas de análise de agrupamento: aglomeração hierárquica, através do método de Ward, e aglomeração não-hierárquica, usando o método *k-means*. Ambas têm como objetivo criar grupos de pontos que tenham pontos homogêneos dentro de si, de grupos heterogêneos se comparados entre si. A aglomeração hierárquica interliga os objetos por suas associações, agrupando objetos semelhantes. Já na aglomeração não-hierárquica, assume-se um centro de agrupamento e, em seguida, agrupam-se todos os objetos que estão a menos de um valor pré-estabelecido do centro.

Um evento de rampa é definido como uma mudança significativa de energia solar (ou energia eólica) em um curto período de tempo, sendo caracterizado por magnitude, duração, direção, início/fim e taxa. No trabalho de Zhu *et al.* (2019), é definida uma expressão para a taxa de rampa relativa (*relative ramp rate*, rRR) em função da energia solar calculada por um modelo de céu claro (CLR) e da energia medida (P) entre dois instantes separados por um intervalo de tempo Δt . Além disso, as rampas são limitadas por um limiar inferior $\underline{\varepsilon}$ e um superior $\bar{\varepsilon}$, cujos valores são definidos baseados nos requisitos de operação do sistema elétrico.

Essa definição de taxa de rampa foi adaptada para usar valores de irradiância horizontal no lugar da potência, e de irradiância de céu claro no lugar da potência calculada de céu claro. Os limiares são definidos com base na incerteza de um piranômetro, de modo a eliminar rampas cujas variações sejam muito pequenas. No atual trabalho, o limiar adotado é de 5 W/m^2 . A expressão (2) mostra como é calculada a taxa de rampa relativa aplicada para um evento de não-rampa.

$$\underline{\varepsilon} < rRR(t) = \frac{(G_{HOR,t} - G_{HOR,CC,t}) - (G_{HOR,t-1} - G_{HOR,CC,t-1})}{\Delta t} < \bar{\varepsilon} \quad (2)$$

O somatório dos módulos de todas as rampas dentro de um período de tempo define o valor do índice, chamado RR . Quando o período é definido como um ciclo diurno, ele pode ser comparado com o índice VI . Conceitualmente, pode-se entender a expressão usando o seguinte raciocínio: se a diferença entre a irradiância de céu claro e a irradiância medida fosse um valor constante ao longo do tempo, sua derivada seria nula; quanto maiores as suas variações, maiores os valores das derivadas. Desse modo, a rampa seria como uma “derivada” no intervalo de tempo. Assim, quanto maior o valor do índice, maior a variabilidade da irradiância medida.

Em ambos os índices, deve-se considerar o mesmo valor de intervalo de tempo para todos os dados. Conforme o intervalo considerado, as magnitudes dos valores dos índices podem aumentar ou diminuir.

Pelas definições dos índices, por vezes pode-se obter um valor próximo considerando-se uma só rampa grande, o que deveria representar uma variabilidade baixa, e várias rampas pequenas, o que seria uma variabilidade maior. A distribuição do número de rampas conforme seu tamanho é uma métrica complementar à variabilidade. Esse tipo de medida é importante, pois rampas de maior magnitude e de maior frequência podem causar impactos mais severos nos sistemas elétricos (Lave *et al.*, 2015).

Construindo-se histogramas dos valores absolutos de rampa, nota-se que seguem uma distribuição gama. Isso permite calcular a probabilidade de ocorrência de uma rampa cujo valor absoluto esteja acima de um determinado valor crítico para aquele conjunto, que pode ser formado por todas as rampas de um dia ou de um lugar. Essa probabilidade também é conhecida como função de sobrevivência (*survival function*, sf), que também serve como parâmetro que caracteriza a distribuição de rampas.

Quanto à escolha do valor crítico, optou-se por consultar os valores adotados inicialmente pela Autoridade de Energia Elétrica de Porto Rico (Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEEPR), 2012) sobre rampas de potência para projetos fotovoltaicos. Adicionando-se outros requisitos a um projeto fotovoltaico genérico dotado de capacidade de

armazenamento de energia, pode-se exigir que o sistema de controle seja capaz de limitar rampas de potência de saída da usina de 1 %/min a 10 %/min. Trazendo essas taxas para irradiância de 1.000 W/m² (Lave *et al.*, 2015), obtêm-se rampas numa faixa de 50 W/m² a 500 W/m² para um Δt de 5 minutos. Para o atual trabalho, optou-se por calcular apenas a função de sobrevivência usando o valor crítico de 50 W/m².

3 AVALIAÇÃO DA VARIABILIDADE DO RECURSO SOLAR EM TERRITÓRIO BRASILEIRO

Foram utilizados dados de irradiância global horizontal coletadas por piranômetros pertencentes à rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2019), compreendidos no período entre 2012 e 2018, de três estações: Brasília/DF (BRB), Petrolina/PE (PTR) e São Martinho da Serra/RS (SMS). Esses lugares foram escolhidos para representar diferentes regimes climáticos do Brasil.

Como os valores dos índices dependem do intervalo de tempo Δt , os dados foram selecionados para todos terem um intervalo de 5 minutos entre si dentro de um mesmo dia. Também foram contabilizadas apenas as irradiâncias ocorridas com elevação solar superior a 10°. O objetivo é excluir períodos noturno e de baixa elevação solar, momento em que os piranômetros são mais suscetíveis a erros de resposta angular. Para todos os índices, o modelo de céu claro utilizado foi definido em Dumortier (1998).

Na

Figura 2, são mostradas curvas de irradiâncias medidas e de céu claro para a estação de Brasília, com fotos que ilustram as condições médias de céu para três condições típicas: dia claro, dia com nuvens esparsas e dia nublado. Adicionalmente, para cada um dos dias apresentados, são calculados os respectivos *VI* e *RR*.

Em dias claros (

Figura 2 (d)), a curva da irradiância medida se aproxima da de céu claro (

Figura 2 (a)), apresentando um *VI* = 4,4 e *RR* = 1.548,8, para esse caso específico. Já em um dia com muita passagem de nuvens (

Figura 2 (e)), observa-se uma grande variação nos valores da irradiância medida, com valores ora menores, ora maiores que a irradiância de céu claro (

Figura 2 (b)), tendo um *VI* = 7,0 e *RR* = 2.808,2 para essa condição. Em um dia nublado (

Figura 2 (f)), a curva da irradiância medida permanece consistentemente abaixo da de céu claro (

Figura 2 (c)), e apresentou *VI* = 2,2 e *VS* = 796,3, para essa condição. É importante notar que, quanto maior a variabilidade, maior o valor de *VI* e de *RR*.

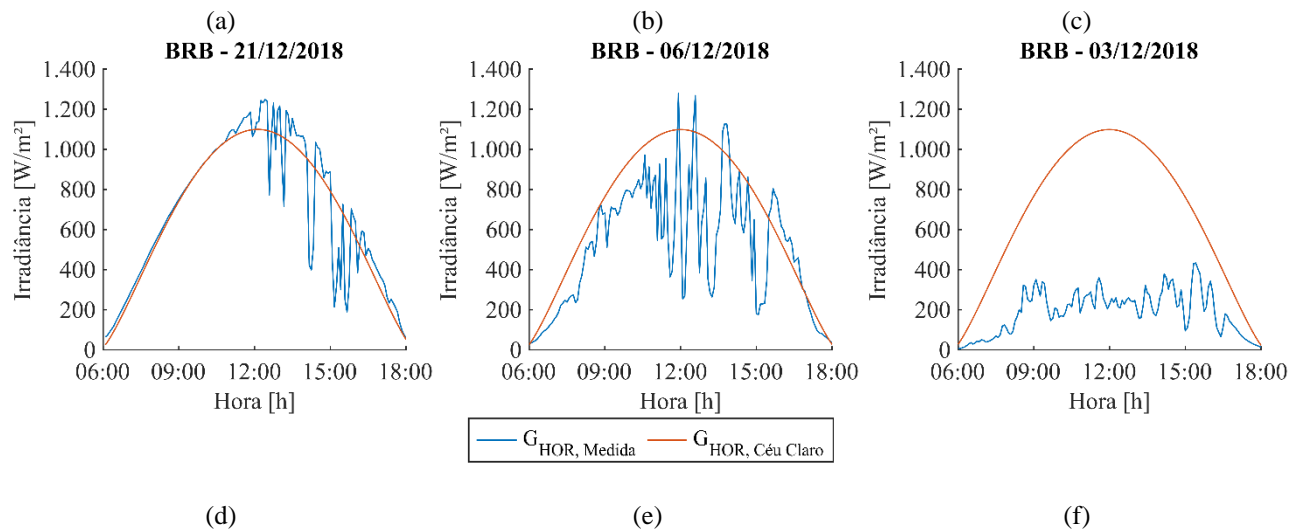




Figura 2 – Irradiâncias medidas ($G_{HOR,Medida}$) e de céu claro ($G_{HOR,CéuClaro}$) e fotos do céu para: (a) e (d) céu claro, (b) e (e) dia com nuvens esparsas e (c) e (f) dia nublado para três dias de dezembro de 2018 da estação da rede SONDA em Brasília.

Uma limitação dos índices está na distinção entre céu claro e nublado. Assim, atrela-se o índice de claridade Kt em função dos índices diários, cujos pontos estão dispostos nos gráficos da

Figura 3. Nota-se que todos os gráficos formam o padrão de ponta de flecha, como previsto em Stein *et al.* (2012).

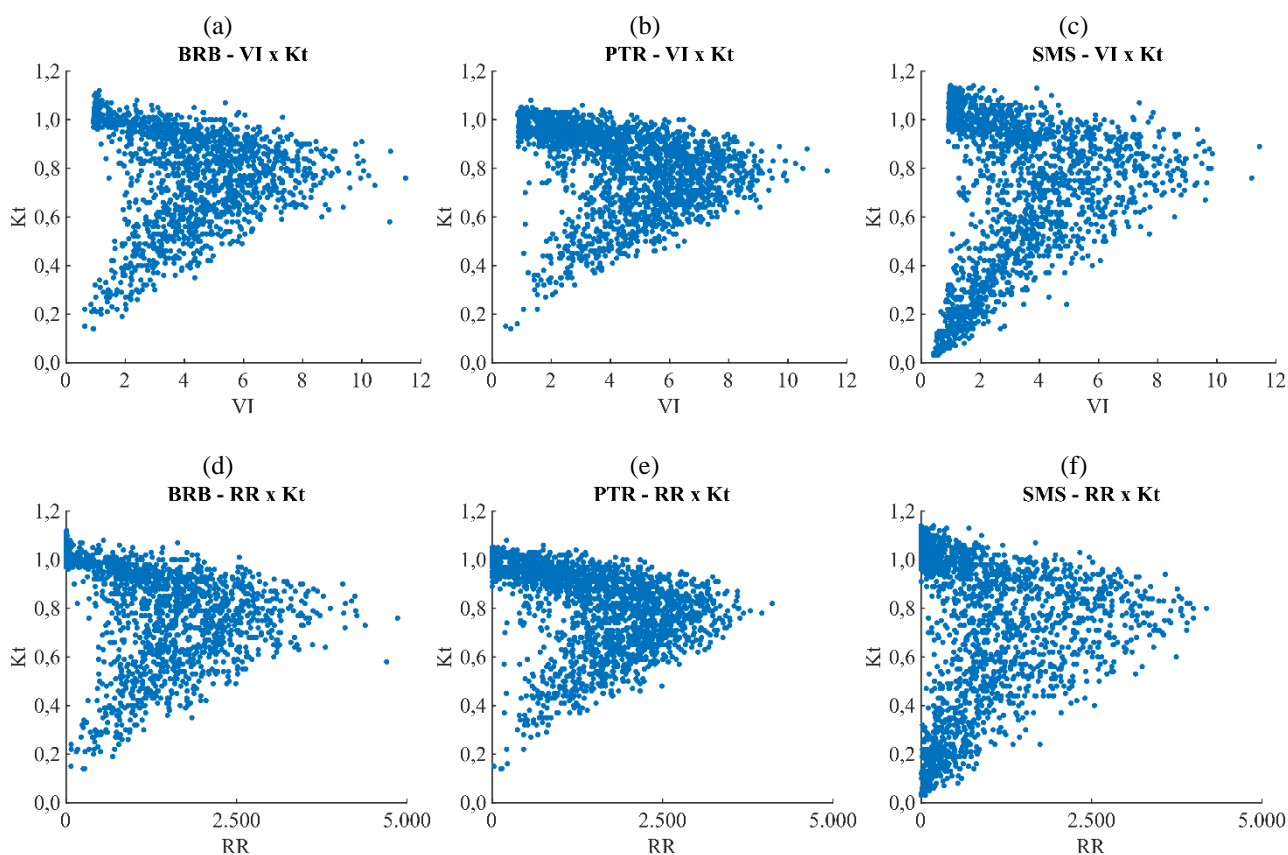


Figura 3 – Índice de claridade (Kt) em função do índice de variabilidade VI (a, b, c) e do índice de rampas RR (d, e, f) das estações BRB (a, d), PTR (b, e) e SMS (c, f).

Também foi aplicada análise de agrupamento (hierárquico e não-hierárquico) nos conjuntos de dados para identificar as quatro regiões de interesse e classificar os pontos em cada uma (Figura 4). O número de pontos de cada região está na Tabela 1. Apesar de os pontos iniciais de cada grupo do método não-hierárquico terem sido definidos aleatoriamente, as rodadas não apresentaram diferenças significativas entre si para o escopo deste trabalho. Devido à similaridade de comportamento e com fins de sintetização, a Figura 4 e a Tabela 1 contêm somente dados calculados com o índice RR .

Tabela 1 – Quantidade de dias dos gráficos Kt versus RR classificados usando aglomeração hierárquica e não-hierárquica em cada uma das quatro regiões: céu claro (CC), nublado (NB), nuvens esparsas (NE) e alta variabilidade (AV).

Classificação	BRB		PTR		SMS	
	Hierárquico	Não-hierárquico	Hierárquico	Não-hierárquico	Hierárquico	Não-hierárquico
CC	464	377	567	549	851	737
NB	197	356	333	377	358	349
NE	471	458	462	516	219	419
AV	429	370	686	606	436	359

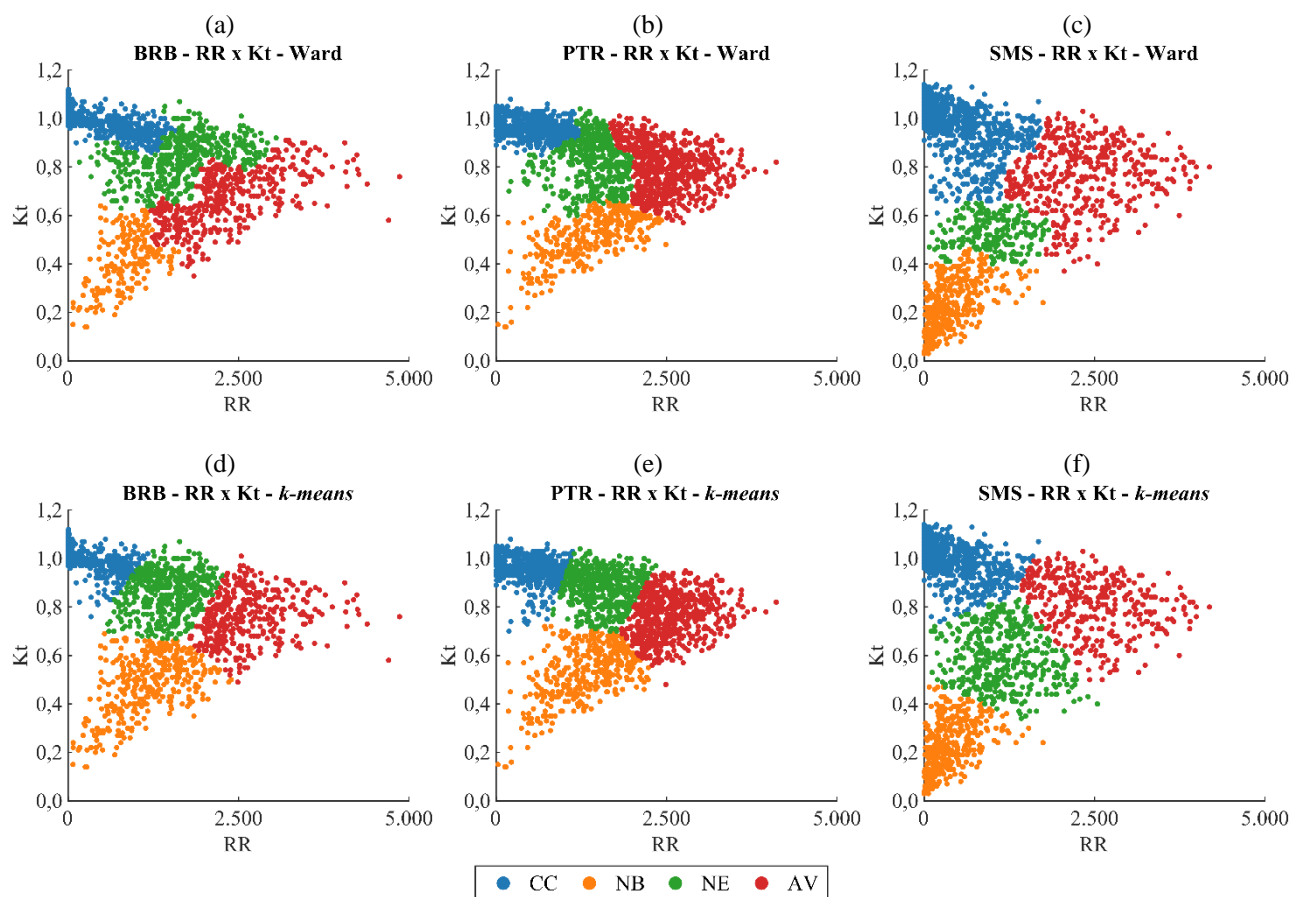


Figura 4 – Índice de claridade (Kt) em função do índice de rampas RR com os pontos agrupados usando método hierárquico (a, b, c) e não-hierárquico (d, e, f) das estações BRB (a, d), PTR (b, e) e SMS (c, f).

Pela proximidade dos números de amostras de cada grupo, não é possível afirmar que exista um ou dois grupos predominantes em cada sítio, mesmo considerando-se médias mensais, em vez de valores diários. Devido à diferença de posição do grupo NE, nota-se que seria uma aproximação grosseira estimar uma região de média variabilidade como tendo valores de RR entre 1.000 e 2.000, por exemplo.

Também foram construídos histogramas para representar os conjuntos das rampas, apresentando a distribuição da quantidade de rampas em função de seu tamanho absoluto. A Figura 5 contém os conjuntos de rampas de cada uma das estações utilizadas no estudo.

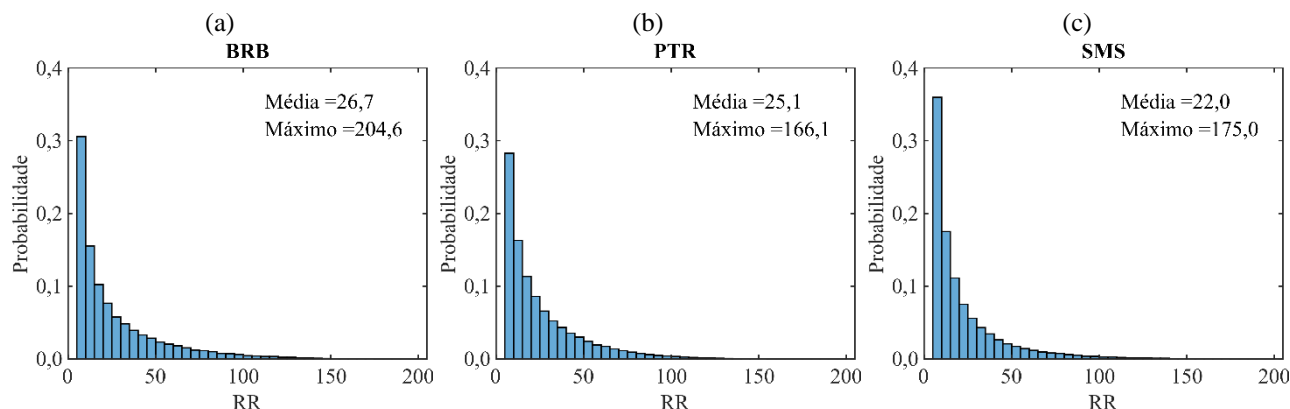


Figura 5 – Histogramas das rampas das estações: (a) BRB, (b) PTR e (c) SMS.

Considerando-se que os dados se apresentam como uma distribuição gama, calculou-se a função de sobrevivência para um valor crítico de 50 W/m^2 . Para isso, as rampas foram agrupadas em meses de todos os anos do período estudado, para cada estação (Tabela 2).

Tabela 2 – Valor da função de sobrevivência calculada para o valor crítico de 50 W/m² da distribuição de rampas de cada estação por mês, em porcentagem.

Mês	Estação		
	BRB	PTR	SM S
Janeiro	16	11	13
Fevereiro	15	11	14
Março	15	13	11
Abril	15	12	4
Mai	11	8	1
Junho	11	8	1
Julho	11	8	1
Agosto	14	10	1
Setembro	11	10	3
Outubro	13	12	6
Novembro	13	13	10
Dezembro	14	11	12
Média	13	11	6

Os valores calculados da função de sobrevivência apresentam pouca variação ao longo do ano para as estações de Brasília e de Petrolina. Essas estações também possuem valores bem próximos entre si. Já a estação de São Martinho da Serra apresenta uma queda dos valores entre abril e junho, voltando a aumentar até o final do ano. Desse modo, a média dessa estação é menor ao ser comparada com as outras duas estações. A sazonalidade observada deve-se ao período de entrada de frentes frias, o que aumenta a nebulosidade média durante a passagem do sistema frontal e diminui a nebulosidade média após sua passagem. Isso diminui a probabilidade de rampas maiores que o valor crítico de 50 W/m².

4 CONCLUSÕES

Foi realizada uma breve revisão bibliográfica sobre índices de variabilidade de irradiância, tendo sido selecionados dois deles para aplicação: o índice de variabilidade *VI* (Stein *et al.*, 2012), de simples conceituação e presente em diversos artigos, e uma adaptação para valores de irradiância do conceito de taxas de rampas relativas (Zhu *et al.*, 2019), gerando o índice *RR*. Uma análise de agrupamento foi realizada usando duas metodologias distintas com o objetivo de definir regiões nos gráficos de índice de claridade em função do índice de variabilidade. Considerando-se que as rampas possuem distribuição gama, também foi calculada a função de sobrevivência para um valor crítico de 50 W/m².

Esses índices foram calculados usando dados da rede SONDA do período 2012–2018, com frequência de 5 minutos, para três estações: Brasília/DF, Petrolina/PE e São Martinho da Serra/RS. O gráfico de ponta de flecha foi observado usando as duas metodologias nos três sítios, e os dados foram classificados em quatro grupos: céu claro, nublado, nuvens esparsas e alta variabilidade. Não é possível afirmar que exista um grupo dominante em cada estação nem um limite claro entre alta e baixa variabilidade, pensando em categorizar apenas essa métrica. A função de sobrevivência apresentou sazonalidade anual em um dos sítios, resultando em um valor médio menor se comparado com os das outras duas estações.

Com os resultados, verificou-se a viabilidade em usar os índices e ferramentas estatísticas para caracterizar as estações, através do índice de claridade, de um dos dois índices de variabilidade aqui trabalhados e da função de sobrevivência, que permite quantificar a probabilidade da ocorrência de rampas grandes. Para trabalhos futuros, pretende-se aplicar essa metodologia em mais estações da rede SONDA, com intervalo de tempo de 1 minuto, e em rodadas do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, que usa imagens de satélite como entrada, o que permitirá aumentar os pontos de estudo para todo o Brasil.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao suporte institucional e financeiro da Petrobras, através do projeto de P&D ANEEL PD-00553-0034/2016 e aos outros integrantes do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do CCST/INPE, pelo apoio à pesquisa e manutenção da rede SONDA. Agradecem também ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-MC), através dos processos CNPq 573797/2008-0 e FAPESP 2008/57719-9.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (2020a). Banco de Informações de Geração (BIG) - Capacidade de geração do Brasil. Fonte: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>>. Acesso em fevereiro de 2020.
- Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEEPR). (2012). Fonte: <<https://aeepr.com>>. Acesso em setembro de 2019.
- Avila, A., Vizcaya, P., & Diez, R. (2019). Daily irradiance test signal for photovoltaic system by selection from long-term data. *Renewable Energy*, 755-762.
- Czekalski, D., Chochowski, A., & Obstawski, P. (2012). Parametrization of daily solar irradiance variability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2461-2467.
- Dumortier, D. (1998). *The satellite model of turbidity variations in Europe*.
- Hansen, C., Stein, J., & Ellis, A. (2010). *Statistical criteria for characterizing irradiance time series*. Albuquerque: Sandia National Laboratories.
- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). (2019). *Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA)*. Fonte: <<http://sonda.ccst.inpe.br>>. Acesso em setembro de 2019.
- Lave, M., Reno, M., & Broderick, R. (2015). Characterizing local high-frequency solar variability and its impact to distribution studies. *Solar Energy*, 327-337.
- Mazumdar, B., Saquib, M., & Das, A. (2014). An empirical model for ramp analysis of utility-scale solar PV power. *Solar Energy*, 44-49.
- Perez, R., David, M., Hoff, T., Jamaly, M., Kivalov, S., Kleissl, J., Perez, M. (2016). *Spatial and temporal variability of solar energy*. New York: Foundations and Trends in Renewable Energy.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). (09 de outubro de 2019). *Renewables 2019. Global status report*. Fonte: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf>. Acesso em setembro de 2019.
- Stein, J. S., Hansen, C. W., & Reno, M. J. (2012). The variability index: a new and novel metric for quantifying irradiance and PV output variability. *World Renewable Energy Forum*.
- Wey, E., & Schroedter-Homscheidt, M. (2014). APOLLO cloud product statistics. *Energy Procedia*, 2414-2421.
- Zhu, W., Zhang, L., Yang, M., & Wang, B. (2019). Solar power ramp event forewarning with limited historical observations. *2019 IEEE/IAS 55th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, 1-8.

EVALUATION OF SOLAR RESOURCE VARIABILITY IN BRAZILIAN TERRITORY

Abstract. *The study of solar resource variability is necessary to estimate and minimize its undesirable effects, such as voltage fluctuations, frequency variations and problems related to power quality and grid stability. For this, two variability indices were chosen in the literature, one of them adapted for use with irradiance data. These were applied to irradiance data from three stations from regions with different climates and latitudes, sampled at a frequency of 5 minutes between 2012 and 2018. The arrowhead pattern was observed in the clearness index as a function of each variability index graphs, with high agreement with each other, and the points were classified into four groups (clear sky, cloudy, scattered clouds and high variability) using two clustering techniques. In order to complement the description of variability, histograms of the distribution of the quantity of ramps by their size were also made. Thus, the survival function was used to characterize this distribution and quantify the possibility of the occurrence of ramp values greater than a critical value. Through these three metrics (clearness index, variability index and survival function), one can characterize the solar resource variability in a region.*

Key words: *Solar Energy, Variability, Ramp Rate*