



Especificaciones Técnicas para Sistemas de Riego
Fotovoltaico

0. Contenido

1.	Introducción	2
2.	Oportunidad	4
3.	Clasificación.....	6
4.	Definiciones.....	8
5.	Normativa.....	9
6.	Peculiaridades del Riego Fotovoltaico	11
6.1	El Paso de Nubes	11
6.2	El Periodo de Riego	12
6.3	La Fiabilidad de los Seguidores Fotovoltaicos.....	15
6.4	La Integración con el Sistema Preexistente	17
6.5	Índices de Calidad: Sobre un PR para el Bombeo Fotovoltaico	19
7.	Sistema de Riego Preexistente.....	23
7.1	Necesidades de Agua	23
7.2	Fuente de Agua	23
7.3	Sistema de Bombeo.....	24
7.4	Red de Riego.....	25
7.5	Modificaciones	25
8.	Sistema de Riego Fotovoltaico	26
8.1	Especificaciones técnicas de los equipamientos.....	27
8.1.1	Constitución	27
8.1.2	Generador Fotovoltaico	28
8.1.3	Estructura de Soporte	30
8.1.4	Variador de Frecuencia	32
8.1.5	Cuadro de Cambio de Sección.....	34
8.1.6	Unidad de Control	34
8.1.7	Sistema de Medida y Registros de Datos	35
8.1.8	Edificios y Servicios Auxiliares	36
8.1.9	Toma de Tierra y Protección Frente a Descargas Atmosféricas.....	37
8.1.10	Seguridad y Protección Frente a Incendios.....	37
8.1.11	Trabajos de Obra Civil	37
8.2	Especificaciones técnicas de los ensayos de recepción y de la evaluación.....	38
8.2.1	Recepción Provisional	39
8.2.2	Recepción Final.....	42
9.	Anexo 1.....	44

1. Introducción

Este documento presenta las especificaciones técnicas de sistemas de riego fotovoltaicos, preparadas de tal forma que puedan ser utilizadas directamente como parte integrante de los contratos que regulan su ejecución en la modalidad de “llave en mano” o EPC (del inglés Engineering, Procurement, Commissioning).

En esta modalidad, la relación contractual se establece específicamente entre dos interlocutores. Por un lado, el propietario y, por otro lado, la empresa ejecutora. Ello, sin perjuicio de que cada uno de estos interlocutores pueda establecer acuerdos bilaterales con otros actores. Por ejemplo, el propietario con una entidad financiera o con una ingeniería de la propiedad, y la empresa ejecutora con otras suministradoras de equipos o con instaladoras. Entonces, tales acuerdos deberían ser coherentes con lo especificado aquí.

Una primera consideración es que la interfaz externa del sistema de bombeo especificado aquí se establece en la salida del cuadro (normalmente llamado cuadro de cambio de sección) al que se conecta directamente el cable de alimentación de la motobomba. Por lo tanto, elementos como la propia motobomba, el pozo, las tuberías de distribución, etc. no se consideran en esta especificación, aunque sea necesario conocer algunas de sus características para diseñar correctamente el sistema de bombeo. Y lo mismo es aplicable a otras posibles fuentes de energía, como la red eléctrica o grupos diésel, que puedan hibridarse con el sistema de bombeo fotovoltaico propiamente dicho (Fig 1). Así, a efectos de esta especificación, el sistema de riego fotovoltaico se entiende como constituido por 5 elementos bien diferenciados: Generador fotovoltaico (incluye módulos, estructuras de soporte y cajas de conexión), Variador de frecuencia, Cuadro de cambio de sección, Unidad de control y, por último, Sistema de Monitorización. Para completar el suministro, a ellos hay que añadir un paquete de equipos auxiliares: cierre, extintores, etc.

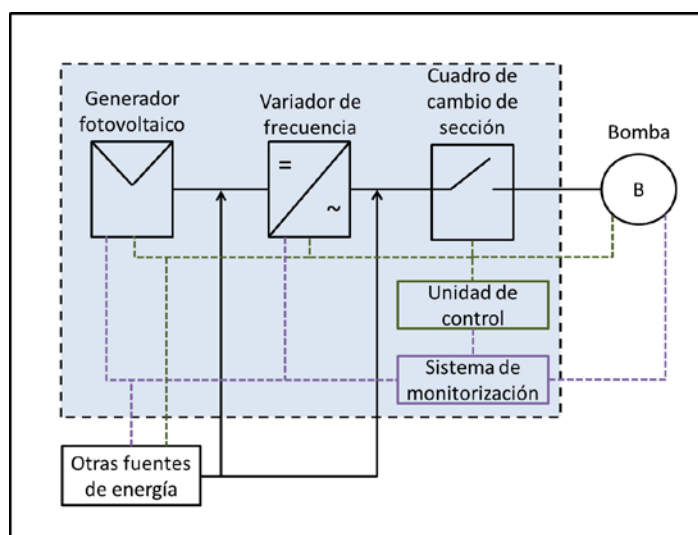


Figura 1. Esquema general de un sistema de bombeo fotovoltaico. La línea de puntos encierra los elementos contemplados en estas especificaciones técnicas.

Es muy importante entender que los sistemas de riego fotovoltaicos deben integrarse con otras infraestructuras de riego (motobombas, programadores de riego, tuberías de distribución de agua, goteros, aspersores, etc.) que, en general, existen con anterioridad y que el sentido común y la economía obligan a aprovechar. Así, el diseñador del sistema fotovoltaico debe tener en mente cuatro objetivos principales:

- Integrar el sistema fotovoltaico en el sistema de riego preexistente. Esto obliga a indagar con cierta profundidad en las características de este sistema (tipo, horarios de riego, restricciones, etc.)
- Resolver los problemas derivados de la intermitencia de la radiación solar. En particular, las fluctuaciones relativamente rápidas causadas por el paso de nubes son potencialmente perjudiciales tanto para la estabilidad del funcionamiento, debido a las alteraciones bruscas de la presión, como para la fiabilidad de los equipos, debido a los excesivos arranques y paradas.
- Ajustar en lo posible la producción a la demanda de agua. Esto obliga a contrastar el perfil anual de la demanda de agua con el perfil anual de la radiación solar incidente sobre los generadores fotovoltaicos. Con mucha frecuencia, los sistemas de seguimiento en un eje horizontal representan el mejor ajuste entre ambos perfiles y, además, ofrecen un perfil diario constante durante los meses de riego, lo que también es beneficioso para esta aplicación.
- Asegurar la fiabilidad durante, al menos, 25 años para garantizar el cumplimiento de los planes de negocio. A la hora de elegir los componentes del sistema, esto recomienda optar exclusivamente por tecnologías bien probadas y cuyo comportamiento resulte predecible. Y esta es la razón por la que estas especificaciones no contemplan ni baterías, ni módulos fotovoltaicos que no sean de silicio cristalino, ni híbridos fotovoltaico-eólicos.

Ayudar a cumplir estos objetivos es precisamente la intención de estas especificaciones técnicas. Para facilitar su aplicación, este documento está estructurado en cuatro partes bien diferenciadas que tratan, respectivamente, del diseño del sistema, de los requisitos técnicos de los equipos, de los ensayos de recepción y de la operación. Antes, a modo de preparación, se presenta una clasificación de los sistemas de riego fotovoltaicos, se puntualizan algunas definiciones y se referencia la normativa que puede resultar de aplicación.

Estas especificaciones han sido elaboradas en el marco del proyecto MASLOWATEN. Financiado por la Comisión de la Unión Europea, este proyecto tiene como objetivo declarado la puesta a punto de los instrumentos necesarios para que el mercado del riego fotovoltaico se desarrolle con rapidez y sin sobresaltos derivados de realizaciones de mala calidad técnica. Afortunadamente, el mundillo fotovoltaico cuenta con un buen acervo experimental tanto en el ámbito del bombeo de agua como en el del aseguramiento de la calidad técnica, que ha resultado de gran utilidad para la elaboración de estas especificaciones. MASLOWATEN incluye también la realización de 5 demostradores, que cuando se escriben estas líneas ya funcionan con normalidad, y la asesoría tanto a comunidades de regantes como a empresas fotovoltaicas interesadas en esta aplicación. De hecho, todos los ejemplos mencionados en estas especificaciones reflejan algún caso real, aunque por respeto a la confidencialidad no se haya expresado su identificación.

2. Oportunidad

El bombeo fotovoltaico data de hace más de 50 años. La primera realización¹ se hizo con una bomba Guinard alimentada en DC por un generador fotovoltaico con módulos Philips, que funcionó en Córcega a mediados de la década de los 70 del siglo XX, y cuya ejecución coordinó Dominique Campana. Entre los visitantes de esta primera experiencia estuvo el padre Bernard Vespieren quien, entusiasmado por el buen funcionamiento de esa bomba, se empeñó en utilizarla para resolver los problemas de agua potable en Mali, donde llevaba a cabo su misión apostólica. Para ello, diseñó y ejecutó el proyecto "Mali Aqua Viva" que en 1981 puso 25 sistemas de bombeo en funcionamiento.

Desde entonces ha existido un mercado estable para los sistemas de bombeo fotovoltaico dedicados al suministro de agua para poblaciones rurales. Esta aplicación se justificaba económicamente para sistemas relativamente pequeños, digamos inferiores a 10 kW, que, por bombear a presión y caudal variables, son además relativamente sencillos; aunque también exigen fiabilidades muy elevadas, por lo sensible que resulta la aplicación.

En los últimos años, el escenario del bombeo fotovoltaico se ha visto profundamente alterado por la drástica reducción de precios de los módulos fotovoltaicos, a impulsos de la industria china, que han pasado de más de 5 €/Wp a menos de 0,5 €/Wp en menos de una década. Junto con la evolución, también a la baja, de los precios de los variadores de frecuencia, esto ha hecho que hoy sea económicamente sensato plantear la instalación de sistemas fotovoltaicos de tamaño relativamente grande, en el rango de los cientos de kW, para sustituir tanto a grupos electrógenos como a la red eléctrica convencional en la alimentación de sistemas de riego para grandes superficies, lo que constituye un mercado potencial que sólo en el Sur de Europa se estima en más de 16 GW.

Ahora bien, junto con la buena noticia que representa esta ampliación del mercado fotovoltaico, hay que advertir que el mundo del riego incluye un abanico de posibilidades significativamente más amplio que el del suministro de agua a poblaciones rurales. En el riego cabe hablar de bombeos a balsa, bombeos directos, sistemas híbridos en la parte eléctrica, sistemas híbridos en la parte hidráulica, etc. Esta mayor diversidad, junto con el magro desarrollo que ha tenido hasta ahora el mercado del riego fotovoltaico, explica que también exista una mayor posibilidad de fracaso en las primeras realizaciones y, para más inri, que sea muy poca la experiencia acumulada en el aseguramiento de su calidad.

Esta situación, caracterizada por la existencia de un mercado potencial significativo y, a la vez, por la escasez de experiencia, es propicia al riesgo tecnológico, que se ve exacerbado por la puesta en marcha de algunas iniciativas (créditos privilegiados, campañas de publicidad, etc.) tendentes a acelerar la puesta en marcha de las primeras realizaciones. En esta situación encuentra su justificación el que MASLOWATEN incluya en sus objetivos tanto la ejecución de algunos demostradores de riego fotovoltaico como el desarrollo de instrumentos de aseguramiento de la calidad, entre los que figuran las presentes especificaciones técnicas. Como corresponde a la presentación en sociedad de cualquier instrumento destinado a imponer una cierta disciplina, cabe esperar que provoque inicialmente buenas dosis de sorpresa y controversia. Por ello, estas especificaciones se presentan ahora (febrero de 2017) como apertura de un proceso de consultas y discusión abierto a todas a las empresas interesadas en esta aplicación. Aun sabiendo que estos procesos son terreno propicio para que se manifieste el dicho que reza que "nunca llueve a gusto de todos",

¹ Perlin J, From Space to Earth: The Story of Solar Electricity. AAttec publications. Michigan (1999)



animamos desde aquí a la participación en él. La buena noticia es que la experiencia enseña que, después de esas discusiones iniciales, la aplicación de procedimientos de aseguramiento de la calidad aboca en resultados satisfactorios para todos.

3. Clasificación

Para lo que aquí interesa, conviene primero clasificar los sistemas de bombeo en dos familias, atendiendo a las exigencias en la salida del agua:

- Bombes a balsa, caracterizados porque la presión y el caudal pueden ser variables.
- Bombes directos (a goteros o aspersores), caracterizados porque la presión y el caudal son constantes para cada sector de riego.

Por otro lado, los sistemas de riego fotovoltaicos se clasifican aquí en tres tipos, atendiendo a su constitución:

- Sistemas fotovoltaicos autónomos, en los que la energía que alimenta el riego proviene exclusivamente de generadores fotovoltaicos.
- Sistemas fotovoltaicos híbridos hidráulicamente, en los que la energía que alimenta el riego proviene de los generadores fotovoltaicos y, además, de otras fuentes, pero con la peculiaridad de que la hibridación se realiza exclusivamente en el circuito hidráulico. Es decir, asociando en paralelo la salida de agua de las bombas y sin que exista ninguna conexión eléctrica entre los generadores fotovoltaicos y las otras fuentes de energía. Aquí no consideramos más fuentes adicionales que los grupos electrógenos, alimentados a diésel o a gas, y la red eléctrica convencional. Importa notar que, a efectos de la regulación del sistema eléctrico español, estos sistemas están totalmente aislados de la red eléctrica, por lo que en ningún caso les resulta de aplicación la normativa vigente sobre autoconsumo.
- Sistemas fotovoltaicos híbridos eléctricamente, en los que la hibridación entre los generadores fotovoltaicos y los grupos electrógenos o la red eléctrica convencional se realiza en la parte eléctrica del sistema. Cuando se trata de la red eléctrica, estos sistemas se entienden como de autoconsumo y son sujetos de aplicación de las normativas correspondientes (RD 900/2015, en España y DL 153/2014, en Portugal).

Las siguientes figuras ilustran estos tres tipos.

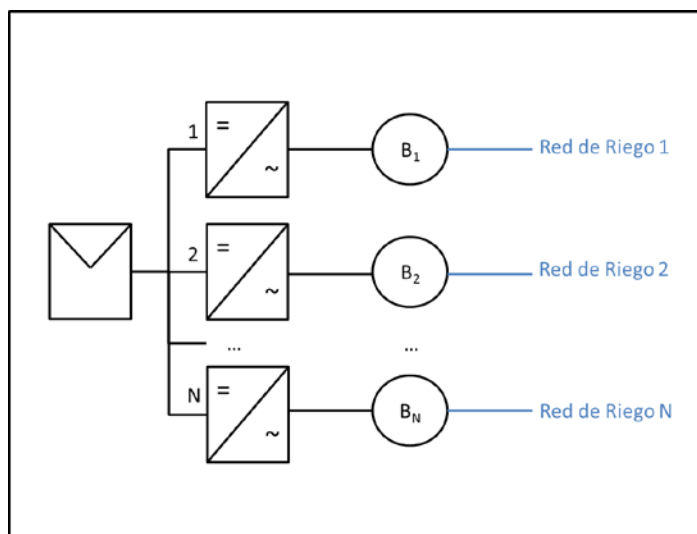


Fig 2. Sistema de riego fotovoltaico autónomo. La energía proviene exclusivamente de los generadores fotovoltaicos. La parte en negro representa la parte eléctrica, y la azul la parte hidráulica.

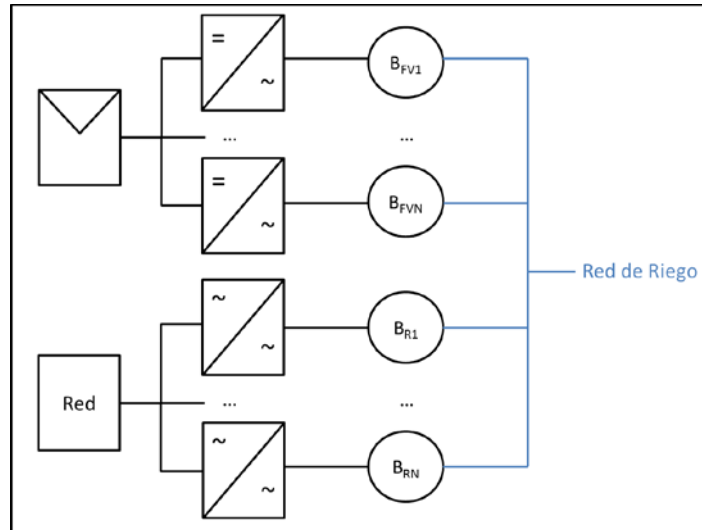


Fig 3. Sistema de riego fotovoltaico híbrido hidráulicamente. La energía proviene de los generadores fotovoltaicos y de otras fuentes (grupos electrógenos o red eléctrica), pero la hibridación se realiza exclusivamente en el circuito hidráulico.

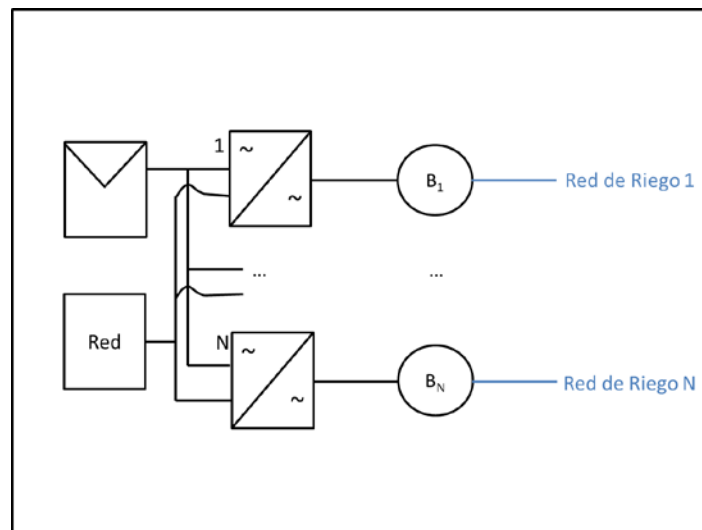


Fig 4. Sistema de riego fotovoltaico híbrido eléctricamente. La energía proviene de los generadores fotovoltaicos y de otras fuentes (grupos electrógenos o red eléctrica), y la hibridación se realiza en el circuito eléctrico.

4. Definiciones

En un sistema de riego fotovoltaico cabe distinguir entre tres valores de potencia eléctrica nominal:

- La del generador fotovoltaico, P_G^* , que es su potencia en las llamadas Condiciones Estándar de Medida² y que suele utilizarse para referir la potencia nominal del conjunto del sistema.
- La del variador de frecuencia, P_{MAX} , que es la máxima potencia que puede entregar a su salida en régimen permanente. Es también la máxima potencia que el sistema puede entregar a la motobomba y, en el caso de los sistemas híbridos eléctricamente con la red eléctrica define la potencia de la conexión a la red. Típicamente es entre un 5% y un 35% inferior a P_G^* , dependiendo de si el generador fotovoltaico tiene seguimiento o es estático.
- La del motor que acciona la bomba, $P_{1,NOM}$. Puede ser hasta un 30% inferior a la del variador de frecuencia. En otras palabras, la motobomba puede trabajar a potencias superiores a la nominal sobre todo si, como es habitual en sistemas relativamente grandes, el sistema incorpora una protección por control de temperatura del motor.
- La de la propia bomba, $P_{2,NOM}$, que es la potencia mecánica que el motor entrega a la bomba.

A modo de ejemplos representativos, la tabla 1 presenta los valores nominales de dos sistemas de riego fotovoltaicos reales, implantados en el contexto del programa europeo Maslowaten³.

Tipo de bombeo	Potencia nominal (kW)		
	Generador	Variador de frecuencia	Bomba (P2)
A balsa	360	355	250
Directo	140	110	90

Tabla 1. Valores de potencia nominal, expresados en kW, de dos sistemas de riego fotovoltaicos reales

² Irradiancia = 1000 W/m²; Temperatura de célula = 25°C; Espectro AM1.5; Incidencia perpendicular

³ www.maslowaten.eu

5. Normativa

Todos los componentes de la instalación fotovoltaica deben cumplir las normativas nacionales e internacionales, garantizando la calidad, la integridad y un rendimiento óptimo después de su instalación. En particular deberá cumplir el Reglamento de Baja Tensión del país donde se realice la instalación.

Algunas normas afectan a los dispositivos específicos de la instalación fotovoltaica: módulos, generador FV y variadores de frecuencia. Particularmente interesantes son:

IEC 61215	Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules: Design Qualification and Type approval
IEC 61730	Photovoltaic Module Safety Qualification
IEC 60364-7-712	Electrical Installations of Buildings – Part 7-712: Requirements for Special Installations or Locations Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems

Los aparatos más generales (líneas eléctricas, cables, medidores de energía, edificios y sistemas de protección) deben cumplir con la normativa nacional vigente. Particularmente relevantes son:

IEC 601000-3-2,-3	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)
IEC 61727	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface
IEC 62305-1:2010	Protection against lightning. Part 1: General principles
IEC 62305-4	Protection against lightning. Part 4: Electrical and electronic systems within structures.
IEC 60309-1	Plugs, socket-outlets and couplers for industrial purposes – Part 1: General requirements.
EN 1991	Eurocode 1: Actions on structures.

Otras normas que deben tenerse en cuenta, especialmente en los procedimientos de control de calidad, son:

IEC 62446-1:2016	Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection.
IEC 61829:2015	Photovoltaic (PV) array: On-site measurement of I-V characteristics.
IEC 60891	Photovoltaic devices – Procedures for temperatures and irradiance corrections to measured I-V characteristics
IEC 61853-1	Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating: Part1: Irradiance and temperature performance measurement and power rating.



IEC 60904-1	Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics
IEC 60904-2	Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices
IEC 60904-4	Photovoltaic devices - Part 4: Reference solar devices - Procedures for establishing calibration traceability
IEC 60904-5	Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method
IEC 60904-14	Photovoltaic devices – Part 14. Outdoor infrared thermography of photovoltaic modules and plants (proposed IEC 60904-14 or alternatively IEC 60904-12-2).

6. Peculiaridades del Riego Fotovoltaico

El riego fotovoltaico presenta algunas peculiaridades técnicas que deben ser tenidas en cuenta en el diseño de los sistemas concretos, para garantizar la durabilidad a largo plazo y optimizar su economía. Este apartado describe las que hemos considerado más importantes y que justifican la inclusión de algunas cláusulas particulares en estas especificaciones:

6.1 El Paso de Nubes

El principio de funcionamiento de los sistemas de riego fotovoltaico consiste en alimentar a la bomba con corriente alterna de frecuencia y tensión variables en función de la irradiancia⁴ que incide sobre sus generadores. En el caso más sencillo del bombeo a balsa, la tarea del variador de frecuencia consiste precisamente en extraer continuamente la mayor potencia posible del generador (es decir, en seguir el punto de máxima potencia) y, a la vez, alimentar al motor de la bomba con una frecuencia y tensión tales que su caudal sea el máximo posible. Para lograrlo, el corazón del variador está constituido por un conjunto de interruptores (normalmente IGBTs) que genera una onda cuadrada de tensión a partir de la tensión DC del generador fotovoltaico, y regula automáticamente tanto la frecuencia como el ciclo de trabajo (tiempo ON y tiempo OFF en un periodo) en función de la irradiancia disponible en cada instante y de las características de la bomba⁵.

Pues bien, ocurre que el paso de nubes provoca variaciones bruscas de la irradiancia incidente que representan un reto para esa regulación automática. Obviamente, el ciclo bajada-subida de la irradiancia, ocasionado por el paso de una nube, causa naturalmente un ciclo desaceleración-aceleración de la bomba. Sin embargo es desafortunadamente bastante frecuente que el control de los variadores se desestabilice y cause un ciclo parada-arranque, que no suele suponer gran cosa en términos de pérdida de volumen bombeado al día, pero que supone un desgaste importante para los elementos hidráulicos y eléctricos (golpes de ariete, sobretensiones, etc.). Tal desgaste resulta inaceptable, por lo que tiene de riesgo para la vida a largo plazo del sistema. En consecuencia, hay que exigir a los ejecutores de sistemas de bombeo fotovoltaico que sintonicen los variadores de tal forma que el paso de nubes provoque ciclos de desaceleración-aceleración pero no de parada-arranque. Esta es la razón de haber incluido la cláusula 48) en esta especificación. La figura 5 presenta la evolución de la irradiancia a lo largo del paso de una nube y la consecuente variación de la frecuencia de salida de un variador que realiza correctamente su función. Conviene advertir que, según la experiencia del IES-UPM, cuando se trata de sistemas de cierto porte, la sintonización no puede ser general, sino que debe ajustarse a las condiciones concretas (bomba, altura, inercia, etc.) de cada sistema de riego en particular. En un orden similar de cosas, el uso de baterías, aunque represente sobre el papel una alternativa para resolver el asunto del paso por nube, ha sido específicamente excluido en estas especificaciones, por entender que su fiabilidad no ha sido demostrada al día de hoy.

⁴ Se llama *Irradiancia* a la magnitud de la potencia incidente por unidad de superficie de la radiación solar. Se utiliza para cuantificar la intensidad instantánea de esa radiación y se mide normalmente en W/m^2 .

⁵ Por ejemplo, *el torque o par motor* que proporciona una bomba centrífuga es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad de rotación que, a su vez, es lineal con la frecuencia de alimentación del motor ($T_B \sim n^2$; $n \sim f$; $\rightarrow T_B \sim f^2$). Por otro lado, el torque que proporciona un motor de inducción es directamente proporcional al cuadrado de la relación entre la tensión y la frecuencia [$T_M \sim (V/f)^2$]. Debido a que ambos torques son obviamente iguales y a que la mayoría de las bombas actuales son centrífugas y están alimentadas por un motor de inducción, es muy frecuente que los variadores se controlen mediante un algoritmo cuadrático ($v \sim f^2$)

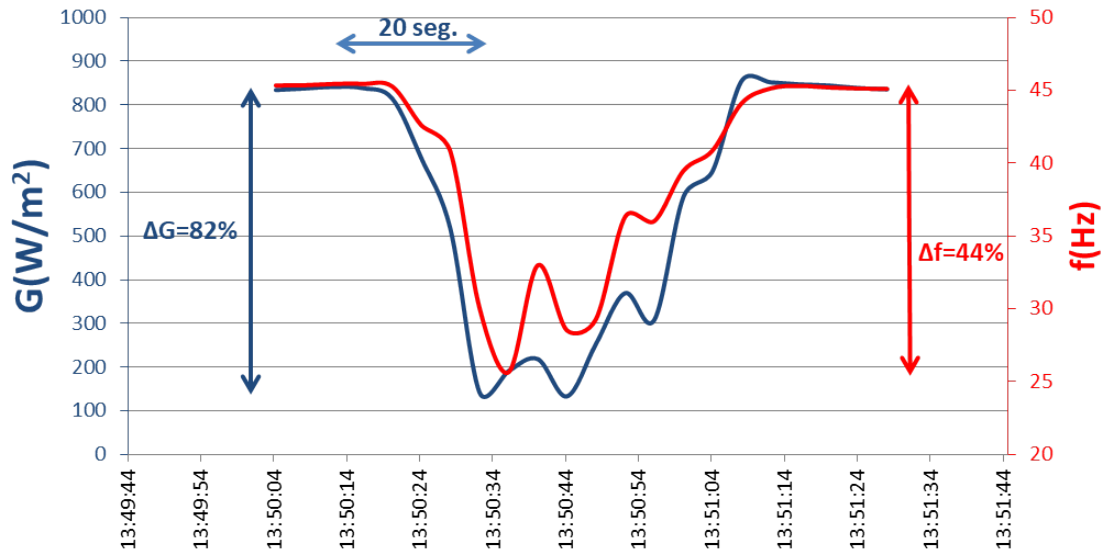


Fig. 5. Evolución de la irradiancia a lo largo del paso de una nube (AZUL) y de la consecuyente frecuencia a la salida de un variador correctamente sintonizado (ROJO).

Los perfiles de irradiancia observados experimentalmente⁶ durante el paso de nubes se caracterizan por un ligero repunte inicial, debido a la reflexión en el borde de la nube cuando ya está cerca pero todavía no tapa al Sol, seguido de una fuerte caída exponencial, debida al oscurecimiento del Sol por la nube. Esta caída es tanto más rápida cuanto mayor sea la velocidad de desplazamiento (o evolución) de la nube y cuanto menor sea la superficie que ocupa el generador fotovoltaico. Un criterio razonable consiste en pensar que un generador se oscurece a razón de 20 m/s. Por ejemplo, un generador de 300 kW instalado en una parcela cuadrada de 80 m x 80 m se "apaga" en 4 segundos. Es posible observar eventos más rápidos que esto pero son francamente poco probables.

Garantizar que las fluctuaciones de irradiancia "a razón de 20 m/s" no desestabilicen el control del variador es precisamente el criterio impuesto en estas especificaciones técnicas.

6.2 El Periodo de Riego

Las necesidades de agua de las plantas varían mucho a lo largo del año. Normalmente son muy grandes en los meses de primavera-verano y muy pequeñas, o incluso nulas, en los meses de otoño-invierno. En aras de la economía, importa que los sistemas de riego estén diseñados de tal forma que el volumen de agua que bombean se adapte en lo posible a las necesidades de las plantas.

Una forma particularmente conveniente de lograrlo consiste en instalar los generadores fotovoltaicos sobre estructuras de soporte móviles que siguen el movimiento del Sol rotando en torno a un eje horizontal orientado en la dirección Norte-Sur. En efecto, esta forma de seguimiento es, de entre todas las que quepa imaginar, la que conlleva una mayor diferencia entre los volúmenes bombeados en verano y en invierno.

⁶ Marcos J, Störkel O, Marroyo L, García M, Lorenzo E. *Storage requirements for PV power ramp-rate control*. Solar Energy, **94**, 28-35 (2014)

A modo de ejemplo representativo, la figura 6 y la tabla 2 presentan la evolución anual del bombeo fotovoltaico con un generador estático, orientado al Sur e inclinado 20°; con un seguidor en dos ejes y con un seguidor en un eje horizontal, los tres con la misma potencia de generador fotovoltaico. El lugar en concreto es la estación de bombeo de la Comunidad de regantes de Villena, donde se asienta uno de los demostradores del proyecto Maslowaten, y las cifras resultan de una simulación hecha por el IES-UPM para los siguientes datos: Altura manométrica = 260 m; Potencia CEM del generador = 360 kW; Potencia nominal del variador = 355 kW; Potencia de la motobomba (P2) = 250.

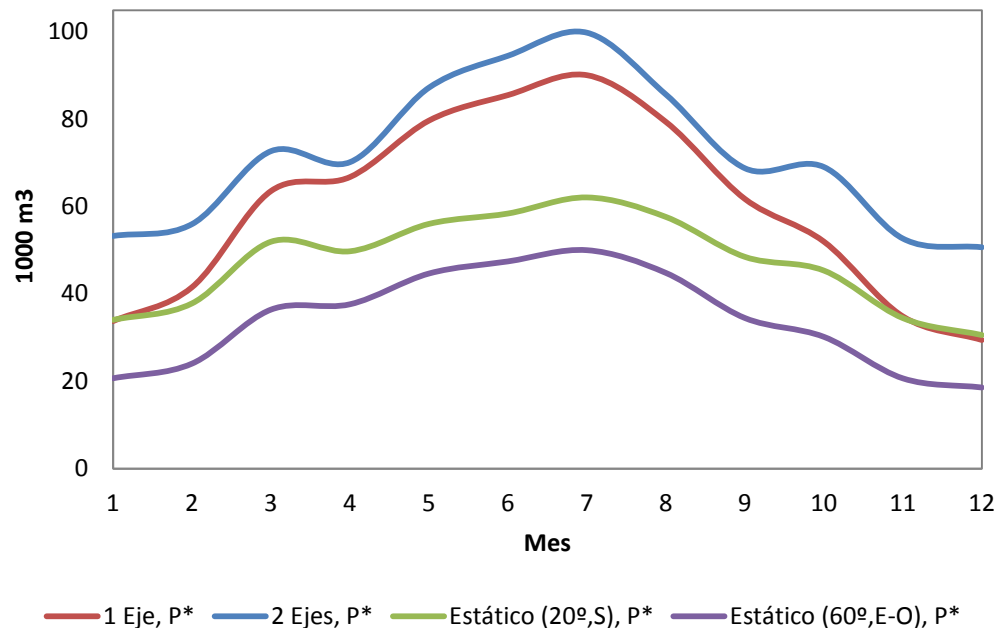


Fig. 6. Evolución anual del bombeo asociado a diferentes tipos de seguidores fotovoltaicos.

Un somero análisis de estas cifras muestra que para bombear el mismo volumen en julio, que suele ser el mes más crítico para el riego, el sistema estático precisaría tener un 45 % más de potencia fotovoltaica que el seguidor en un eje horizontal [(62,1/90,1)=1,45], y también que añadir un segundo eje al seguimiento permitiría reducirla en 10 % [(99,8/90,1)=1,10]. El impacto económico asociado a estas diferencias depende de los precios relativos de módulos fotovoltaicos y seguidores, pero en casi cualquier escenario realista lleva a descartar el seguimiento en dos ejes.

Además, el seguimiento conlleva ventajas adicionales cuando se trata de bombear desde pozos con caudal limitado o cuando se trata de bombeos directos a presión constante. En ambos casos, esto es consecuencia de que el perfil diario de bombeo es más plano con el seguidor que con el generador estático. Una alternativa para aplanar este perfil consiste en repartir el generador estático en varias superficies con diferente orientación, al precio de aumentar su potencia. La figura 6 previa precisamente incluye una de estas estructuras dobles con dos superficies, una orientada al este y la otra al oeste y ambas con una inclinación de 60°.

La figura 7 muestra el perfil diario de la potencia de alimentación para estos tres casos: un seguidor de eje horizontal, un generador estático todo el orientado al Sur e inclinado 20° y un generador repartido en dos mitades orientadas la una al Este y la otra al Oeste e inclinadas 60°. Las potencias de los generadores son en todos los casos las necesarias para igualar el volumen bombeado en julio. Respecto al seguimiento en un eje, el caso estático con una sola superficie precisa un 45% más de generador, y el

caso estático con dos superficies precisa el doble. La figura presenta la potencia en términos relativos a la que entrega el seguidor al mediodía (p_u). De esta figura se siguen dos lecciones interesantes. Por un lado, que el pozo debe ser un 40% más caudaloso cuando se trata del generador estático orientado al Sur que cuando se trata del seguidor. Por otro lado, cuando se trata de bombeos directos en los que la potencia de alimentación es constante ocurre que el seguimiento permite alargar significativamente el tiempo de riego. Por ejemplo, si suponemos que el riego comienza cuando la potencia relativa es $0,8 \cdot p_u$, el seguimiento permite regar 11 horas al día mientras que el generador estático no permite más que 7. Desdoblar el generador estático en dos superficies también permite lo mismo que el seguidor, pero el precio es multiplicar por dos la potencia del generador.

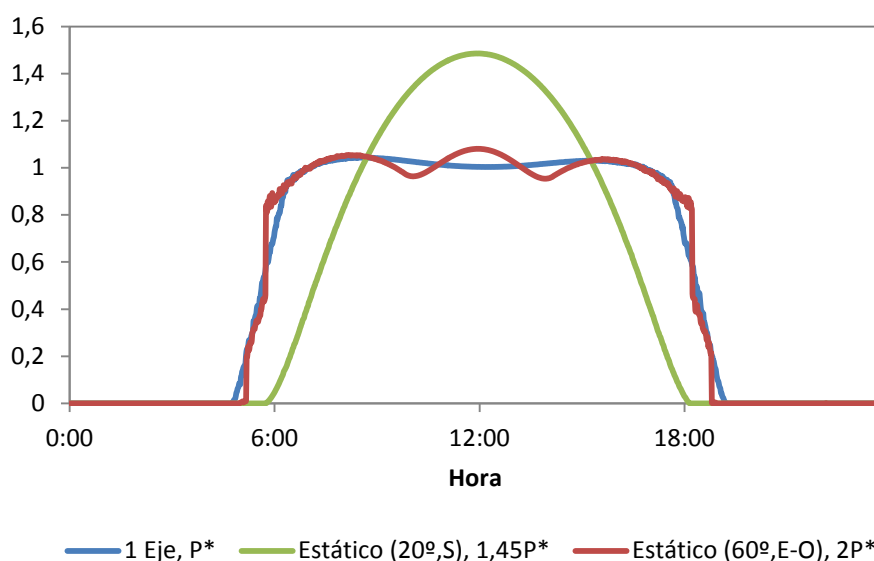


Fig. 7. Perfil diario de la potencia de alimentación para 3 estructuras de soporte diferentes: seguidor en un eje horizontal, superficie estática orientada al sur e inclinada a 20°, y la combinación de dos superficies estáticas orientadas al este y oeste, respectivamente, e inclinadas a 60°.

Mes	Caudal [1000 m ³]			
	1 Eje	2 Ejes	Estático (S,20)	Estático (E-O,60)
Enero	33,8	53,3	34,1	20,7
Febrero	41,6	56,0	37,9	24,1
Marzo	63,6	72,7	52,0	36,4
Abril	66,8	70,2	49,8	37,7
Mayo	79,7	87,3	56,1	44,7
Junio	85,6	94,6	58,4	47,5
Julio	90,1	99,8	62,1	50,0
Agosto	79,4	85,7	57,6	44,8
Septiembre	61,8	68,8	48,5	34,5
Octubre	52,0	69,1	45,4	30,2
Noviembre	34,9	52,7	34,5	20,7
Diciembre	29,5	50,7	30,6	18,6
Anual	718,6	860,8	567,0	409,9

Tabla 2. Evolución anual del bombeo asociado a diferentes tipos de estructuras y seguidores fotovoltaicos.

Para finalizar este apartado, diremos que las estructuras estáticas con varias superficies, como la mostrada en los ejemplos anteriores, son atractivas en la medida en la que permiten aplanar los perfiles diarios de bombeo. Para terminar de ilustrar esta opción, en comparación con otros tipos de estructuras y seguimientos, la siguiente tabla detalla las necesidades de terreno de cada una de ellas.

Necesidad de terreno por kWp de generador FV (m²)		
1 Eje	Estático (S,20)	Estático (E-O,60)
20	10	15

6.3 La Fiabilidad de los Seguidores Fotovoltaicos

Una vez reconocidas las ventajas que aporta el seguimiento sobre un eje horizontal al riego fotovoltaico, hay que considerar cómo es su fiabilidad. Y hay que hacerlo con algún detenimiento, porque ocurre que los seguidores solares en general arrastran la mala fama de ser productos complicados, poco fiables y de los que por principio conviene desconfiar. Por ello, insistir en que los sistemas de riego fotovoltaico tienen que ser muy fiables y, a la vez, recomendar que utilicen seguidores, que es precisamente lo que se hace aquí, debe resultar contradictorio a ojos de quien está convencido de que esa mala fama es fiel reflejo de la realidad.

Para empezar, hay que reconocer que esa mala fama se debe a que efectivamente hay seguidores con presencia en el mercado y que funcionan francamente mal. El caso español es paradigmático: el boom fotovoltaico de los años 2007-2009, que llevó a instalar casi 4000 MW de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, fue un proceso del que, sin entrar en juicios sobre su globalidad, cabe afirmar que fue muy apresurado y en el que las prisas, que siempre son malas consejeras, abonaron la entrada de algunos productos de infima calidad, entre los que se cuentan varios seguidores que pronto presentaron averías. La situación se agravó a partir de 2014, cuando un cambio en la normativa que regula la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red redujo a mínimos lo cobrado en concepto de venta de energía a cambio de agrandar lo cobrado en concepto de amortización de la inversión. Esto, que continúa vigente, hace que cuando un seguidor solar se estropea sea normalmente más rentable mantenerlo parado que repararlo, puesto que el sistema fotovoltaico sigue inyectando energía en la red y lo que se cobra es prácticamente lo mismo. Así, el panorama fotovoltaico español se fue poblando de seguidores que no funcionan y que, para más inri, exhiben su desastre por todo lo ancho del campo, que es donde se instalaron la mayoría de los llamados "huertos solares". ¡Precisamente donde los agricultores más los pueden ver!, por lo que nada tiene de extraño que, enfrentados a la decisión de incorporar o no un seguidor en su sistema de riego fotovoltaico, muchos de estos agricultores reaccionan automáticamente: ¡Ni hablar! Sin embargo, la realidad es afortunadamente más amplia y contiene abundantes casos de seguidores exitosos. Conviene por tanto intentar separar el trigo de la paja y evitar que paguen justos por pecadores.

Para empezar, importa considerar que un seguidor fotovoltaico gira despacio (a razón de 15 grados por hora) no requiere de mucha precisión (con algunos grados es suficiente) y no da más que una vuelta al día. De ello resulta que sus exigencias mecánicas en lo que se refiere al movimiento son relativamente modestas, y que su fiabilidad depende poco de su trabajo diario (en 25 años un seguidor no da más de

10.000 vueltas, que son aproximadamente las que da el motor de un coche para recorrer 5 km) y mucho de la resistencia a la intemperie de sus materiales (en esto no hay diferencia con una estructura estática) y de cómo afronte las circunstancias extraordinarias de su vida (cortes de luz, tormentas, turbulencias, corrimientos de tierra, etc.). Precisamente, diseñar prestando mucha atención a la vida ordinaria y muy poca a la extraordinaria es el mal común que está en la raíz de todos los malos seguidores. Y lo contrario también es cierto: los buenos diseños tienen en común el que se nutren de la experiencia acumulada en relación con esas circunstancias.

Una segunda consideración es que los seguidores de eje horizontal son intrínsecamente más robustos que cualquier otro tipo de seguidor. Esto es una consecuencia de que, por rotar sobre un eje horizontal, estos seguidores están normalmente muy adheridos al suelo, lo que reduce mucho las cargas de viento y, con ello, facilita todo lo que se refiere a requisitos estructurales y cimentaciones. En esto se parecen mucho a las estructuras estáticas, al punto de que muchas personas los confunden a primera vista. Y se diferencian también mucho de los seguidores en dos ejes que, por tener que rotar también sobre un eje vertical, se diseñan de tal forma que parecen generalmente menos anclados al suelo. Precisamente a causa de esta mayor separación del suelo, ocurre que los seguidores a dos ejes son, a la vez, los que resultan más fáciles de identificar como seguidores y los que resultan más vulnerables a las turbulencias y cargas de viento. De hecho, la inmensa mayoría de los seguidores solares estropeados que pueblan nuestros campos son precisamente seguidores solares a dos ejes. Pero la comprensible tendencia a simplificar las cosas hace que sean muchos los que meten a todos los seguidores en el mismo saco, y achacan también a todos la baja fiabilidad a la que sólo son particularmente propensos los seguidores que tienen un eje vertical.

Señaladas ya las diferencias entre seguidores, es oportuno destacar que la experiencia general con seguidores de un eje horizontal es mejor que con seguidores en general. A los curiosos de la historia menuda de la tecnología, les gustará saber que el seguidor fotovoltaico más antiguo del Mundo que aún se mantiene en funcionamiento es precisamente uno de eje horizontal y que funciona en España desde hace ya 25 años⁷. Menos anecdótico resulta que los seguidores sobre eje horizontal sean atractivos económicamente en el ámbito de las grandes centrales fotovoltaicas que constituyen el grueso del mercado fotovoltaico internacional⁸, lo que ha creado las condiciones de mercado para que hoy dispongamos de una oferta comercial de seguidores en un eje N-S que aúnan bajo precio y elevada fiabilidad.

El IES-UPM utiliza seguidores de un eje horizontal tanto en los 5 demostradores del proyecto Maslowaten como en otro de una experiencia anterior. En ambas ocasiones buscó a empresas que contaban con experiencia de varios cientos de MWs en el contexto de las centrales fotovoltaicas de gran porte, les propuso hacer las modificaciones en sus diseños necesarias para adaptarse al riego (seguidores monofila, alimentación autónoma, etc.) y les ofreció colaboración para la puesta a punto de sus prototipos. En ambos casos hubo que lidiar con los sinsabores que representan los fallos iniciales en sistemas de bombeo que operan en la realidad y muy expuestos al público (ese es precisamente el objetivo de los demostradores). Fruto de aquel primer demostrador, hoy funciona con normalidad un seguidor de 20 kW en Tizi N'Ait Amer (Marruecos), sin exhibir ninguna anomalía en los 4 años que ya lleva de funcionamiento, y esperamos poder decir pronto lo mismo de los 800 kW de seguidores incluidos en Maslowaten. Esta experiencia nos hace pensar que es posible construir

⁷ Lorenzo E, Zilles R. Celebración de Toledo-PV, ERA SOLAR, 195, Nov-Dic 2016, y 196, Ene-Feb 2017

⁸ Este atractivo disminuye conforme se reduce el precio de los módulos fotovoltaicos. Aun así, el IES-UPM estima que en 2016 se instalaron en el Mundo más de 5000 MW fotovoltaicos sobre seguidores de eje horizontal.

seguidores comerciales de buena calidad, pero también que esto no se logra siempre al primer intento, y que incluso modificaciones de apariencia inicial muy sencilla encierran el potencial para convertirse en quebraderos de cabeza. En consecuencia, nuestra recomendación es utilizar exclusivamente diseños totalmente probados, es decir, que cuenten con realizaciones idénticas que están funcionando bien y que puedan servir de referencia.

A modo de resumen, este apartado termina insistiendo en las ventajas que ofrece el seguimiento sobre un eje horizontal N-S para el riego fotovoltaico, y afirmando que la correspondiente oferta en el mercado incluye productos comerciales francamente fiables y de buena calidad. Las cláusulas 28) a 35) de estas especificaciones técnicas tienen el objetivo de ayudar a los diseñadores de sistemas de riego fotovoltaicos a que los seguidores que lleguen a emplear respondan a esa condición.

6.4 La Integración con el Sistema Preexistente

Una parte muy grande del mercado potencial de los sistemas de riego fotovoltaico está constituido por regadíos que ya están en funcionamiento desde tiempo atrás, aunque alimentados en energía por la red eléctrica o por grupos electrógenos a diésel o a gas. El mero sentido común y la racionalidad económica aconsejan aprovechar en lo posible las infraestructuras de bombeo y distribución de agua ya existentes, aun sin perjuicio de aprovechar la oportunidad que siempre representa la instalación de una nueva infraestructura -en este caso, el sistema fotovoltaico- para hacer cambios que redunden en la mejora general de la explotación.

Y esto obliga a que el sistema fotovoltaico y el sistema de riego preexistente sean capaces de dialogar entre sí. Por ejemplo, en un riego sectorizado con bombeo directo contra goteos, el número de sectores que se riegan simultáneamente debe adecuarse a las disponibilidades de potencia eléctrica que, a su vez, depende de la disponibilidad de radiación solar. Así las respectivas unidades de control del sistema de distribución de agua (preexistente) y del sistema de riego fotovoltaico deben interconectarse y compartir información sobre esas disponibilidades.

En la práctica, la diversidad de los sistemas de riego es muy grande, de lo que se sigue que la implementación de un sistema de riego fotovoltaico incluya indefectiblemente una cierta dosis de "hecho a medida" que si, por un lado, pone a prueba la pericia de los ingenieros, por otro lado, les aparta la competencia de productos totalmente estandarizados que, de no ser así, llegarían al mercado a precios muy bajos.

Uno de los demostradores de MASLOWATEN, ubicado en Alter do Chão (Portugal), puede servir de paradigma. Se trata de 200 Ha de cultivo intensivo de olivar regado por goteo. Originalmente, el sistema hidráulico estaba constituido por dos bombas de 45 kW cada una que se alimentan mediante un grupo diésel de 250 kVA y trabajan en paralelo. Una de las bombas se alimenta directamente, con un arrancador suave (soft starter), del grupo mientras que la otra lo hace a través de un variador de frecuencia controlado de manera que la presión en la salida del agua es de 5 kg/cm², que es la presión de cabecera necesaria para el buen funcionamiento de los goteros. Llamaremos a estas bombas BD1 y BD2, respectivamente. La plantas se riegan de mayo a octubre, incluidos, y la red de tuberías está diseñada para proporcionar agua a las plantas durante algo más de 15 horas al día durante el mes de agosto (en otros meses, el tiempo es menor). El consumo de diésel era de aproximadamente 15000 l en el mes de agosto (46200 l por campaña de riego).

Ese periodo no se puede cubrir con un sistema de bombeo directo y fotovoltaico, incluso aunque utilice seguidores de un eje horizontal, porque el tiempo diario de irradiación por encima del umbral que necesita el bombeo es de unas 11 horas. Por

ello, se decidió implementar un sistema híbrido, manteniendo en su totalidad la infraestructura preexistente e incorporando una nueva bomba de 45 kW, a la que llamaremos BFV1, y un generador fotovoltaico que alimenta las bombas a través de un variador de velocidad de 110 kW. El conjunto se controla automáticamente (el control también es parte del proyecto) en función de la irradiancia que incide sobre el generador fotovoltaico, de acuerdo a lo que indica la tabla. Para ello, hubo que dotar al programador que controla el sistema fotovoltaico de la capacidad de comunicarse y entenderse con el programador que controlaba y aún controla el sistema preexistente.

Control automático de modos de operación

Irradiancia	BD1	BD2	BFV1
Baja	Diesel	Diesel	NA
Media	Diesel	NA	Fotov.
Alta	NA	Fotov.	Fotov.

Tabla 3. Control automático de modos de operación en función de la irradiancia disponible.

El sistema comenzó a funcionar en julio de 2016 y en el primer mes de agosto permitió reducir el consumo de combustible de 3000 a 600 litros/semana, es decir, en un 80%. Ir más allá de esa cifra hasta cubrir la totalidad del riego con energía fotovoltaica exigiría cambiar totalmente la red de tuberías por otra de mayor diámetro, capaz de dar paso al mismo volumen de agua pero en menos tiempo, lo que no se justifica económicamente.

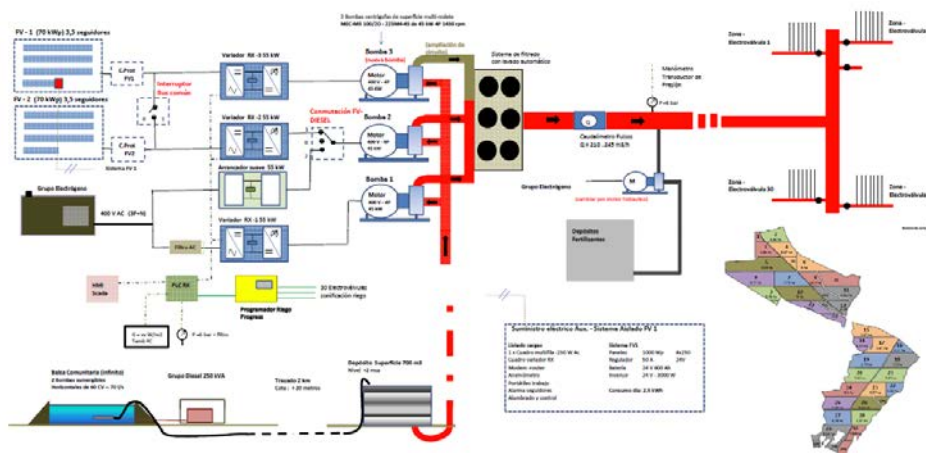


Fig. 8. Esquema de la configuración del sistema híbrido fotovoltaico-diésel de Alter do Chão. A las dos bombas del sistema se ha añadido una nueva (la más arriba en la figura) que se puede alimentar sólo desde el generador FV. Los distintos modos operación son elegidos automáticamente en función de la irradiancia que incide sobre el generador fotovoltaico.



Fig. 9. Generador fotovoltaico (izquierda) y bombas (derecha) en el sistema híbrido fotovoltaico-diésel de Alter do Chão. Hay que notar que el generador fotovoltaico tiene el aspecto de un generador estático, pero en realidad es un seguidor sobre un eje horizontal. Cuanto a las bombas, se puede identificar por el color de la tubería la bomba añadida en el momento de la instalación del sistema fotovoltaico.

6.5 Índices de Calidad: Sobre un PR para el Bombeo Fotovoltaico

El concepto de *PR* (del inglés Performance Ratio) se utiliza mucho como índice de calidad en el ámbito de la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red. Directamente relacionado con la eficiencia de conversión de irradiación solar en energía eléctrica, el *PR* correspondiente a un cierto periodo de tiempo se define como

$$PR^{ELE} = \frac{E_{ELECTRICA}}{P^*} \times \frac{1}{\int (G/G^*) dt} \quad (1)$$

donde el primer cociente describe la relación entre la energía inyectada en la red y la potencia del generador, y el segundo cociente el inverso de la relación entre la irradiación y la irradiancia de referencia, G^* . Obviamente, tanto la energía eléctrica como la irradiación corresponden al mismo periodo de tiempo. Ambos términos tienen unidades de tiempo y pueden expresarse en horas. El superíndice "ELE" recuerda que el producto del sistema considerado es energía eléctrica.

Aquí importa notar que este índice ofrece dos atractivos singulares en el contexto particular de la conexión a red. El uno es que la energía que figura en el numerador del primer término representa precisamente la expectativa puesta en el sistema por quien invierte dinero en él, y el otro es que, aunque con algunos matices⁹, se puede entender que el *PR* es constante a lo largo del tiempo.

Es precisamente esta constancia lo que permite utilizarlo como piedra de asiento de los procedimientos de aseguramiento de la calidad técnica que, típicamente,

⁹ En rigor, para que el *PR* de un mismo sistema se mantenga constante a lo largo del año, además de no sufrir anomalías, es necesario corregir la ecuación original para eliminar la influencia de los fenómenos estacional que puedan afectar al rendimiento. Los principales son las pérdidas térmicas, debidas a que la temperatura de operación de las células es normalmente mayor que 25°C; y, cuando los sistemas se caracterizan por una relación DC/AC (Potencia nominal del generador/ potencia nominal del variador de frecuencia) elevada, las pérdidas por saturación del variador de frecuencia. Para corregir la primera hay que medir la temperatura de operación, mientras que para corregir la segunda no hay más que conocer esa relación DC/AC.

responden al siguiente esquema: Primero, cuando se diseña el sistema, se establece un valor objetivo que indica su calidad (por ejemplo, $PR \geq 80\%$) y, segundo, se comprueba el valor experimental durante un corto periodo de tiempo, de una o dos semanas, durante el que se realizan los ensayos de recepción. Si el PR real es mayor que el establecido en el diseño, se acepta la instalación. Posteriormente, el mismo PR se utiliza para vigilar la calidad del funcionamiento a largo plazo del sistema. La idea subyacente a estos procedimientos es que la producción de energía depende sólo del PR, sobre el que se exigen responsabilidades a la empresa que suministra el sistema, y de la irradiación que incide sobre los generadores fotovoltaicos. Esta última depende de los caprichos del cielo y no cabe exigir responsabilidades a nadie, pero afortunadamente contamos con bases de datos de radiación solar (derivadas de muchas observaciones en el pasado) que permiten predecir con bastante certeza lo que va a ocurrir, sobretodo en términos anuales. Así la combinación de, por un lado, exigir PR y, por otro, predecir la radiación permite ofrecer a los inversores una confianza razonable en que obtendrán beneficios de su inversión, lo que ha hecho que la financiación bancaria sea un elemento crucial en el mercado fotovoltaico actual. Para mayor abundancia, el PR es bastante fácil de medir, porque la energía eléctrica se obtiene directamente del contador y porque hay una buena oferta comercial de sensores de radiación.

La idea de utilizar directamente el PR para asegurar la calidad técnica de los sistemas de bombeo es atractiva, porque bastantes de los posibles actores del proceso (empresas fotovoltaicas, entidades financieras, asesores independientes) están habituados a él. Sin embargo, la translación sin más del PR a los sistemas de bombeo afronta dos inconvenientes. El uno es que la expectativa del propietario no es tanto la energía eléctrica que el sistema fotovoltaico entrega a las bombas como la energía hidráulica que estas entregan al agua que bombean, y que se expresa a través del producto volumen x altura¹⁰. El otro es que la eficiencia de conversión de la radiación en energía hidráulica dista de ser constante en el tiempo y, todavía peor, no depende sólo de los equipos incluidos en el suministro fotovoltaico sino que también depende de los equipos preexistentes en el sistema. En particular, la eficiencia hidráulica de la motobomba varía significativamente con la altura de bombeo y con la frecuencia de la alimentación.

De lo anterior se sigue que, enfrentados a un propietario disgustado, porque piensa que el sistema de riego fotovoltaico no entrega todo el agua que él esperaba, es peliagudo diagnosticar si quien no hace bien su trabajo son los equipos propios del sistema fotovoltaico o son los equipos del sistema de riego que ya estaban allí. Obviamente, la asignación de responsabilidades es muy diferente. Es más, incluso puede ser que las condiciones de operación (clima, altura real de bombeo, etc.) hayan llevado a engaño al propietario.

Lo que aquí proponemos para asegurar la calidad técnica de los bombeos y, llegado el caso, diagnosticar causa y dirimir responsabilidades sin ambigüedad consiste en dos cosas: la primera es definir un índice similar al PR para calificar al conjunto del sistema de riego preexistente más el sistema fotovoltaico, sustituyendo energía eléctrica por energía hidráulica en la ecuación anterior. Así:

$$PR^{HID} = \frac{E_{HIDRÁULICA}}{P^*} \times \frac{1}{\int (G/G^*) dt} \quad (2)$$

¹⁰ El trabajo, W , es el producto de la masa por la altura y por la constante de gravedad. Es fácil ver que aproximadamente $W(kJ) = 10 \text{ Vx H (m}^4\text{)}$, o $W(kWh) = 0,27 \text{ Vx H (m}^4\text{)}$

Con esto mantenemos la ventaja de que el numerador del índice representa directamente la expectativa del propietario. Además, para ser capaz de distinguir entre lo que hace el sistema fotovoltaico y lo que hace el sistema de riego, podemos manipular ligeramente la ecuación, primero, multiplicándola y dividiéndola por la energía eléctrica y, segundo, conmutando los factores del numerador:

$$PR^{HID} = PR^{HID} \times \frac{E_{ELÉCTRICA}}{E_{ELÉCTRICA}} = \frac{E_{ELÉCTRICA}}{P^*} \times \frac{1}{\int (G/G^*) dt} \times \frac{E_{HIDRÁULICA}}{E_{ELÉCTRICA}} \quad (3)$$

o

$$PR^{HID} = PR^{ELE} \times \left[\frac{E_{HIDRÁULICA}}{E_{ELÉCTRICA}} \right] \quad (4)$$

Así, el PR, hidráulico, que nos ocupa resulta de multiplicar el PR eléctrico del sistema fotovoltaico objeto del suministro, y que ya es común en el mundillo fotovoltaico, por la eficiencia hidráulica del sistema de riego. En la práctica, para poder discernir entre ambos términos por separado, es preciso medir no sólo lo referente a la radiación solar (irradiancia y temperatura de célula) y a la energía eléctrica, sino también el caudal y la altura manométrica, para calcular la energía hidráulica. Por eso, estas especificaciones técnicas incluyen la exigencia de incorporar esta instrumentación.

Importa comentar que la energía eléctrica no puede medirse con los medidores convencionales de la red eléctrica, porque éstos están diseñados para medir a frecuencia fija, mientras que la que suministran los variadores es variable. En su lugar, se puede medir la potencia DC a la entrada del variador y corregirla considerando la eficiencia de este equipo, una vez que se disponga de una medida acreditada independientemente. En un orden similar de cosas, en sistemas en los que pueda considerarse que la altura es constante, es posible simplificar la instrumentación y utilizar un medidor de volumen, en vez del medidor de caudal, una vez que se disponga de una medida puntual de esa altura.

Para finalizar, hay que parar mientes en que, debido a que el funcionamiento del sistema fotovoltaico se ve influido por el de riego, ocurre, por un lado, que el PR^{ELE} no es constante a lo largo del año y, por otro lado, que no es fácil adelantar rangos de valores que puedan servir como referencia general de calidad¹¹. Un ejemplo extremo es que durante los meses en los que no hay riego el PR^{ELE} del sistema fotovoltaico es nulo; otro más sutil es que el umbral de irradiancia para que el sistema pueda bombear depende de la altura del bombeo que, a su vez, puede variar bastante en el tiempo. Por ello, a la hora del diseño, es preciso establecer valores de referencia – tanto para el PR^{ELE} como para la eficiencia hidráulica- que respondan a las características particulares de cada caso; y, a la hora del ensayo, corregir los valores medidos en las condiciones reales a los que hubieran correspondido a las condiciones de referencia. Sobre el papel, es posible hacer ambas cosas manejando algunos conceptos bien conocidos. Por ejemplo, corregir la potencia fotovoltaica con el coeficiente de temperatura, o corregir la eficiencia de la bomba con las leyes de semejanza. Sin embargo, en la práctica es útil ayudarse de algún software. El proyecto MASLOWATEN incluye entre sus objetivos el desarrollo y puesta a disposición pública de un software específico para estas cosas. A la hora de escribir estas líneas el software está ya totalmente operativo, en una versión en Matlab que se utiliza internamente en

¹¹ En el mundillo de la conexión a red es frecuente referir el margen de $0,75 \leq PR^{ELE} \leq 0,85$ como indicativo grueso de buena calidad.



el IES-UPM, y su puesta a disposición pública mediante una versión on-line está prevista para final de junio de 2017.

El magro desarrollo que ha tenido hasta ahora el mercado del bombeo fotovoltaico no ha propiciado que se acumule mucha experiencia en el aseguramiento de su calidad, por lo que cabe esperar que la presentación de cualquier procedimiento concreto, como el que representan estas especificaciones, provoque inicialmente sorpresa y discusión. La buena noticia es que cuando se han aplicado han funcionado satisfactoriamente bien.

7. Sistema de Riego Preexistente

Esta sección describe la información relativa al riego existente con anterioridad a la implantación del sistema fotovoltaico que es necesario recabar para abordar el diseño de éste. El anexo 1 contiene un formulario que es útil para recopilar sistemáticamente esta información.

7.1 Necesidades de Agua

El riego debe proporcionar a las plantas el agua que precisan para su crecimiento y que no les llega en forma de lluvia. La cantidad, que depende del tipo de cultivo y de la meteorología del lugar, se caracteriza en términos de volumen de agua bombeado a lo largo del año. Los 12 valores mensuales correspondientes pueden determinarse directamente, analizando la diferencia entre lo que evaporan el suelo y las plantas (evapotranspiración) y lo que aportan las lluvias, para lo que hay procedimientos de cálculo propios de la ingeniería agraria¹² que no es del caso considerar aquí.

Ahora bien, cuando se trata de implantar un sistema fotovoltaico en un riego preexistente, es mejor estimar esos 12 valores analizando los históricos del bombeo, si es que hay registros de un contador de agua a la salida de la bomba, o, en ausencia de este contador, del consumo de electricidad o del combustible de los grupos electrógenos.

Comoquiera que sea, el diseño del sistema de riego fotovoltaico pasa necesariamente por establecer esos 12 valores como datos de entrada. Pueden adoptar la forma de volumen mensual, Q_m , o promedio mensual del volumen diario, Q_{dm} . Ambas son totalmente equivalentes, puesto que este promedio resulta simplemente de dividir el volumen total por el número de días del mes.

7.2 Fuente de Agua

La energía hidráulica que debe proporcionar el bombeo depende del volumen, comentado en el apartado anterior, y de la altura manométrica total, H_T . A su vez, esta resulta de la suma de tres componentes: la altura geométrica, H_G , las pérdidas de fricción y, en los sistemas de bombeo directo, la presión de operación¹³ en el punto de referencia.

La altura geométrica depende de si la fuente de agua es superficial (ríos o embalses), en cuyo caso se mantiene prácticamente constante, o si es un pozo, en cuyo caso varía dinámicamente con el caudal de extracción. Entonces se puede determinar a partir de tres características del pozo: nivel estático, H_{ST} , o profundidad a la que se encuentra el agua cuando no hay extracción; caudal máximo, Q_M , y nivel dinámico, H_{DT} , que es la profundidad a la que se encuentra el agua cuando se bombea precisamente a este caudal.

A efectos de simulación, el proceso de bombeo fotovoltaico, en el que la altura varía continuamente con la irradiancia, puede entenderse como equivalente a un proceso de bombeo a una altura equivalente constante, H_{EQ} , a condición de determinar este valor de tal manera que el volumen bombeado diariamente, Q_d , se mantenga. Pues

¹² Véase por ejemplo: Evapotranspiración del cultivo: Guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos. ISBN 92-5-304219-2. FAO, 2006. <ftp://ftp.fao.org/agl/aglw/docs/idx56s.pdf>

¹³ La equivalencia de presión, P , y altura, H , viene dada por la expresión $H=P/(g.\rho)$ donde g es la constante gravitatoria ($9,82 \text{ m/s}^2$) y ρ la densidad del agua (1 g/cm^3 a 25°C). Con razonable aproximación, se puede considerar que $P=1\text{kg/cm}^2$ equivale a $H=10 \text{ m}$

bien, un estudio del IES-UPM¹⁴ permitió determinar que esta altura se aproxima bien por la expresión empírica:

$$H_{EQ} = H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_M} \right) x Q_{EQ} \quad (5)$$

Donde Q_{EQ} , que puede cabalmente entenderse como un caudal equivalente, también constante, viene dado por la expresión empírica:

$$Q_{EQ}(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}) = C_Q \cdot Q_d(\text{m}^3) \quad (6)$$

Donde C_Q es un coeficiente empírico que depende del perfil de bombeo y que vale 0,047 y 0,08 para generadores estáticos y dotados de seguimiento en un eje horizontal, respectivamente.

Obviamente, la altura geométrica total, H_G , viene dada por

$$H_G = H_{EQ} + H_{OT} \quad (7)$$

Donde H_{OT} es la altura desde la boca del pozo hasta el depósito a la salida del bombeo.

Por otro lado, es razonable suponer que el total de las pérdidas de fricción equivale a un 10% de la altura geométrica total.

En resumen, el resultado de estos cálculos es un valor de altura manométrica total para cada mes del año (puesto que, incluso aunque los niveles estático y dinámico del pozo se mantengan constantes, las necesidades de agua pueden variar). No obstante, en la práctica es frecuente suponer un único valor para todo el año que es, precisamente, el correspondiente al mes peor, entendido éste como el que presenta la mayor relación entre volumen a bombear e irradiación incidente. Con mayor frecuencia, este mes se corresponde con julio.

Otra información sobre los pozos que es útil conocer, aunque no sea estrictamente imprescindible para el diseño del sistema fotovoltaico, es la profundidad total, la profundidad a la que se ha instalado la bomba (este dato está relacionado con la necesidad de filtrado en la salida del variador) y el diámetro.

7.3 Sistema de Bombeo

De éste es preciso conocer tanto las características que afectan a la eficiencia de conversión de energía eléctrica en energía hidráulica como las que afectan a su coste de operación. Lo primero tiene impacto en el dimensionado del generador fotovoltaico y lo segundo en el rendimiento económico de la inversión. Más en concreto, la información necesaria es:

- Un diagrama de bloques en el que se detalle la fuente de energía, el tipo y número de bombas y el tipo y número de variadores de frecuencia.

¹⁴ Narvarte L, Lorenzo E, Caamaño E. PV pumping analytical design and characteristics of boreholes, *Solar Energy*, **68** (1), pp.49-56 (2000)

- Cuando la fuente de energía es un grupo electrógeno, hay que conocer su potencia, tensión, corriente máxima y consumo específico. Y también un listado del consumo mensual de diésel o gas.
- Cuando la fuente de energía es la red eléctrica, hay que conocer la potencia y tarifa contratadas. Y también un listado con las facturas mensuales de electricidad.
- De las motobombas hay que saber: De la bomba propiamente dicha, tipo, modelo, curvas caudal-altura, caudal-potencia, eficiencia de la bomba y frecuencia mínima de trabajo. Del motor que la acciona, curva de eficiencia y corriente máxima.
- De los variadores de frecuencia, es preciso conocer el tipo, modelo, rango de tensiones de entrada, eficiencia, corriente máxima y potencia máxima.

7.4 Red de Riego

De ella hay que conocer el número de sectores, la presión y el caudal de trabajo de cada sector, y el número de horas de riego por sector en cada día típico de cada mes.

Interesa comentar que la duración del periodo de riego en el mes peor resulta crucial a la hora de elegir el tipo de sistema de riego fotovoltaico. Por ejemplo, si la red de riego ha sido diseñada para proporcionar el agua que necesitan las plantas en un periodo diario de 17 horas, el sistema de riego fotovoltaico en latitudes inferiores a 50 grados no puede ser autónomo, porque la duración de la insolación diaria (irradiancia superior al umbral que permite el bombeo) es, como mucho de 12 horas.

7.5 Modificaciones

Cabe la posibilidad de que la oportunidad que representa la implantación del sistema de riego fotovoltaico se aproveche para modificar los equipamientos preexistentes de tal forma que se optimice el funcionamiento global de la instalación. Por ejemplo, podría considerarse la sustitución de los aspersores más habituales hoy día, que precisan una presión de trabajo de entre 1 y 2 bar, por otros más modernos que no precisan más que de 1 bar. Obviamente, esto tiene efectos en el cálculo de la altura manométrica. También cabe plantearse la demanda de agua, para acomodar nuevos cultivos.

8. Sistema de Riego Fotovoltaico

Diseñar el sistema de riego fotovoltaico es tanto como:

- Elegir el tipo (autónomo, hibridado hidráulicamente o hibridado eléctricamente)
- Elegir y dimensionar los componentes
- Estimar los balances energéticos a lo largo de todos los meses del año

Importa mucho entender dos cosas. Por un lado, que los volúmenes bombeados mensualmente, Q_m , estimados mediante un ejercicio de simulación constituyen precisamente la base de las expectativas depositadas en el proyecto. Por otro lado, que cuando el proyecto esté ejecutado y funcionando habrá que analizar los datos experimentales para decidir si su realidad satisface esas expectativas y, en caso de que no sea así, diagnosticar la causa, proponer la solución y dirimir la responsabilidad.

En este punto hay que tener en cuenta que, con total independencia de cuál sea el software utilizado para ayudar en el cálculo, la simulación se apoya en hipótesis de índole diferente y que tanto diagnosticar como dirimir responsabilidades exige que tales hipótesis se puedan comprobar por separado. Para facilitar la presentación, la tabla 4 presenta las correspondientes al caso técnicamente más sencillo, que es el bombeo a balsa y con un sistema de riego fotovoltaico autónomo.

Parámetro	Hipótesis de diseño	Responsable
Climatología: Radiación solar y temperatura ambiente	Bases de datos (PVGIS, Meeonorm, etc.)	NA
Altura de bombeo Potencia y eficiencia de la motobomba	Información obtenida del sistema preexistente	Propietario
Potencia y eficiencia del generador fotovoltaico y del variador de frecuencia	Datos proporcionados por los fabricantes de los equipos	Empresa ejecutora (EPC)

Tabla 4. Parámetros que permiten estimar la productividad del sistema, las fuentes de datos que permiten establecer las hipótesis de diseño y los responsables de la veracidad de los datos..

Toda la dificultad del ejercicio estriba en que las condiciones reales de operación, en particular la radiación solar y la altura de bombeo, no son gobernables sino que vienen impuestas por el medio. Y esto obliga a arbitrar un procedimiento para trasladar o corregir valores experimentales medidos en la realidad a valores correspondientes a las condiciones de referencia establecidas en el diseño. Lo que proponen estas especificaciones es un proceso en tres pasos, inspirado en lo que es la norma habitual en los controles de calidad impuestos por la financiación bancaria de las grandes centrales fotovoltaicas de conexión a red:

- 1) Establecer los balances mensuales en los siguientes términos:
 - Irradiación incidente
 - Energía DC entregada por el generador fotovoltaico al variador de frecuencia
 - Energía AC entregada por el variador a la motobomba
 - Energía hidráulica proporcionada por el bombeo

- Ratios de calidad: PR_c ¹⁵ para el conjunto generador-variador y eficiencia hidráulica para la motobomba.
- 2) Incorporar en el sistema de riego fotovoltaico la instrumentación necesaria para medir y registrar valores de:
- Irradiancia incidente
 - Temperatura de módulos
 - Potencia DC a la entrada del variador
 - Potencia AC a la entrada del cuadro de cambio de sección
 - Altura manométrica
 - Caudal
- 3) Establecer un proceso de evaluación en dos pasos:
- Una inspección y un ensayo de recepción de corta duración (uno o dos días) al inicio de la entrada en funcionamiento regular del sistema de riego.
 - Una evaluación de los datos de operación registrados a lo largo de una temporada completa de riego.

La inspección y ensayo iniciales, por su oportunidad, juegan un papel muy relevante en el proceso general de asegura la calidad técnica. Por ello, conviene matizar aquí que deben atender a cuatro objetivos:

- Comprobar la ausencia de anomalías que representen atentados contra la seguridad y contra la fiabilidad general del sistema, tales como fallos de aislamiento, puntos calientes en módulos fotovoltaicos, malos contactos, etc.
- Comprobar que el sistema se comporta correctamente no solo en la situación de bombeo regular sino también en otras que forman parte de su funcionamiento normal. En particular, el arranque, la parada y el paso por nube.
- Comprobar el buen funcionamiento de las protecciones.
- Proporcionar un conjunto de datos de operación suficientemente representativo para contrastar el cumplimiento de las hipótesis de altura y características de los equipos consideradas en el diseño.

Las ideas presentadas hasta aquí se traducen en las especificaciones técnicas siguientes:

8.1 Especificaciones técnicas de los equipamientos

8.1.1 Constitución

Los sistemas de riego fotovoltaico pueden ser de dos tipos:

- a) Sistemas fotovoltaicos autónomos
- b) Sistemas fotovoltaicos híbridos

En el sistema de riego fotovoltaico autónomo, el número de horas de riego demandadas por el sistema de riego pre-existente tiene que ser inferior al número de horas de bombeo con el sistema de riego fotovoltaico en todos los meses de la campaña de riego.

¹⁵ PR , como ya se ha expuesto antes, son las iniciales de “Performance Ratio”, que se define como la razón entre la energía producida por unidad de potencia y la irradiación (relativa a G^*) incidente sobre el generador. El subíndice “c” recuerda la necesidad de corregirlo, teniendo en cuenta las condiciones reales, antes de compararlo con el PR simulado en las condiciones de referencia.

8.1.2 Generador Fotovoltaico

- 1) Cada generador fotovoltaico debe estar formado por módulos del mismo fabricante, tipo y modelo.
- 2) Los módulos deben ser convencionales y de silicio cristalino.
- 3) Los módulos deben contar con la certificación IEC 61215.
- 4) Los módulos deben contar con la certificación IEC 61730.

NOTA. Se requieren certificaciones adicionales para otros ambientes, hoy muy demandados: IEC 61345 (UV, alta cota); IEC 60068-2-68 (polvo y arena, desiertos); IEC 61701 (Sal; costas); IEC 62716 (ambientes con amoníaco, ganadería)

- 5) Los módulos deben ser resistentes al PID (Potential Induced Degradation)

NOTA. Esta cuestión está siendo tratada en una nueva versión de la norma IEC 61215 (todavía es un borrador). Mientras tanto, los laboratorios usan diferentes procedimientos de ensayo, todos ellos destinados a detectar la propensión de los módulos a sufrir PID. La IEC TS 62804-1 define los procedimientos para ensayar y evaluar la propensión de los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino a la degradación inducida por potencial (PID)

- 6) Los terminales de todos los módulos y también los de todos los cables entre los módulos y las cajas de conexión deben ser del mismo modelo y fabricante (o declaración de compatibilidad) para asegurar buenas conexiones. Su colocación debe ser tal que no resulten proclives a la acumulación de polvo, arena o agua, para evitar cortocircuitos y degradación prematura.
- 7) El cableado DC debe estar sujeto a la estructura de soporte mediante elementos resistentes al UV o discurrir por canaletas para evitar roces contra objetos cortantes de la estructura, que puedan dañar su aislamiento y también para evitar enganches ocasionales.
- 8) La potencia CEM real del generador fotovoltaico medida a la entrada de cada variador de frecuencia debe ser igual o superior al 93% del valor nominal. En otras palabras, la suma de las pérdidas debidas a la degradación inicial, a la dispersión de características y al cableado DC no puede ser superior al 7%.

NOTA: Este valor se propone como un máximo absoluto y debe entenderse en ausencia de efectos anómalos (sombras, saturación del variador, etc.). Se pueden estimar pérdidas más bajas, en particular con módulos fotovoltaicos que ofrecen tolerancia positiva en la potencia nominal. Sea cual sea el caso, este valor debe ser coherente con el escenario de pérdidas considerado en el análisis de rendimiento energético.

- 9) Los módulos no deben exhibir ningún tipo de "puntos calientes" cuando no hay sombras sobre ellos y el variador de frecuencia esté alimentando a la bomba con normalidad.
- 10) Preferiblemente, como medida de protección frente al contacto indirecto, los polos del generador fotovoltaico no deben estar puestos a tierra.
- 11) El rango de valores esperados en condiciones de operación de los voltajes y corrientes del generador fotovoltaico (V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} e I_{MPP}) debido a las variaciones de la temperatura de los módulos y de los modos de operación, debe ser compatible con las especificaciones técnicas del variador de frecuencia.

- 12) En caso de que el generador fotovoltaico esté constituido por más de tres ramas¹⁶ en paralelo, todas las ramas deben estar protegidas con fusibles en ambos polos. La tara de los fusibles a 50°C debe ser entre 2 y 4 veces la corriente de cortocircuito en CEM, e inferior a la máxima corriente de operación de los cables.

NOTA 1. Estrictamente, la seguridad eléctrica en generadores FV no conectados a tierra requiere solamente un fusible. Sin embargo, el segundo fusible permite una fácil separación eléctrica del resto del conjunto fotovoltaico, lo cual puede ser útil para fines de inspección y mantenimiento. Una solución intermedia consiste en proteger un polo con un fusible y proporcionar un cierto aislamiento fácil al otro polo.

NOTA 2. Las temperaturas en lugares extremos como los desiertos, alcanzan los 50°C a la sombra y cualquier cosa dentro de una caja puede estar aún a mayor temperatura. Por este motivo, los fusibles deben admitir temperaturas de 70°C en estos ambientes extremos.

- 13) La asociación en paralelo de las ramas que constituyen un generador debe ser hecha en el interior de cajas de conexión que incluyan los siguientes elementos:

- a) Fusibles en cada rama
- b) Dispositivos de protección contra sobretensiones entre ambos polos y tierra. (Un tercer protector, entre ambos polos del generador es opcional).

NOTA. Estos dispositivos no son estrictamente necesarios si la longitud del cable que conecta la caja de conexión a la entrada del variador de frecuencia es inferior a 20 m, y existe una protección equivalente en esta entrada. Por otro lado, en el caso de los generadores puestos a tierra, esta protección sólo es necesaria en el polo que no está puesto a tierra.

- c) Interruptor de apertura en carga, para interrumpir con seguridad el paso de cualquier corriente DC que pueda acontecer tanto en condiciones de operación normal como de cortocircuito.
- d) Dependiendo de la configuración, tanto los dispositivos de protección frente a sobretensiones como los interruptores de apertura en carga pueden estar integrados en el variador de frecuencia.
- e) Señalización del riesgo de choque eléctrico.
- f) Pantallas de Poli-metil-metacrilato (PMM) o similar, para prevenir el contacto directo con conductores, fusibles, regletas, etc.
- g) Señalizaciones individuales en cada cable, que describan su origen y polaridad.
- h) Se recomienda incluir un sistema de bloqueo de puertas para evitar que el viento cause daños cuando están abiertas.

NOTA. Si el generador FV está compuesto solo de 2 ramas, éstas pueden paralelarse directamente mediante conectores en "Y".

- 14) La disposición de los elementos en el interior de la caja de conexión debe ser tal que la separación entre los polos positivo y negativo sea lo mayor posible,

¹⁶ Se denomina "rama" a un conjunto de módulos asociados en serie. Normalmente, los generadores fotovoltaicos están formados por la conexión en paralelo de varias ramas.

para minimizar el riesgo de contacto directo y para facilitar las comprobaciones y medidas en las ramas.

- 15) Todos los fusibles, protectores de sobretensiones e interruptores de apertura en carga deben cumplir con la norma IEC 60634-7-712.
- 16) Las cajas de conexión deben tener (y respetar) un grado de protección igual o mejor que IP 54, de acuerdo con la norma IEC 60529, y deben ser resistentes a la radiación UV. Así, la entrada de los cables a las cajas de conexión debe estar correctamente sellada (mediante prensaestopas) para no atentar contra este grado de protección.
- 17) El cableado DC entre las cajas de conexión y el variador de frecuencia debe discurrir preferiblemente por tubos enterrados (un tubo por cada polo, salvo que los cables sean de doble aislamiento). Los extremos de los tubos deben ser sellados al terminar la instalación, para evitar la entrada de roedores.

8.1.3 Estructura de Soporte

- 18) Las estructuras de soporte deben ser rígidas y resistentes a las cargas y rachas de viento de acuerdo con EN 1991. Y deben estar protegidas contra la corrosión en ambientes iguales o superiores a C4 según la norma ISO 9223.
- 19) Las estructuras de soporte deben estar hechas de aluminio o de acero galvanizado en caliente. Los procedimientos de instalación deben respetar las protecciones anticorrosión. Y esto es aplicable también a cualquier carpintería metálica, canaletas, tornillos, tuercas, arandelas y cualquier otro elemento metálico de sujeción.
- 20) Todas las partes de la estructura deben estar correctamente ensambladas y ser compatibles para evitar la corrosión galvánica.
- 21) Las estructuras de soporte deben permitir que todos los módulos del generador sean fácilmente accesibles para inspecciones periódicas.
- 22) La sujeción de los módulos a la estructura soporte debe ser rígida y hecha con los medios apropiados mediante abrazaderas y/o tornillos y tuercas, de acuerdo a las especificaciones del fabricante de los módulos fotovoltaicos.

NOTA: Pueden considerarse otras técnicas de fijación de los módulos a la estructura, como por ejemplo embutiendo los módulos FV en estructuras especiales fabricadas para tal fin.

- 23) Los módulos FV instalados en la estructura deben quedar a una altura desde el suelo comprendida entre 1 metro (para evitar posibles sombras producidas por la vegetación) y 4 metros (para facilitar las labores de limpieza). La separación entre módulos adyacentes debe ser de al menos 1 cm.

NOTA: La altura desde el suelo puede reducirse si no se espera que vaya a existir vegetación, como es el caso de una instalación sobre tejado.

- 24) La estructura soporte debe facilitar el rápido drenaje de agua en caso de lluvias torrenciales evitando la acumulación de agua.
- 25) En el sistema de montaje de la estructura soporte se debe prever un margen aceptable para el fenómeno de expansión térmica de todos los componentes.

- 26) Los anclajes y tensores de las estructuras de soporte deben estar claramente marcados para un fácil mantenimiento.
- 27) Como se ha indicado anteriormente, los sistemas de seguimiento de un eje horizontal presentan un óptimo ajuste entre la energía producida por el generador FV y la energía demandada por las necesidades de riego. Cuando se instalen este tipo de seguidores, deberá atenderse a las especificaciones (28) a (35).
- 28) La separación entre filas del generador FV debe poder permitir el paso de vehículos para la limpieza de los módulos y el mantenimiento.
- 29) Para ángulos de inclinación por debajo de 60°, el generador FV debe permanecer libre de sombras.
- 30) Cuando el seguidor FV se encuentre inclinado a 60° (considerado como ángulo máximo de giro), los módulos FV deben quedar a más de 60 cm por encima del suelo.
- 31) El sistema de control del seguidor debe integrar tanto el modo automático, como el manual y el remoto.
- 32) En el modo automático se debe atender a los siguientes requerimientos:
 - a) El error de posicionamiento no debe exceder una tolerancia de $\pm 5\%$.
 - b) El seguidor debe contar con la función de retroseguimiento.
 - c) El seguidor debe adoptar la posición horizontal durante la noche. Esta posición puede tener una cierta inclinación con el objetivo de permitir el drenaje de agua.
- 33) En el modo manual, el seguidor debe cumplir la siguiente especificación:
 - a) El seguidor debe poder inclinarse a cualquier ángulo por debajo de 60°.
- 34) El seguidor debe cumplir con al menos las siguientes protecciones:
 - a) Final de carrera. La alimentación de los motores del seguidor debe cortarse en el momento en que el ángulo de inclinación sea superior a los 60°, a la vez que debe activarse una alarma.
 - b) Alarma de viento. El seguidor debe ponerse en posición horizontal en caso de alarma de viento. El umbral de esta alarma (velocidad de viento) debe ser ajustable.

NOTA: El umbral de velocidad de viento para que el seguidor se posicione en horizontal debe estar ajustado de manera que se asegure que la estructura no pueda sufrir ningún daño, con un margen alto de seguridad. Se recomienda un umbral de 50 km/h y una histéresis de rearme no inferior a los 15 minutos.

- c) Cortes en el suministro eléctrico. Cuando esto suceda, el seguidor debe ser capaz de reiniciar automáticamente su sistema de control (reset).

NOTA: Se recomienda el uso de sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) de manera que en caso de corte de suministro, se active una alarma y el SAI pueda ser capaz de poner el seguidor en horizontal. Esta medida evitaría la desprotección contra viento en el caso en el que ocurran a la vez un fallo de suministro eléctrico y alta velocidad de viento.

- d) Protección térmica de los motores.
 - e) Alarma del motor. Esta alarma debe activarse cuando el motor pare por avería.
 - f) Pulsador de emergencia. Este mando debe parar automáticamente el seguidor.
 - g) Pulsador de protección. Este mando debe poner el seguidor en la posición horizontal (de seguridad) automáticamente.
- 35) El seguidor debe prever un lugar para la instalación de un módulo FV de referencia que esté libre de sombras.
- 36) El fabricante deberá asegurar la fiabilidad del seguidor mediante un certificado de que en los últimos años no ha sufrido fallos (por ejemplo, frente a eventos de viento). Si estos fallos hubieran existido, deberá presentarse prueba documental del análisis del fallo y de las soluciones adoptadas y validado por instituciones externas. Esta obligación podrá ser sustituida por garantías equivalentes por un periodo mínimo de 5 años.
- 37) El tipo y modelo de seguidor deberá tener un ensayo completo en túnel de viento, que incluya todos los modos de fallo estáticos y dinámicos. En particular, todos los modos de fallo dinámicos (frecuencias naturales y frecuencias forzadas con sus correspondientes velocidades de viento) deberán ser analizados, probados y justificados con modelos climáticos del emplazamiento (incluyendo caracterización de viento, rachas máximas de viento, nieve, lluvia, etc.).

8.1.4 Variador de Frecuencia

- 38) La potencia nominal del variador de frecuencia preferiblemente debe ser igual o mayor que el 65% de la potencia nominal del generador FV en condiciones estándar:

$$P_{VFD}^N \geq 0.65 P_N^*$$

- 39) La eficiencia del variador de frecuencia debe ser al menos de un 95% para frecuencias de salida igual o mayor a 35 Hz.

NOTA: Entre los objetivos del proyecto MASLOWATEN está el de desarrollar un índice equivalente al "factor de rendimiento europeo" utilizado en inversores, para los variadores de frecuencia.

- 40) El variador de frecuencia debe poder operar de manera óptima cuando trabaja a su potencia nominal y con una temperatura ambiente $T_A = 50$ °C.
- 41) Con el objetivo de preservar la calidad del servicio eléctrico, el variador de frecuencia debe cumplir con las normas IEC 61000-6-2 e IEC 61000-6-4 (EMI), con la EN 50178 (requerimientos de calidad de la red eléctrica) además de con la regulación nacional específica. El uso de ferritas a la salida del variador de frecuencia para evitar ruido electromagnético es altamente recomendado.

- 42) Cuando la distancia entre el variador de frecuencia y la motobomba sea larga, será necesario proteger ésta última frente a armónicos. La protección que deberá integrarse en el circuito a la salida del variador dependerá de dicha distancia:
- a) Hasta 50m: una reactancia AC
 - b) Entre 50m y 150m: un filtro dV/dt
 - c) Más de 150 m: un filtro senoidal.
- 43) El variador de frecuencia debe incluir protecciones contra inversión de polaridad en la entrada de corriente continua (DC), cortocircuitos en la salida en corriente alterna (AC), sobretensiones en DC y AC (mediante descargadores de tensión en condiciones de operación) y por último contra fallo de aislamiento con relé de salida. Los variadores de frecuencia no suelen disponer de protecciones contra inversión de polaridad en la entrada de corriente continua (DC) si esta conexión se realiza directamente al bus de tensión DC del variador. Para este caso, existen dos alternativas:
- a) Añadir una protección externa contra la inversión de polaridad. En todo caso, si se realiza una conexión directa al bus de tensión DC del variador, esta conexión siempre deberá estar protegida con fusibles rápidos o con cualquier otro medio para limitar la corriente de carga/descarga del condensador interno del variador de frecuencia.
 - b) Realizar la conexión DC a la entrada estándar del variador, evitando conectar directamente al bus de tensión DC. Para ello, el positivo del cableado DC se conectará a las entradas R-S-T del variador de frecuencia. De esta manera, el puente de diodos de la entrada del variador de frecuencia actuará como protección.
- 44) En la medida de lo posible, el variador de frecuencia debe incluir un sistema de detección y protección en caso de fallo de aislamiento de acuerdo a la norma IEC 60364-7-712.
- 45) El variador de frecuencia debe prever un mando de paro de emergencia (por software o hardware) fácilmente accesible.
- NOTA: Este dispositivo se puede sustituir por un interruptor de apertura en carga capaz de seccionar con seguridad la parte AC.*
- 46) Con el objetivo de facilitar la realización de ensayos de calidad, el cuadro del variador de frecuencia debe incluir los medios necesarios (shunts, toroides, etc) para poder medir la corriente DC de entrada con un margen de error de inferior a 0,5%. Dichos medios deberán estar debidamente certificados y estar plenamente accesibles durante las pruebas de recepción.
- NOTA: Esta especificación se tiene en cuenta sólo si en los ensayos de calidad se lleva a cabo la caracterización del variador de frecuencia, y no sólo una medida de los índices PR o PR^{ELE}.*
- 47) El autoconsumo del variador de frecuencia debe poder ser alimentado desde la línea de servicios auxiliares.
- 48) El variador de frecuencia debe ubicarse preferiblemente en el interior de una sala destinada a los equipos eléctricos con sistemas de ventilación

apropiados (extractores) o de circulación del aire con el fin de evitar condiciones de operación a altas temperaturas. La puerta de ingreso a la sala debe contar con un sistema de bloqueo para evitar posibles daños debidos a ráfagas de viento cuando esta permanece abierta.

- 49) El variador de frecuencia debe permitir la conexión con un sistema de registro de los principales parámetros de operación del equipo (corrientes, tensiones y potencias DC y AC; factor de potencia; estado de las alarmas) con una buena precisión y con una frecuencia de registro de al menos cada 15 minutos. Los modos de operación del sistema (MPP, tensión constante, potencia limitada) deben también poderse registrar. Si la precisión no fuera suficiente ($\pm 3\%$), se deberán incluir medidores auxiliares en el cuadro del variador de frecuencia.

NOTA: Estas variables de operación podrían registrarse, alternativamente, por el sistema de monitorización.

- 50) El variador de frecuencia debe ser capaz de soportar una caída brusca de potencia del generador FV originada por el paso de nubes. Concretamente, la parada súbita del variador está prohibida para cualquier rampa de potencia FV de duración $\Delta t(s) \geq l(m)/20$, donde l es la menor dimensión del perímetro del generador FV y está expresado en metros.

8.1.5 Cuadro de Cambio de Sección

- 51) Debe preverse un punto de conexión entre el variador de frecuencia y la motobomba, el cuál debe incluir un contactor para aislar la motobomba y permitir la conexión de una fuente de energía externa con el objetivo de poder probar fácilmente el funcionamiento de la motobomba sin necesidad de usar el variador de frecuencia.

8.1.6 Unidad de Control

- 52) La unidad de control puede ser de dos tipos diferentes: integrada en el variador de frecuencia o externa.
- 53) En el caso de utilizar una unidad de control externa, esta deberá:
- a) cumplir con la norma IEC 61131.
 - b) estar instalada en una caja de protección de grado IP54.
 - c) estar conectada a un sistema de alimentación ininterrumpida.
 - d) contar con cables de señal bien apantallados.
- 54) La unidad de control debe recibir la señal de los siguientes sensores instalados en el sistema hidráulico:
- a) Caudalímetro de pulsos.
 - b) Sensor de nivel dinámico del agua (del pozo).

- c) Sensor de nivel del agua almacenada en balsa o depósito.
- d) Transductor de presión a la salida de la bomba (impulsión) para sistemas que operen a presión constante.

8.1.7 Sistema de Medida y Registros de Datos

8.1.7.1 Sensores de irradiancia efectiva incidente y temperatura de célula

- 55) Los sensores de medida de irradiancia efectiva incidente sobre el generador FV, G_{ef} , y la temperatura de las células en operación, T_c , consistirán en módulos FV del mismo fabricante, tipo y modelo que los constituyen el propio generador.

NOTA: Los sensores de G_{ef} y T_c comerciales suelen consistir en células calibradas que incluyen un termopar para la medida de T_c . El uso de estos dispositivos frente a los módulos de referencia tiene como desventajas la pequeña superficie de la célula y la menor precisión en la medida de la temperatura. Efectivamente, el hecho de que la medida de irradiación dependa de un dispositivo con un área muy pequeña requiere de un mantenimiento diario que asegure que el sensor permanece libre de suciedad (principalmente excrementos de aves). Por este motivo y en la medida de lo posible deben utilizarse siempre módulos de referencia. Cuando no se disponga de ellos, deberá asegurarse que la célula calibrada no se vea afectada por sombras provocadas por suciedad, garantizándose además que su encapsulado es equivalente al de los módulos FV del generador.

- 56) Los módulos FV de referencia destinados a la medida de G_{ef} constarán de una resistencia shunt clase 0.5, de tal modo que la tensión correspondiente a la irradiancia en condiciones estándar de medida $G^*=1000 \text{ W/m}^2$, se encuentre entre 100 mV y 200 mV. El shunt se instalará en condiciones similares de estanqueidad IP que la caja de conexión del módulo FV.
- 57) Los procedimientos de medida se harán de acuerdo a las normas IEC 60891, IEC 60904-2 e IEC 60904-5. La estabilización y calibración de los módulos de referencia se debe hacer en laboratorio reconocido e independiente.
- 58) Los módulos FV de referencia se deben distribuir en la planta FV con el fin de poder obtener valores medios representativos de G_{ef} y T_c , estimar el impacto de la suciedad (polvo) en la energía (mediante la limpieza de un grupo de módulos) y proporcionar medidas redundantes con las que poder mejorar la fiabilidad de las medidas. Se aplicarán las siguientes reglas:
- a) Se instalará al menos un módulo FV de referencia por cada MW_p de generador.
 - b) La distancia entre cualquier punto del generador FV y un módulo de referencia no debe superar los 300 m.
- 59) Adicionalmente, un módulo FV de referencia será suministrado y conservado en condiciones de oscuridad, para permitir futuras recalibraciones de aquellos módulos de referencia que estén instalados. Esto debería hacerse cada 2 años.
- 60) Todos los módulos FV de referencia se instalarán y fijarán a la estructura soporte del mismo modo que los módulos del generador y deberán estar libres de sombras.

8.1.7.2 Sistema de monitorización

- 61) El sistema de monitorización tiene que ser capaz de comunicarse y recibir información relevante de:
- a) Todas las variables del variador de frecuencia y de la unidad de control del sistema FV de riego, con el objetivo de monitorizar las variables relevantes de flujo de energía (corrientes, tensiones y potencias DC y AC; estado de las alarmas, frecuencia de salida, presión en el cabezal de bombeo, caudal y volumen de agua bombeada).
 - b) Todas las unidades de control de los seguidores, de modo que se pueda monitorizar el estado de la rutina de seguimiento.
 - c) Todos los módulos de referencia.
 - d) Todos los contadores de energía.

Nota: Dado que el variador de frecuencia va a entregar una energía en AC con frecuencia variable o distinta de 50 Hz, no se puede considerar el uso de contadores de energía en AC, ya que no existen comercialmente de estas características. Una solución razonable a este problema es medir la energía DC a la entrada al variador y aplicar un rendimiento medio del variador. En todo caso, esta medida debe servir para corregir la posible desviación en la indicación de energía AC producida que la mayoría de variadores de frecuencia indican en su display.

- 62) El sistema de monitorización debe incluir dispositivos de transmisión a través de GSM y/o vía internet.
- 63) En la medida de lo posible, el sistema de monitorización debe incluir el control remoto de la instalación.

8.1.8 Edificios y Servicios Auxiliares

- 64) La línea de baja tensión (BT) destinada a suministrar electricidad a las cargas auxiliares (cuadros de control y/o de variadores, sistemas de alarma, etc) debe cumplir con lo especificado en los reglamentos electrotécnicos para baja tensión aplicables, en el caso de España el REBT (RD 842/2002).
- 65) Preferiblemente, las protecciones asociadas al variador de frecuencia, la unidad de control y los paneles de mando, deben ubicarse en los propios armarios o cajas que albergan estos dispositivos, a la vez que se aconseja que el conjunto venga pre-ensamblado y probado desde fábrica con el objetivo de minimizar los trabajos a llevar a cabo en campo.
- 66) Las puertas de ingreso a las salas y/ o casetas deberían contar con un sistema de bloqueo para evitar posibles daños provocados por ráfagas de viento cuando estas permanecen abiertas.
- 67) Todas las casetas y edificios de la instalación deben ser estancos contra el agua.

8.1.9 Toma de Tierra y Protección Frente a Descargas Atmosféricas

- 68) Todas las estructuras y red de masas metálicas deben estar conectados a tierra, de manera que esta conexión sea equipotencial.

NOTA. Siempre que exista posibilidad de contactos indirectos con partes activas (conductores bajo tensión) se deberán tomar las medidas de protección necesarias para evitar tensiones de contacto peligrosas para las personas.

- 69) Generador FV:
- a) No requiere un sistema externo de protección contra rayos.
 - b) Como medida de protección contra sobretensiones, las líneas de cables DC positivos y negativos del generador FV deben instalarse de tal manera que reduzcan al mínimo área del bucle del cableado.
- 70) La protección contra rayos de las casetas y/o edificios debe cumplir con las normas IEC 61173 y 60364-7-712 (además de los requisitos establecidos por la normativa nacional vigente).

8.1.10 Seguridad y Protección Frente a Incendios

- 71) Toda la instalación fotovoltaica debe estar protegida por una valla metálica de al menos 2,5 m de altura, dejando un hueco en la parte inferior adecuado para permitir el paso de pequeños animales salvajes, pero no de personas.

NOTA. La necesidad de esta valla metálica en el perímetro de la instalación fotovoltaica está relacionada con la posibilidad de acceso a la instalación, y es independiente de que la instalación se encuentre a su vez dentro de una finca ya vallada.

- 72) En el caso que se considere necesario, alrededor del perímetro de la instalación fotovoltaica se debe contar con un sistema de vigilancia y detección automática de intrusos.
- 73) Deberán existir señales de seguridad y los medios contra incendios apropiados de acuerdo con la norma IEC 60364-7-712 (además de los requisitos establecidos por la normativa nacional vigente).

8.1.11 Trabajos de Obra Civil

- 74) Los trabajos de obra civil deben incluir, entre otras, las siguientes tareas:
- a) Mejora y consolidación del suelo, si es necesario.
 - b) Preparación de vías de acceso adecuadas a todas las partes del sistema (módulos FV, cajas de conexión, variadores de frecuencia, etc).
 - c) Cimientos de las estructuras soporte del generador FV, si esta solución se impone a otras, como los cimientos con pilotes hincados.
 - d) Construcción de caseta y/o edificio, si este no se suministra como prefabricado.

- e) Realización de conductos subterráneos y zanjas por debajo de la profundidad prevista en los reglamentos electrotécnicos de baja tensión aplicables dentro del recinto de la instalación fotovoltaica.
 - f) Sistema de drenaje de aguas pluviales para la adecuada filtración en el subsuelo.
 - g) Cimientos del vallado perimetral.
- 75) Las especificaciones relativas a los trabajos de obra civil deben tener en cuenta el estado general del arte, la información del lugar y la normativa nacional existente. Por ejemplo:
- a) El diseño de las cimentaciones debe basarse en un "Análisis Geotécnico del Suelo".
 - b) Las líneas de cables en BT deben instalarse a una profundidad mínima de 0,8 m en un lecho de arena de 0,1 m de espesor y protegido con tubo flexible ondulado de sección adecuada para dejar libre el 50% de su espacio para necesidades futuras. El relleno de zanjas se realizará en capas de 15 cm de espesor, cada una debidamente compactada. Alrededor de 15 cm por encima del nivel de la cresta de los cables se colocará una banda plástica de señal avisando de su presencia.
 - c) Los cruces de caminos y/o carreteras se realizarán a través de conductos apropiados de cemento o tuberías de polietileno de alta resistencia (PEH), con un grosor de pared no inferior a 5 mm.
 - d) Las arquetas o pozos de registro deben instalarse cada 90 m y cada vez que haya un cambio de dirección en el trazado.
- 76) De acuerdo a los datos climáticos, especialmente la pluviometría y a la configuración y topografía del lugar, el Contratista será responsable de diseñar y construir un sistema de drenaje para proteger las infraestructuras de la instalación contra la erosión hídrica e inundaciones repentinas.
- 77) La ubicación del vallado, la estación meteorológica, postes, muros, edificios, existencia de árboles, etc., no deben nunca proyectar sombras sobre el generador fotovoltaico y deben permitir el movimiento normal de los seguidores.
- 78) Se debe prestar especial atención a la integración de la instalación FV con el entorno en el que se ubica.

8.2 Especificaciones técnicas de los ensayos de recepción y de la evaluación

La Tabla 5 describe las principales características del programa de ensayos.

FASE	ENSAYOS	OBJETIVO
Recepción provisional	Ensayos al generador fotovoltaico:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificación de posibles defectos.

<p>Medidas en campo</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspección térmica y visual. ▪ Potencia en CEM. <p>Ensayos al sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PR^{ELE} y PR^{HID}. ▪ Caracterización del generador FV y del <i>variador</i> de frecuencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar que el sistema cumple las especificaciones técnicas. ▪ Ajustar los modelos de eficiencia del sistema.
<p>Recepción final (Después de un año de operación y cada vez que se transfiere el activo)</p>	<p>Ensayos al generador FV:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspección térmica y visual. <p>Con datos de operación de 1 año:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PR^{ELE} y PR^{HID}. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Analizar el estado real del sistema. ▪ Asesorar en la <i>entrega</i> a la nueva propiedad

Tabla 5. Principales características del programa de ensayos.

8.2.1 Recepción Provisional

79) Después de un período inicial de exposición al sol durante un tiempo suficiente para que la irradiación total en el generador FV alcance al menos los 20 kWh/m² y, en cualquier caso, no antes de pasado un mes, se realizarán los siguientes ensayos:

- a) Inspección visual y térmica (IR) del generador FV.
- b) Eficiencias eléctrica (PR^{ELE}) e hidráulica (PR^{HID}) del sistema.
- c) Caracterización del sistema: eficiencia del variador en función de la frecuencia; potencia CEM del generador fotovoltaico medido a la entrada al variador.

NOTA1. No es estrictamente necesaria la caracterización independiente de cada una de las ramas del generador FV y de los variadores de frecuencia para asegurar que todo el sistema funciona como se esperaba. Sin embargo, esta información puede ser de utilidad para el ajuste fino de los distintos modelos de eficiencia que, a su vez, pueden servir para la posterior detección de fallos y la estimación de la degradación.

80) Cualquier módulo FV que muestre "defectos visuales importantes" según especifica la norma IEC 61215 será rechazado.

81) Deben llevarse a cabo termografías (IR) del sistema FV en condiciones normales de operación de acuerdo a la norma IEC 60904-14 y respetando las condiciones siguientes:

- a) La irradiancia sobre el plano debe ser mayor de 700 W/m².
- b) Las variaciones en los valores de irradiancia durante los 10 minutos previos a las medidas deben ser inferiores al 20%.

- 82) Los puntos calientes observados se caracterizan por la diferencia de temperatura entre la célula solar más fría, T_{CC} y la de la célula más caliente, T_{HC} , del módulo fotovoltaico afectado, normalizado a la irradiancia CEM. Es decir:

$$\Delta T_{HS}^* = (T_{HC} - T_{CC}) \frac{G}{G^*} \quad (8)$$

- 83) Los criterios de aceptación o rechazo de un punto caliente son los siguientes:
- $\Delta T_{HS}^* \geq 100^\circ\text{C}$ supone el rechazo automático, incluso si el punto caliente estuviera causado por cualquier tipo de sombra que afectase al módulo FV.
 - $\Delta T_{HS}^* > 20^\circ\text{C}$ en ausencia de sombras supone el rechazo automático.
 - $10^\circ\text{C} \leq \Delta T_{HS}^* \leq 20^\circ\text{C}$ en ausencia de sombras habrá que medir la pérdida efectiva de potencia, entendida como la reducción de la tensión de operación del módulo respecto a otro módulo sin defectos perteneciente a la misma rama en la que está conectado. El módulo FV será rechazado si tal pérdida efectiva de potencia supera el 20%.
 - $\Delta T_{HS}^* < 10^\circ\text{C}$ será siempre aceptable.
- 84) Siempre que el tamaño del generador lo justifique, se seleccionará un número representativo de módulos fotovoltaicos (al menos 10 módulos por MW) para la realización de los ensayos de curva I-V. Los valores de potencia CEM correspondientes se obtendrán a partir de las curvas I-V medidas a sol real. Los valores medidos de irradiancia y temperatura, requeridos para su conversión a CEM, deben obtenerse de un módulo de referencia instalado muy cerca del módulo medido.

NOTA. Puede aplicarse esta instrucción a partir de tamaños de generador superiores a 250 kWp.

- 85) La potencia CEM media resultante debe ser al menos el 96% de los valores medios medidos en el flash, proporcionados por el fabricante del módulo FV. Además, la potencia CEM resultante para cada módulo individual debe ser al menos el 94% del valor de flash correspondiente.

NOTA. Estos valores están por encima del 93% de potencia nominal requerida en el generador FV, de acuerdo a la especificación 8).

- 86) La realización del ensayo de PRE^{LE} consiste en la observación simultánea de las siguientes condiciones de operación: irradiación efectiva en el plano del generador fotovoltaico, G_{ef} y temperatura de la célula, T_C ; y en la comparación de la energía estimada, calculada a partir de las condiciones de operación, con la energía real producida, calculada como la diferencia en las lecturas del contador de energía al principio y al final de las pruebas, $E_{AC, REAL}$.
- 87) El período mínimo para la prueba PRE^{LE} y PR^{HID} debe ser de tres días consecutivos. Las mediciones deben ser registradas desde el amanecer hasta el atardecer. La duración de la prueba debe ser lo suficientemente larga como para asegurar que durante más de 14 horas se dispondrá de una irradiancia, en el plano, superior a 700 W/m^2 .

- 88) El generador FV y los sensores de irradiancia deben tener el mismo grado de suciedad durante toda la prueba de PR^{ELE} .

NOTA: Esto puede lograrse limpiando ambos (generador FV y sensores) justo antes del comienzo de la prueba o, lo que es más sencillo, no limpiar durante los 15 días anteriores. Cualquiera que sea el caso, se debe evitar cualquier acción que afecte al grado de suciedad de los módulos respecto a los sensores fotovoltaicos.

- 89) Los registros en condiciones de operación de G_{ef} y T_C deben hacerse con una frecuencia de al menos una vez por minuto.

- 90) El valor de PR^{ELE} viene dado por:

$$PR^{ELE} = \frac{E_{AC,REAL}}{P^* \frac{\Delta t}{G^*} \sum_i G_{ef,i} [1 + \gamma (T_{C,i} - T_C^*)]} \quad (9)$$

donde P^* es la potencia nominal del generador, $G^* = 1.000 \text{ W/m}^2$, $T_C^* = 25^\circ\text{C}$, Δt es la resolución de la medida de datos (1 minuto o menos), "i" es el índice de tiempos para toda la duración del ensayo, γ es el coeficiente de temperatura de la potencia, cuyo valor es negativo y viene indicado por el fabricante del módulo FV. Todos estos parámetros deben tener los mismos valores que se suponen en la evaluación de rendimiento energético llevada a cabo en la fase de diseño del proyecto.

NOTA: En cualquier caso, los modelos de eficiencia fotovoltaica en la evaluación de rendimiento energético y en la prueba PR^{ELE} deben ser coherentes.

- 91) El resultado del valor de PR^{ELE} debe ser igual o mayor que 0,85.

NOTA: Este valor umbral de aceptación debe estar ligado al escenario de pérdidas admitidas en el estudio de productividad del diseño preliminar. Por ejemplo: pérdidas agrupadas en el generador FV y el variador de frecuencia: 7%; pérdidas DC / AC: 3%; disponibilidad y la tolerancia: 5%, nos lleva a aceptar que hasta un 15% de la energía total se pierde, lo que es coherente con 0,85 ($0,85 + 0,15 = 1$).

- 92) El principio del ensayo de caracterización del sistema fotovoltaico consiste en la observación simultánea de los siguientes parámetros en condiciones de operación: la irradiancia efectiva sobre el plano del generador (G_{ef}) y la temperatura de la célula (T_C); la altura manométrica total (H_T); la potencia de entrada al variador de frecuencia (P_{DC}) y la potencia de salida AC del variador de frecuencia (P_{AC}); y por último el caudal de agua (Q).

- 93) P_{DC} y P_{AC} deben medirse con un vatímetro de alta resolución.

NOTA: Debe prestarse especial atención a la medida de la corriente continua DC. Las pinzas amperimétricas son adecuadas para medir con precisión corrientes en alterna AC pero no en continua DC.

- 94) El período mínimo para la prueba de caracterización debe ser de 24 horas. Las mediciones deben registrarse desde el amanecer hasta la puesta del sol (o desde el mediodía del primer día hasta el mediodía del siguiente). La duración de la prueba debe ser lo suficientemente larga como para asegurar que al menos durante 4 horas de nivel de irradiancia es superior a 700 W/m^2 .

- 95) Los registros de las potencias y los parámetros en condiciones de operación deben hacerse con una frecuencia de al menos una vez por minuto.

- 96) Para cada conjunto de valores (G_{ef} , T_c , P_{DC}) no afectados por efectos anómalos (sombras, apagado del variador, etc.) y cumpliendo con la condición $G_{ef} > 800 \text{ W/m}^2$, la potencia DC del generador FV a la temperatura en CEM $P_{DC,25}$ debe calcularse con la siguiente ecuación:

$$P_{DC,25} = \left[\frac{P_{DC}}{1 + \gamma (T_{C,i} - T_c^*)} \right] \quad (10)$$

Así, la potencia del generador en condiciones CEM a la entrada del variador de frecuencia, $P_{G,INV}^*$ es el valor que mejor se ajuste a la curva obtenida por la siguiente ecuación:

$$P_{DC,25} = P_{G,INV}^* \frac{G_{ef}}{G^*} \quad (11)$$

El conjunto de puntos ($P_{DC,25}$, G_{ef}) se obtiene a partir de las medidas en los ensayos.

NOTA 1. Las ecuaciones anteriores suponen implícitamente que el rendimiento del generador FV se mantiene prácticamente constante para irradiancias superiores a 800 W/m^2 , lo que es típicamente el caso en los módulos de silicio cristalino.

NOTA2: Una opción alternativa para obtener los parámetros CEM del generador FV es medir la curva I-V con una carga electrónica, tal como se define en la norma IEC 60904-1 y extrapolarla a CEM de acuerdo a la norma IEC 60891. Este procedimiento podría resultar más complejo para grandes generadores FV (a causa de la limitación de la corriente admisible de las cargas electrónicas) y su incertidumbre podría ser mayor, ya que se basa en sólo unas pocas mediciones de la curva I-V al mediodía.

- 97) Para caracterizar el variador de frecuencia, cada conjunto de valores (P_{DC} , P_{AC}) se traducirá al correspondiente conjunto de valores (η_{VFD} , p):

$$\eta_{VFD} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad p = \frac{P_{AC}}{P_{VFD}^N} \quad (12), (13)$$

donde P_{VFD}^N es la potencia nominal del variador de frecuencia. Los coeficientes de eficiencia, k_0 , k_1 y k_2 , se obtienen como el mejor ajuste de todos los puntos (η_{VFD} , p) en la siguiente ecuación:

$$\eta_{VFD}(p) = \frac{p}{p + k_0 + k_1 p + k_2 p^2} \quad (14)$$

8.2.2 Recepción Final

NOTA. La verificación independiente del estado de la planta fotovoltaica, basada en datos de operación pasados puede ser oportuna en varias circunstancias: entrega de la propiedad, después de uno o dos años de operación; control periódico de los contratos de mantenimiento; cuando se trasfiere el activo, cuando se cambian las compañías de seguros, etc.

- 98) El proveedor operará la instalación FV, bajo su exclusiva responsabilidad, durante el primer año después de la recepción final.

- 99) Se debe prever la limpieza de los módulos FV cada vez que el grado de suciedad alcance un 5%.

NOTA 1. El umbral específico de suciedad para la limpieza debe reflejar un compromiso entre el costo de la limpieza y el costo de la energía. Los valores prácticos oscilan entre 3 y 6%.

NOTA 2: La limpieza diaria de uno de los módulos de referencia dedicados a medir la irradiancia mientras se mantienen los otros sin limpiar proporciona un método práctico para estimar el grado de suciedad, simplemente comparando las lecturas de irradiación correspondientes.

- 100) Las inspecciones visuales y térmicas de los módulos fotovoltaicos y la medición de la potencia CEM de los módulos individuales ya especificados para los ensayos de recepción provisional - especificaciones de 80) a 85) - deben repetirse a finales de este primer año.

- 101) El valor anual del PR^{ELE} viene dado por la expresión:

$$PR_{ANUAL}^{ELE} = \frac{E_{AC,REAL}}{P^* \frac{\Delta t}{G^*} \sum_i G_{ef,i}} \quad (15)$$

donde "i" se extiende al año completo.

- 102) El valor resultante de PR_{ANUAL}^{ELE} debe ser igual o mayor que 0,77.

NOTA: Este valor umbral de aceptación debe estar ligado al escenario de pérdidas admitidas en la Evaluación de Rendimiento de Energía. Siguiendo con el ejemplo dado en la especificación 91) , las pérdidas anuales inevitables en el generador FV (térmicas, irradiancia, sombreado y saturación del variador), como se estima en esta evaluación de eficiencia, deben agregarse al ya considerado 15% de las pérdidas de energía. Suponiendo que tales pérdidas inevitables se estiman en un 8%, las pérdidas admisibles totales de energía son de hasta un 23%, lo cual es coherente con el valor PR_{ANUAL}^{ELE} aquí señalado.



NECESIDADES DE AGUA												
Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Volumen de agua [m ³]												
Energía eléctrica [kWh]												
Combustible [litros si diésel, m ³ si gas]												
Horas de riego al día												

FUENTE DE AGUA	
Altura geométrica [m]	
Pérdidas de fricción [m]	
Presión de operación (si bombeo directo) [bar]	
Profundidad total del pozo [m]	
Profundidad de la bomba [m]	

SISTEMA DE BOMBEO - FUENTE DE ENERGIA			
Fuente de energía			
Si grupo electrógeno:	Potencia [kVA]		
	Tensión [V]		
	Corriente máxima [A]		
	Consumo específico [l/kWh]		
Si red eléctrica:	Potencia contratada [kW]		
	Tarifa contratada		

SISTEMA DE BOMBEO - MOTOBOMBA*												
Tipo de bomba												
Número de bombas												
Bomba												
8 puntos de la curva caudal-altura												
Frecuencia mínima de trabajo [Hz]												
Motor												
8 puntos de la curva de eficiencia												
Corriente máxima [A]												

*añadir tantas motobombas y variadores de frecuencia distintos cuanto necesarios

SISTEMA DE BOMBEO - VARIADOR DE FRECUENCIA*	
Tipo de variador de frecuencia	
Número de variadores de frecuencia	
Rango de tensiones de entrada [V]	
Corriente máxima [A]	
Potencia máxima [kW]	

*añadir tantas motobombas y variadores de frecuencia distintos cuanto necesarios



RED DE RIEGO									
Número de sectores									
Sector	1	2	3	4	5	6	7	8	...*
Presión de trabajo de cada sector [bar]									
Caudal de trabajo de cada sector [m ³ /s]									
Área de cada sector [ha]									

*añadir los sectores necesarios

MODIFICACIONES
Describir cualquier modificación en el bombeo o en la red de riego (cambio de bombas, alimentación, aspersores, etc.) que se realice aprovechando la ocasión de instalar el sistema fotovoltaico.