

B-05-2021

Comunicación científico-técnica

Predicción del volumen bombeado semanalmente con diferente número de bombas en una estación con energía fotovoltaica

Carricondo-Antón, JM¹, Jiménez-Bello, MA²., Manzano Juárez, J¹., Royuela Tomas, A¹., González Altozano, P³.

¹ Centro Valenciano de Estudios sobre el Riego (CVERT), Universitat Politècnica de València; juacaran@upv.es

² Instituto de Ingeniería del Agua y del Medio Ambiente (IIAMA), Universitat Politècnica de València

³ Departamento de Ingeniería Rural y agroalimentaria (DIRA), Universitat Politècnica de València

Resumen: La metodología clásica para el dimensionamiento de instalaciones de riego fotovoltaico no optimiza el número de bombas a utilizar. Para determinar el número de bombas se debe estudiar el mayor aprovechamiento de la irradiación solar disponiendo varias bombas funcionando en paralelo y determinando a futuro los parámetros de temperatura (T , °C) e irradiación (Irrad, Wm^{-2}), los cuales son utilizados para el cálculo de la potencia neta del generador (P_{net} , W) y con ello el poder obtener una predicción del volumen que se puede bombear a una semana vista. A través de la red de estaciones meteorológicas del Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias (IVIA) (<http://riegos.ivia.es/>) se han obtenido los datos meteorológicos de la zona de estudio. El objetivo es analizar en qué medida se puede aumentar el volumen bombeado (VB, m^3h^{-1}) al incrementar el número de bombas instaladas en paralelo y la precisión de la estimación del VB semanalmente mediante servicios climáticos o mediante datos históricos. Este estudio se ha realizado en un bombeo del Sector 4 del Canal Júcar-Turia que abastece una superficie de 42,21 ha, en su mayoría cítricos.

Se propone un modelo basado en la estimación de los VB semanales mediante predicciones meteorológicas, estimando los parámetros de T y Irrad para calcular la Potencia Neta Generada por día y hora ($P_{netD,h}$, W). La T y Irrad se obtienen mediante datos procedentes del servicio climático Global Forecast System (GFS) (www.nco.ncep.noaa.gov) de la National Centers for Environmental Prediction (NCEP), y mediante datos históricos. Una vez determinada $P_{netD,h}$, se calcula la potencia requerida ($P_{bD,h}$, W) por día y hora para los diferentes grupos de bombas funcionando en paralelo (de 1 a 8 bombas). Se determina las horas de potencia disponible ($HPD_{D,h}$, h) donde $P_{netD,h} > P_{bD,h}$. Las $HPD_{D,h}$ de cada bomba para cada una de las 8 hipótesis multiplicadas por el caudal (Q , m^3h^{-1}) de cada bomba determina el VB. Al aumentar el número de bombas en paralelo aumentan los VB anualmente respecto de la metodología clásica de instalar 1 bomba, esto es debido, al mayor aprovechamiento de la Irrad. En el caso estudiado, instalar 5 bombas en paralelo de idénticas características en lugar de una única bomba, permitiría aumentar casi el 27 % del VB sin necesidad de modificar el generador fotovoltaico. También, los resultados demuestran que los datos del servicio climático GFS permiten mejorar la estimación del VB, a una semana vista, en comparación con el uso de datos históricos de media en un 32.2%.

Palabras clave: Bombeo fotovoltaico; Predicción meteorológica; Predicción volúmenes bombeados

Prediction of the volume pumped weekly with different number of pumps in a station with photovoltaic energy

Carricondo-Antón, JM¹., Jiménez-Bello, MA²., Manzano Juárez, J¹., Royuela Tomas, A¹., González Altozano, P³.

¹ Centro Valenciano de Estudios sobre el Riego (CVERT), Universitat Politècnica de València; juacaran@upv.es

² Instituto de Ingeniería del Agua y del Medio Ambiente (IIAMA), Universitat Politècnica de València

³ Departamento de Ingeniería Rural y agroalimentaria (DIRA), Universitat Politècnica de València

Abstract: The classical methodology for sizing photovoltaic irrigation installations does not optimize the number of pumps to be used. To determine the number of pumps, the best use of solar irradiance must be studied by having several pumps operating in parallel and determining in the future the temperature (T , °C) and irradiance (Irrad, Wm^{-2}) parameters, which are used for the calculation of the net power of the generator (P_{net} , W) and with it the power to obtain a prediction of the volume that can be pumped within a week. Through the network of meteorological stations of the Valencian Institute of Agrarian Research (IVIA) (<http://riegos.ivia.es/>) the meteorological data of the study area have been obtained. The objective is to analyse to what extent the pumped volume (VB, m^3h^{-1}) can be increased by increasing the number of pumps installed in parallel and the precision of the weekly VB estimation using weather services or through historical data. This study has been carried out in a pumping of Sector 4 of the Júcar-Turia Canal that supplies an area of 42.21 ha, mostly citrus.

A model is proposed based on the estimation of weekly BV through meteorological predictions, estimating the parameters of T and Irrad to calculate the Net Power Generated per day and hour (P_{netD} , h, W). The T and Irrad are obtained using data from the Global Forecast System (GFS) climate service (www.nco.ncep.noaa.gov) of the National Centers for Environmental Prediction (NCEP) and using historical data. Once P_{netD} , h has been determined, the required power (P_{bD} , h, W) per day and hour is calculated for the different groups of pumps operating in parallel (from 1 to 8 pumps). The hours of available power (HP_{DD} , h, h) are determined where P_{netD} , h $>$ P_{bD} , h. The HP_{DD} , h of each pump for each of the 8 hypotheses multiplied by the flow rate (Q , m^3h^{-1}) of each pump determines the VB. By increasing the number of pumps in parallel, the BVs increase annually with respect to the classical methodology of installing 1 pump, this is due to the greater use of Irrad. In the case studied, installing 5 pumps with identical characteristics in parallel instead of a single pump would allow an increase of almost 27% of the BV without the need to modify the photovoltaic generator. Also, the results show that the data from the GFS climate service allows us to improve the estimation of the BV, at one week seen, compared to the use of historical data on average by 32.2%.

Keywords: Photovoltaic pumping; Weather forecast; Pumped volumes prediction

1. Introducción

Los procesos de modernización generan un aumento del consumo energético en las redes de distribución de agua que requieren bombeos. La energía tradicionalmente utilizada ha sido de origen no renovable basada fundamentalmente en el uso de combustibles fósiles [1,2], los cuales han sufrido un aumento de precio muy importante a lo largo de los últimos años. Para disminuir los costes de bombeo se han desarrollado sistemas de riego abastecidos de energía fotovoltaica. La metodología clásica para el dimensionamiento de instalaciones de riego fotovoltaicas se basa en determinar el mes de mayor diferencia entre la energía hidráulica requerida y la energía solar disponible; se determina el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico para posteriormente dimensionar y configurar el generador fotovoltaico, se selecciona la bomba teniendo en cuenta que el punto de funcionamiento esté lo más próximo a la curva (H-Q) para obtener el mayor rendimiento posible y, por último, se selecciona un convertidor de frecuencia. Sin embargo, este sistema de dimensionado no optimiza los bombeos fotovoltaicos ya que desaprovecha gran parte de la radiación solar. Para realizar un mayor aprovechamiento de la irradiancia se pueden disponer de varias bombas con un funcionamiento en paralelo, produciendo que cada bomba pueda ir aprovechando la irradiancia a lo largo del día, y de la determinación a futuro de los parámetros de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) e irradiancia (W m^{-2}), los cuales son utilizados para el cálculo de la potencia neta del generador (Pnet) y con ello el poder obtener una predicción del volumen que se bombeara a una semana vista.

El objetivo del estudio es analizar la precisión de la estimación de volúmenes bombeados semanalmente, con diferente número de bombas funcionando en paralelo, mediante servicios climáticos disponibles o mediante la media de datos de medidos de los últimos 10 años y en qué medida se puede aumentar dicho volumen al incrementar el número de bombas instaladas en paralelo.

2. Materiales y métodos

2.1 Zona de estudio

Este estudio se ha realizado en una pequeña zona de la Comunidad de Regantes Picassent Sector 4 cercana al municipio de Picassent en la Comunidad Valenciana, en el este de España.

La instalación abastece una superficie de 42,21 ha, que se riegan desde un depósito elevado de 1680 m³, situado junto al cabezal de San Rafael (coordenadas 39°22'51,46"N, 0°31'59,43"O), siendo la cota de su lamina libre de agua de 165.3 m.s.n.m. Esta cota permite efectuar el riego de esta zona sin necesidad de energía adicional. Este depósito es alimentado, desde el depósito del cabezal Sagrada Familia siendo la cota de su lamina libre de 142 m.s.n.m (coordenadas 39°23'13,06"N, 0°31'12,65"O), también perteneciente a la comunidad de regantes.

La instalación hidráulica está compuesta por una conducción de 1400 m de longitud de PVC de DN 400 y PN6 la cual une dos depósitos. Inicialmente se ha proyectado una única bomba que requiere de una potencia de 24.4 kW, abastecida mediante una instalación fotovoltaica compuesta de 170 paneles de 320 Wp generando una potencia pico de 54.4 kWp con un factor o relación Potencia generada-Potencia requerida de 2,23.

2.2 Determinación de potencia neta del generador

El volumen que impulsará la bomba depende de la irradiancia y la temperatura [3]. El volumen a impulsar se determina en este caso de estudio de dos maneras, una mediante la estimación de la potencia neta con los datos pasados ($P_{net_{10 \text{ años}}}$) realizando la media de la irradiancia ($Irrad_{10 \text{ años}}$) y de temperatura ($T_{10 \text{ años}}$) de los últimos 10 años (desde el año 2009 al año 2018 ambos incluidos [4]) y una segunda, mediante la predicción de la potencia neta ($P_{net_{predicha}}$) realizada con predicciones meteorológicas para los parámetros de irradiancia ($Irrad_{predicha}$) y temperatura ($T_{predicha}$). Ambas con una ventana temporal de 1 semana [5-7].

Los datos históricos de irradiancia y temperatura se obtuvieron a partir de la media de los datos de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) e irradiancia (Wm^{-2}) semihoraria de los últimos 10 años para la estación climatológica más próxima a la zona de estudio (E. A. Picassent), pertenecientes al Institut Valencià d'Investigacions Agràries (IVIA) siendo su web (<http://www.ivia.gva.es>).

Las predicciones de irradiancia y temperatura se realizan mediante predicciones meteorológicas [7-9] del servicio climático, Global Forecast System (GFS) de la National Centers for Environmental Prediction (NCEP), perteneciente al gobierno de US, el cual permite automatizar la descarga diaria de las predicciones (<https://www.noaa.gov>). Este servicio, de acceso gratuito, suministra predicciones meteorológicas en tiempo real, esto permite pronosticar los volúmenes bombeados a priori, con una ventana temporal de 1 semana.

Para el cálculo de la energía disponible, donde la potencia fotovoltaica es mayor que la requerida por el bombeo, se tuvo en cuenta la eficiencia de las células fotovoltaicas que conforman el panel solar, la cual se ve afectada por la temperatura que pueden alcanzar al estar sometidas a la irradiancia. Para calcular la temperatura de la célula (T_{cel} , $^{\circ}\text{C}$) se emplea la siguiente fórmula [10].

$$T_{cel} = T + \frac{(TONC-20) \cdot SR}{800} \quad (1)$$

Donde T es Temperatura en ($^{\circ}\text{C}$), TONC es la temperatura nominal de funcionamiento de la célula fotovoltaica (en este caso 45°C) y SR es la irradiancia solar (Wm^{-2}).

El cálculo de la potencia horaria neta disponible fotovoltaica para cada día de la semana se determinó mediante la ecuación:

$$P_{D,H} = P_p \cdot \frac{SR}{1000} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_p}{100} \cdot (T_{cel} - 25)\right) \quad (2)$$

Donde P_p es la potencia pico de la placa solar y α_p es el coeficiente de variación de P_p con la temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$). Por último, se debe de tener en cuenta que la potencia neta requerida por cada sector (P_{net}) de las bombas se ve afectada por la eficiencia del inversor y del motor del equipo.

$$P_{net} = P_{D,H} \cdot \eta_{fc} \cdot \eta_m \quad (3)$$

Donde η_{fc} es la eficiencia del inversor que es de 0.9 y η_m es la eficiencia del motor que es de 0.8.

2.3 Determinación de la variación de volúmenes bombeados.

Para poder realizar el análisis sobre la validación de los volúmenes bombeados se ha escogido bombas de la marca comercial Indar (<https://www.ingeteam.com>). Se determinan diferentes hipótesis de bombeo en paralelo, donde el número total de bombas en cada hipótesis es creciente, siendo igual el caudal total máximo por bombear. En cada hipótesis en función de la energía disponible se irán conectando bombas hasta alcanzar la máxima energía requerida.

$$Q = \frac{Q_I}{N} \quad (4)$$

Donde Q es el caudal a impulsar que se reparten las bombas en paralelo (m^3h^{-1}), Q_I es el caudal que suministra la bomba instalada (m^3h^{-1}) y N es el número de bombas que se plantean en las hipótesis (de 1 a 8).

Con la variación del caudal de la conducción varían las pérdidas de carga, modificando la altura manométrica, el rendimiento de cada bomba y con ello la potencia requerida por la bomba (P_b).

$$P_b = \frac{1}{\eta} \cdot \gamma \cdot Q \cdot Hm \quad (5)$$

Donde η es la eficiencia de las bombas, γ es el peso específico del agua (Nm^{-3}), Q es el caudal requerido (m^3s^{-1}) y Hm es la altura manométrica requerida (m).

El volumen semanal bombeado ($V_{semanal}$) se calcula mediante las horas semanales donde la energía suministrada por el sistema fotovoltaico es mayor a la energía requerida por las bombas, para cada una de las bombas y estas horas se multiplican por el Q de cada bomba mediante la siguiente ecuación:

$$V_{semanal} = \sum Wh \cdot Q \quad (6)$$

Siendo $V_{semanal}$ el volumen en m^3 , Wh son las horas semanales de cada bomba donde la potencia suministrada es superior a la requerida y Q es el caudal que suministran las bombas en funcionamiento (m^3h^{-1}).

Una vez tenemos los volúmenes semanales para todo el año se suman y se establece el volumen suministrado por cada hipótesis (de 1 a 8 bombas), pudiendo determinar la ganancia con relación a la hipótesis de partida (1 bomba).

3. Resultados y discusión

En este apartado se muestran los resultados de la variación del volumen bombeado al incrementar el número de bombas funcionando en paralelo. Posteriormente se muestra los resultados para las variables que permiten determinar el volumen bombeado, irradiancia y temperatura y con ello la Pnet para las metodologías empleadas, tanto mediante predicciones meteorológicas como usando datos históricos para su estimación. Por último, se muestran los resultados de los volúmenes bombeados, tanto de predicción mediante predicciones meteorológicas como estimación con datos históricos frente a los volúmenes bombeados con los parámetros medidos en 2019 en la zona de estudio.

3.1 Evolución del volumen impulsado con diferente número de bombas en paralelo

Como se puede observar en la figura 1, al aumentar el número de bombas en paralelo aumentan los volúmenes impulsados, aunque a partir de la quinta bomba, se alcanza una tendencia asintótica y no hay un aparente aumento de volumen.

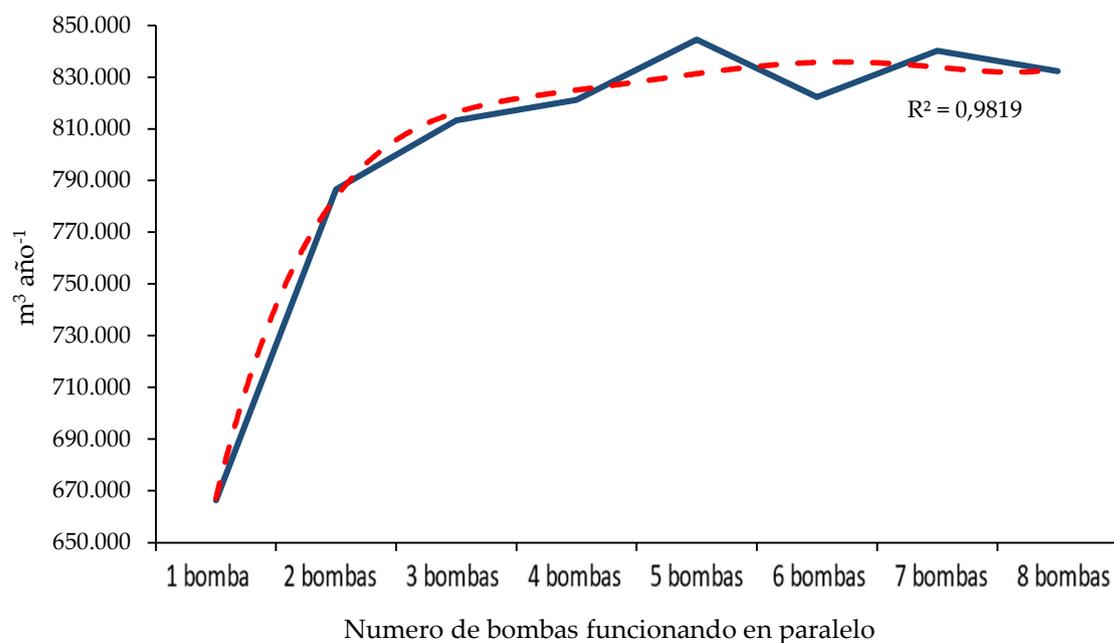


Figura 1. Aumento del volumen impulsado anualmente en m³ para las hipótesis con diferente número de bombas.

3.2 Errores relativos para las variables temperatura, irradiancia y potencia neta

Se calcularon los errores relativos diarios cometidos entre la temperatura, la irradiancia y la potencia neta predicha mediante predicciones meteorológicas y la estimada mediante datos históricos frente a los datos medidos de temperatura, irradiancia y la potencia neta calculada a lo largo de 2019.

Para evaluar los resultados, se ha calculado el error medio diario de 2019, el error medio en época de máximas necesidades de riego (desde el 1 de abril al 30 de septiembre de 2019), el error medio en

época de mínimas necesidades de riego (desde el 1 de enero al 31 de marzo y del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019), la desviación típica, el máximo error y el mínimo error

Los errores relativos de irradiancia, temperatura y potencia neta se pueden encontrar la tabla 1.

Tabla 1. Errores relativos de temperatura, irradiancia y Pnet media diaria (%).

	Error medio diario (%)	Error medio en Max. NR (%)	Error medio en Min. NR (%)	Desviación típica del error (%)	Mínimo error (%)
Irrad _{10 años}	50,63	52,17	49,10	176,85	0,07
Irrad _{predicha}	26,10	24,99	27,20	80,50	0,05
T _{10 años}	13,33	8,04	18,59	14,73	0,11
T _{predicha}	7,70	5,03	10,36	8,69	0,01
Pnet _{10 años}	46,72	47,49	45,96	162,26	0,11
Pnet _{predicha}	24,43	23,22	25,63	75,91	0,02

Para todos los parámetros estadísticos presentan menores errores cuando los parámetros se han predicho con predicciones meteorológicas. Se puede observar, por ejemplo, como el error medio diario de 2019 para los parámetros Irrad_{predicha}, T_{predicha} y Pnet_{predicha}, desciende casi un 50% respecto a estos parámetros estimados mediante datos históricos.

3.3 Errores relativos semanales de los volúmenes bombeados

Del mismo modo, el análisis se ha extendido a los errores relativos semanales cometidos entre el volumen calculado mediante predicciones meteorológicas o mediante datos históricos frente a los volúmenes calculados con los datos medidos en 2019.

Al igual que en el caso diario, se ha calculado el error medio semanal de 2019, el error medio en época de máximas necesidades de riego, el error medio en época de mínimas necesidades de riego, la desviación típica, el máximo error y el mínimo error.

Tabla 2. Errores relativos de los volúmenes bombeados semanalmente (%).

		Error medio semanal (%)	Error medio en Max. NR (%)	Error medio en Min. NR (%)	Desviación típica del error (%)	Máximo error (%)	Mínimo error (%)
1 bomba	P. meteorológica	12,7	12,4	13,3	12,7	60,0	0,0
	E. media 10 años	15,3	11,1	19,7	17,7	88,2	0,0
2 bombas	P. meteorológica	8,8	9,0	8,8	9,0	48,3	0,0
	E. media 10 años	13,6	11,7	15,7	21,9	134,5	0,0
3 bombas	P. meteorológica	8,2	7,6	9,0	10,5	57,1	0,0
	E. media 10 años	12,3	11,3	13,3	20,0	110,2	0,0
4 bomba	P. meteorológica	7,4	6,7	8,1	8,9	49,3	0,0
	E. media 10 años	12,4	10,5	14,4	20,2	120,9	0,0
5 bombas	P. meteorológica	7,2	6,4	8,0	8,7	48,9	0,0
	E. media 10 años	11,4	9,9	13,0	19,1	110,9	0,0
6 bombas	P. meteorológica	7,1	6,1	8,1	9,2	51,4	0,0
	E. media 10 años	11,3	9,7	13,1	18,8	109,2	0,3
7 bomba	P. meteorológica	7,0	6,2	7,8	9,4	55,6	0,0
	E. media 10 años	11,8	10,3	13,4	19,4	111,9	0,4
8 bombas	P. meteorológica	7,5	6,9	8,2	9,4	54,1	0,2
	E. media 10 años	10,5	9,2	11,8	17,2	96,5	0,0

Los resultados mostraron que las estimaciones del volumen bombeado mediante predicciones meteorológicas muestran menor error semanal que utilizar los datos históricos (ver tabla 2), de media un 33,2% menos para las diferentes hipótesis, como se puede ver en la figura 2.

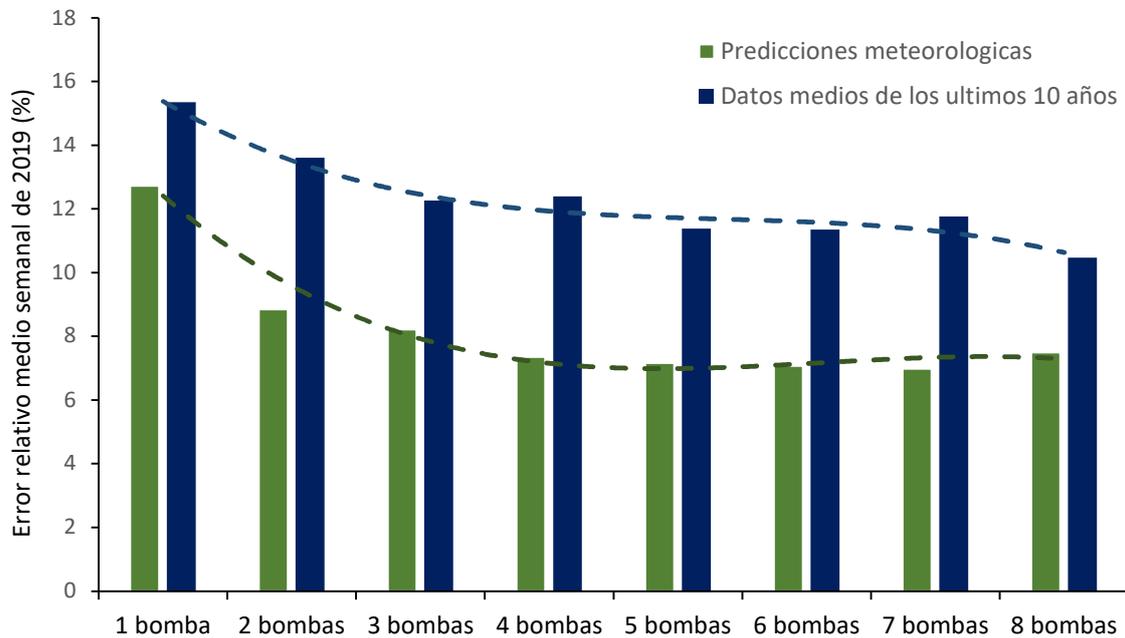


Figura 2. Media anual del error semanal del volumen bombeado mediante la irradiancia predicha con predicciones meteorológicas y de la predicha mediante los datos de los últimos 10 años frente al volumen bombeado con la irradiancia medida en el año 2019.

4. Conclusiones

En el caso estudiado, instalar cinco bombas en paralelo de idénticas características en lugar de una única bomba de mayor tamaño, permitiría aumentar el volumen elevado desde los 666.400 m³ hasta los 844.536 m³, lo que supone un incremento de casi el 27 % del volumen bombeado sin necesidad de modificar el generador fotovoltaico instalado.

Además, se concluye que el uso de los datos del servicio climático Global Forecast System (GFS) para predecir las necesidades de bombeo, permiten mejorar la estimación del volumen bombeado a una semana vista en comparación con el uso de datos históricos. El error medio diario de 2019 para los parámetros irradiancia, temperatura y potencia neta descienden casi un 50% cuando se emplean predicciones meteorológicas frente de estos parámetros estimados mediante datos históricos. Por ello, las estimaciones del volumen bombeado mediante predicciones meteorológicas muestran de media un 33,2% menos de error relativo para las diferentes hipótesis que utilizar los datos históricos.

Agradecimientos

Este estudio ha sido parcialmente financiado por el proyecto ADAPTAMED (RTI2018-101483-B-I00), financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España y con fondos de la UE FEDER

Referencias

1. Santra, P. Performance evaluation of solar PV pumping system for providing irrigation through micro-irrigation techniques using surface water resources in hot arid region of India, *Agric. Water Manag.* (2020) 106554. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2020.106554>.
2. Senthil Kumar, S.; Bibin, C.; Akash, K. ; Aravindan, K.; Kishore, M.; Magesh, G. Solar powered water pumping systems for irrigation: A comprehensive review on developments and prospects towards a green energy approach, *Mater. Today Proc.* 33 (2020) 303–307. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.092>.
3. Odeh, I.; Yohanis, Y.G.; Norton, B. Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance, *Sol. Energy.* 80 (2006) 51–64. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.07.009>.
4. Escobar, P.; Martínez, E.; Saenz-Díez, J.C.; Jiménez, E.; Blanco, J. Profitability of self-consumption solar PV system in Spanish households: A perspective based on European regulations, *Renew. Energy.* 160 (2020) 746–755. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.135>.
5. von Loeper, F.; Schaumann, P.; de Langlard, M.; Hess, R.; Bäsman, R.; Schmidt, V. Probabilistic prediction of solar power supply to distribution networks, using forecasts of global horizontal irradiation, *Sol. Energy.* 203 (2020) 145–156. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.001>.
6. Lan, H.; Zhang, C.; Hong, Y.Y. ; He, Y.; Wen, S. Day-ahead spatiotemporal solar irradiation forecasting using frequency-based hybrid principal component analysis and neural network, *Appl. Energy.* 247 (2019) 389–402. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.056>.
7. Carricondo-Anton, J.M.; Jiménez-Bello, M.; Martínez Alzamora, F.; Sala, A. Análisis de las Predicciones Climáticas a partir de distintos Servicios Climáticos para la Programación del Riego, XXXVII Congr. Nac. Riegos. (2019).
8. Lorite, I.J.; Ramírez-Cuesta, J.M.; Cruz-Blanco, M.; Santos, C. Using weather forecast data for irrigation scheduling under semi-arid conditions, *Irrig. Sci.* 33 (2015) 411–427. <https://doi.org/10.1007/s00271-015-0478-0>.
9. Li, D.; Hendricks Franssen, H.J.; Han, X.; Jiménez-Bello, M.A.; Martínez Alzamora, F.; Vereecken, H. Evaluation of an operational real-time irrigation scheduling scheme for drip irrigated citrus fields in Picassent, Spain, *Agric. Water Manag.* 208 (2018) 465–477. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2018.06.022>.
10. Markvart, T. ; Castaner, L. *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, Elsevier Science & Technology, Kidlington, 2003.