

CARACTERIZACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA RIEGOS AGRICOLAS Y ANÁLISIS DE SU RENTABILIDAD ECONÓMICA**Illanes R.*, Barbero A.*, Ramírez J.J.*, de Blas M.A.***, Torres J.L.****

*Departamento de Ingeniería y Gestión Forestal y Ambiental de la Universidad Politécnica de Madrid.
E.T.S. de Ingeniería de Montes, Forestal y del Medio Natural. Ciudad Universitaria, s/n.

Tel/Fax: +34 910671576 E-mail: rafael.illanes@upm.es

** Departamento de Ingeniería. Universidad Pública de Navarra.
Campus de Arrosadía, s/n. 31006. Pamplona.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2029>

RESUMEN

Este trabajo presenta un modelo desarrollado con la herramienta Simulink de Matlab de un sistema fotovoltaico de bombeo para riego agrícola. El modelo se ha aplicado en la simulación de los sistemas de riego de una finca típica de 20 ha en varios lugares. A partir de los resultados de la simulación se ha realizado el análisis económico de los sistemas fotovoltaicos necesarios. Se puede concluir que el modelo desarrollado caracteriza con éxito el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Los resultados del análisis económico muestran que la energía fotovoltaica permite una reducción de costes de la energía eléctrica utilizada por los agricultores.

PALABRAS CLAVE: Simulación, Fotovoltaica, Riego

ABSTRACT

A photovoltaic pumping system for irrigation in agriculture has been modelled using Matlab's Simulink. The model has been applied to simulate the irrigation systems of a typical 20 ha farm in various locations. From the results of the simulation, the economic analysis of the required photovoltaic systems has been carried out. It can be concluded that the developed model successfully characterizes the operation of the photovoltaic systems. The results of the economic analysis show that photovoltaic energy lets a cost reduction of the electric power used by farmers.

KEYWORDS: Simulation, Photovoltaic, Irrigation.

INTRODUCCIÓN

Desde la desaparición de las tarifas especiales para riegos agrícolas en 2008, los costes de energía eléctrica para los agricultores de regadío no han dejado de subir. En especial, a partir de agosto de 2013, cuando se publica la orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, y en la que se establece una subida de la tarifa de potencia que duplica, cuando no triplica, la establecida el año anterior. Estas tarifas no tienen en cuenta el carácter estacional de la demanda de riego, por lo que las organizaciones de agricultores no han cesado de pedir que se permita una contratación estacional de la potencia eléctrica, algo que no termina de llegar. Entre tanto, las tarifas de alta tensión más utilizadas en los suministros para regadío desde la desaparición de las tarifas especiales, han sido la tarifa 3.1 para potencias contratadas inferiores a 450 kW y la tarifa 6.1 para potencias iguales o superiores a este valor.

Según la estimación del PNR-H2008 (Plan Nacional de Regadíos - Horizonte 2008) (apdo. 4.2) en el territorio nacional existían 2.596.731 ha de superficie regable gestionadas por 7.196 comunidades de regantes y otros tipos de colectivos de riego y 1.164.303 ha de regadíos gestionados por agricultores de forma individual. También se mencionaba que las deficiencias existentes en una gran parte de las infraestructuras, dada su antigüedad, justificaban la puesta en marcha de un programa de consolidación y mejora de los regadíos, con el fin de una utilización más racional del agua y un incremento de la rentabilidad de las explotaciones y del nivel de vida de los agricultores. En la actualidad se habla de regadíos modernizados cuando se encuentran en zonas en las que se han llevado a cabo la renovación de las infraestructuras con la sustitución de las conducciones, constituidas antiguamente por canales abiertos, por redes a presión, y por la utilización de sistemas de riego que hacen un mejor aprovechamiento del agua, como son los sistemas de riego localizado. Por otra parte, podemos clasificar las instalaciones de riego dependiendo de la procedencia del agua. De los 3.761.034 ha regables, sólo 3.344.637 se consideraba superficie efectivamente regada, de los cuales 2.262.893 ha se abastecían con aguas superficiales, 942.244 ha con aguas subterráneas y el resto de otras fuentes. En Madrid 25.650 ha se abastecían a partir de aguas superficiales, frente a 1.789 ha que lo hacían con agua procedente de acuíferos y en Navarra, 79.941 ha frente a 1.682 ha, respectivamente (PNR-H2008, 2002). La superficie regada en España, en 2019, ascendió a 3.828.747 ha (ESYRCE, 2019). En relación con el tamaño medio de las explotaciones de regadío, el promedio nacional era de 21,2 ha (PNR-H2008, apdo. 3.4). En resumen, podemos decir que nos encontramos, por un lado, con explotaciones donde los sistemas de bombeo los gestionan las comunidades de regantes que contratan potencias, por lo general, superiores a 450 kW, siendo la tarifa preferente, la 6.1, como en el caso de la comunidad de regantes de Almudevar (Stambouli et al., 2012) y, por otro, instalaciones individuales donde son más habituales potencias menores de 450 kW, siendo la tarifa habitual la tarifa 3.1A.

En el caso de la tarifa 6.1, con 6 periodos tarifarios y 6 potencias contratadas, el consumo se concentra en el periodo P6 que incluiría las horas valle habituales de lunes a viernes, de 12 de la noche a 8 de la mañana, las 24 horas de los sábados, domingos y festivos de ámbito nacional y durante todo el mes de agosto, cuando los peajes de acceso son bastante más bajos y, consecuentemente, los precios pagados por los agricultores, también, son más bajos. Algo similar sucede en la tarifa 3.1A, donde las horas valle son de 12 de la noche a 8 de la mañana de lunes a viernes y de 12 de la noche hasta las 18 horas en sábados, domingos y festivos. Fuera del periodo valle, o del periodo P6, en su caso, la energía eléctrica resulta cara, especialmente, en las situaciones en las que los consumos de energía son mayores por requerirse alturas de impulsión elevadas. Normalmente, las instalaciones individuales de riego no se encuentran sobredimensionadas y son incapaces de atender, funcionando exclusivamente durante los periodos valle, la demanda de agua para regar toda la superficie de la explotación, por lo que muchos agricultores optan por adaptar la rotación de cultivos con objeto de tener una menor demanda de riego.

La circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, publicada en el BOE el 24 de enero del 2020, ha venido a modificar las modalidades y los horarios de la discriminación horaria aplicada a los peajes de transporte y distribución. La discriminación horaria de seis periodos será de aplicación a los términos de potencia y energía de todos los peajes, con la excepción del peaje 2.0TD. El periodo P6 (las horas valle) incluye las 8 horas, de 12 de la noche a 8 de la mañana, de lunes a viernes y todas las horas de sábados, domingos, festivos de ámbito nacional y el 6 de enero. Estos cambios supondrán un encarecimiento de la energía eléctrica para los usuarios de la tarifa 6.1, donde el mes de agosto pasa a considerarse temporada media reduciendo el número de horas dentro del periodo P6. Esta circular, en la disposición transitoria primera, apartado 1, indica que las empresas distribuidoras y comercializadoras adaptarán los equipos de medida, los sistemas de facturación y los contratos a lo dispuesto en esta circular antes del 1 de noviembre de 2020. Debido a los retrasos producidos en la adaptación necesaria, antes mencionada, como consecuencia, en parte, de la situación sanitaria, se ha publicado la circular 7/2020, de 22 de julio, de la CNMC donde se modifica la fecha antes indicada que pasa a ser el 1 de abril de 2021. En tanto en cuanto no se disponga de las nuevas modalidades de contratos, no es posible utilizarlas en la comparación de costes de la energía fotovoltaica, por lo que tendremos en cuenta las tarifas actualmente en vigor.

Desde los orígenes del desarrollo de la tecnología fotovoltaica se contempló su aplicación al bombeo de agua, habiéndose utilizado desde hace años para suministrar agua potable a comunidades rurales de zonas sin acceso a la

red eléctrica. Igualmente, se planteó su aplicación al suministro de agua para riegos agrícolas aunque por lo general no resultaba rentable, salvo en situaciones excepcionales (Van Campen, 2000), como en aquellos casos en los que se utilizaba el agua sobrante de una instalación destinada al abastecimiento de agua potable, o para pequeñas superficies y alturas manométricas (Hamidat et al., 2003). Desde esa fecha, la tecnología fotovoltaica se ha expandido y ha reducido sus costes de forma considerable. En un estudio realizado hace algunos años sobre la aplicación de la energía fotovoltaica al riego del olivar (Illanes et al, 2009), se concluyó que con una bajada del precio del vatio-pico por debajo de 2€ y buscando una utilidad alternativa a la energía excedentaria, su coste por kWh estaría próximo al precio que en esas fechas, pagaban los agricultores por los suministros de baja tensión para riegos agrícolas. Desde entonces, el coste de los sistemas fotovoltaicos ha descendido por debajo de la cifra indicada, lo que nos hizo suponer que la energía fotovoltaica podría ser la mejor opción para los agricultores, incluso considerando que la energía excedentaria no pudiera ser utilizada, y, en tanto en cuanto, las compañías suministradoras no aplicasen unos precios más favorables a la energía eléctrica destinada a riegos agrícolas, como han sugerido diversos autores (Langarita et al. 2016).

A partir de los modelos desarrollados para las simulación de sistemas fotovoltaicos en trabajos previos (Illanes et al, 2014, Barbero, 2016), se desarrolló un nuevo modelo para la simulación con Simulink-Matlab de sistemas fotovoltaicos para riego. Posteriormente, se simuló la instalación durante un periodo de 10 años, en cada uno de los emplazamientos elegidos, evaluando las energías puestas en juego: fotovoltaica, eléctrica en corriente alterna, mecánica e hidráulica, y estimando los costes correspondientes. A continuación, se describe el modelo desarrollado, con la descripción de los distintos subsistemas que lo constituyen. Se sigue con la exposición y el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas utilizando dicho modelo y, para terminar, se presentan las conclusiones finales.

METODOLOGÍA

En este trabajo se caracteriza mediante simulación el comportamiento de un sistema fotovoltaico para riego, analizando tanto los consumos energéticos como el balance de agua en el suelo, a partir de las aportaciones de riego, la precipitación efectiva y la evapotranspiración del cultivo. También se estudia la rentabilidad económica de la instalación fotovoltaica, comparando su coste con el que tendría la energía demanda por un sistema de riego equivalente, alimentado por la red eléctrica. Para la simulación, partimos de una explotación tipo de 20 ha, en la que se cultivan superficies iguales de maíz, de cereal de invierno y de alfalfa, que son los cultivos herbáceos con mayor superficie de regadío en España. Se ha elegido el trigo entre los distintos cereales de invierno por tener una demanda hídrica más adelantada, permitiendo una mejor distribución de la demanda y un mayor aprovechamiento de la energía solar disponible. Para la simulación se han utilizado los datos obtenidos de dos estaciones de la red de estaciones agroclimáticas del SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío) correspondientes a las localidades de Aranjuez en la Comunidad de Madrid y de Corella en Navarra.

Se ha supuesto que la altura manométrica total sigue la Ec. (1), donde Q es el caudal en m³/s. De esta forma, para un caudal de 140 m³/h, tendremos una altura total de 99,8 m.

$$H_T(m) = 90 + 6480 \cdot Q^2 \quad (1)$$

Las necesidades de riego se han estimado igualmente en función de los datos obtenidos de la red de estaciones agroclimáticas. Para estimar la demanda máxima y así poder hacer un predimensionado de la instalación, se ha considerado el mes de julio (mayo o junio, dependiendo de la meteorología, podrían tener mayor demanda). En dicho mes los cultivos que tienen demanda son la alfalfa y el maíz. La demanda de riego mensual se puede estimar descontando de la evapotranspiración mensual del cultivo, la precipitación efectiva producida y suponiendo una eficiencia global del riego del 80%. Los valores máximos consultados para la estación de Aranjuez de esta demanda de riego mensual han sido 214 mm para el maíz y 176 mm para la alfalfa. A partir de esta información y considerando la una superficie 6,66 ha para cada cultivo, podemos calcular el caudal diario máximo requerido por la explotación de la siguiente forma:

$$\frac{(6,66 \text{ ha} \cdot 214 \text{ mm} + 6,66 \text{ ha} \cdot 176 \text{ mm}) \cdot 10000 \left(\frac{\text{m}^2}{\text{ha}}\right) \cdot 10^{-3} \left(\frac{\text{m}}{\text{mm}}\right)}{0,8 \cdot 31} = 1047,339 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 1047339 \frac{\text{litros}}{\text{día}}$$

Suponiendo una altura total de 100 m, la energía hidráulica diaria será:

$$E_h = 1047339 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 100 = 1027439274 \text{ J} = 285,4 \text{ kWh.}$$

Si tenemos en cuenta un rendimiento de la bomba de 0,75 y un rendimiento del motor de 0,84, la energía eléctrica requerida diariamente será: $E_e = 285,4 / (0,75 \cdot 0,84) = 453,02 \text{ kWh}$. Si consideramos que durante el mes de julio la

irradiación diaria media en Aranjuez es de 7,5 kWh/m² y considerando un rendimiento del generador fotovoltaico (PR) de 0,8, resulta una potencia pico de generador fotovoltaico de: $453,02 / (0,8 \cdot 7,5) = 75,5$ kWp y una potencia eléctrica media, suministrada a los motores bajo condiciones estándar, de: $75,5 \cdot 0,8 = 60,4$ kW. Los motores proporcionarían una potencia mecánica de: $60,4 \cdot 0,84 = 50,74$ kW. Con objeto de adecuarse mejor a la oferta de radiación solar y permitir que las bombas trabajen con eficiencias más adecuadas, se ha considerado conveniente dividir la potencia requerida, utilizando para ello, dos grupos de bombeo del tipo SP 60-14 de la marca Grundfos, accionados cada uno con un motor de 26 kW.

El modelo se ha subdividido en diversos subsistemas, estando varios de ellos duplicados para considerar los dos grupos de bombeo con sus correspondientes motores y convertidores (Figura 1). Un primer bloque permite obtener los valores horarios de la radiación sobre plano inclinado y de temperatura a partir de datos diarios proporcionados por la red SIAR. Para ello, se ha hecho un pequeño programa en lenguaje C++ que se ha incluido en un bloque S-Function de Simulink. Este programa aplica el método autorregresivo de Aguiar y Collares-Pereira (1992) para generar datos horarios a partir de datos diarios. Los valores de temperatura horaria ambiente se han estimado a partir de los valores máximos y mínimos, suponiendo una variación lineal.

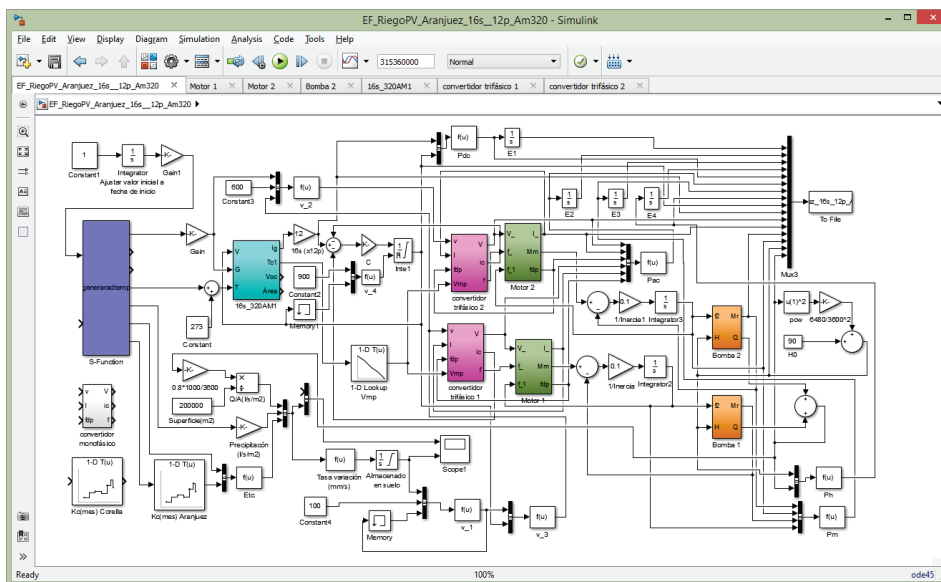


Figura 1. Diagrama del sistema completo de simulink.

Con el subsistema denominado “Generador FV” (figura 2, a) se calcula la intensidad suministrada por el generador fotovoltaico, la temperatura de célula y la tensión de circuito abierto. Para calcular la intensidad de corriente suministrada por el generador fotovoltaico, al igual que la tensión de circuito abierto, se emplea un modelo de doble exponencial que se describe en trabajos previos (Illanes et al., 2014). En la tabla 1, se indican los valores que definen el modelo correspondiente al generador fotovoltaico constituido por ramas de 16 módulos de 320Wp que suponemos idénticos, conectados en serie. Este número de módulos en serie se ha elegido de manera que las tensiones permanezcan, en todo momento, dentro del rango permitido por el inversor y la tensión de máxima potencia se encuentre en el rango recomendado para máxima eficiencia.

Tabla 1. Parámetros del generador fotovoltaico.

Valores característicos del módulo utilizado (CEM)		Parámetros que definen el modelo de generador fotovoltaico (16 módulos en serie)				
Voc (V)	45,7	R _s (Ω)	5,12	α (V/°C)	0,006294	
Isc (A)	9,04	β (V/°C)	-2,24	R _p (Ω)	31934	
Vmp (V)	37,1	K ₁ (Ω/°C)	0,036	I ₀₁ (A)	9,63978 · 10 ⁻¹¹	
Imp (A)	8,63	I _s	9,07564	I ₀₂ (A)	9,01681 · 10 ⁻⁶	
Pm(Wp)	320	n (células en serie)	1152			
					Coefficiente de determinación R ² :	0,989789

Una vez definidos los distintos parámetros, la ecuación característica correspondiente al modelo se resuelve mediante el método de bisección. Este método numérico es muy fiable cuando se conoce el rango en el que se encuentra la solución, ya que converge de forma relativamente rápida, siendo más eficiente que el empleo de la herramienta iterativa “solve” de Simulink. Este método de bipartición o bisección, se utiliza para determinar la tensión de circuito

abierto y la intensidad de corriente correspondiente al punto de trabajo del generador fotovoltaico para lo cual se han programado dos bloques S-Function de Simulink, con el correspondiente algoritmo en lenguaje c++.

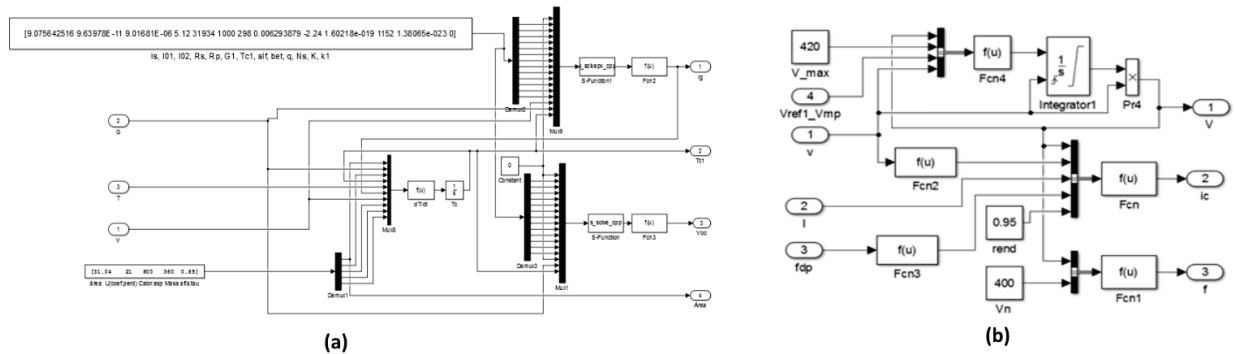


Figura 2. Subsistema generador fotovoltaico (a) y subsistema inversor (b).

En la figura 2(b), se representa el diagrama de bloques del modelo de inversor dc/ac. En este caso, como inversor, se ha propuesto la utilización de un variador de frecuencia para motores de inducción. Estos equipos pueden ser alimentados con corriente continua, siempre que no lo impida la programación con la que lo haya configurado el fabricante (conviene asegurarse antes de adquirirlos que no han limitado esta capacidad), ya sea delante del rectificador, en cuyo caso, siempre conducirían los mismo diodos del puente, o a través de una conexión en la zona de corriente continua, a la salida del puente rectificador. Este subsistema, partiendo de la tensión de alimentación en corriente continua (v), de la intensidad de línea en corriente alterna (I) y del factor de potencia ($\cos\phi$), suponiendo una eficiencia del 95%, permite obtener la tensión de línea de la salida en alterna (V), la intensidad de corriente continua (i_c) y la frecuencia (f). Para optimizar el funcionamiento de la bomba centrífuga accionada por un motor de inducción, se ajusta la frecuencia de salida de forma que sea proporcional a la raíz cuadrada del valor eficaz de la tensión de línea generada, teniendo como referencia la frecuencia de 50 Hz asignada a una tensión de línea de 400V. La intensidad de corriente continua que proporciona como salida el subsistema de Simulink, se obtiene aplicando la Ec. (2).

$$i_c = \frac{\sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\phi}{0,9 \cdot v} \quad (2)$$

Este tipo de convertidores no realizan necesariamente el seguimiento del punto de máxima potencia, aunque con un ajuste adecuado de la relación entre las tensiones de salida y de entrada, se consigue que el punto de trabajo no se aleje demasiado del de máxima potencia. La tensión de entrada de estos convertidores debe ajustarse para que esté próxima a la tensión de máxima potencia. En los convertidores que poseen un controlador PID se puede forzar que la tensión de entrada tome un determinado valor ajustándolo mediante una referencia externa. Para mejorar el seguimiento del punto de máxima potencia, esta tensión de referencia se puede hacer variar en función de la temperatura medida por un sensor instalado en la cara posterior de uno de los módulos fotovoltaicos. (Alonso-Abella et al., 2003)

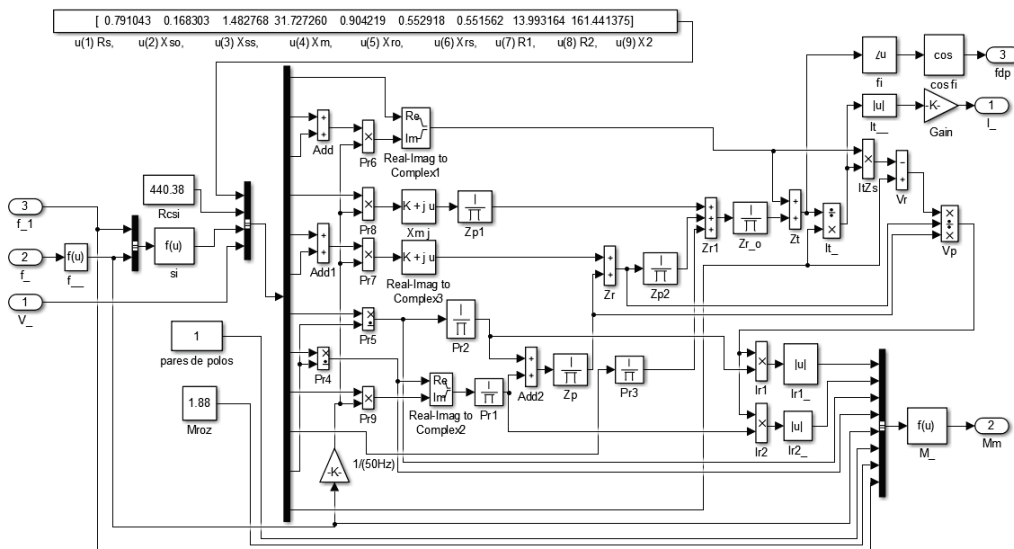


Figura 3. Subsistema motor de inducción trifásico.

En la figura 3 se representa el subsistema del motor de inducción. En él se obtiene la intensidad de corriente, el factor de potencia y el par motor, resolviendo para ello un circuito equivalente cuyos parámetros se han estimado a partir de los datos de catálogo proporcionados por los fabricantes.

En la figura 4 se representa el subsistema correspondiente a la bomba centrífuga utilizada, del tipo SP60-14 de Grundfos, cuyas curvas características a velocidad de régimen nominal de 2870 rpm, $Q=f(H)$ (caudal en función de la altura) y $P=f(Q)$ (potencia mecánica de entrada en función del caudal) se han incluido en los bloques “1-D Lookup Table” 1 y 2, respectivamente. Para obtener los valores correspondiente a otros regímenes de funcionamiento, se aplican las relaciones de semejanza que tienen en cuenta que la altura manométrica es proporcional al cuadrado de la velocidad, el caudal es proporcional a la velocidad y la potencia mecánica es proporcional al cubo de la velocidad. Aunque a bajas velocidades el rendimiento se reduce considerablemente y no serían aplicables las leyes de semejanza, hay que tener en cuenta que para proporcionar la altura manométrica superior a 90 m, que es la mínima altura estática requerida, la bomba elegida requiere velocidades de rotación superiores a 1900 rpm, por lo que en el rango de funcionamiento de interés práctico, sí pueden aplicarse estas leyes sin cometer mucho error y por debajo de ese umbral, el caudal sería nulo.

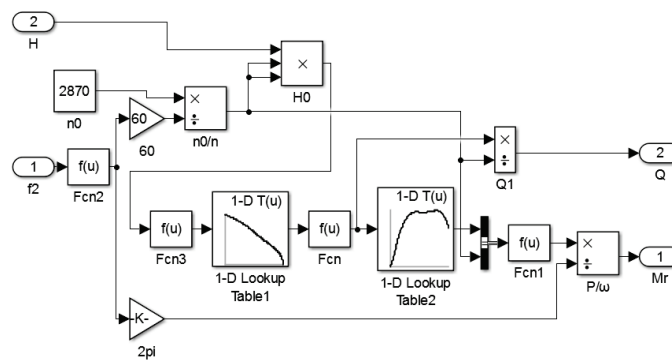


Figura 4. Subsistema bomba centrífuga.

También se ha modelado el suelo, para lo cual se ha supuesto un suelo del tipo franco-arcilloso, con una capacidad de campo del 30%, situando el punto de marchitamiento en el 16% de humedad, lo que deja una humedad disponible del 14%. En los primeros 0,3 m de profundidad, considerando una densidad seca de 1200 kg/m^3 tendremos: $0.14 \cdot 0,3 \text{ m}^3/\text{m}^2 \cdot 1200 \text{ kg/m}^3 = 50,4 \text{ kg/m}^2$ de agua o lo que es lo mismo 50,4 mm de humedad disponible, partiendo del suelo con la capacidad de campo. Redondeando, en el modelo se considera una capacidad de campo de 100 mm de agua, de los cuales, 50 mm corresponden al agua disponible y 50 mm al punto de marchitamiento. La simulación se inicia con una humedad correspondiente a 60 mm de agua.

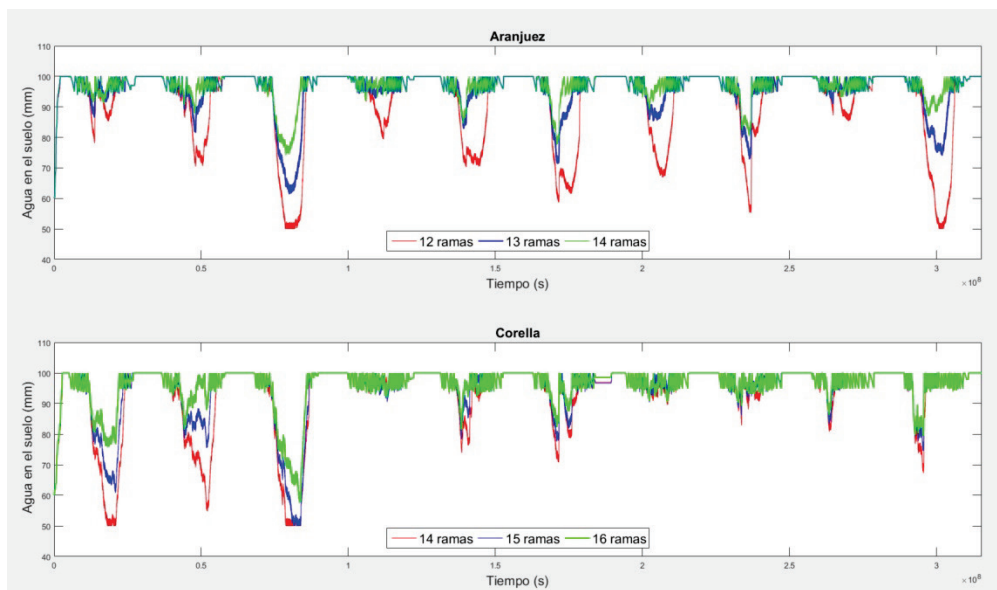


Figura 5. Variación del agua acumulada en el suelo durante los 10 años simulados en los casos estudiados.

Para cada localidad elegida se han simulado a lo largo de diez años, desde el 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2019, tres configuraciones de generador fotovoltaico con distinto número de ramas en paralelo. Finalmente, para

la configuración que resulta más adecuada, se estima el coste de inversión y se realiza un estudio económico comparando el coste de la energía resultante con el que se paga actualmente con la tarifa 3.1A, en periodos valle que es el que adoptan la mayoría de los regantes no incluidos en comunidades de regantes.

RESULTADOS

En la figura 5 se muestran los resultados de la simulación efectuada relativos al agua acumulada en mm en el suelo, como promedio de toda la superficie, para las configuraciones de generador fotovoltaico con 12, 13 y 14 ramas en paralelo, en la localidad de Aranjuez y de 14, 15 y 16 ramas en paralelo, en Corella. Se observa que la configuración de 13 ramas en paralelo, es suficiente para abastecer la demanda de los cultivos durante los 10 años estudiados en la localidad de Aranjuez, en tanto que en la localidad de Corella, serían necesarias 16 ramas. En Aranjuez la configuración de 12 ramas alcanza durante el tercer año el punto de marchitamiento de 50 mm, situación que se alcanza en Corella, con la configuración de 14 y 15 ramas.

En la tabla 2 se muestran los resultados de energías acumuladas de los 10 años de la simulación en las distintas localidades y casos analizados.

Tabla 2. Energías acumuladas durante 10 años simulados.

(kWh)	Aranjuez			Corella		
	12 ramas	13 ramas	14 ramas	14 ramas	15 ramas	16 ramas
Energía Fotovoltaica	601365	610950	617371	654730	665308	672731
Energía de corriente alterna	571277	580382	586482	621992	632042	639094
Energía mecánica	480149	489175	495470	524990	534460	541117
Energía hidráulica	355457	361723	364467	383798	389051	392506

Para efectuar el análisis económico, se han considerado los precios y el valor de las inversiones de los sistemas fotovoltaicos que se incluyen en la tabla 3. Tanto los precios como los importes se consideran con el IVA incluido.

Tabla 3. Precios y valor de las inversiones en los sistemas fotovoltaicos.

	Precio unitario	Aranjuez (13 ramas)		Corella (16 ramas)	
		Potencia	Importe (€)	Potencia	Importe (€)
Módulos	0,35 (€/Wp)	66560 Wp	23296	81920 Wp	28672
Estructuras y Soportes	0,15 (€/Wp)	66560 Wp	9984	81920 Wp	12288
Convertidores	100 (€/kW)	60 kW	6000	74 kW	7400
Instalación	0,15 (€/Wp)	66560Wp	9984	81920 Wp	12288
Total			49264		60648

Actualmente, algunas compañías eléctricas ofrecen tarifas de temporada pensadas para los suministros para riego agrícolas. Entre ellas, nos encontramos las que ofrece ENDESA cuyos precios en septiembre del 2020 se incluyen en la tabla 4.

Tabla 4. Tarifa 3.1A de temporada para la agricultura (ENDESA).

Tarifa de acceso 3.1A	Término de Energía €/kWh	Término de potencia €/kW y año	Descuento Abril a Septiembre
punta	0,076668	59,475288	5%
llano	0,070533	36,676812	5%
valle	0,053513	8,410404	Hasta un máximo del 15% ¿?

Con esta tarifa, si suponemos que conseguimos un descuento del 10% del término de energía, añadiendo el coste de la potencia contratada adicional, que suponemos son 50 kW en periodo valle, y considerando el impuesto especial de la electricidad y el IVA, resulta un coste total aproximado de 0,070471 €/ kWh.

La instalación fotovoltaica, en el caso de Aranjuez, supone un ahorro de 58.038 kWh anuales en periodo valle que equivalen a 4.090,0 €. Si consideramos unos gastos por seguros y mantenimiento del 2% del valor de la inversión anual, resulta un flujo de caja neto anual de 3.104,7 €. Calculando los flujos de caja con una tasa de inflación del 2% y un tipo de interés de la inversión alternativa del 2%, resulta que el retorno de la inversión se produce en el año 16.

Para el caso de la instalación fotovoltaica en Corella el ahorro anual en la factura eléctrica sería de 4.492,4 € considerando los gastos de seguros y mantenimiento, se reduce a un flujo anual neto de 3.279,4 €. En este caso, el retorno de la inversión se produciría el año 19.

Si fijamos la vida útil de la instalación fotovoltaica de 25 años y variamos el precio del kWh ahorrado de forma que el retorno de la inversión coincida con el final de la vida útil, el coste del kWh obtenido sería de 0,05093 €/kWh en la instalación situada en Aranjuez y de 0,05694 €/kWh para la localizada en Corella. Estos costes suponen un ahorro del 27,73% en Aranjuez y del 19,2% en Corella respecto al precio de 0,070471 correspondiente a la tarifa que se ha considerado.

CONCLUSIONES

Como conclusión, podemos decir que el uso de la energía solar fotovoltaica para suministrar energía a las instalaciones de riego resulta suficientemente rentable para recomendar a los agricultores su utilización sin necesidad de acudir a usos alternativos que permitan un mejor aprovechamiento de la instalación fotovoltaica.

De los cálculos efectuados, teniendo en cuenta los distintos precios considerados, se concluye que la utilización de la energía solar fotovoltaica permite ahorros entre el 19% y el 28% respecto a la factura que pagan actualmente los agricultores que utilizan la tarifa 3.1A de temporada. Si consideramos otras tarifas que han venido utilizando los agricultores en los últimos años, los ahorros son algo mayores.

En cualquier caso, la rentabilidad para los agricultores y la consecución de los niveles de ahorro indicados estarán condicionadas por el cumplimiento de las previsiones de producción energética y por el coste de la inversión necesaria que habría que analizar en cada caso.

REFERENCIAS

Aguiar R. y Collares-Pereira M. 1992. TAG: a time-dependent, autoregressive, gaussian model for generating synthetic hourly radiation. *Sol. Energy*. 1992;49(3):167–74.

Alonso Abella M., Lorenzo E. y Chenlo F. 2003. PV Water Pumping Systems Based on Standard Frequency Converters. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2003; 11:179–191 (DOI: 10.1002/pip.475)

Barbero A. 2016. Sistema autónomo para carga de baterías mediante una instalación fotovoltaica con aplicación directa al vehículo eléctrico y otros usos. *Tesis Doctoral*. Universidad Politécnica de Madrid.

ESYRCE 2019. Encuesta sobre superficies y rendimientos de cultivos. Resultados nacionales y autonómicos. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. <https://cpage.mpr.gob.es> N.I.P.O.: 003-19-051-9

Hamidat A., Benyoucer B. y Hartani T. 2003. Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions. *Renew. Energ.* Vol.28, pp.1081-1096.

Illanes R., de Francisco A., Torres J.L., García A., de Blas M.A. y Gracia A.M. 2009. Simulación de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua para riegos agrícolas y análisis de su viabilidad económica. V Congreso Nacional y II Congreso Ibérico Agroingeniería 2009. Lugo.

Illanes R., de Francisco A., Núñez F., de Blas, M.A., García A. y Torres J.L. 2014. Dynamic simulation and modelling of stand-alone pv systems by using state equations and numerical integration methods. *Appl. Energ.* 135 (2014) 440–449

Langarita R., Sarasa C. y Jiménez S. 2016. Los costes energéticos en la agricultura de regadío. Alternativas para su reducción y efectos de la implantación de una tarifa verde en España. *Regional and Sectoral Economic Studies* Vol. 16-1.

Plan Nacional de Regadíos - Horizonte 2008. 2002. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

Stambouli T., Zapata N. y Faci J.M., 2012. Análisis de la eficiencia energética en una comunidad de regantes modernizada. *Tierras* nº 192 2012. Tierras de Castilla y León: Agricultura, ISSN 1889-0776, Nº. 192, 2012, págs. 110-117.

Van Campen B., Guidi D. y Best G. 2000. Energía solar fotovoltaica para la agricultura y el desarrollo rural sostenibles. Documento de trabajo sobre medio ambiente y recursos naturales, núm. 3. FAO. Roma.