XVIII EDAO
Encontro para Debates de Assuntos de Operação
Florianópolis | SC

Método para Estimação de Perdas devido a Restrições de Operação por Constrained-OFF em Usinas Fotovoltaicas de Grande Porte

Lucas Coelho Raupp[2], Tiago Edmir Simão[1], Fernando Santos Varela[1], Yago Castro Rosa[2], Gabriel Luiz Espindola Pedro[2], Mario de Noronha Neto[2], Richard Demo Souza[3]

[1]ENGIE Brasil
[2]Área de Telecomunicações, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, São José/SC
[3]Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC

SUMÁRIO

Este artigo apresenta um método para estimar a perda de geração de energia em usinas fotovoltaicas de grande porte devido às restrições operacionais conhecidas como Constrained-OFF (C-OFF), impostas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Utilizando análise de dados, métodos de aprendizado de máquina supervisionado, e com base na capacidade teórica de geração do parque solar, a metodologia determina a potência que teria sido gerada sem as restrições de C-OFF. Para isso, utilizamos dados meteorológicos e de irradiância, além da configuração da usina, para alimentar uma regressão linear que permite estimar a potência que deveria ter sido gerada na ausência da restrição. Tal estimativa permite um entendimento mais claro das perdas por parte dos envolvidos.

PALAVRAS CHAVE

1.Fotovoltaica. 2.Usina Solar de Grande Porte. 3.Eficiência Energética. 4.Constrained-OFF.

Contato do autor principal:
EMAIL: lucascoelhoraupp@gmail.com
TELEFONE: +55 (48) 99905-6680
LinkedIn: www.linkedin.com/in/lucas-coelho-raupp-5a1926317

1.Introdução

Com um aumento de 26% em 2022, a produção fotovoltaica registrou o maior crescimento absoluto de geração entre todas as fontes renováveis, totalizando quase 1.300 TWh ao redor do planeta (IEA, 2023). No entanto, para manter a estabilidade da rede elétrica e garantir que a oferta corresponda à demanda, o Operador Nacional do Sistema (ONS) define um valor de referência de geração para cada estação no país. Esse limiar, denominado *setpoint*, não possui um valor fixo e está altamente relacionado ao chamado *Constrained-OFF* (C-OFF).

Segundo (ANEEL, 2019), o C-OFF é a redução da geração devido a questões operacionais impostas pelo ONS. Esse fenômeno pode ocorrer por diversos fatores, como a redução da capacidade da rede ou a diminuição da demanda elétrica nacional no referido intervalo de tempo. Devido a isso, há uma compensação monetária oferecida às empresas como forma de mitigar as perdas impostas.

Assim, uma questão muito relevante é saber identificar qual teria sido a energia gerada naquele período caso a restrição não tivesse sido imposta, de modo que a estimativa da compensação monetária possa ser melhor avaliada ou questionada. Assim, este trabalho tem o objetivo de, com base na análise de dados meteorológicos e na irradiância solar, e métodos de aprendizado de máquina supervisionado, determinar a energia que deixou de ser gerada devido a esta restrição. Com esta informação, os envolvidos podem melhor avaliar as perdas e compensações devidas.

2. Definições Importantes

Para uma melhor compreensão deste trabalho, esta seção irá definir termos e elementos que serão utilizados ao longo do artigo.

2.1. Elementos de uma Usina

Conforme apontado por Fernández et al. (2021), uma usina solar de grande porte é constituída por centenas de módulos fotovoltaicos agrupados em série (*strings*), inversores, estruturas de sustentação (*trackers*), transformadores e sistemas de supervisão e controle. Nesta seção, serão definidos alguns destes elementos necessários para o entendimento da metodologia.

2.1.1.Tracker

Além de serem responsáveis pela sustentação dos módulos, os *trackers* ou rastreadores solares possuem o papel de posicionar os mesmos, de maneira a maximizar sua exposição aos raios solares. Para efeito de comparação, uma usina com *trackers* operando corretamente, ou seja, mantendo a face do módulo perpendicular aos raios solares ao longo do dia, pode aumentar seu rendimento anual em até 50% (ALLAMEHZADEH, 2016).

2.1.2.Stringbox

Na configuração padrão, conhecida como série-paralelo, um conjunto de *strings* é conectado em paralelo aos barramentos positivo e negativo de um componente de proteção de Corrente Contínua (CC) chamado *stringbox*. Este componente é composto por um quadro, chamado Dispositivo de Proteção Contra Surtos (DPS), que protege o sistema contra distúrbios causados por descargas atmosféricas, chaves seccionadoras que possibilitam o isolamento do circuito, permitindo que os operadores o manipulem com segurança, fusíveis para proteção contra sobrecorrente e curtos-circuitos, além de cabos e conectores (FERNÁNDEZ et al., 2021).

2.1.3.Inversor

Conectado a um agrupamento de *stringboxes*, o inversor é um "conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada apropriada para a utilização pela rede elétrica" (ABNT, 2013). Entre as tecnologias de inversores disponíveis, a mais adotada é aquela baseada no *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), onde utilizando-se de diferentes condições de irradiação solar e dados meteorológicos, o inversor maximiza a energia elétrica extraída.

2.1.4.Parque

Levando em conta que cada usina fotovoltaica possui uma configuração distinta devido a características geográficas, tamanho e especificidades, é normal haver subdivisões internas, comumente chamadas de parques, onde elementos semelhantes são agrupados para simplificar a manutenção e as análises por parte dos operadores.

2.2. Definições de Potência

Neste trabalho, são consideradas três definições de potência: teórica, real e estimada. A potência teórica (P_t) é calculada com base na irradiância e dados meteorológicos medidos na usina. Para isso, as séries temporais dessas variáveis, são inseridas em uma biblioteca Python aberta, PVLib (PVLIB, [s.d.]), que utiliza o modelo de equação de diodo único para determinar a máxima potência ponto a ponto (MPP). A potência real (P_r) é a potência em corrente alternada gerada pela usina.

Por fim, a potência estimada (P_e) é calculada através de um modelo de aprendizado de máquina supervisionado, treinado com as variáveis P_t e P_r obtidas de dias sem restrição de C-OFF. Esse modelo é então aplicado em dias com C-OFF para estimar a potência real que seria gerada caso essa limitação não tivesse ocorrido, tendo como entrada a potência teórica P_t, a qual depende apenas da irradiância, dos dados meteorológicos e dos parâmetros da usina.

3. Metodologia

Esta seção descreve o método para estimar a perda de geração de energia em usinas fotovoltaicas de grande porte devido às restrições operacionais por C-OFF, impostas pelo ONS.

Considerando que cada usina fotovoltaica possui uma configuração distinta, o método oferece uma abordagem ajustável para se adequar às diferentes plantas. Especificamente, leva em conta as subdivisões dos parques, a disponibilidade de piranômetros e as características dos módulos. A metodologia deste projeto, ilustrada na Figura 1, pode ser dividida em quatro etapas: coleta de dados, pré-processamento, tratamento das potências e resultados.

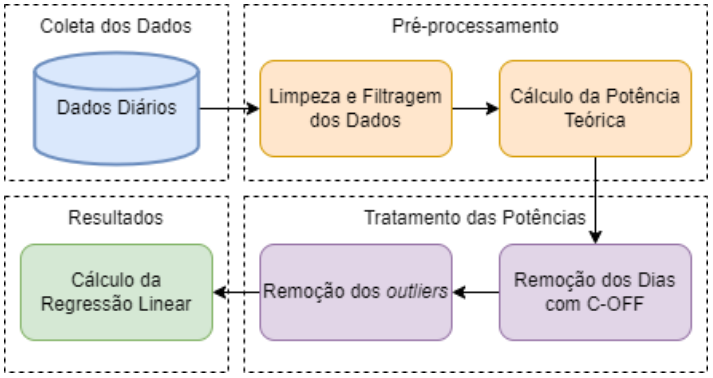


Figura 1 - Diagrama ilustrativo da metodologia.

3.1. Coleta de dados

Inicialmente, é necessário realizar a coleta dos dados meteorológicos diários, que serão usados posteriormente para estimar a potência gerada pela usina. Esses dados incluem: dados meteorológicos, potência em corrente alternada (CA), setpoint e irradiância global inclinada (GTI). Sendo a GTI, a irradiação solar ao longo do tempo, medida por piranômetros acoplados a módulos sustentados por *trackers*, enquanto a potência em CA corresponde à P_r gerada pelos inversores da usina.

3.2. Pré-processamento

Para evitar possíveis inconsistências nas análises e modelagem futuras é necessário realizar um pré-processamento dos dados. Isso inclui os processos de limpeza, filtragem e organização, aumentando a precisão e confiabilidade dos resultados.

Inicialmente, as variáveis citadas acima são submetidas a uma etapa de limpeza de dados ausentes e inválidos. Além disso, é realizada uma média móvel para suavizar as curvas da potência CA e da GTI, uma vez que suas medições possuem variações consideráveis ao longo do tempo em decorrência de ruídos nas medidas.

Após isso, as variáveis GTI e P_r são submetidas a uma nova filtragem para zerar os valores fora do período de incidência solar na região, removendo possíveis medições errôneas. Esse processo consiste na utilização da função “get_clearsky” da biblioteca PVLib do Python (JENSEN et al., 2023) para, com base nas informações de latitude, longitude, altitude e fuso horário do parque

solar, calcular a curva de irradiância global horizontal (GHI) teórica e, com ela, os momentos estimados do nascer e do pôr do sol para cada dia no intervalo de tempo analisado. Dessa forma, todas as amostras fora do limite desses horários, são zeradas.

3.2.1. Cálculo da potência teórica

Utilizando a GTI, o próximo passo consiste em calcular a potência teórica. Para isso, os dados dos módulos e inversores da usina, juntamente com os valores de GTI e dados meteorológicos tratados anteriormente, são empregados para calcular o valor máximo ponto a ponto de potência ($P_{máx}$) por módulo, através da PVLib, utilizando o método de Newton. Em seguida, a P_t é calculada usando a seguinte equação:

$$P_t = P_{máx} N_m N_s Q_i N_i \quad (1)$$

onde N_m é o número de módulos em série, N_s é o número de *strings* por *stringbox*, Q_i é a quantidade de inversores presentes no parque e N_i é o número de entradas por inversor.

3.3. Remoção dos dias com *Constrained-OFF*

Para gerar a equação que estime a potência que deveria ter sido gerada sem as restrições impostas pelo ONS, é necessário treinar a regressão apenas com dias que não apresentam C-OFF. Esse processo inicia concentrando a análise no intervalo de incidência solar, já que limitações ocorridas fora desse período não interferem na geração do parque. Em seguida, todos os dias marcados com C-OFF são separados dos demais, restando apenas os períodos desejados.

3.4. Remoção dos outliers

Com os dias sem C-OFF selecionados, o próximo passo consiste em remover os pontos atípicos da P_t e da P_r. Para isso, foi utilizado o método do intervalo interquartil (IQR) (PINHEIRO et al., 2012). Esse método consiste em encontrar os valores referentes ao primeiro (Q_1) e terceiro quartis (Q_3) e, logo após, subtraí-los. Em seguida, são calculados os limites inferior (L_i) e superior (L_s) de acordo com

$$L_i = Q_1 - 1.5\, IIQ\,, \quad (2)$$

$$L_s = Q_3 + 1.5\, IIQ\,, \quad (3)$$

onde IIQ é o resultado da subtração entre Q_3 e Q_1. Esses limites são usados então como filtro para remover o par P_t, P_r, caso um desses valores se encontre fora do intervalo.

3.5. Regressão linear

Para a regressão da P_r, foi considerado o método linear, pois a geração da usina possui uma relação direta com as curvas de irradiância, que são utilizadas para calcular a potência teórica

(BARCELLOS; OLIVEIRA, 2022). Além disso, note que esta relação leva em conta, de forma implícita, não-idealidades presentes na usina, como degradação de performance e outras perdas.

Dessa forma, a P_t e a P_r foram separadas em variável independente e dependente, respectivamente, e, utilizando a biblioteca SKLEARN do Python (SCIKIT-LEARN, [s.d.]), obteve-se o modelo treinado, bem como o coeficiente angular (a) e o intercepto (b). Assim, a regressão pode ser escrita como

$$P_e = aP_t + b \quad . \tag{4}$$

4. Resultados

Com o intuito de validar a regressão proposta, comparando a estimativa de potência gerada com a potência realmente gerada, utilizamos dados de uma usina solar de grande porte situada no Brasil durante um intervalo específico sem restrições de C-OFF em outubro de 2023. Recorde que a potência estimada é uma predição da potência real gerada, e que esta predição é feita apenas com base na potência teórica, a qual é calculada usando dados meteorológicos e informações da configuração da usina. As curvas das potências real e estimada podem ser vistas na Figura 2, apresentando grande semelhança.

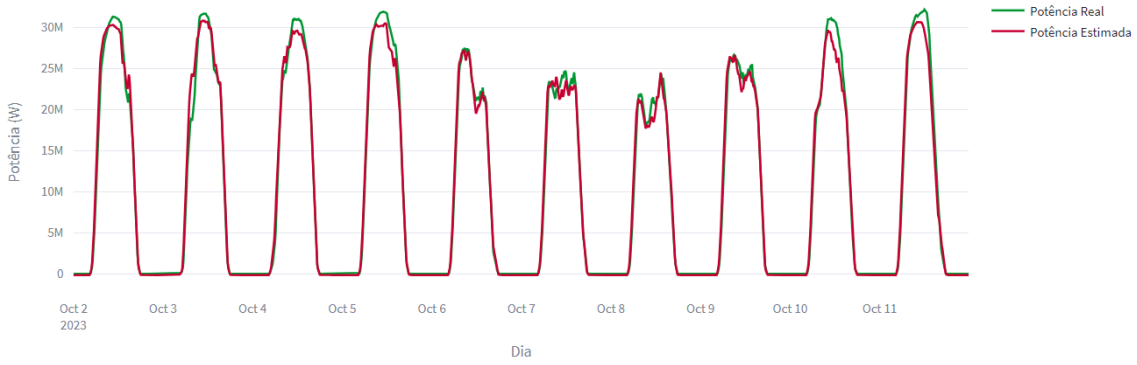


Figura 2 - Curva das potências real e estimada para um certo período

A Tabela I apresenta um comparativo entre o valor das potências ao longo dos dias escolhidos. Observa-se que a diferença percentual média entre a potência real e a estimada para o intervalo é de aproximadamente 2,18%, o que indica que o modelo possui uma precisão média superior a 97%. Além disso, para o mês em questão, o coeficiente de determinação (R^2) foi calculado, obtendo um valor de 0,99. Esse coeficiente é uma medida estatística usada para validar a qualidade do ajuste de uma regressão, podendo variar entre 0, quando o modelo não consegue se ajustar à variação dos dados, e 1, indicando uma adequação perfeita (QUININO; REIS; BESSEGATO, 2011).

Tabela I - Comparação entre as potências real e estimada para um intervalo de 10 dias

Data	Potência Real (MW)	Potência Estimada (MW)	Diferença (MW)	Diferença (%)
02/10/2023	1.643,12	1.665,55	22,43	1,37
03/10/2023	1.557,75	1.623,05	65,30	4,19
04/10/2023	1.561,44	1.550,94	10,50	0,67
05/10/2023	1.717,02	1.663,66	53,35	3,11
06/10/2023	1.355,09	1.345,98	9,10	0,67
07/10/2023	1.348,15	1.330,30	17,86	1,32
08/10/2023	1.257,96	1.242,35	15,61	1,24
09/10/2023	1.481,64	1.470,71	10,93	0,74
10/10/2023	1.548,96	1.483,06	65,90	4,25
11/10/2023	1.578,62	1.511,46	67,16	4,25

Como a P_e possui uma aproximação muito boa em relação a P_r, o método desenvolvido tem a capacidade de ser usado em situações com C-OFF para estimar a geração que a usina deveria ter alcançado. Isso ocorre porque P_r é afetado pela redução do setpoint, enquanto P_e é estimada usando dados meteorológicos e informações da configuração da usina, que não são afetados pela limitação, e que portanto resultam no valor de potência que deveria ter sido gerado na ausência de restrição de C-OFF.

4.1. Aplicabilidade

Para testar a aplicabilidade da metodologia completa, foram selecionados dados do mês de setembro de 2023 para a mesma usina utilizada anteriormente. A escolha desse intervalo se deve ao fato de ter havido 22 dias com restrições, C-OFF, dos quais 18 afetaram ativamente a geração da usina solar. A Figura 3 mostra a série temporal da P_r, em verde, bem como a linha do *setpoint*, representada pela linha pontilhada preta. Como pode ser visualizado, a diminuição dos valores da linha preta, decorrente do C-OFF, reflete na limitação da potência real.

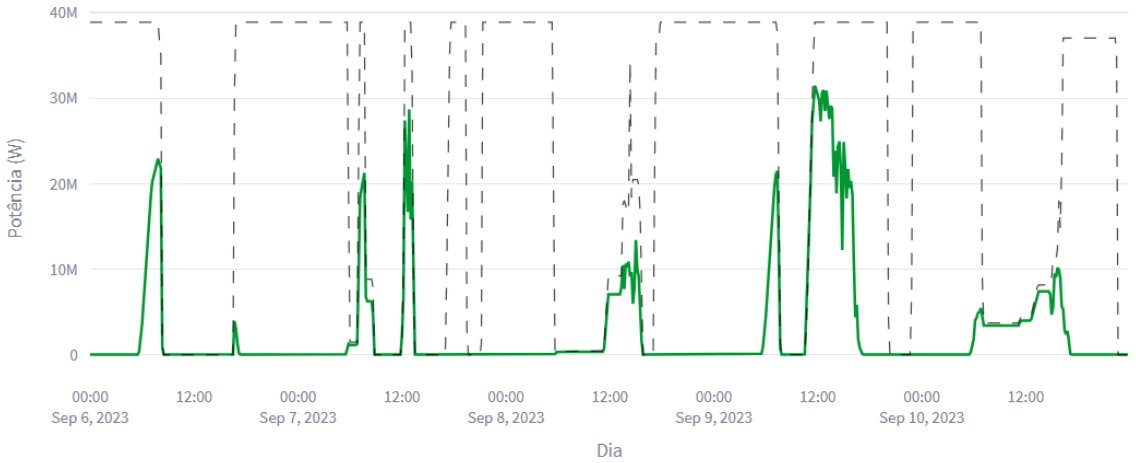


Figura 3 - Curvas de geração e *setpoint* da usina para um intervalo específico no mês de setembro de 2023

Removendo os 18 dias afetados por *setpoint* e aplicando a regressão linear, foi possível encontrar os coeficientes angular e linear conforme

$$P_e = 0,83\,P_t - 156950,74 \qquad (5)$$

Utilizando esta relação, é possível traçar a reta da potência estimada (P_e) versus a potência teórica. A Figura 4 apresenta essa reta, em vermelho, junto com a dispersão dos pontos da P_r pela P_t. Observa-se que o aumento de uma das potências reflete em um igual crescimento da outra, corroborando a escolha do método linear para a regressão.

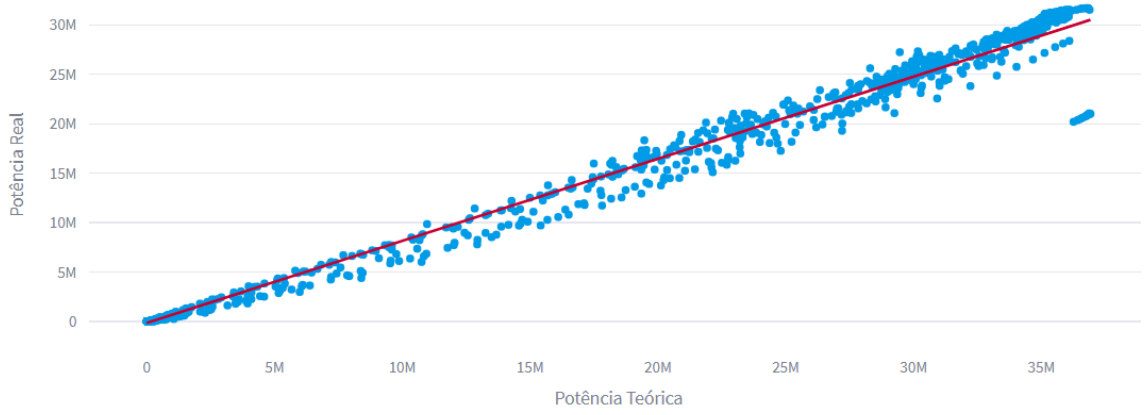


Figura 4 - Gráfico de dispersão relacionando a potência real com a potência teórica, junto com a reta da potência estimada

Substituindo os valores de potência teórica na equação (5), foi gerada a série temporal da potência estimada, representada pela curva vermelha na Figura 5. A figura também apresenta a P_t, em azul, e a potência real, em verde, onde a potência teórica exibe valores superiores por não considerar possíveis limitações, como sujeira e degradação dos módulos. Além dessas curvas, é possível observar a estimativa da perda diária, resultado da diferença entre P_r e P_e, através da área hachurada do gráfico e o valor do *setpoint*, em preto.

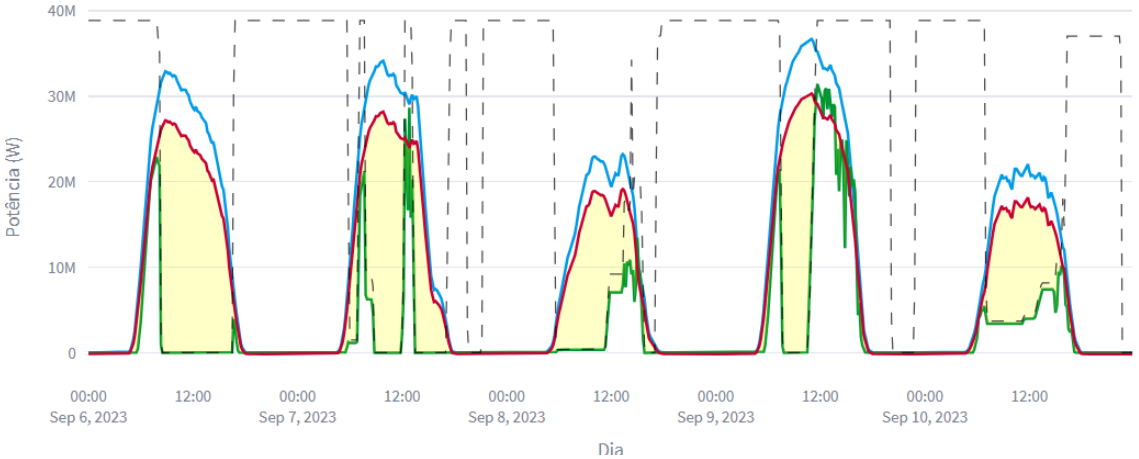


Figura 5 - Comparação entre as séries temporais das potências teórica (azul), real (verde) e estimada (vermelho), perda diária (área hachurada) e *setpoint* (tracejado preto)

A Tabela II apresenta em termos quantitativos as perdas enfrentadas durante todo o mês de setembro. Considerando a geração total no período, as perdas decorrentes da limitação de C-OFF representaram cerca de 43,61% do total, indicando uma redução significativa na produção mensal.

Tabela II - Comparação entre as potências real e estimada para os dias com restrição

Data	Potência Real (MW)	Potência Estimada (MW)	Perda (MW)	Perda (%)
01/09/2023	1.412,01	1.457,75	45,74	3,14
02/09/2023	1.007,01	1.464,22	457,21	31,23
03/09/2023	597,93	1.403,18	805,25	57,39
04/09/2023	1.071,71	1.482,13	410,42	27,69
05/09/2023	890,71	1.121,43	230,72	20,57
06/09/2023	242,38	1.380,29	1.137,91	82,44
07/09/2023	280,25	1.343,88	1.063,63	79,15

08/09/2023	211,92	865,10	653,18	75,50
09/09/2023	952,06	1.568,55	616,49	39,30
10/09/2023	320,21	911,60	591,39	64,87
13/09/2023	245,53	1.535,91	1.290,38	84,01
14/09/2023	343,20	1.393,67	1.050,47	75,37
15/09/2023	1.264,20	1.567,17	302,97	19,33
16/09/2023	450,40	1.362,26	911,86	66,94
17/09/2023	52,88	1.060,74	1.007,86	95,01
18/09/2023	879,30	1.166,98	287,68	24,65
20/09/2023	633,10	1.391,04	757,94	54,49
24/09/2023	1.007,32	1.336,31	328,99	24,62

5. Conclusão

A metodologia desenvolvida enfrenta o desafio de, com base em variáveis meteorológicas, informações da configuração da usina e métodos de aprendizado de máquina, determinar a perda gerada em uma usina fotovoltaica de grande porte devido à restrição de C-OFF. A validação da regressão linear empregada pela técnica, quando comparada a dados reais, demonstrou uma acurácia média superior a 97% em dias sem a limitação de C-OFF. Este resultado gera confiança de que a regressão proposta pode ser empregada para estimar o valor de potência que deveria ter sido gerado em dias sem restrição de C-OFF, tendo como entrada apenas dados meteorológicos. Além disso, por ser ajustável aos diferentes modelos de usinas solares e incluir implicitamente não-idealidades, a abordagem pode ser facilmente replicada e incorporada em larga escala, proporcionando às empresas uma visão mais clara ao estabelecer acordos comerciais com o ONS.

BIBLIOGRAFIA

[1] ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Solar PV. 2023. Disponível em: https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv. Acesso em: 07 maio 2024.

[2] BRASIL. Christiano Vieira da Silva. Agência Nacional de Energia Elétrica. Tratamento regulatório à situação de Constrained-off de usinas eólicas: relatório de análise de impacto regulatório nº 001/2019-srg/aneel. Brasília, 2019. 10 p. (48550.000243/2019-00).

[3] FERNÁNDEZ, Pedro de Arquer et al. An IoT open source platform for photovoltaic plants supervision. International Journal Of Electrical Power & Energy Systems, [S.L.], v. 125, p. 106540, fev. 2021. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106540.

[4] ALLAMEHZADEH, H. Solar energy overview and maximizing power output of a solar array using sun trackers. In: 2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech). [s.n.], 2016. p. 14-19.

[5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149:2013 : Sistemas fotovoltaicos (fv) - características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. [S.l.], 2013. 12 p.

[6] PVLIB. Single Diode Equation. [s.d.]. Disponível em: https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.6.2/singlediode.html. Acesso em: 07 ago. 2024.

[7] JENSEN, Adam R. *et al*. Pvlib iotools - Open-source Python functions for seamless access to solar irradiance data. Solar Energy, [S.L.], v. 266, p. 112092, dez. 2023. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2023.112092.

[8] PINHEIRO, João Ismael D. et al. VARIÁVEIS ALEATÓRIAS CONTÍNUAS. In: PINHEIRO, João Ismael D. et al. PROBABILIDADE E ESTATÍSTICA: quantificando a incerteza. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012. Cap. 3. (978-85-352-3757-3).

[9] BARCELLOS, Alexandre da Silva; OLIVEIRA, Alexandre Lopes de. FUNDAMENTOS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Nilópolis: Elsevier, 2022. 65 p.

[10] SCIKIT-LEARN. LinearRegression. [s.d.]. Disponível em: https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.linear_model.LinearRegression.html. Acesso em: 01 ago. 2024.

[11] QUININO, Roberto C.; REIS, Edna A.; BESSEGATO, Lupércio F.. O Coeficiente de Determinação R² como Instrumento Didático para Avaliar a Utilidade de um Modelo de Regressão Linear Múltipla. 2011. 14 f. Curso de Estatística, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.