

# PREVISÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL CONSIDERANDO O IMPACTO DO ECLIPSE SOLAR DO DIA 14/10/2023

**Paulo Sergio de Castro Nascimento**<sup>1</sup> – castro.paulo@engenharia.ufff.br

**William Cossich Marcial de Farias**<sup>2</sup>

**Rogério Jose Menezes Alves**<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico, RJ, Brasil

**Diogo Pereira Marques Cruz**

Gerência de Programação Diária – Operador Nacional do Sistema Elétrico, RJ, Brasil

**Gabriel Augusto Goncalves**

Gerência de Previsão de Carga – Operador Nacional do Sistema Elétrico, RJ, Brasil

## 1.1. Recurso solar e meteorologia da radiação solar

### **Resumo.**

*O aumento da participação da fonte solar fotovoltaica na matriz energética brasileira origina uma série de desafios para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentre estes desafios, pode-se destacar a sua rápida variabilidade e a necessidade de tratamentos especiais para fenômenos antes não observados durante a programação da operação. O presente trabalho apresenta os métodos utilizados para representação do eclipse solar ocorrido no dia 14 de outubro de 2023 nos modelos de previsão da geração solar fotovoltaica do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para utilização na programação da operação do SIN. São apresentados, além dos modelos oficiais de previsão de geração solar fotovoltaica, as alterações realizadas com dados adicionais para correção das previsões considerando o obscurecimento causado pelo eclipse, bem como a fonte e o processo utilizado para aquisição dos dados. Ao final, conclui-se sobre a eficácia das metodologias utilizadas através da comparação das previsões com a geração solar centralizada verificada.*

**Palavras-chave:** Eclipse Solar, Previsão de Geração Solar Fotovoltaica, Programação da Operação do ONS

## 1. INTRODUÇÃO

O crescente aumento da produção de energia solar tem trazido grandes desafios para operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). No que tange à previsão de geração solar fotovoltaica, tem-se desafios envolvidos desde os problemas associados aos painéis de geração com diferentes fatores de capacidade, até as incertezas da previsão da irradiância que atinge a superfície. Além disso, diversos fatores meteorológicos podem impactar a previsão de irradiância, como a cobertura de nuvens, a densidade do ar e a profundidade ótica da atmosfera. Fatores astronômicos também contribuem para o aumento dessa incerteza, como a distância terra-sol e a ocorrência de eventos de eclipse solar.

Um eclipse solar pode ser considerado um fenômeno natural que resulta em uma variação relativamente curta e abrupta da quantidade de radiação solar que chega à superfície da Terra. Apesar desse fenômeno impactar alguns fatores atmosféricos, ele não é considerado em modelos numéricos de previsão do tempo para o cálculo de suas variáveis preditivas. Por isso, incorporar informações sobre o impacto que um eclipse tem sobre uma determinada região representa um grande desafio para diferentes áreas de pesquisa, como aquela voltada para geração de energia solar fotovoltaica. Madhavan e Ratnam (2021) destacam que diversas pesquisas que têm sido desenvolvidas para avaliar o impacto de eclipses solares sobre os parâmetros meteorológicos e perfis verticais da atmosfera. Os autores também evidenciam que este é um fenômeno importante para avaliar e validar modelos de transferência radiativa, no entanto, estudos deste tipo dependem de condições muito específicas e limitadas. Assim, avaliar o impacto de um eclipse sobre a radiação de direta e difusa que atinge a superfície da Terra, e, conseqüentemente, sobre a geração de energia solar fotovoltaica, é um problema a ser explorado pela comunidade científica.

No dia 14 de outubro de 2023 ocorreu um eclipse solar anular que atingiu grande parte do Brasil, e acarretou num grande desafio para programação e operação do SIN. Para sobrepor o impacto deste fenômeno natural, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) propôs uma metodologia para prever a geração solar fotovoltaica centralizada e distribuída, considerando o obscurecimento do fenômeno como um fator atenuante da radiação solar incidente à superfície. Desta maneira, o objetivo deste trabalho é apresentar o método utilizado para prever a geração solar fotovoltaica durante o episódio desse eclipse, indicando as potencialidades da metodologia adotada, além das lições e necessidades de adaptações para futuros episódios.

Este trabalho apresenta a seguinte estrutura: na Seção 2 são apresentados os dados e modelos utilizados, bem como a metodologia proposta para ser empregada na previsão de geração solar fotovoltaica centralizada e distribuída,

considerando o episódio do eclipse do dia 14/10/2023. Na Seção 3 são ilustrados os principais resultados obtidos no âmbito da programação diária da operação do SIN, e feitas algumas discussões acerca do que foi obtido como resultado. Por fim, na Seção 4, são descritas as considerações finais, e indicados trabalhos a serem desenvolvidos para uma evolução metodológica da previsão de geração solar fotovoltaica em casos de eclipses.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo é descrito o fenômeno em estudo neste trabalho, que é o eclipse solar anular ocorrido no dia 14/10/2023, cuja ocorrência impactou significativamente a geração solar fotovoltaica do SIN e foi considerado nos processos de previsão da geração solar fotovoltaica centralizada e distribuída para programação diária. Em seguida, o modelo de previsão de geração solar fotovoltaica centralizada utilizado é apresentado. Ao final, as metodologias para consideração do efeito do eclipse na previsão de geração solar fotovoltaica tanto centralizada quanto distribuída são descritas.

### 2.1 O eclipse solar anular do dia 14/10/2023

Um eclipse solar anular acontece quando a lua se posiciona entre a Terra e Sol, mas de forma que a Lua não seja capaz de cobrir todo o disco solar, devido uma maior distância Terra-Lua do que aquela observada em um eclipse total. Este tipo de eclipse também é conhecido como “anel de fogo”, já que a borda do Sol é visível da superfície da Terra. O eclipse solar anular do dia 14/10/2023 pôde começar a ser visto no território brasileiro aproximadamente às 14:05 (Hora de Brasília), a partir do estado do Amazonas, e durou até pôr do Sol em muitos estados da porção Leste do país, i.e., em muitos estados das regiões Nordeste e Sudeste (Timeanddate, 2023). Na Fig. 1 é apresentado o percurso do eclipse anular, indicando o primeiro ponto que o eclipse parcial pode ser visto (ponto A), bem como a anularidade do eclipse (escala de cores da figura), destacando a área onde o eclipse anular pôde ser observado inteiramente (percurso entre os pontos B e C), e não somente como um eclipse parcial. Por fim, o ponto D indica o último ponto em que a atuação do eclipse foi vista, antes do pôr do sol, pois na porção mais a leste deste ponto o Sol já havia se posto além do horizonte quando o eclipse deixou de ser visto, embora permanecesse o alinhamento dos astros Solar e Lunar.

Existem duas medidas astronômicas que podem representar o impacto de um eclipse solar sobre a luz que chega à superfície, são a magnitude e o obscurecimento. A magnitude indica a fração do diâmetro solar oculto pela Lua, enquanto o obscurecimento indica a fração da área solar oculta pela Lua (NASA, 2023). Essas medidas são calculadas a partir da relação entre a interseção dos raios do Sol e da Lua, e do ponto de vista do observador a Terra. Considerando que a quantidade de radiação que atinge a superfície da Terra depende da área da superfície solar que emite tal radiação, é assumido que o obscurecimento corresponde a um parâmetro mais adequado para representar a atenuação da irradiância solar à superfície, embora esta não seja uma relação diretamente linear, devido à radiação difusa e ao limbo de escurecimento (Kameda *et al.*, 2009).

Dados relativos a este e outros episódios de eclipse podem ser coletados na plataforma Timeanddate (Timeanddate, 2023), que disponibiliza informações de eclipses previstos até o ano de 2199. Dentre as informações disponibilizadas, destacam-se os horários de início e fim dos eclipses, além dos valores de obscurecimento, magnitude, e o horário de máxima atuação do eclipse em qualquer coordenada geográfica da Terra.

Assim, foi elaborado um código usando a linguagem de programação Python (Python, 2023), com as bibliotecas pandas, numpy, selenium e bs4, para extrair estas informações do eclipse do dia 14/10/2023 da internet, para as coordenadas geográficas de todos os parques de geração solar centralizada do Brasil. Estas informações foram usadas para calcular a atenuação da geração solar fotovoltaica, no âmbito da programação diária da operação do SIN, conforme será apresentado nas Seções 3.1 e 3.2 do presente trabalho. Destaca-se aqui que o horário de início mais breve em um parque solar centralizado no Brasil se deu às 15:21, e o horário de máximo obscurecimento variou entre 16:41 e 16:48 (Horário de Brasília).

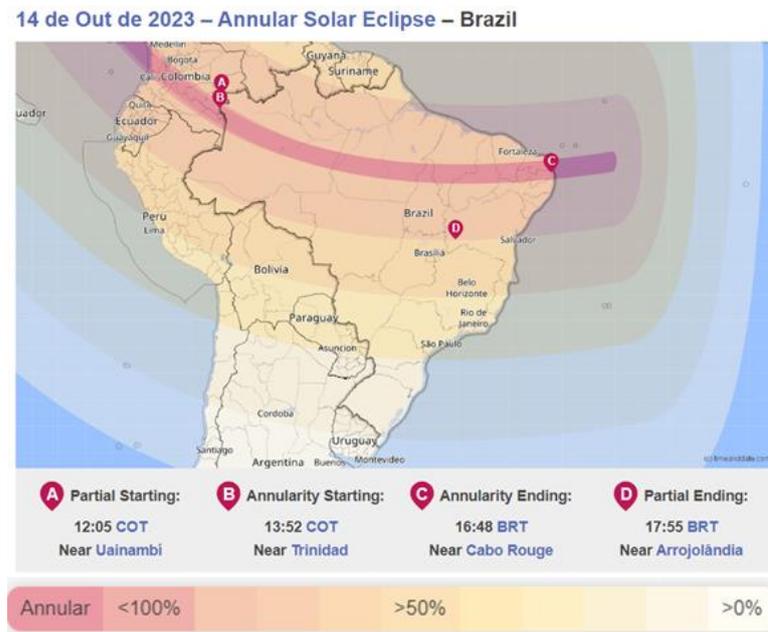


Figura 1 - Percurso do eclipse solar anular de 14 de outubro de 2023. Fonte: Timeanddate (2023).

## 2.2 Modelo de previsão de geração solar fotovoltaica centralizado do ONS

O ONS tem desenvolvido modelos para previsão de geração solar fotovoltaica considerando diferentes horizontes temporais, que podem variar de minutos a dias à frente. Para este trabalho foram consideradas as previsões para o horizonte da programação diária, i.e., aquelas realizadas em um determinado dia para vigência no dia seguinte. Estas previsões são caracterizadas como de curtíssimo prazo e são feitas utilizando as previsões de modelos numéricos de previsão do tempo.

O modelo de curtíssimo prazo para geração solar fotovoltaica centralizada do ONS utiliza, atualmente, séries de irradiância, temperatura, pressão e umidade oriundas do modelo GFS (Global Forecast System), da Administração Oceânica e Atmosférica dos EUA (NOAA, sigla em inglês), com resolução horizontal de aproximadamente 25 km e resolução temporal de 1h, estendendo a previsão para o dia corrente e vários dias à frente (NOAA, 2019). Destaca-se que recentemente o ONS adquiriu os mesmos dados do previstos pelo modelo do ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), entretanto, devido as características e necessidades de dados históricos dos modelos de previsão de geração fotovoltaica para usinas centralizadas, as previsões desse modelo ainda não são utilizadas para previsão de geração fotovoltaica de usinas centralizadas.

O modelo de previsão de geração fotovoltaica é executado com resolução temporal de 30 minutos, para compatibilidade com a programação diária da operação, sendo as informações de variáveis provenientes do modelo GFS interpoladas linearmente no tempo. Adicionalmente, são obtidas informações de geração solar fotovoltaica verificada da base histórica de tempo real do Sistema de Supervisão e Controle do ONS e do Sistema de Medição e Faturamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os dados observados das variáveis meteorológicas, como irradiância e temperatura, não são considerados para o modelo de previsão de geração. Sendo assim, o modelo é calibrado utilizando somente as informações meteorológicas previstas pelo GFS e os dados de geração solar fotovoltaica observada.

Existem diversos desafios a serem superados acerca dos dados observados e previstos, sobre os quais são aplicados modelos para tratamento dos dados, visto que o modelo de previsão de geração é fortemente dependente da qualidade das previsões numéricas do modelo GFS. Ainda assim, o modelo de geração solar fotovoltaica para usinas centralizadas apresenta, frequentemente, desvios significativos. Para ilustrar a principal dificuldade de previsão e causa dos desvios, a Fig. 2 relaciona o comportamento entre os dados de geração e irradiância. Na Fig. 2 (a) é apresentada a dispersão entre geração e irradiância verificadas pelo Sistema de Supervisão do ONS (PI), considerando um período dois meses de dados (janeiro e fevereiro de 2022), para uma usina de Minas Gerais sem mecanismo de rastreamento. Na Fig. 2 (b) é ilustrado a relação entre geração e a irradiância prevista pelo modelo GFS, considerando previsões feitas com 24 horas de antecedência, para o mesmo período e usina dos dados apresentados na Fig. 2 (a). Como pode ser observado, o comportamento da Fig. 2 (b) é muito mais disperso, indicando desvios significativos na previsão de irradiância do modelo GFS, o que por consequência se reflete na previsão de geração.

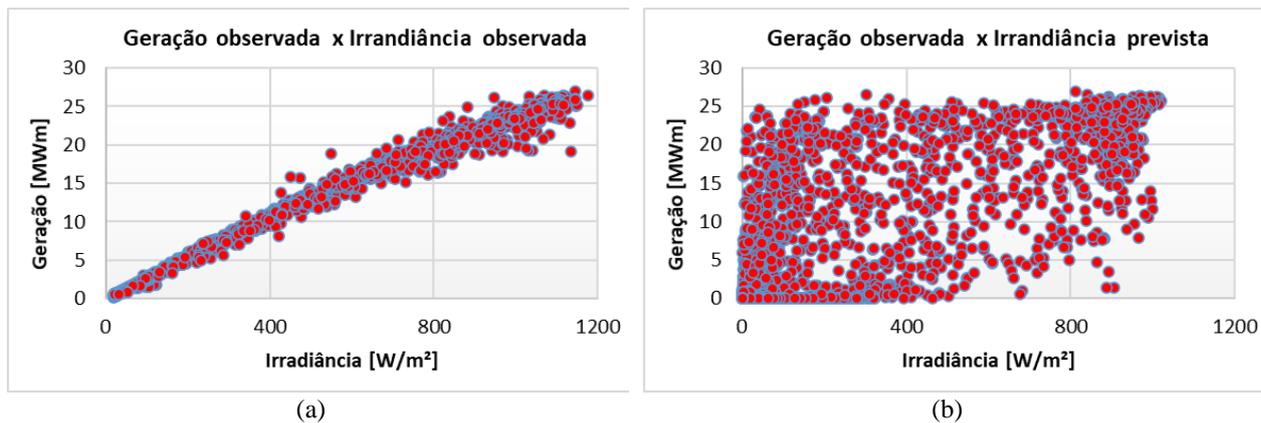


Figura 2 - Dispersão entre geração verificada com irradiância (a) verificada e (b) prevista.

Para prever a geração solar fotovoltaica de usinas centralizadas são construídos modelos regressivos usando dois métodos. O primeiro é da classe de modelos Box-Jenkins, do tipo ARIMAX - Autorregressivo Integrado de Médias Móveis com Variáveis Exógenas, Box (2015). Esse método possui os mesmos parâmetros do método ARIMA, no entanto, considerando variáveis exógenas, que, neste caso, são as variáveis meteorológicas previstas pelo modelo GFS. O método é explicitado na Equação (1).

$$g_t = C + \sum_i^p \phi_i g_{t-i} + \sum_j^q \theta_j \varepsilon_{t-j} + \sum_k^e \beta_k v_{k,t} + \varepsilon_t \quad (1)$$

Sendo:  $g_t$  a geração solar no tempo  $t$ ;  $C$  uma constante;  $\phi_i$  é o parâmetro da parte autorregressiva;  $g_{t-i}$  é a geração defasada por  $i$  passos;  $\theta_j$  é o parâmetro relacionado a médias móveis;  $\varepsilon_{t-j}$  é o erro no tempo  $t$  defasado de  $j$  passos;  $\beta_k$  o coeficiente do termo das variáveis exógenas  $k$ ;  $v_{k,t}$  representa a variável exógena  $k$  no tempo prevista para o tempo  $t$ ;  $\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$ , erro normal de média 0 e variância constante;  $v$  o conjunto de variáveis exógenas;  $p$  está relacionado ao número de componentes autorregressivos;  $e$  o número de variáveis exógenas; e  $q$  é a ordem da média móvel.

Devido à relação praticamente linear entre a geração solar fotovoltaica e as grandezas meteorológicas do modelo GFS necessárias para a previsão, optou-se, também, pelo uso de um segundo método para prever a geração, baseado na regressão linear multivariada, i.e., uma regressão baseada somente nas variáveis meteorológicas que resultem na previsão de geração. A Equação (2), descreve esta regressão.

$$g_t = \alpha + \psi_1 \cdot v_{1,t} + \psi_2 \cdot v_{2,t} + \dots + \psi_n \cdot v_{n,t} + \varepsilon_t \quad (2)$$

Sendo:  $v$  é a variável independente, neste caso correspondendo às variáveis meteorológicas;  $\alpha$  é a constante do modelo;  $\psi$  o coeficiente angular do modelo;  $\varepsilon$  é o erro ou variação de  $g$  não explicada pelo modelo.

Ao final da execução dos dois métodos de previsão, é aplicado um modelo dinâmico de combinação. Este modelo considera uma combinação linear entre as duas previsões produzidas usando as Equações (1) e (2), com pesos distintos, que dependem dos desvios recentes de cada previsão.

### 2.3 Incorporação das informações do eclipse no modelo de previsão de geração solar centralizada

Para considerar o impacto do eclipse solar anular do dia 14/10/2023 na previsão de geração solar fotovoltaica das usinas solares centralizadas do SIN o ONS adotou o obscurecimento como um fator de atenuação da geração solar. No entanto, devido à complexidade característica de cada parque solar, e assumindo a necessidade da adaptação da previsão em tempo hábil para atender a programação diária, algumas premissas foram adotadas para simplificar a representação das informações de obscurecimento no processo de previsão solar fotovoltaica, dentre elas destaca-se: (i) o fator de redução foi baseado no horário médio de maior obscurecimento, estimado para 16h45 para todas as usinas, considerando que este horário variava entre 16:41 e 16:48 (Horário de Brasília); (ii) para os demais horários com influência do eclipse, a estimação baseou-se em interpolação linear, até as horas limites de 15:00 e 18:00, nas quais não houve impacto do eclipse, conforme exemplo para uma usina na Fig. 3; (iii) são considerados fatores de redução diferentes para cada usina de acordo com o obscurecimento de sua localização geográfica.

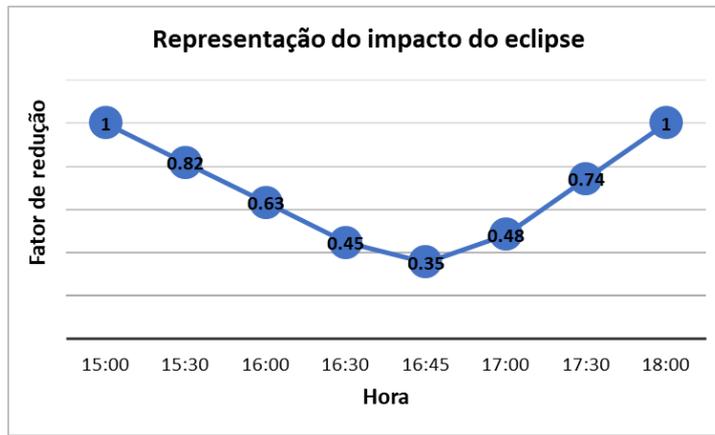


Figura 3 - Fatores de redução aplicados às variáveis da previsão para consideração do eclipse, para uma usina do SIN.

Inicialmente foi feita a tentativa de aplicar o fator de redução devido ao obscurecimento somente aos valores de irradiância prevista pelo modelo GFS. Sabe-se, no entanto, que o eclipse solar afetaria não somente a irradiância, como também as demais variáveis meteorológicas. Assim, esta metodologia não se mostrou adequada, dado que a redução da previsão de geração poderia ser subestimada, principalmente pelo método baseado na Equação (2), onde todas as variáveis meteorológicas deveriam sofrer um impacto pela ocorrência do eclipse, mas usando esta metodologia somente a irradiância sofreu modificações. Para exemplificar o impacto pouco significativo desta alternativa metodológica, a Fig. 4 apresenta os resultados da previsão de geração para o dia 14/10/2023 realizada no dia 12/10/2023. Neste caso, a irradiância prevista pelo modelo GFS foi corrigida através da aplicação do fator de redução, e em seguida esta foi utilizada no modelo de previsão de geração. Observa-se que o impacto do eclipse é muito pequeno. Além disso, a previsão também foi ligeiramente modificada próximo às 07:30 da manhã do dia 14, evidenciando que mudanças podem ter ocorrido também devido à forma de concepção do modelo combinado é aplicado.

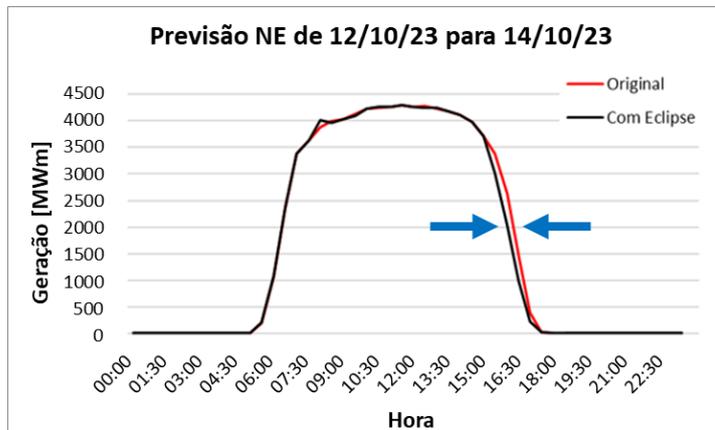


Figura 4 - Previsão da geração solar centralizada para o subsistema Nordeste considerando a aplicação do fator de redução do eclipse na irradiância prevista.

Por outro lado, a apresenta os resultados da previsão de geração realizada no mesmo dia (12/10/2023) e tendo o mesmo dia de alvo (14/10/2023), porém aplicando o fator de redução diretamente à geração prevista pelo modelo dinâmico combinado. Neste caso, o modelo de previsão de geração utilizou a irradiância obtida diretamente do modelo GFS, e esta geração foi reduzida de um fator, dependente da posição geográfica da usina e do instante de tempo, considerando, assim, que a atenuação na geração é diretamente proporcional ao obscurecimento. Embora seja conhecido que a relação entre a variação da radiação solar que atinge superfície não seja proporcional ao obscurecimento, i.e., seja necessário trabalhar em uma regressão entre as variações, este simples método poderia trazer uma proporção mais realista do impacto do eclipse. Através da Fig. 5, observa-se um impacto maior para previsão de geração solar durante o período do eclipse. Além disso, não foram observadas mudanças na previsão de geração em horários de não atuação do eclipse. Assim, optou-se pelo uso desta segunda metodologia para prever a geração solar fotovoltaica no horizonte de curtíssimo prazo. Os resultados do impacto da metodologia adotada na previsão de geração solar fotovoltaica de usinas centralizadas dos subsistemas Sudeste e Nordeste, e a respectiva comparação com a geração observada são apresentados na Seção 3.1.

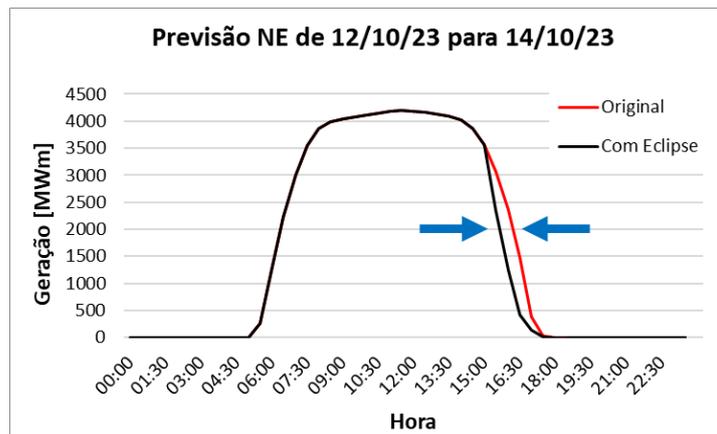


Figura 5 - Previsão da geração solar centralizada para o subsistema Nordeste considerando a aplicação do fator de redução do eclipse diretamente na geração prevista.

## 2.4 Incorporação das informações do eclipse no modelo de previsão de geração solar distribuída

Por conta de limitação de dados históricos, o ONS dispõe de um modelo de previsão diferente do modelo apresentado para as usinas centralizadas. Trata-se de um modelo físico para previsões de micro e mini gerações distribuídas (MMGD) de curtíssimo prazo que utiliza, atualmente, séries de irradiância, temperatura, pressão e umidade oriundas do modelo ECMWF, com resolução horizontal de aproximadamente 10 km e resolução temporal de 1h, estendendo a previsão para o dia corrente até 3 dias a frente. O modelo de previsão de micro e mini geração solar fotovoltaica é executado com resolução temporal de 30 minutos, para compatibilidade com a programação diária da operação, sendo as informações de variáveis provenientes do modelo ECMWF interpoladas linearmente no tempo.

Adicionalmente, são obtidas informações de potência instalada georreferenciada dos empreendimentos de MMGD disponibilizadas no portal de dados abertos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O ONS não dispõe dos dados verificados de geração desses empreendimentos, o que torna ainda mais desafiador prever os efeitos desses recursos para considerá-los no comportamento da carga, uma vez que numa ausência dessa fonte, que já alcança os 24GW de capacidade instalada (ANEEL), o sistema interligado precisa continuar atendendo a demanda de energia.

De forma a considerar o impacto do eclipse solar anular do dia 14/10/2023 nas previsões dos valores de geração das de micro e minicentralizadas geradoras distribuídas fotovoltaicas do SIN o ONS também adotou o obscurecimento como um fator de atenuação da geração solar e as horas de início e fim do eclipse para cada ponto de grade de 10km com unidades geradoras associadas. Para o modelo de previsão de MMGD foram adotadas premissas similares àquelas adotadas para o modelo de previsão de geração solar fotovoltaica centralizada, exceto pelo fato de, neste caso, o horário de início e fim do eclipse terem sido considerados àqueles disponibilizados na plataforma Timeanddate. Além dessa pode-se destacar as premissas destacadas anteriormente: (i) o fator de redução foi baseado no horário de maior obscurecimento para cada ponto de grade, aproximado para a semi-hora mais próxima; (ii) são considerados fatores de redução diferentes para cada central geradora de acordo com o obscurecimento de sua localização geográfica. Os efeitos do eclipse na previsão de MMGD são apresentados na Seção 3.2.

## 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 3.1 Previsão para geração solar fotovoltaica centralizada

A Fig. 6 apresenta os resultados da aplicação do modelo descrito na previsão de geração solar fotovoltaica centralizada realizada para o subsistema Sudeste no dia 13/10/2023 para o dia do eclipse, 14/10/2023. Observando os valores previstos considerando o efeito do eclipse (linha preta), nota-se o impacto do eclipse em comparação com as previsões originais (linha vermelha), i.e., não considerando a ocorrência do eclipse. A linha amarela representa a geração verificada. É possível observar quedas no montante de geração a partir das 10h, porém que não estão relacionadas ao eclipse. O efeito do eclipse na geração centralizada só começou a ser observado a partir das 16h, e não das 15:30h como foi modelado aplicando o fator de correção à geração prevista. Entretanto, este comportamento é considerado fisicamente coerente, dado que se optou por uma previsão mais conservadora para o subsistema SE, onde o obscurecimento máximo era de 64%, correspondendo a um eclipse solar parcial, em vez do eclipse solar anular.

Dentre as razões para essa divergência destacam-se a premissa de representação horária igual para todas as usinas solares da região, que não representou de maneira precisa o início do impacto em cada usina. Além disso, a radiação difusa em um caso de eclipse parcial pode ter uma maior contribuição para geração solar, dado os valores mais baixos de obscurecimento. Associado também a esta condição da radiação difusa, sabe-se que grande parte das usinas possuem rastreadores, o que muda a forma da geração, fazendo com que a inclinação da descida da geração seja maior. Logo o impacto da representação da hora se torna ainda mais relevante.

É importante destacar também que nos horários de máxima atuação do eclipse (entre 16:30 e 17:00), que indicam o máximo de obscurecimento, os desvios da previsão considerando o efeito do eclipse foram menores do que sem considerar o mesmo.

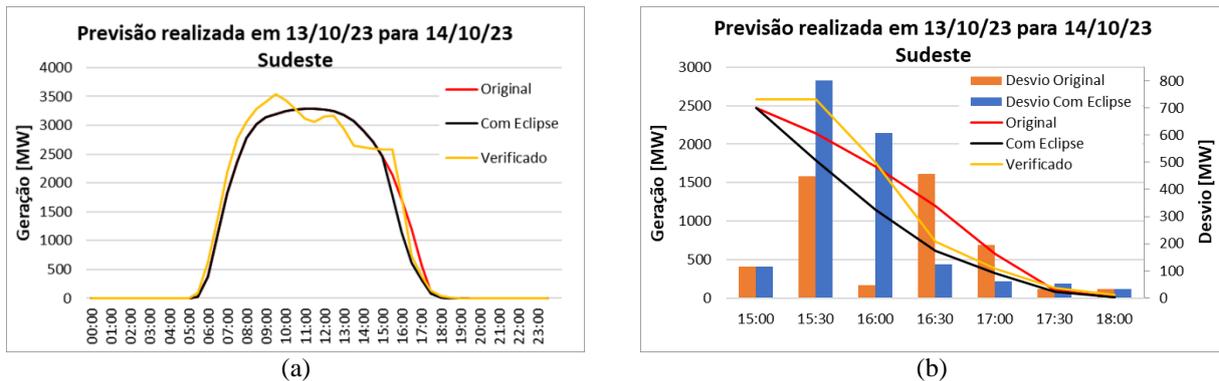


Figura 6 - Impacto do eclipse na previsão para o dia seguinte da geração fotovoltaica centralizada do Sudeste e comparativo com os valores de geração verificada, para (a) todo dia 14/10/2023, e (b) com ênfase no intervalo entre 15h e 18h, destacando os desvios absolutos da previsão de geração.

A Fig. 7 apresenta os resultados da aplicação do modelo descrito na previsão de geração solar fotovoltaica centralizada realizada para o subsistema Nordeste no dia 13/10/2023 para o dia do eclipse, 14/10/2023. Nota-se que para o subsistema Nordeste a previsão de geração foi mais aderente, em termos do efeito do eclipse, em comparação à previsão para o subsistema Sudeste. Isso ocorreu, principalmente, porque na maior parte da região Nordeste o eclipse solar foi anular, assim, o fator de redução devido ao obscurecimento pode ter sido mais adequado, já que se tem uma redução também da radiação difusa desde o horário de início do eclipse. Além disso, a nebulosidade prevista para a região do subsistema NE também impactou menos, dado que o período de área de condições de céu claro eram maiores, impactando menos a parcela de radiação difusa prevista.

Vale destacar que ao longo do dia 14/11 diversos grupos de usinas operaram com algum tipo de restrição, estimada em aproximadamente 850MW. Tal situação dificulta a análise dos resultados do modelo durante o dia. No entanto, ao analisar o período de influência do eclipse (Fig. 7 (b)), é possível constatar que a metodologia proposta reduz o desvio da previsão em todas as semi-horas da programação, entre às 15:30 e as 17:00, com uma melhor performance do valor previsto próximo ao horário de máxima atuação do eclipse, às 16:30, quando a diferença entre os desvios da previsão usando o modelo original e a metodologia com eclipse atingiu 1108 MW.

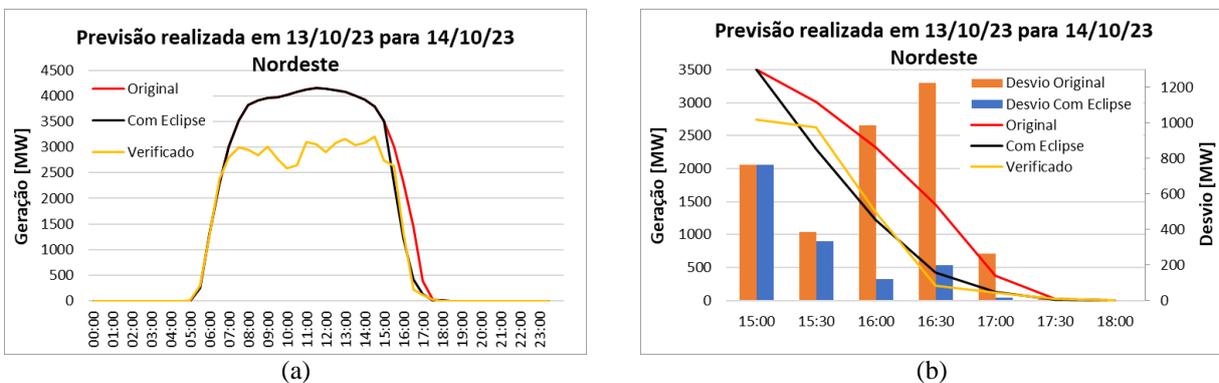


Figura 7 - Impacto do eclipse na previsão para o dia seguinte da geração fotovoltaica centralizada do Nordeste e comparativo com os valores de geração verificada, para (a) todo dia 14/10/2023, e (b) com ênfase no intervalo entre 15h e 18h, destacando os desvios absolutos da previsão de geração.

### 3.2 Previsão para geração solar fotovoltaica distribuída

As regiões norte e nordeste do país foram as que estiveram sob maior efeito do eclipse, na Fig. 8 são apresentadas as estimativas de efeito para essas regiões. Vale ressaltar que na região norte do país o eclipse ocorreu entre 14:30 e 17h, e na região Nordeste entre 15:30 e 18h, causando uma redução de geração em um horário de maior incidência solar típica naquela região. Destaca-se que para o caso da geração distribuída não se tem um dado verificado. Assim, não é possível fazer uma comparação efetiva sobre o desempenho da metodologia adotada.

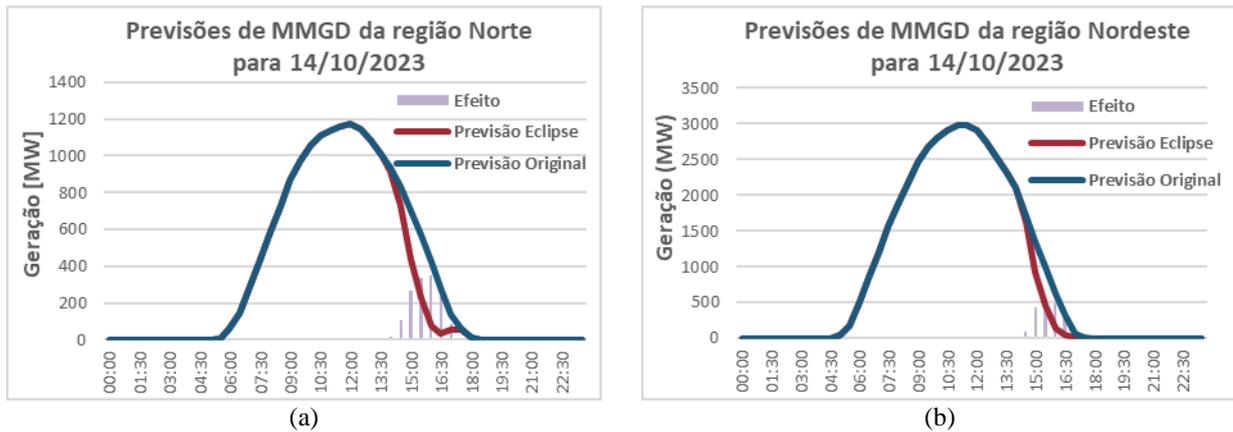


Figura 8 - Impacto estimado do eclipse na previsão para o dia seguinte dos valores de geração das micro e minicentrals geradoras distribuídas (a) do Norte, e (b) Nordeste para todo dia 14/10/2023.

### 3.3 Programação da operação

Os resultados apresentados anteriormente impactam diretamente o processo da Programação Diária da Operação. Sendo assim, algumas medidas precisaram ser tomadas para representar de forma segura o comportamento do eclipse. A programação do ONS publica diariamente o Programa Diário de Operação com as principais diretrizes da operação e a geração programada das usinas despachadas centralizadamente para o dia seguinte. Como existem incertezas do que acontecerá em tempo real, são adotadas premissas de previsão e estimativas das principais variáveis de carga e dos diversos tipos de geração que, por diversos fatores exógenos a operação, modificam o resultado da operação em tempo real exigindo ações de redespacho de geração por parte dos operadores, com o intuito de manter o equilíbrio entre carga e geração e o controle de frequência do SIN. Para permitir uma área de manobra maior para o tempo real, a operação considera uma reserva de potência girante de acordo com a dimensão das incertezas sobre o programa que será elaborado.

Existiam grandes incertezas para o dia do evento relacionadas ao montante de geração solar centralizada e a taxa de variação da geração que aconteceria antes e depois do eclipse. Para a carga, poderia ser observada uma redução de consumo de energia, causada por mudanças da temperatura durante o eclipse e o acompanhamento das pessoas durante o próprio evento, ou um aumento de carga, por exemplo, com um possível acionamento da iluminação pública devido ao aumento do obscurecimento. Dada estas condições, foi considerada uma reserva de potência girante maior que de uma operação considerada normal do sistema, de forma a preservar a segurança de atendimento ao SIN.

Dado o ineditismo do evento, no contexto de uma alta participação da fonte solar na matriz energética, para o dia 14 de outubro de 2023 foi considerada a máxima reserva de potência girante disponível no sistema nas usinas hidráulicas, preservando a otimização energética para não onerar em demasia o armazenamento do SIN. A política energética vigente no momento era de:

- I. Maximização da geração nas usinas do Sul, visto que os reservatórios estavam todos próximos do máximo e com previsão de vertimento;
- II. Minimização da geração das usinas do Nordeste dada a condição de armazenamento e previsão de poucas afluições, muito associado ao fenômeno do El Niño;
- III. Dada a época do ano e as condições de baixos índices de precipitação e afluição nas bacias do Norte, a geração era dimensionada com a disponibilidade verificada para as usinas;
- IV. Dimensionamento da geração do Sudeste considerando os condicionantes operativos das principais bacias, controle de nível de todos os reservatórios e geração para complemento da carga do SIN;

Dadas as condições do sistema, foi adotada a política de sincronização e maximização da geração das usinas do Sul de forma a permitir uma reserva de potência girante para redução de geração. Esta reserva abarcaria as variações em que a geração solar fosse maior que a estimada ou a carga do Brasil fosse menor que a prevista. Para as usinas do Sudeste, onde possível, foram sincronizadas as unidades geradoras no mínimo, de forma a permitir uma reserva de potência girante para elevação de geração, com intuito de permitir uma rápida resposta para uma menor geração solar ou uma maior carga no Brasil.

## 4. CONCLUSÕES

A operação do SIN tem se mostrado cada vez mais desafiadora. O aumento da penetração de fontes de energia intermitentes tem trazido à tona a necessidade de métodos matemáticos mais robustos, capazes de previsões mais precisas, reduzindo a incerteza entre as operações programada e realizada. A ocorrência do eclipse solar anular do dia 14/10/2023 se mostrou um desafio para consideração nos processos de programação da operação, visto que a previsão de geração proveniente de fontes intermitentes tradicionalmente é feita a partir de modelos numéricos que não capturam este fenômeno e, portanto, tornou necessário um desenvolvimento metodológico adicional.

Considerando o evento e ao analisar o desempenho da metodologia desenvolvida, verifica-se que esta foi eficaz em aproximar a previsão de geração da geração fotovoltaica disponível durante o eclipse. No âmbito da geração centralizada,

todavia o desempenho para o subsistema Nordeste se mostrou superior, o que se explica pelas premissas adotadas para consideração do eclipse anular, que favorecem a trajetória e os horários de ocorrência de obscurecimento neste subsistema.

Como aprimoramentos futuros, são vislumbradas as possibilidades de consideração de horários diferentes de ocorrência do obscurecimento para cada conjunto de usinas fotovoltaicas de maneira individual, ao invés de utilizar a premissa simplificadora adotada. Além disso, é necessário entender melhor a relação entre o obscurecimento e a atenuação da irradiância solar à superfície, dado que em regiões onde se tem observado somente um eclipse parcial, tem-se uma maior contribuição da radiação solar difusa, que impacta em uma possível diminuição do fator de redução adotado. Essas premissas, aliadas a uma representação mais precisa da trajetória do eclipse, podem resultar em valores mais próximos à realidade.

## REFERÊNCIAS

- Box, G. E., Jenkins, G. M., Reinsel, G. C., & Ljung, G. M., 2015. Time series analysis: forecasting and control. John Wiley & Sons.
- Madhavan, B. L., Ratnam, V. M., 2021. Impact of a solar eclipse on surface radiation and photovoltaic energy, Solar Energy, vol. 223, pp. 351–366.
- Kameda, T., Fujita, K., Sugita, O., Hirasawa, N., Takahashi, S., 2009. Total solar eclipse over Antarctica on 23 November 2003 and its effects on the atmosphere and snow near the ice sheet surface at Dome Fuji, Journal of Geophysical Research: Atmospheres, vol. 114, Issue D18
- NASA, 2023. Glossary of solar eclipse terms. Disponível em: <https://eclipse.gsfc.nasa.gov/SEhelp/SEglossary.html>. Acesso em: 12 de Outubro de 2023.
- NOAA, 2019. National Oceanic and Atmospheric Administration. Global Forecast System (GFS). Disponível em: <https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/global-forecast-system-gfs>. Acesso em: 15 de Agosto de 2019.
- Python, 2023. Python Software Foundation. Python Language Reference, version 3.6. Disponível em: <http://www.python.org>. Acesso em: 14 de Novembro de 2019.
- Timeanddate, 2023. Eclipse Path of Annular Solar Eclipse on 14 October 2023. Disponível em: <https://www.timeanddate.com/eclipse/solar/2023-october-14>. Acesso em: 12 de Outubro de 2023.

## SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER FORECASTING FOR THE BRAZILIAN NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM CONSIDERING THE IMPACT OF THE SOLAR ECLIPSE ON 10/14/2023

**Abstract.** *The increase in the participation of photovoltaic solar sources in the Brazilian energy matrix creates a series of challenges for the operation of the National Interconnected System (SIN). Among these challenges, one can highlight its rapid variability and the need for special treatments for phenomena previously unobserved during operation programming. This work presents the methods used to represent the solar eclipse that occurred on October 14, 2023, in the forecast models for photovoltaic solar generation of the National Electric System Operator (ONS), for use in programming the SIN operation. In addition to the official photovoltaic solar generation forecast models, the changes made with additional data to correct the forecasts considering the obscuration caused by the eclipse, as well as the source and process used to acquire the data, are presented. In the end, we conclude on the effectiveness of the methodologies used by comparing the forecasts with the verified centralized solar generation.*

**Keywords:** Solar Eclipse, Solar Photovoltaic Power Forecasting, ONS Operation Programming