

**PREVISÃO DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA: O PONTO DE PARTIDA PARA A INTEGRAÇÃO DE UMA FONTE DE ENERGIA VARIÁVEL NO TEMPO****Amaro e Silva R.\*, Haupt S.E.\*\***

\* Instituto Dom Luiz (IDL), Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa,  
1749-016 Lisboa, Portugal, [rasilva@fc.ul.pt](mailto:rasilva@fc.ul.pt)

\*\* National Center for Atmospheric Research (NCAR), 80305 Boulder, Colorado,  
USA, [haupt@ucar.edu](mailto:haupt@ucar.edu)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1010>

**RESUMO**

Previsões de produção são consideradas como uma das ferramentas mais custo-eficaz para integrar capacidades elevadas de tecnologia fotovoltaica (FV) em sistemas elétricos. Este trabalho procura discutir de forma breve a maturação desta área de investigação e a aparente falta de divulgação de trabalhos que abordem o uso final das previsões e o valor técnico-económico associado. São identificadas diversas aplicações, discutindo em maior detalhe duas delas: a operação de redes elétricas (p.e. com um caso de estudo a demonstrar uma valorização de até 1.42 €/MWh<sub>produzido</sub> para um dado sistema elétrico com 18% de penetração FV) e a participação de centrais FV em mercado (p.e. com um caso de estudo a estimar uma valorização de até 3.8 €/MWh<sub>produzido</sub> para uma central FV a operar no mercado ibérico do dia seguinte).

**PALAVRAS-CHAVE:** Fotovoltaico, previsão solar, integração de capacidade fotovoltaica

**ABSTRACT**

Generation forecasts are considered as one of the most cost-effective tools to integrate high levels of photovoltaic (PV) capacity in power systems. This work aims to briefly discuss the maturation of this research field and the apparent lack of outreach for works that address the end-use of solar forecasts and the associated technical-economic gains. Several applications are identified, with two of them being discussed in more detail: the operation of power systems (e.g. with one case-study estimating a valorization up to 1.42 €/MWh<sub>generated</sub> for a given power system with 18% PV penetration) and the participation of PV power plants in energy markets (e.g. with a case-study suggesting a valorization up to 3.8 €/MWh<sub>generated</sub> for a PV plant operating in the day-ahead Iberian market).

**KEYWORDS:** Photovoltaics, Solar forecast, Photovoltaic capacity integration

## INTRODUÇÃO

Tendo em conta o crescimento acentuado que se perspetiva para a capacidade instalada de tecnologias fotovoltaicas (FV), importa enfrentar os desafios que se colocam para uma integração custo-eficaz desta fonte de energia renovável. Um dos casos mais pertinentes diz respeito à variabilidade temporal que inerentemente caracteriza o recurso solar (Bird et al., 2013). Em (Ela and O'Malley, 2012) é feita a distinção entre variabilidade e incerteza de previsão. Os autores simularam a integração de uma quantidade assinalável de capacidade FV numa área de balanço dos Estados Unidos da América, tendo estimado que, para este caso de estudo específico, a incerteza de previsão seria responsável por 2/3 dos impactos negativos.

Entre um conjunto variado de possíveis estratégias para melhor acomodar a variabilidade solar, o desenvolvimento de melhores modelos preditivos para produção FV perspetiva-se como a solução mais custo-eficaz (Notton et al., 2018; Tuohy et al., 2015) e de mais fácil integração na operação de sistemas de energia (Hodge et al., 2020). Aliás, estes modelos já demonstraram ser essenciais quando os operadores da rede elétrica têm de lidar com eventos extremos, tais como eclipses solares (Killinger et al., 2016; Veda et al., 2018).

Enquanto campo de investigação, a previsão solar tem demonstrado sinais de maturidade, já com várias revisões de literatura (Antonanzas et al., 2016; Inman et al., 2013; Yang et al., 2018) e *benchmarks* (Lauret et al., 2015; Yang, 2019; Zamo et al., 2014a, 2014b) publicados. Em (Sweeney et al., 2019) são inclusivamente discutidas futuras direções de investigação e desenvolvimento nesta área. No entanto, a esmagadora maioria da literatura referenciada em trabalhos de revisão diz respeito a dados, modelos e métricas de desempenho. Por outro lado, pouca atenção é dada a trabalhos que discutam a aplicação efetiva (e respetivo valor acrescentado) destes modelos. A título de exemplo, das referências antes mencionadas apenas (Antonanzas et al., 2016) e (Notton et al., 2018) referenciam este tipo de trabalhos (13 no total, representando 5-10% do número total de trabalhos referenciados).

Dito isto, o objetivo do presente trabalho é o de compilar, analisar uma linha de trabalhos de investigação ainda pouco divulgada, trazendo à luz do dia um conjunto diverso de aplicações para previsões solares e respetiva avaliação técnico-económica.

## APLICAÇÕES QUE BENEFICIAM DE PREVISÕES SOLARES

(Sweeney et al., 2019), distingue os utilizadores de previsões de produção renovável entre participantes de mercado de energia e operadores de rede. Por outro lado, (West et al., 2014) distingue três categorias: i) produção, onde os produtores de energia solar (desde os operadores de grandes centrais a participar em mercado, às pequenas instalações para autoconsumo) procuram maximizar o seu retorno financeiro; ii) informação da rede elétrica, que permite aos operadores de rede desenhar estratégias de custo ótimo para o planeamento e gestão da mesma; iii) conformidade (*compliance*), que procura garantir que as centrais solares operam dentro de limites impostos pelo sistema elétrico (p.e. rampas de potência e fator de potência).

No entanto, dentro destas tipologias, a variedade de utilizadores e aplicações em concreto é bem mais variada: desde o gestor de centrais FV, que procura reduzir as penalidades que lhe são impostas pelos desvios entre a sua previsão de produção e a produção efetiva (Antonanzas et al., 2017) ou devido ao incumprimento de regulamentos de operação (Cirés et al., 2019); ao operador de rede, que consegue otimizar o despacho dos vários geradores que pertencem a um sistema elétrico de forma a otimizar os custos de operação e *curtailment* sem que com isso se comprometa um abastecimento de energia eficaz e resiliente (Brancucci Martinez-Anido et al., 2016); ou na implementação de algoritmos de gestão de sistemas de armazenamento (Litjens et al., 2018) ou de mecanismos de gestão de consumo (Masa-Bote et al., 2014) que garantam uma melhor correspondência entre a produção e consumo de energia. Existem ainda aplicações específicas para micro-redes de energia híbridas *off-grid*, que procuram minimizar a utilização dos seus sistemas de *back-up* (West et al., 2014), tipicamente geradores a diesel.

Neste trabalho, duas destas aplicações são exploradas em maior detalhe.

### Gestão da rede elétrica

A gestão de uma rede elétrica tem como principal objetivo garantir, a cada momento, que o consumo é satisfeito da forma mais resiliente e custo-eficaz possível. A eficiência económica deste processo é alcançada através de um conjunto de mercados implementados no sistema elétrico. E este tipo de mercados são, na sua essência, sustentados por previsões de consumo e de produção. É exatamente com base nestas previsões que os operadores de rede desenham antecipadamente estratégias que corrijam eventuais desvios entre consumo e produção. Ora, quanto mais corretas (e atempadas) são as previsões, melhores e mais baratas são as estratégias desenhadas.

(Ela et al., 2013) simularam a operação da área de balanço da *Arizona Public Service*, nos Estados Unidos da América, assumindo uma elevada penetração de capacidade solar (cerca de 3 GW de FV, 4.4 GW de solar concentrado), complementada por 13.4 GW de outras fontes de energia (biomassa, carvão, nuclear, eólica, turbinas de combustão, centrais de ciclo combinado). A inclusão de capacidade FV, apesar de levar a uma redução de 20% de custos de operação, implicou um aumento de *imbalance* (i.e. diferenças entre produção e consumo que a rede não conseguiu mitigar internamente, neste caso quantificado pela métrica *Area Control Error - ACE*) em 31%. No entanto, quando se assume que a operação da rede é suportada por previsões perfeitas para a produção FV na hora seguinte, este *imbalance* é reduzido para 10.6% (cerca de um terço).

Em (Brancucci Martinez-Anido et al., 2016) é realizado um estudo semelhante para o sistema elétrico de *New England*, também nos Estados Unidos da América. Os autores avaliaram o impacto da qualidade das previsões de produção FV para o dia seguinte considerando diferentes níveis de penetração FV (0%, 4.5%, 9%, 13.5%, e 18% da capacidade total instalada). Os resultados mostram que através de melhores previsões, os operadores de rede conseguem reduzir os custos de operação através de um conjunto de mecanismos: i) uma menor necessidade de geradores fósseis; ii) uma menor necessidade de reserva operacional; iii) a promoção de geradores de resposta mais lenta (e por isso mais baratos) para reversa operacional; e iv) a redução de *curtailment* de geração FV. Esta poupança, que se pode considerar como o valor da previsão em si, variou entre 0.11 e 1.42 €/MWh<sub>produzido</sub>, sendo tanto maiores quanto melhor for a previsão e maior for a penetração de capacidade FV (Figura 1).

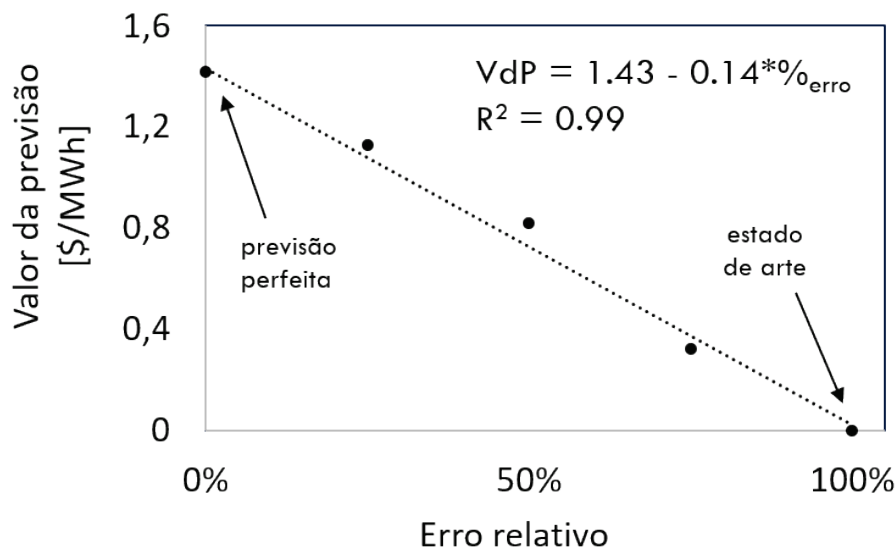


Fig. 1. Impacto do erro de previsão na sua valorização económica. Estes valores dizem respeito a um caso de estudo que abordou o sistema elétrico de *New England*, nos Estados Unidos da América, assumindo 18% de penetração de capacidade FV.

Em (Engerer et al., 2019) são descritos dois casos de estudo referentes à aplicação destas previsões na gestão e operação de redes de baixa tensão na Austrália com elevada capacidade FV *behind-the-meter*. Neste contexto, a grande mais valia de previsões de produção FV é a de permitir melhor prever o *net load* e níveis de tensão ao longo da rede. No primeiro caso de estudo foi possível otimizar o processo de desativação programada de uma subestação, que depende do *net load* e da tensão para o redesenho das conexões carga-posto de transformação; por outro lado, permitiu também melhorar as previsões de inversão de fluxo na rede. No segundo caso de estudo, uma melhor previsão do comportamento do *net load* permitiu aos operadores de rede melhor avaliar o potencial de armazenamento por baterias para reduzir os picos de consumo da rede.

#### Participação de centrais solares nos mercados de energia

Os mercados de energia imputam penalizações aos produtores e comercializadores de energia (que compram em mercado o consumo agregado dos seus clientes) por eventuais desvios entre a sua oferta (de consumo ou produção) e a realidade. Sendo que estas ofertas são baseadas em previsões, os próprios agentes de mercado têm um incentivo económico para melhorar a qualidade dos seus modelos preditivos. Com a existência em simultâneo de mercados com diferentes janelas temporais (p.e. o mercado do dia seguinte e o mercado intra-diário), tradicionalmente o operador de uma central FV procura ofertar toda a produção prevista no mercado do dia seguinte para depois, no

mercado intradiário (quando têm acesso a dados mais contemporâneos e por isso conseguem fazer previsões mais corretas) procurar compensar os desvios entre as previsões mais recentes e mais antigas.

Em Antonanzas et al. é simulada a participação de uma central FV de 1.86 MWp no mercado ibérico de eletricidade do dia seguinte. Os autores testaram um leque de modelos de previsão de produção e procuraram correlacionar a qualidade do modelo com o seu valor acrescentado (em termos de poupança nas penalizações de mercado). Como demonstra a Figura 2, foi possível concluir que o valor acrescentado depende, de forma linear, da raiz quadrada do erro quadrático médio (vulgo RMSE, do inglês *root mean squared error*). Tendo como base um modelo de persistência (nRMSE = 33 %), o melhor modelo de estado-da arte (nRMSE = 23 %) teria uma valorização de 1.19 €/MWh<sub>produzido</sub>, com este valor a aumentar 0.1 c€ por cada 1 % de melhoria no nRMSE até atingir os 3.65 €/MWh<sub>produzido</sub> correspondentes a uma previsão perfeita.

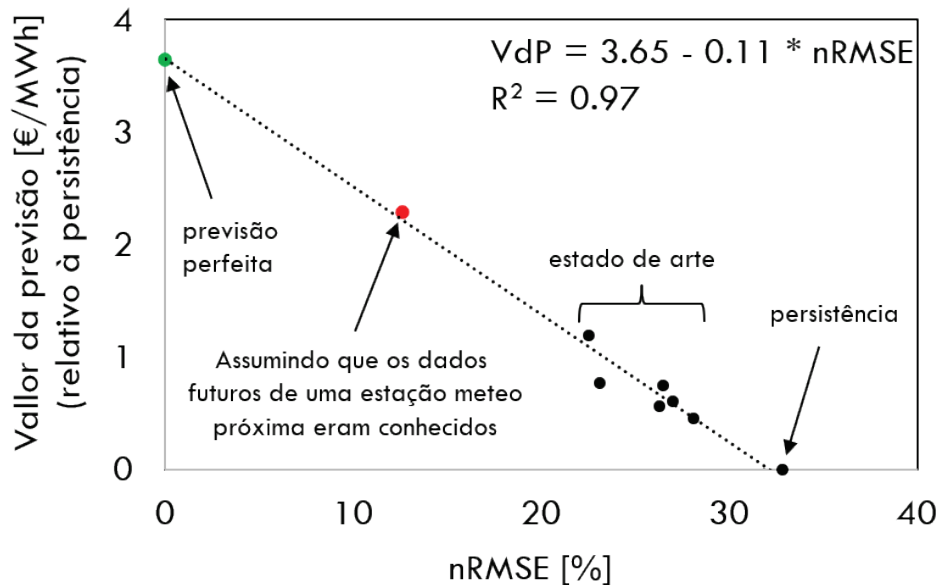


Fig. 2. Impacto do erro de previsão na sua valorização económica. Estes valores dizem respeito a um caso de estudo que abordou a participação de uma central FV do norte de Espanha no mercado ibérico do dia seguinte.

Em (Kaur et al., 2016) foi desenhado um estudo semelhante para uma central FV de 1 MWp integrada na rede *Western Interconnection* nos Estados Unidos da América. No entanto, os autores avaliaram o impacto de previsões de curto prazo no mercado de *imbalance*, onde os produtores podem atualizar as suas previsões anteriores e minimizar as suas penalizações. Estas previsões mais corretas, por sua vez, permitem otimizar o despacho de reservas operacionais, minimizando os custos associados. Considerando previsões com 15 minutos de resolução e com um horizonte temporal de até 75 minutos, um modelo de estado-de-arte conseguiria reduzir a probabilidade de penalização em 15.1% (e seriam necessárias menos 16.1% reservas operacionais). Os autores também concluem que se a resolução temporal for mais fina (5 minutos), ambos os valores aumentam para 19.7% e 21%, respetivamente.

## CONCLUSÕES

Este trabalho procurou contextualizar, de forma breve, a necessidade de uma aposta forte na investigação, desenvolvimento e implementação de modelos preditivos de geração FV. Este tipo de ferramentas começa já a ser essencial para um leque variado de aplicações - desde a operação de sistemas elétricos, à participação de centrais FV em mercados de energia, ou à implementação de algoritmos de gestão de cargas/armazenamento. Vários casos de estudo foram aqui apresentados, com dois deles a quantificar explicitamente o valor económico destas previsões e a indicar que este aumenta quanto mais precisas estas forem.

Importa notar que este tipo de valores, e até mesmo a relação entre precisão e valor económico, são extremamente específicos para cada caso de estudo (i.e. depende do sistema elétrico e dos regulamentos existentes, entre outros fatores). No entanto, este tipo de esforços são de extrema importância para mostrar, de forma inequívoca, à indústria, aos investidores, e até à sociedade civil, para a relevância e potencial desta área de investigação.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro providenciado pelo projeto FCT IDL – UIDB/50019/2020.

## REFERÊNCIAS

- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martínez-de-pison, F.J., Antonanzas-torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Sol. Energy* 136, 78–111.
- Antonanzas, J., Pozo-Vázquez, D., Fernández-Jimenez, L.A., Martínez-de-Pison, F.J. (2017). The value of day-ahead forecasting for photovoltaics in the Spanish electricity market. *Sol. Energy* 158, 140–146.
- Bird, L., Milligan, M., Lew, D. (2013). Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. *NREL Technical Report*, NREL/TP-6a20-60451 14.
- Brancucci Martínez-Anido, C., Botor, B., Florita, A.R., Draxl, C., Lu, S., Hamann, H.F., Hodge, B.M. (2016). The value of day-ahead solar power forecasting improvement. *Sol. Energy* 129, 192–203.
- Cirés, E., Marcos, J., de la Parra, I., García, M., Marroyo, L. (2019). The potential of forecasting in reducing the LCOE in PV plants under ramp-rate restrictions. *Energy* 188.
- Ela, E., Diakov, V., Ibanez, E., Heaney, M. (2013). Impacts of variability and uncertainty in solar photovoltaic generation at multiple timescales. *NREL Technical Report*, NREL/TP-5500-58274.
- Ela, E., O'Malley, M. (2012). Studying the variability and uncertainty impacts of variable generation at multiple timescales. *IEEE Trans. Power Syst.* 27, 1324–1333.
- Engerer, N.A., Tidemann, C.E., Bright, J.M., Condie, S., Brooks, M., Vithana, S. (2019). Solar Forecasting for Low Voltage Network Operations : Selected Case Studies in Australia. *Proceedings of IEEE 46<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 43–45.
- Hodge, B.M.S., Jain, H., Brancucci, C., Seo, G.S., Korpås, M., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Smith, J.C., Orth, A., Estanqueiro, A., Söder, L., Flynn, D., Vrana, T.K., Kenyon, R.W., Kroposki, B. (2020). Addressing technical challenges in 100% variable inverter-based renewable energy power systems. *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, 1–19.
- Inman, R.H., Pedro, H.T.C., Coimbra, C.F.M. (2013). Solar forecasting methods for renewable energy integration. *Prog. Energy Combust. Sci.* 39, 535–576.
- Kaur, A., Nonnenmacher, L., Pedro, H.T.C., Coimbra, C.F.M. (2016). Benefits of solar forecasting for energy imbalance markets. *Renew. Energy* 86, 819–830.
- Killinger, S., Kreifels, N., Burger, B., Müller, B., Stiff, G., Wittwer, C. (2016). Impact of the Solar Eclipse from 20<sup>th</sup> March 2015 on the German Electrical Supply-Simulation and Analysis. *Energy Technol.* 4, 288–297.
- Lauret, P., Voyant, C., Soubdhan, T., David, M., Poggi, P. (2015). A benchmarking of machine learning techniques for solar radiation forecasting in an insular context. *Sol. Energy* 112, 446–457.
- Litjens, G.B.M.A., Worrell, E., van Sark, W.G.J.H.M. (2018). Assessment of forecasting methods on performance of photovoltaic-battery systems. *Appl. Energy* 221, 358–373.
- Masa-Bote, D., Castillo-Cagigal, M., Matallanas, E., Caamaño-Martín, E., Gutiérrez, A. (2014). Improving photovoltaics grid integration through short time forecasting and self-consumption. *Appl. Energy* 125, 103–113.
- Notton, G., Nivet, M.L., Voyant, C., Paoli, C., Darras, C., Motte, F., Fouilloy, A. (2018). Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 87, 96–105.
- Sweeney, C., Bessa, R.J., Browell, J., Pinson, P. (2019). The future of forecasting for renewable energy. *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, 1–18.



Tuohy, A., Zack, J., Haupt, S.E., Sharp, J., Ahlstrom, M., Dise, S., Gritmit, E., Mohrlen, C., Lange, M., Casado, M.G., Black, J., Marquis, M., Collier, C. (2015). Solar Forecasting: Methods, Challenges, and Performance. *IEEE Power Energy Mag.* 13, 50–59.

Veda, S., Zhang, Y., Tan, J., Chartan, E., Duckworth, J., Gilroy, N., Hettinger, D., Ericson, S., Ausmus, J., Kincic, S., Zhang, X., Yuan, G. (2018). Evaluating the impact of 2017 solar eclipse on US Western Interconnection Operatios. *NREL Technical Report*, NREL/TP-5D00-71147.

West, S.R., Rowe, D., Sayeef, S., Berry, A. (2014). Short-term irradiance forecasting using skycams: Motivation and development. *Sol. Energy* 110, 188–207.

Yang, D. (2019). A universal benchmarking method for probabilistic solar irradiance forecasting. *Sol. Energy* 184, 410–416.

Yang, D., Kleissl, J., Gueymard, C.A., Pedro, H.T.C., Coimbra, C.F.M. (2018). History and trends in solar irradiance and PV power forecasting: A preliminary assessment and review using text mining. *Sol. Energy* 168, 60–101.

Zamo, M., Mestre, O., Arbogast, P., Pannekoucke, O., (2014a). A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production. Part II: Probabilistic forecast of daily production. *Sol. Energy* 105, 804–816.

Zamo, M., Mestre, O., Arbogast, P., Pannekoucke, O. (2014b). A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production. *Sol. Energy* 105, 792–803.