

**GUÍA TÉCNICA PARA
LA UTILIZACIÓN DE
LA ENERGÍA SOLAR**

Fotovoltaica

**EN INSTALACIONES
DE ABASTECIMIENTO
DE AGUA POTABLE**

**GUÍA TÉCNICA PARA LA UTILIZACIÓN DE
LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN
INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO
DE AGUA POTABLE**

INSTITUTO ARAGONÉS DEL AGUA

Zaragoza, Febrero 2015

Depósito Legal Nº Z 272 - 2015

Dirección de los trabajos

José Manuel Navarro Berrozpe

Ramón Mariñosa Rodríguez

Equipo redactor

José Luis Escosa González

Luis Alberto Germán Bes.

Contenido

1. Introducción.....	5
2. Preguntas más frecuentes. Aproximación a la solución.....	5
3. Energía solar. Aplicaciones.	7
3.1 Clasificación de las instalaciones.	7
3.2 Caracterización del recurso solar.	9
3.3 Energía solar disponible.....	11
3.4 Principales fabricantes de paneles fotovoltaicos.....	13
3.5 Tipos de módulos fotovoltaicos.....	13
3.6 Funcionamiento y parámetros principales.....	16
3.7 Disposición del campo solar.....	17
4. Elementos principales de las instalaciones.	21
4.1 Aplicaciones de bombeo solar. Generalidades.....	21
4.1.1 Tipos de bombas.....	23
4.1.2 Variador de velocidad. Adaptación de la bomba al campo solar.....	25
4.1.3 Sistema de control. Envío de datos.....	28
4.1.4 Grupo electrógeno.....	32
4.1.5 Sistema antirrobo.....	34
4.2 Ejemplo de aplicación.....	35
5. Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas.	40

6. Seguridad y salud en las instalaciones fotovoltaicas.	41
7. Aspectos económicos.	43
8. Normativa aplicable y procedimiento administrativo.	46
8.1. Normativa aplicable.....	46
8.2. Procedimiento administrativo.....	46
9. Referencias.	48

1. Introducción.

La presente guía tiene por objeto mostrar los conceptos fundamentales de la utilización de la energía solar en su aprovechamiento, como fuente de energía eléctrica, en aplicaciones relacionadas con el abastecimiento de agua, además de describir los diferentes parámetros a considerar y presentar las instalaciones tipo.

Quiere servir como guía para la toma de decisiones por parte de los diferentes actores implicados en las explotaciones municipales de abastecimiento de agua.

Se aportan las ideas claves para la implementación de este tipo de tecnología en instalaciones remotas con apoyo de grupos electrógenos.

Se dan los parámetros necesarios como emplazamientos, orientaciones, superficies necesarias y subsistemas que componen la instalación.

Se explica el dimensionamiento de este tipo de aplicaciones, el sistema de control y envío de datos y se da un ejemplo tipo.

Así mismo se detallan los puntos fundamentales relativos al mantenimiento, seguridad y salud y sistemas antirrobo tanto en los aspectos legales como tecnológicos.

Se plantea un estudio económico y retorno de la inversión con el estado actual de la legislación y costes.

Se indica la legislación actual vigente y normativa aplicable.

2. Preguntas más frecuentes. Aproximación a la solución.

Para una lectura básica se incluyen, a modo de resumen, las preguntas y respuestas más frecuentes que se suelen plantear cuando nos enfrentamos a este tipo de aplicaciones.

En los apartados siguientes, se profundiza en todas estas cuestiones.

¿Qué tipo de aplicaciones se pueden encontrar?

Las aplicaciones típicas son las siguientes:

- Elevaciones de agua. Bombeos desde pozo.
- Potabilización mediante filtros abiertos.
- Bombas dosificadoras en los casos de depuración y tratamiento de aguas para su potabilización.
- Electroválvulas, bombas secundarias...

La idea principal es el uso de la energía eléctrica, obtenida mediante módulos fotovoltaicos, para accionar las instalaciones de agua potable cuando se encuentran aisladas de las redes convencionales de suministro eléctrico. En las instalaciones de captación, almacenamiento o potabilización, alejadas de la red principal, es necesario disponer de una fuente alternativa. En sistemas de cloración ya se viene utilizando con éxito pequeñas instalaciones (normalmente inferiores a los 2 kWp) de captación fotovoltaica. Estas soluciones se pueden generalizar para otras aplicaciones: filtrado etc. que necesiten también la utilización de energía eléctrica.

Donde cobra especial relevancia la aplicación de la energía fotovoltaica, objeto de esta guía, es su utilización para el accionamiento de las bombas de extracción de agua al objeto de dejar en un segundo plano la utilización del grupo electrógeno de gasoil y reducir así el consiguiente gasto de combustible y la mano de obra de explotación.

¿Qué tipo de módulos se emplean en la actualidad?

A día de hoy, de entre todas las tecnologías existentes para los módulos (comúnmente llamados paneles) fotovoltaicos, la más empleada es la de silicio policristalino (ver *Figura 12* en el apartado correspondiente).

¿Instalación fija o con mesas seguidoras?

Con los precios que se manejan actualmente, en los módulos fotovoltaicos, no compensa la implantación de estructuras que hagan seguimiento de la posición solar ya que no se justifica la inversión frente al incremento de la producción de los mismos.

Sin duda alguna se preferirá la instalación sobre estructuras fijas.



Figura 1. Ejemplo de estructura apaisada fija [1]

¿Qué potencia de campo se necesita?

En las aplicaciones de elevación de aguas la potencia típica necesaria oscila entre 1,6 y 2 veces la potencia de la bomba. Por el mismo razonamiento, de la respuesta anterior, en lo que se refiere a la bajada de los precios actuales de los módulos fotovoltaicos, se tiende a dimensionar con un factor 2. Como ejemplo, para una bomba de 10 kW se instalaría un campo fotovoltaico de 20 kWp¹.

En el resto de aplicaciones, se dimensiona como una pequeña típica instalación fotovoltaica aislada, en función de las necesidades energéticas de las mismas.

¿Cuándo se emplean baterías eléctricas de acumulación?

Para el caso de las instalaciones de cloraciones, bombas auxiliares, electroválvulas, etc... que pueden trabajar tanto de día como de noche, es necesaria la implementación de baterías para su alimentación. Estas baterías, en general, son de pequeña capacidad, en torno a los 160-200 Ah y su dimensionamiento se realiza, tal y como se nombra en la respuesta anterior, siguiendo los criterios de una instalación aislada.

Esto no sucede en el caso de la aplicación de elevación de agua a depósito, en la que no es necesaria la utilización de baterías de potencia, que es elemento que encarece substancialmente la instalación. Se emplea un variador de frecuencia, de mercado, que adapta la velocidad de la bomba a la producción del campo fotovoltaico que, a su vez, depende de la radiación incidente y de las condiciones atmosféricas.

¿Qué tipo de bombas se emplean en la elevación de aguas?

Las bombas más empleadas, en este tipo de instalaciones, son las bombas sumergibles centrífugas multietapa para pozo, que cubren un alto rango de aplicaciones por la altura y caudales suministrados (Ver Figura 21)

¿Es necesario el grupo electrógeno?

Salvo que exista una fuente alternativa de suministro de agua, es necesario dotar la instalación de un grupo electrógeno de apoyo para prevenir los periodos prolongados de mala climatología. Como se explica en el apartado correspondiente, a causa de la presencia del variador anteriormente mencionado, este grupo resulta, aún así, de menor potencia que el que se necesitaría en el caso de su utilización directa para el accionamiento de la bomba.

¹ Valor de potencia nominal del panel dada por el fabricante.

¿Qué tipo de control se emplea?

En las aplicaciones típicas de elevación, es preciso comunicar las variables y datos del pozo y de depósito, niveles, caudales, alarmas del variador, modos de marcha, seguridad del perímetro...

A día de hoy la solución más extendida es la utilización de pequeños autómatas dedicados que recopilan todas estas señales y se comunican vía módem radio.

Es muy usual la utilización del envío de mensajes de funcionamiento y/o alarmas a móviles de los explotadores o usuarios.

Si se necesita un histórico de variables, como niveles estático y dinámico de pozo, caudales y otras, en este tipo de instalaciones se tiende a la contratación de un servicio de computación en la nube (hosting) frente al tradicional sistema de ordenador propio más Scada que es, en general, más caro y complejo de mantener.

¿Qué presupuesto se necesita?

Toda la parte eléctrica de la aplicación incluyendo módulos, soportería, variador, armario de potencia y control, cableado, automatismo, comunicaciones, protecciones, bomba sumergida y grupo electrógeno (sin contar con la parte de obra civil y tubería de conducción) resulta en torno a los 3,5-4,5 euros por watio de la bomba instalada.

Para una aplicación, que precise una bomba de 10kW, el coste aproximado rondaría los 45.000 Euros, con I.V.A incluido (actualmente 21%).

Para este tipo de instalaciones, por ahorro de combustible evitado, se calcula, con la situación actual de precios, un TIR entorno al 20% con un periodo de retorno de la inversión de entre 5 y 6 años².

¿Qué mantenimiento y repuestos son necesarios?

Toda la instalación se realiza con materiales estándar de mercado, módulos, estructura fija, variador, bomba, autómata... sin desarrollos especiales. Los plazos de reposición son suficientes para no perturbar el normal funcionamiento de este tipo de instalaciones.

Tal y como se desarrolla en el apartado cinco de esta misma guía son instalaciones que no requieren especial mantenimiento siendo importante la inspección periódica visual para detectar y eliminar defectos en una labor de mantenimiento preventivo.

3. Energía solar. Aplicaciones.

En este apartado se hace una clasificación de las instalaciones, se caracteriza el emplazamiento utilizado para el campo fotovoltaico y la energía disponible en el mismo, se da una visión completa de tipos de paneles disponibles actualmente en el mercado, los parámetros fundamentales para su elección y el dimensionado correcto del campo solar.

3.1 Clasificación de las instalaciones.

En la actualidad existen dos configuraciones básicas de utilización de la energía fotovoltaica:

- Instalaciones conectadas a red.
- Instalaciones aisladas.

Del primer tipo podemos ver un ejemplo en la *Figura 2*:

² En algunas instalaciones, que ya están en funcionamiento, se están dando valores que permiten pensar en periodos incluso inferiores.

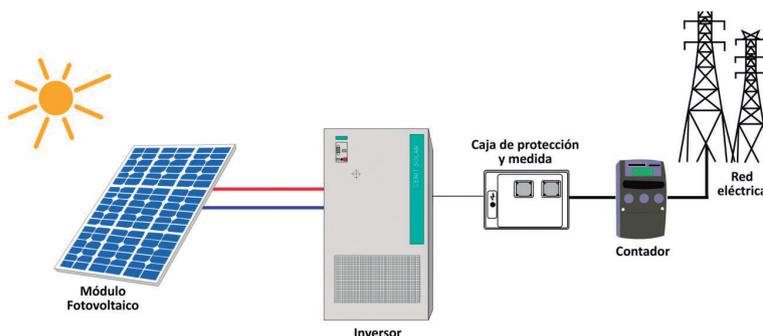


Figura 2. Esquema de de una instalación conectada a red.[2]

La energía eléctrica producida por los módulos en forma de corriente continua (D.C.) es convertida en corriente alterna (A.C.) e inyectada a la red a través de un elemento electrónico de potencia llamado inversor que se sincroniza con la red pública a la que se conecta. No hay acumulación. El objetivo es conseguir inyectar la máxima producción de energía diaria.

Las condiciones tanto técnicas como económicas de este tipo de instalaciones han venido siendo reguladas por un desarrollo legislativo muy cambiante desde hace varios años y no es objeto de esta guía profundizar sobre el mismo.

Del segundo tipo de instalaciones podemos ver un ejemplo en la *Figura 3*:

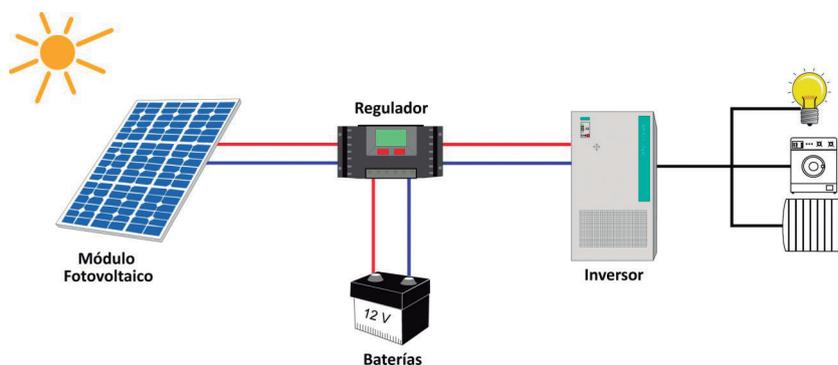


Figura 3. Esquema de una instalación aislada [3]

En ésta aparecen dos elementos nuevos importantes: las baterías, encargadas de acumular la energía eléctrica para los periodos donde no hay radiación solar, y el regulador o cargador de baterías que se encarga de gestionar el buen funcionamiento de esta función (importante para la vida útil de las baterías).

El inversor, igual que en el caso de las instalaciones conectadas a la red, convierte la corriente continua en alterna para alimentar a las cargas que lo precisan. En este caso el inversor es similar al de conexión a red con algunas características particulares que lo hacen, en general, más complejo y caro. El dimensionado de este tipo de instalaciones se basa en producir y acumular la cantidad de energía eléctrica, de la que se precisa disponer, con el tiempo de autonomía que se requiera para la instalación. Para instalaciones aisladas es típico contar con 3 a 5 días de autonomía. Este hecho obliga a un dimensionado suficiente de las baterías que se convierten en el elemento más caro de la instalación.

Las instalaciones de bombeo solar podemos considerarlas como un caso particular de instalación aislada cuya característica principal es la no utilización de baterías de potencia sino el uso directo de la energía solar para el bombeo. Siempre que el abastecimiento lo precise y haya sol suficiente se bombeará. Este planteamiento

es ciertamente novedoso pero ya se ha empezado a utilizar en algunas instalaciones punteras, concretamente en Aragón, auspiciadas por este Instituto³.

Los módulos fotovoltaicos en sí mismos son elementos de prácticamente nulo mantenimiento. Para estas aplicaciones no se recomienda, como más adelante se verá, el uso de mesas seguidoras. Los módulos deben estar soportados por estructuras fijas ancladas al terreno, con la debida orientación e inclinación, que no necesitan de especial atención.

En las instalaciones fotovoltaicas aisladas convencionales la batería viene siendo el elemento más delicado en cuanto a mantenimiento y duración. Su tecnología ha mejorado mucho en los últimos años, sin duda continúa haciéndolo en la actualidad. Aunque se esperan buenas perspectivas para un futuro no muy lejano, su duración, a día de hoy, no supera los siete u ocho años sin tener que reemplazarlas.

En los sistemas de abastecimiento de agua, como el esquematizado en la *Figura 4*, se cuenta con la ventaja inherente, a este tipo de instalaciones, de disponer un depósito acumulador necesario para dar servicio a las necesidades de agua de la población. Este es el dispositivo que nos permite plantear la aplicación sin baterías de acumuladores⁴.

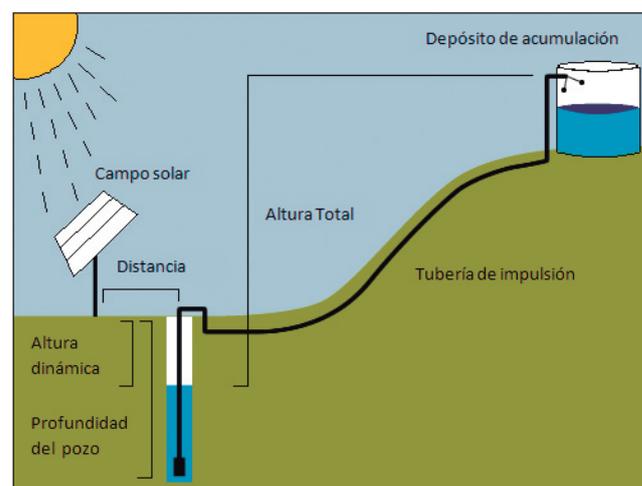


Figura 4. Esquema de bombeo solar. Fuente: Solar Pumping Solutions [4]

Esta manera de trabajar cambia un poco los conceptos básicos que ahora se utilizan pensando en las instalaciones convencionales con suministro de red. En éstas lo que se busca es el trabajo en horas de tarifa baratas, horas llano o valle, siempre que sea posible. En este tipo de aplicaciones fotovoltaicas, siempre que haya radiación suficiente y la instalación lo demande, se bombeará agua evitando el gasto de combustible del grupo electrógeno.

Las horas de sol disponibles varían para cada día concreto del año. La velocidad de trabajo de la bomba y el caudal son, por tanto, variables. Estas particularidades llevan a considerar, de manera diferente, la elección de la aplicación: campo solar, bomba, motor... buscando un compromiso entre la mejor utilización de las horas de sol y el dimensionado correcto del campo fotovoltaico y de la instalación en general.

3.2 Caracterización del recurso solar.

Conviene, antes de empezar a hablar sobre cuáles son las características propias de un emplazamiento, exponer primero, qué son las energías renovables.

Para entender bien el uso del término renovable frente al de energías no renovables es necesario hacer una primera conceptualización de las energías disponibles.

³ Navarro, José Manuel. IAA. Energías limpias en Villar de los Navarros.

⁴ Energía potencial del agua frente a la energía química de las baterías.

Una primera clasificación, en cuanto a origen y duración de las energías nos lleva a considerar dos grandes grupos:

1. **Energías Renovables:** Aquellas que proceden de fuentes naturales inagotables en una escala humana de tiempo, bien por su gran contenido energético o por su rápida regeneración. Tienen un impacto natural prácticamente nulo y siempre reversible (IDAE).
2. **Energías no Renovables:** Son todo el resto de energías, de las disponibles en la actualidad, cuyo tiempo de regeneración es elevado en la escala de tiempo considerada.

Con los conocimientos técnicos actuales podemos afirmar, según Carta González et Al. [6] que las más importantes son la energía electromagnética procedente del Sol (Energía solar), la energía nuclear de algunos (pocos) elementos radioactivos (uranio) presentes en la Tierra y la energía gravitatoria de la interacción Tierra-Sol-Luna (aprovechada indirectamente a partir del movimiento que produce sobre las masas de agua –mareas-).

Otro tipo de energía disponible es la energía del magma caliente en el interior de la Tierra, que a efectos de escala humana, puede considerarse como renovable ya que se considera ilimitada.

Una clasificación de estas energías puede verse en la *Figura 5*.

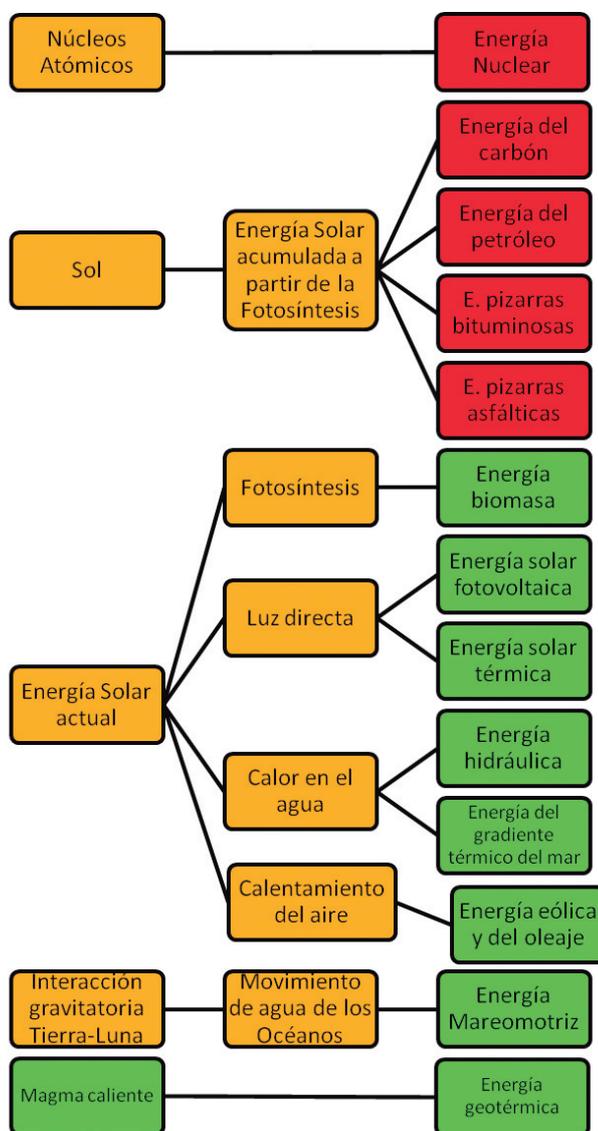


Figura 5. Clasificación de las fuentes energéticas. Carta González et AL.[6]

3.3 Energía solar disponible

Según se puede apreciar en la tabla, el Sol es el origen de la mayoría de las energías que tenemos actualmente disponibles.

De toda la radiación procedente del Sol, sólo una ínfima parte llega hasta la superficie de la Tierra y aún así la cantidad de energía es de 1.559.280 TWh en un año, siendo ésta unas 15.000 veces más que la consumida (en la actualidad) en todo el planeta en este mismo periodo de tiempo.

De ella, el 30% se refleja al espacio y no llega a la superficie terrestre, el 50% se absorbe, calentando la superficie terrestre, siendo irradiada de nuevo al espacio. El 20% restante alimenta el ciclo hidrológico evaporando el agua (19,76%), origina los vientos (0,18%), una parte de este viento se transmite a la superficie de las aguas formando las olas y el resto (0,06%) alimenta los mecanismos de fotosíntesis de los que dependen todos los combustibles fósiles, los cuales constituyen una pequeñísima proporción de este porcentaje.

En la siguiente figura se aprecia la distribución de esa energía recibida.

Energía Solar total recibida	1.559.280 TWh año
Energía reflejada por la atmósfera	467.784 TWh año (30 %)
Absorbida y re-irradiada	799.640 TWh año (50%)
Ciclo hidrológico	311.856 TWh año (20%)
- Evaporación	269.263 TWh año (19,76%)
- Viento	2.806,7 TWh año (0,18%)
- Fotosíntesis	935,5 TWh año (0.06%)

Figura 6. Tabla de porcentajes de la energía incidente,

En la atmósfera más externa a la Tierra nos podemos encontrar con radiaciones de 1400 W/m², de los cuales, unos 1000 W/m² son las que llegan a nuestra superficie, en un día claro y sin perturbaciones meteorológicas. En el caso de un día nublado podemos encontrar esta radiación significativamente mermada, pudiendo llegar a 500 W/m².

En la actualidad se dispone en el mercado de una amplia, variada y consolidada oferta de módulos fotovoltaicos o comúnmente llamados placas fotovoltaicas. La fabricación de las células originales básicas de silicio fotovoltaico, las llamadas obleas, está concentrada en pocos fabricantes. La fabricación de módulos ha sido emprendida por diferentes empresas y marcas en muchos lugares a lo largo del mundo. Nuestro país ha contado con más de 17 empresas de fabricación de módulos (datos de ASIF). En los últimos dos años, casi el 90 % de los fabricantes ha cerrado o están en concurso de acreedores, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). De los más importantes podemos destacar: Atersa e Isofotón.

En el siguiente gráfico aparecen la potencia instalada y la producción de energía eléctrica fotovoltaica hasta la fecha Marzo 2013 en España. Se puede apreciar el salto cualitativo importante que se produjo a partir de los años 2007-2008:

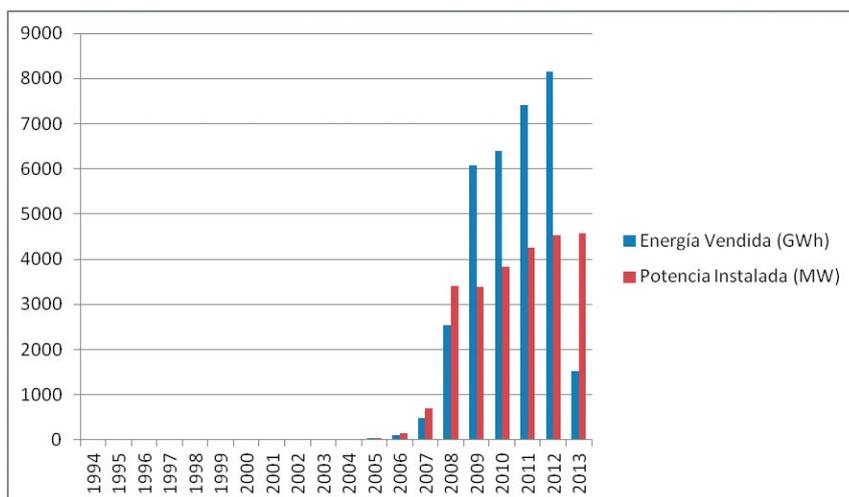


Figura 7. Evolución anual: Producción y Potencia instalada en fotovoltaica hasta Marzo 2013. Fuente CNE [7]

Si lo mostramos por número de instalaciones realizadas (ver Figura 8) se aprecia cómo se pasaron de las 10.000 del año 2006 a las 20.000 del año 2007 y a las 50.000 acumuladas del año 2008 para luego experimentar unos crecimientos muchísimo menores.

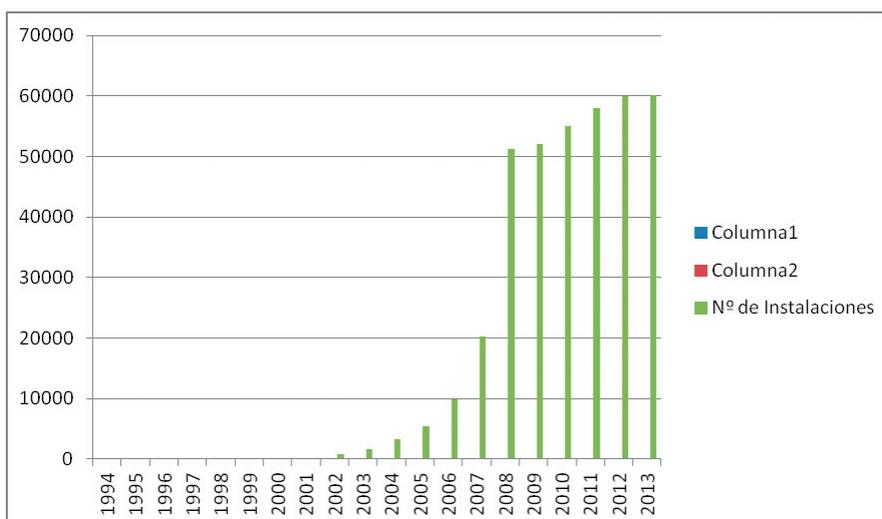


Figura 8. Evolución anual: Instalaciones fotovoltaicas realizadas hasta Marzo 2013. Fuente CNE [7]

Estos datos, como se ha dicho, hacen referencia exclusivamente a las instalaciones conectadas a red que son las que han crecido enormemente y las que han propiciado la gran demanda y fabricación de módulos. No se contemplan las instalaciones aisladas como las del objeto de este estudio. Las instalaciones aisladas han seguido su curso de utilización en las aplicaciones dónde son competitivas, aunque se han beneficiado de la bajada de precios en los módulos que ha propiciado el aumento de volumen en su utilización.

El marco legislativo actual ha sido muy cambiante en los últimos años provocando una ralentización en el desarrollo fotovoltaico en España.⁵

⁵ Según (EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2014) no es el caso para otras partes del mundo dónde la capacidad instalada representa un 35% de incremento respecto al año anterior.[8]

3.4 Principales fabricantes de paneles fotovoltaicos

Para completar, un poco, la visión general del sector se indica, a continuación, la situación de la fabricación de módulos. China [9] es el mayor productor mundial de paneles solares ya que siete de los diez principales fabricantes son de origen chino y en la Unión Europea cuentan con el 80 % del mercado.

En la lista mundial de fabricantes que encabeza la china Yingli Green Energy con una producción equivalente a 1.950 MW, sólo hay dos empresas estadounidenses: First Solar, en el segundo puesto (1.900 MW), y Sun Power en el décimo (850 MW), según datos de la consultora especializada IHS correspondientes a 2012.

Todas las demás, salvo la singapurense Flextronics International (900 MW), proceden del país asiático: Trina Solar (1.700 MW), Suntech Power Holdings (1.500 MW), Canadian Solar (1.500 MW), JA Solar (950 MW), Jinko Solar (900 MW) y Hanwha Solar (850 MW).

En total, la producción de módulos fotovoltaicos chinos suma aproximadamente el 64 % a nivel mundial, el resto de Asia -incluido Taiwán- acapara el 16 %, Europa el 11 %, Japón el 5 % y Estados Unidos un 3 %, según datos de otro estudio de la consultora GTM Research.

Fabricante	País	Producción mw
Yingli green energy	China	1950
First solar	Estados Unidos	1900
Trina solar	China	1700
Suntech power	China	1500
Canadian solar	China	1500
JA SOLAR	China	950
FLEXTRONICS INTERNATIONAL	Singapur	900
JINKO SOLAR	China	900
HANWHA SOLAR	China	850
SUN POWER	Estados Unidos	850

Figura 9. Los diez mayores fabricantes 2012. Consultora IHS[9]

3.5 Tipos de módulos fotovoltaicos

De los diferentes paneles más usados en la actualidad se pueden destacar las siguientes tres tecnologías como las más importantes.

- Silicio monocristalino.
- Silicio policristalino.
- Capa fina.

Un módulo fotovoltaico de silicio está constituido por la agrupación de diferentes células interconectadas, entre sí, para formar el panel de las características eléctricas de potencia, tensión y corriente deseadas. Las células mono cristalinas están formadas por un único tipo de cristal de silicio. Durante el proceso de fabricación

se controla el crecimiento para que cristalice en una sola dirección consiguiendo un alineamiento, casi perfecto. En cambio en las células poli cristalinas no se controla el crecimiento del cristal de silicio. El cristal crece en todas las direcciones creando un conjunto de cristales diferentes unidos entre sí.

Aunque inicialmente el sistema de fabricación del cristal monocristalino era un poco más caro que el del policristalino, se ha venido utilizando esta técnica porque se conseguía obtener más rendimiento de las células. Con la mejora de los procesos de fabricación estas diferencias, tanto de coste como de rendimiento, han ido disminuyendo.

Hoy en día las diferencias son tan pequeñas que es aconsejable, antes de la elección del tipo de panel, tener en cuenta sobre todo la relación €/W. Los más utilizados en la actualidad han terminado por ser los de tecnología policristalina.

Los paneles llamados de capa fina se fabrican depositando de manera continua diferentes capas de material fotovoltaico, como pueden ser silicio amorfo, telurio de cadmio u otros materiales. Presentan menos rendimiento lo que hace que su utilización suponga una mayor superficie. Su relación de precio global, para una potencia dada instalada, es similar a los de silicio cristalino. Presentan diferentes características de tensiones y corrientes unitarias lo que puede ser adecuado en algún tipo de configuración. Presentan mejor comportamiento a la radiación difusa y son utilizados, muchas veces, en latitudes dónde existen más días de cielo cubierto y/o donde, en época estival, el día presenta una larga duración. Es una tecnología susceptible de incorporar nuevos materiales que se van investigando y presenta muchas posibilidades de desarrollo.

Con todo lo anterior, a día de hoy la tecnología propuesta para utilizar en las aplicaciones, como la que ocupan esta guía, es la de silicio policristalino.

A continuación se indican las diferentes características que permiten distinguir las tecnologías según su aspecto.

En el módulo de tipo monocristalino se pueden distinguir las diferentes células que lo conforman dejando pequeños huecos en sus esquinas (ver *Figura 10* y *Figura 11*):

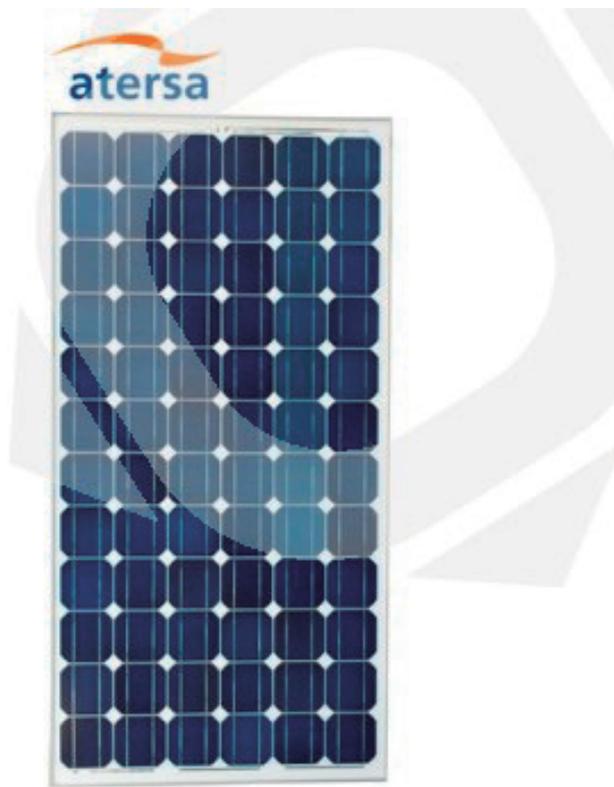


Figura 10. Módulo de silicio monocristalino. Atersa [10]



Figura 11. Detalle de módulo de silicio monocristalino[10]

La tecnología policristalina presenta una superficie más continua entrecruzada por las líneas de conexión eléctrica. La superficie del módulo presenta un reflejo irisado y más azulado.



Figura 12. Módulo de silicio poli cristalino [11]

Los módulos de capa fina presentan una superficie homogénea sin distinción de elementos separados ni conexiones con un aspecto oscuro con reflejos pardo-anaranjados:

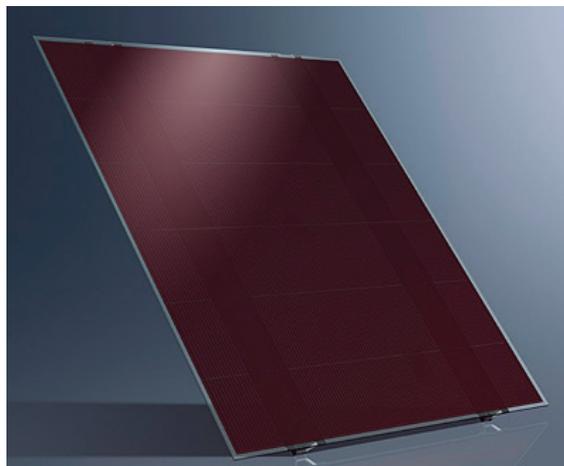


Figura 13. Módulo de capa fina. (Silicio amorfo)[12]

3.6 Funcionamiento y parámetros principales.

Como es sabido los módulos funcionan transformando la energía del Sol en energía eléctrica por medio del efecto fotovoltaico descubierto ya a principios del siglo pasado. No es sitio esta guía para una explicación exhaustiva de dicho efecto pero sí que interesa conocer las principales propiedades y comportamiento de los módulos.

La radiación global total proveniente del Sol que llega al suelo está formada por una componente directa y una componente difusa. La componente directa es la que llega directamente del Sol y la componente difusa es la que proviene de toda la bóveda celeste debido a fenómenos de dispersión y no tiene ninguna orientación privilegiada por lo que no podría concentrarse mediante una lente.

La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la Irradiancia que mide la energía por unidad de tiempo, es decir potencia, que incide sobre una superficie dada y se mide en W/m^2

Un módulo fotovoltaico, cuando es expuesto al sol, funciona como un generador de corriente cuyo valor es proporcional al valor de la Irradiancia incidente sobre él.

Conviene distinguirlo el término Irradiancia del de Irradiación que es la energía en un periodo de tiempo determinado sobre una superficie dada. Se obtiene como la integración de la Irradiancia en ese periodo y se mide en Wh/m^2 . En algunos textos se refieren al término Irradiación como Insolación.

Se llama Watio pico al valor nominal de la potencia que obtiene el fabricante de un módulo ante unas condiciones estándar, llamadas STC , de temperatura de la célula (25°), irradiancia $1.000W/m^2$ y valor de masa de aire 1.5.

Como ejemplo se ve en la figura siguiente la curva característica del módulo de ATERSA policristalino, modelo A-250-P de 250 Wp.

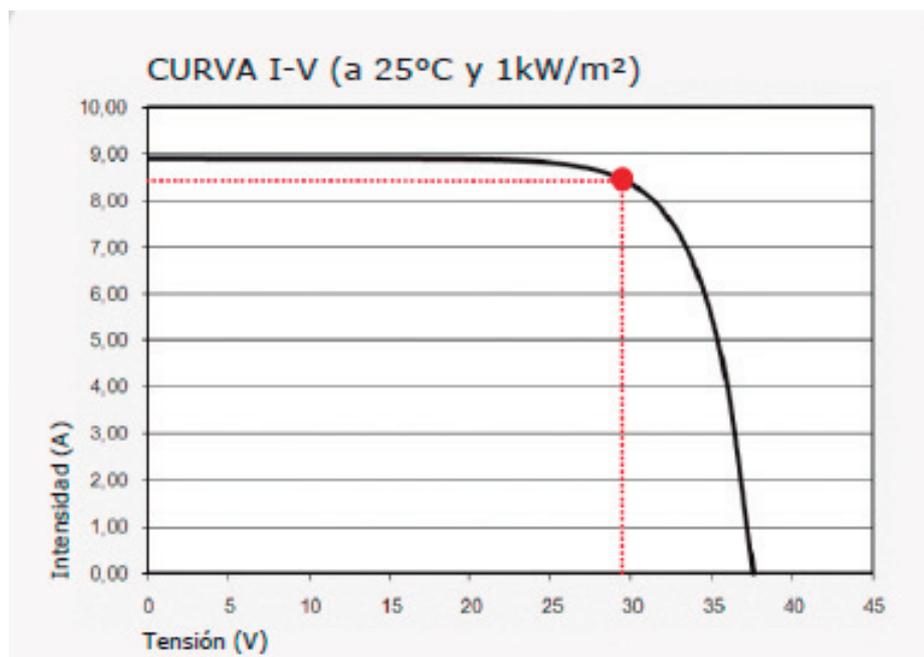


Figura 14. Curva característica I-V de un panel FV Atersa.

Es importante observar el comportamiento del módulo a diferentes condiciones de irradiancia. Como se puede ver en la *Figura 15*, conforme aumenta la irradiancia, aumenta el valor de la corriente generada pero se mantienen prácticamente constantes los valores de tensión.

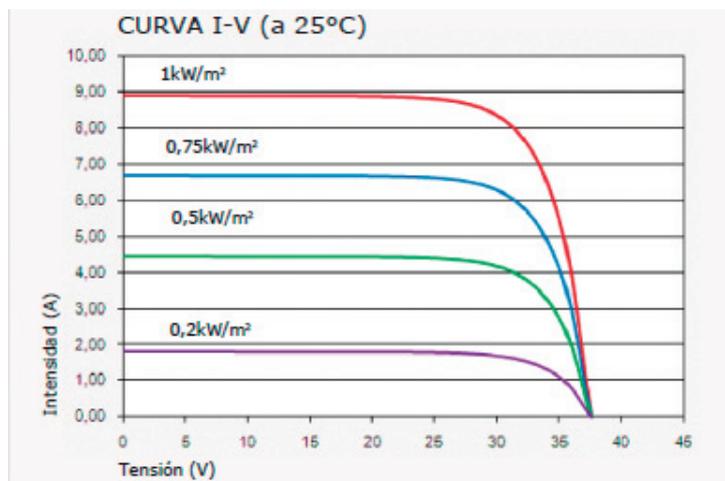


Figura 15. Curva I-V en función de la irradiancia. Panel Atersa.

Conviene señalar que la temperatura es otro parámetro que afecta a la producción del módulo. Se pierde en torno al 0,4% por cada grado centígrado de aumento. En contra de lo que puede parecer no es en los días extremadamente cálidos de verano cuándo se da la mayor producción sino en los días frescos y soleados de la primavera y otoño.

3.7 Disposición del campo solar.

Vista la importancia que reviste la energía incidente sobre la cara del módulo es de vital importancia conocer de qué energía se dispone en un emplazamiento determinado y cómo se orientan los módulos para su mejor aprovechamiento.

Existen en la actualidad diferentes bases de datos, nacionales e internacionales, que desde hace ya un tiempo han caracterizado los valores de radiación, temperatura ambiente, claridad del cielo etc. Se puede disponer de los mismos si se conocen las coordenadas del emplazamiento concreto. De estas bases de datos podemos destacar METEONORM, NASA y PVGIS entre otras.

A continuación se muestra un ejemplo de una captura de pantalla obtenida con la base de datos PVGIS [13] para un emplazamiento cercano a la localidad de Bello en Teruel.

Irradiación solar mensual

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 41°9'28" Norte, 1°2'30" Oeste, Elevación: 813 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 36 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.2 %.

Mes	Hh	Hopt	lopt	T24h
Ene	1960	3340	63	5.0
Feb	2970	4530	56	6.0
Mar	4220	5410	44	9.1
Abr	5240	5700	28	10.9
Mayo	6110	5910	16	15.1
Jun	7060	6500	8	19.9
Jul	7480	7050	11	22.2
Ago	6370	6670	23	21.8
Sep	4980	6070	39	17.9
Oct	3390	4820	52	14.1
Nov	2250	3750	61	8.2
Dic	1870	3280	65	5.1
Año	4500	5260	36	12.9

Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m²/día).

Hopt: Irradiación sobre un plano con inclinación óptima (Wh/m²/día),

lopt: Inclinación óptima sobre la horizontal (grados)

T24h: Temperatura media diaria (24h) (°C)

Se observa el valor de la irradiación promedio, por metro cuadrado y día, para el mejor mes Julio y para el peor mes Enero. Se ve también cómo influye la inclinación de los módulos (ángulo medido sobre la horizontal). En verano se deben inclinar poco 8-10° mientras que en invierno la inclinación llega a los 63° para ese emplazamiento. Se observa que para el conjunto del año el ángulo mejor es de 36°.

En instalaciones de aprovechamiento fotovoltaico para generación de energía eléctrica y su vertido a la red se discutió mucho sobre la conveniencia, o no, de disponer los módulos en mesas seguidoras con objeto de maximizar la producción. Éstas se pueden disponer siguiendo el recorrido diario del sol en altura y/o azimut (ángulo respecto al sur). Cuando se fueron reduciendo las primas por producción que disminuían, bien los importes o bien las horas máximas anuales de producción, se fueron alargando los periodos de amortización para los parques dotados de seguimiento que lógicamente suponían una mayor inversión de partida. Los sistemas de seguimiento tienen, además, implícito un mayor gasto de mantenimiento frente a los sistemas fijos. Cualquier elemento con movimiento mecánico instalado al aire libre expuesto a las inclemencias del tiempo está sometido a unas condiciones de trabajo que hacen necesario su mantenimiento y reparación de manera continua.

En las dos tablas siguientes se puede comparar la producción, por Kilowatio pico instalado, para un sistema fijo y otro con seguimiento a dos ejes.

PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

Lugar: 41°9'28" Norte, 1°2'30" Oeste, Elevación: 813 m.s.n.m Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

Potencia nominal del sistema FV: 1.0 kWp (silicio cristalino).

Sistema fijo: inclinación=36°, orientación=1°				
Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Ene	2.71	84.0	3.35	104
Feb	3.62	101	4.53	127
Mar	4.17	129	5.41	168
Abr	4.33	130	5.70	171
Mayo	4.39	136	5.91	183
Jun	4.72	142	6.51	195
Jul	5.08	158	7.06	219
Ago	4.83	150	6.67	207
Sep	4.50	135	6.07	182
Oct	3.69	114	4.82	150
Nov	3.00	89.9	3.75	112
Dic	2.66	82.5	3.28	102
Media anual	3.98	121	5.26	160
Total para el año	1450		1920	

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Seguidor solar 2 ejes				
Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Ene	3.30	102	4.14	128
Feb	4.46	125	5.65	158
Mar	5.31	164	6.91	214
Abr	5.73	172	7.54	226
Mayo	6.25	194	8.36	259
Jun	7.04	211	9.62	289
Jul	7.64	237	10.50	326
Ago	6.65	206	9.12	283
Sep	5.89	177	7.90	237
Oct	4.55	141	5.98	185
Nov	3.68	111	4.66	140
Dic	3.24	101	4.07	126
Media anual	5.32	162	7.05	214
Total para el año	1940		2570	

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Se observa que la producción, en (kWh/m²), pasa de 1450 a 1940 lo que supone una disminución de aproximadamente el 25% de la instalación fija respecto a la dotada con seguimiento a dos ejes. Para no ser repetitivos hay que señalar que los valores que se obtienen para seguimiento a un eje caen por debajo de ese valor. En la última época se viene optando, para este tipo de instalaciones de conexión a red, por soluciones fijas con un mayor aumento de la superficie fotovoltaica instalada o por seguimiento a un solo eje.

Para el tipo de instalación que se propone en esta guía se prima la instalación sencilla de soportes con ángulo fijo sin movimiento aprovechando al máximo las características del terreno disponible como taludes orientados al sur, si los hubiera.

4. Elementos principales de las instalaciones.

Tal y como se ha comentado, en los apartados anteriores, la energía solar en abastecimiento de agua, se puede aprovechar para dos tipos básicos de aplicaciones:

- En plantas de elevación de aguas para accionamiento de las bombas (Bombeo Solar).
- Como fuente de energía para el funcionamiento de los equipos auxiliares que complementan el abastecimiento, como filtros abiertos, bombas dosificadoras, electroválvulas, sistemas de control, etc...

El dimensionado de aplicaciones de alimentación de equipos auxiliares es el mismo que se plantea en cualquier instalación fotovoltaica aislada convencional asistida con baterías, como por ejemplo la alimentación de una vivienda aislada, antenas de repetición de telefonía móvil, sistemas de medición aislados etc., donde, a partir de los datos de necesidades de energía eléctrica y de autonomía deseada, se plantea un balance para poder dimensionar el campo y el tamaño de las baterías.

Las instalaciones aisladas son aplicaciones que, a día de hoy, están ya muy documentadas. El campo realmente novedoso y que es objeto principal de esta guía es el Bombeo solar, para la elevación de aguas.

Se dan, a continuación, los componentes básicos de la instalación, su dimensionamiento y todo ello se aplicará a un ejemplo para que el lector pueda seguir paso a paso el modo de aplicarlo.

4.1 Aplicaciones de bombeo solar. Generalidades.

Para entender bien cómo debe hacerse el dimensionado del sistema de bombeo en lo referente al tipo y potencia de bomba, potencia del campo etc. conviene introducir ahora el concepto de horas solares pico (H.S.P.). En la *Figura 16* se aprecian los valores de irradiación para un día promedio del mes de Julio en el emplazamiento tomado como ejemplo:

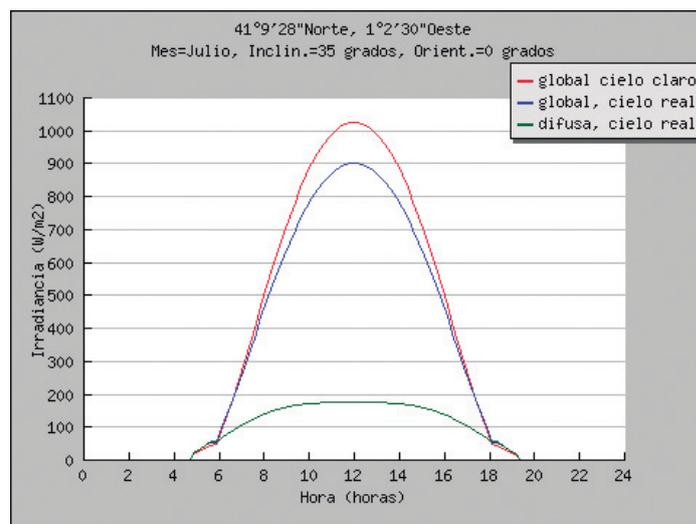


Figura 16. Irradiación para un día promedio. Fuente: PVGIS

La línea azul da la potencia global en un día de cielo real teniendo en cuenta el histórico de días con nubes para el emplazamiento. La curva de color rojo da el valor para un día ideal claro. La radiación difusa es la no directa proveniente de toda la bóveda celeste en todas las direcciones que también incide en el módulo y representa su papel en el total.

Como se puede apreciar la curva de irradiación global tiene una fuerte pendiente y su valor crece rápidamente con las horas de la mañana alcanzando su valor máximo con el cenit del sol a las 12 horas solares, siendo simétrica su bajada por la tarde. Así pues el área total debajo de la curva representará la energía total producida en el día.

Podemos asimilar la superficie total debajo de la curva al área de un rectángulo que tenga la altura de 1000 W/m² y una anchura en horas tal que su superficie iguale a la de la curva diaria de irradiación:

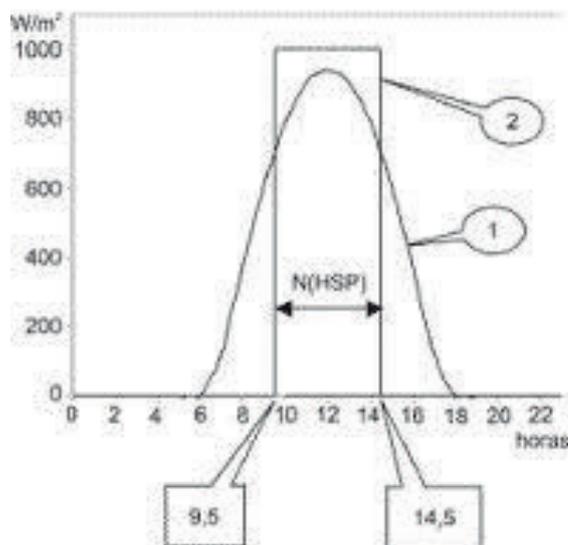


Figura 17. Concepto de igualación de superficies por horas solares pico[14]

En el ejemplo del gráfico se ve que esa área se iguala tomando desde las 9 horas y media hasta las 14 horas y media es decir un total de 5 horas. Para ese día con 5 horas a la radiación de $1000\text{W}/\text{m}^2$ se iguala la superficie total de la curva real. Se llaman horas solares pico (H.S.P.) al conjunto de esas horas. Esta es la razón por la que los fabricantes de módulos fotovoltaicos dan la potencia del módulo en condiciones normales (STC) definidas por una irradiación de $1000\text{W}/\text{m}^2$, una temperatura de $25\text{ }^\circ\text{C}$ y una masa de aire (AM) de 1,5, para así poder utilizar este concepto que simplifica después, notablemente, los cálculos. Esta es la potencia llamada potencia pico del panel.

A partir de los datos de consumo de agua por habitante y día, de las capacidades de depósito, posibilidades de pozo y topografía del terreno se dimensiona el conjunto motor-bomba y campo fotovoltaico. En cualquier caso se ha de conocer el número de horas diario de bombeo que el abastecimiento requiere. En el caso de una instalación ya existente se aprovechará depósito, tuberías, pozo, bomba existente y grupo electrógeno. En instalaciones de nueva planta se podrá intervenir sobre el dimensionamiento inicial de estos elementos para adaptarlos mejor a la utilización del recurso solar disponible en el emplazamiento.

El Instituto Aragonés del Agua es especialista en el cálculo y dimensionado de las instalaciones de abastecimiento de agua para municipios en función de todos los datos de partida: necesidades de consumos, posibilidades de la fuente de agua, almacenamientos, alturas de elevación, pérdidas dinámicas en tuberías, usos y población estacional, climatología etc. Es común, en pequeñas poblaciones, la utilización del parámetro de diseño de 200 litros por habitante y día. Se toma una capacidad de acumulación de 48 horas de depósito para disponer de reserva de suministro a la población⁶ y un número de horas de bombeo convencional que suele estar en torno a las 10 horas diarias.

En general, para cualquier tipo de emplazamiento en la geografía aragonesa, no se disponen como se ha visto anteriormente, de ese número diario de horas solares para la alimentación de la bomba. Esto quiere decir que, en cualquier caso, se ha de contar con un grupo electrógeno como elemento de apoyo. Su utilización, en algún periodo, va a ser necesaria so pena de proceder a un sobredimensionado del sistema campo, bomba, depósito y tuberías que resulta desproporcionado y antieconómico. El uso del grupo periódicamente contribuye, además, al buen mantenimiento del mismo evitando largos lapsos de tiempo si arrancar.

⁶ Ya se ha indicado que estos parámetros promedio son diferentes en función del tipo de población: En un pueblo pequeño su población se puede ver multiplicada por dos o por tres en la temporada vacacional.

4.1.1 Tipos de bombas

Para el abastecimiento de agua, proveniente de pozos, la tecnología más adecuada es la de motor-bomba sumergible⁷. La mayoría de las aplicaciones para las alturas y caudales requeridos en estas instalaciones se resuelven con bombas centrífugas multietapa (poseen un cuerpo que incorpora, en realidad, varios rodets de bomba centrífuga en serie acoplados uno encima de otro. ver *Figura 21*). Las bombas centrífugas presentan una amplia gama de utilización de caudales y alturas y se fabrican también en una alta gama de potencias. Para aplicaciones de mayores alturas, típicamente por encima de los 160-200 m, con caudales bajos, del orden de 4 m³/día, se pueden utilizar las bombas volumétricas de tipo helicoidal rotor-estator. Estas bombas se usan también en el manejo de fluidos pastosos o especiales y en la industria alimentaria.

A día de hoy para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, para el bombeo de agua, se presentan en el mercado dos posibles soluciones:

1. La utilización de un sistema tipo kit que incluye la bomba sumergible y el controlador electrónico suministrado por el mismo fabricante.
2. La utilización de bomba y variador electrónico, estándares de mercado, por separado.

En el primer caso nos encontramos con fabricantes como Lorentz, Franklin y Grundfos, entre otros, que ofrecen un conjunto completo.



Figura 18. Ejemplo de oferta de variador más bomba Lorentz [15]



Figura 19. Conjunto controlador más bomba Franklin [16]

⁷ Otras tipologías de bombas: de tipo horizontal, de superficie, verticales sumergidas con motor de superficie etc. son utilizadas en otras aplicaciones de movimiento de agua según los casos.

Estos fabricantes utilizan también motores de corriente alterna síncronos de imanes permanentes⁸. Este tipo de motores se utiliza para aplicaciones especiales en la industria dónde se necesitan pequeñas velocidades con alto par. Presentan un rendimiento ligeramente mejor que sus homólogos asíncronos y características de par / velocidad adecuadas para utilización con bombas especiales. Precisan un controlador electrónico específico, propio del fabricante, para adaptar el campo fotovoltaico al motor. Las potencias ofrecidas están en torno a los 2,2 -3 kW, no superándose en general los 7,5 kW.

Estas soluciones son utilizadas para aplicaciones domésticas o privadas de bombeos de agua, para abastecimiento de ganado o riegos de pequeña potencia. Tienen el inconveniente de que, tratándose de una electrónica específica y de un motor-bomba también específico, los repuestos no pueden ser estándar teniendo que ser los propios de la marca. Esto puede dar lugar, en algunas situaciones, a problemas con los tiempos de reposición.

En el segundo caso de utilización de bomba y variador electrónico por separado se trata de utilizar bombas y variadores del mercado generalista. Los fabricantes, de reconocida trayectoria, ofrecen un amplio catálogo de bombas de diferentes tipos y rangos de potencias.

Se pueden encontrar entre otros muchos: Ebara, Bombas Ideal, Bombas Zeda, KSB-Itur, Elías, Sulzer, Espa, Grundfos... algunos con fabricación nacional otros sólo presentes comercialmente. A título de ejemplo se incluyen dos imágenes de dos de las marcas con fabricación en España:



Figura 20. Ejemplo de bomba vertical. Bombas Ideal [17]



Figura 21. Bomba sumergible multietapa Itur [18]

⁸ En algún caso también de corriente continua para potencias pequeñas :1- 2 kW

4.1.2 Variador de velocidad. Adaptación de la bomba al campo solar.

En el caso de utilización de bomba y variador estándar separados se utilizan soluciones no específicamente desarrolladas para ese tipo aplicación: los variadores de frecuencia para motores asíncronos de corriente alterna. Los variadores de velocidad, también llamados variadores de frecuencia o convertidores de frecuencia, constituyen una tecnología que se ha desarrollado con éxito en los últimos treinta años. Han permitido la regulación de velocidad de los motores de corriente alterna que son abrumadoramente los más utilizados en todas las aplicaciones de los sectores industrial, infraestructuras o terciario. Sus precios han experimentado así mismo una bajada progresiva fruto de su cada vez más amplia utilización.

Entre los fabricantes presentes a nivel nacional se puede mencionar a ABB, Siemens, Schneider Electric, Omron, Toshiba, Power Electronics, Fuji, General Electric... de mayor o menor importancia dentro del rango de potencias de utilización en el que se especializan.



Figura 22. Convertidor de frecuencia. Power Electronics[19]

En la figura siguiente se puede apreciar el esquema funcional de un convertidor de frecuencia estándar. La corriente alterna de entrada, de frecuencia fija de 50 Hz, es rectificadora y convertida en una onda, de tensión y frecuencia variables, que alimenta al motor.

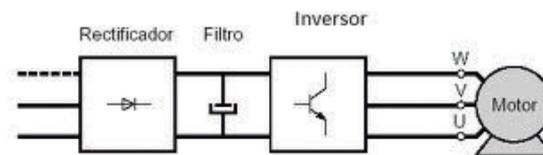


Figura 23. Esquema de un convertidor de frecuencia [20]

Diferentes algoritmos de control implementados en los variadores permiten trabajar con los valores de tensión y frecuencia en función de las necesidades de la aplicación.

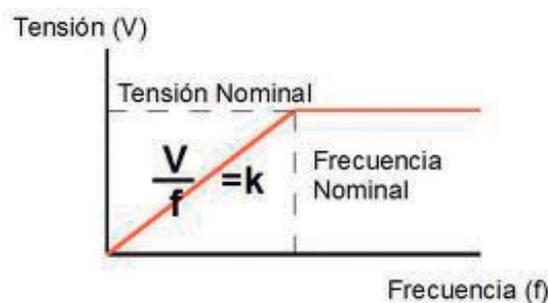


Figura 24. Ley tensión / frecuencia típica de un variador[21]

En particular, en muchas aplicaciones del sector industrial, se necesita el mantenimiento del par motor cualquiera que sea la velocidad: aplicaciones de manutención, elevación de cargas, cintas transportadoras, extrusoras etc. Por el contrario en las aplicaciones de movimiento de fluidos como bombas y ventiladores el par requerido es un valor proporcional al cuadrado de la velocidad y se necesita que el variador adapte la curva de tensión frecuencia a la demandada por la bomba para mejorar su funcionamiento.

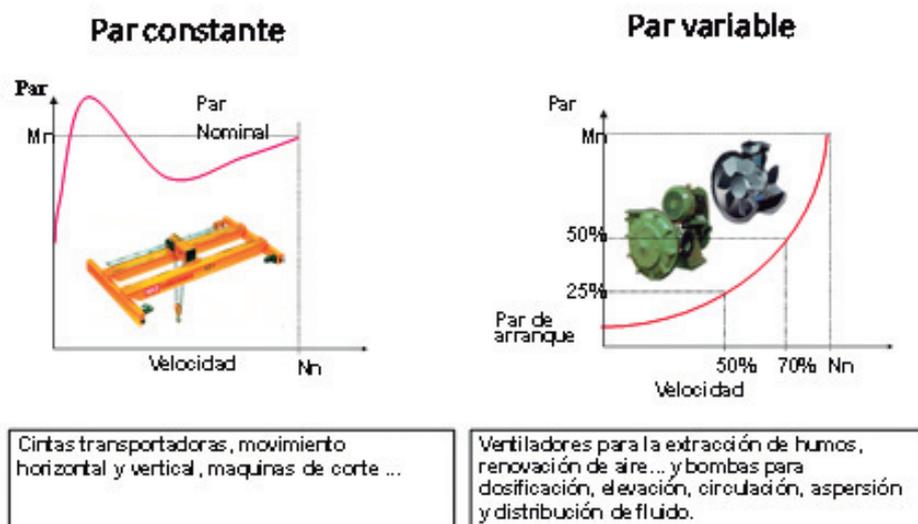


Figura 25. Tipos de cargas. Fuente: Charla Variación de Velocidad Schneider Electric[22]

Las bombas centrífugas, en general, pertenecen al tipo de carga de par creciente con la velocidad (par cuadrático). La mayoría de los variadores comerciales, según gamas, incorporan ya algoritmos de control para la aplicación de bombas. En el caso del bombeo solar la única diferencia es que la energía en vez de venir de una red pública establecida con un valor de tensión constante, viene de los módulos solares. La energía eléctrica en forma de corriente continua, es convertida en corriente alterna de tensión y frecuencia variables dependiendo de la potencia disponible del sol. A mayor potencia (mayor irradiancia) se tiene una frecuencia de salida y por tanto una velocidad de la bomba mayor. El caudal de agua suministrado por la bomba es proporcional a la velocidad de ésta.

Se trata de aprovechar al máximo en cada momento la irradiación solar disponible para la extracción del agua que se precisa. Eso se consigue con una parametrización particular del variador de frecuencia. Mediante un algoritmo **PID**, residente en el variador, se controla la tensión del bus interno de corriente continua. Este valor es reflejo de la energía disponible en cada momento y así se elabora la consigna de velocidad aprovechando, por tanto, la energía disponible del sol para variar la velocidad de la bomba. Las características propias de las bombas de tipo centrífugo suponen que, en cuanto se baja de un número de revoluciones, no empujen el agua necesaria para su correcto funcionamiento. Las bombas tienen unos márgenes de funcionamiento de velocidad que hay que respetar. Es necesario, para evitar daños en la bomba, respetar los mínimos de velocidad y caudal requeridos por ésta. Se trabaja con rangos de frecuencia comprendidos, típicamente, entre los 35 y los 50Hz.

En la *Figura 26* se puede apreciar un ejemplo de curvas características de altura- caudal, rendimientos y consumo de potencia de una bomba centrífuga sumergible. Se ha tomado un ejemplo para unas características de instalación de altura estática 50 m, un punto de trabajo de 60 m y 14 m³/h. Se dan las curvas para diferentes frecuencias de trabajo (31-50 Hz o expresado en revoluciones 1800-2865 r.p.m.). Aparecen, así mismo, los valores de caudales mínimos a respetar.

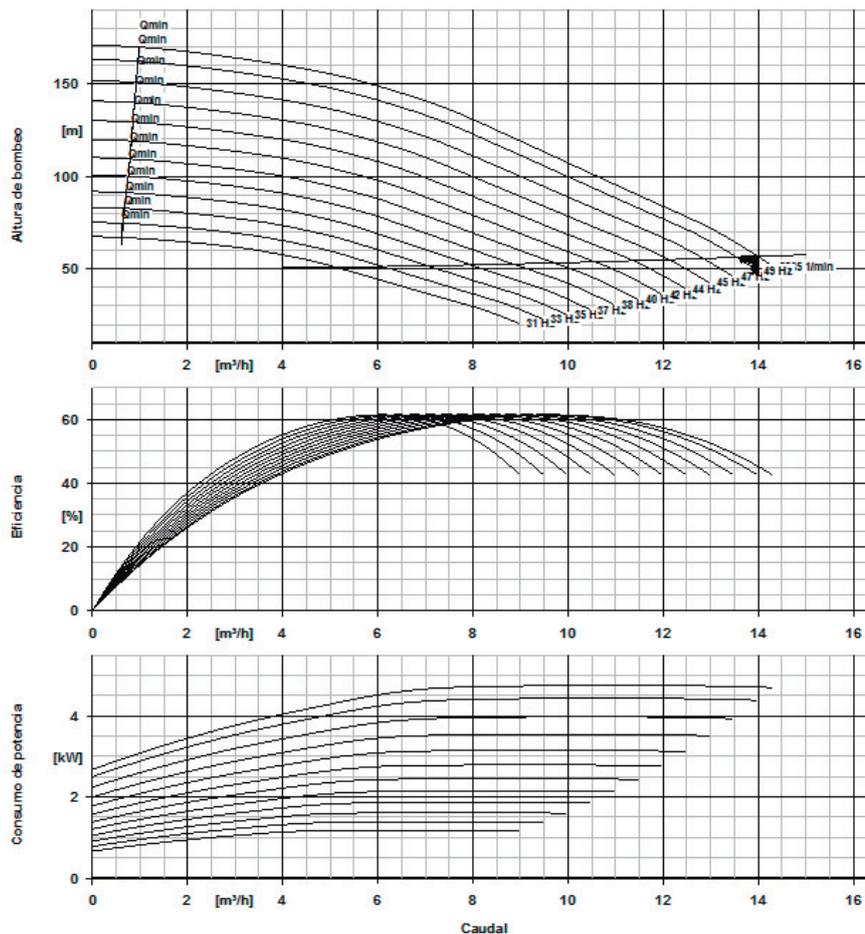


Figura 26. Curvas características para diferentes velocidades. Bomba sumergible KSB-Itur modelo S 100D-12/25 DN 100 5,5 [23]

El dimensionado del campo fotovoltaico dependerá de la elección efectuada de la bomba. En todos los casos, como se verá más adelante, debe ser superior a la potencia de la misma para poder utilizar el mayor rango posible de irradiación a lo largo del día.

Obsérvese, además, que el punto de trabajo queda a la derecha en la curva de la bomba y el rendimiento obtenido no es el máximo esperado. Este punto de elección no es casual y se elige así pensando en el tipo de aplicación. Como se ve en las curvas características, a diferentes velocidades, dependiendo de la irradiación disponible en cada momento del día el punto de trabajo se desplaza a hacia la izquierda. Si se observa la curva de rendimientos se ve que los puntos de valor máximo están entre el elegido y los situados a su izquierda. A diferentes irradiaciones los puntos de trabajo van a ir transitando por esa zona y se consigue así, a lo largo del día, optimizar el rendimiento global de la aplicación.

En el caso de bombas existentes alimentadas por una tensión estable, sea de red o de grupo electrógeno, las bombas se habrán elegido con los criterios habituales de optimización de funcionamiento en cuanto a potencia y rendimiento. En esos casos el rango de utilización de velocidades será menor y se debe verificar el margen de regulación disponible.

En la *Figura 27* se dan las curvas de irradiancia del mes peor (Enero). Estas curvas dan la información de potencia disponible a cada hora del día y permiten saber a partir de qué momento se dispone del valor requerido:

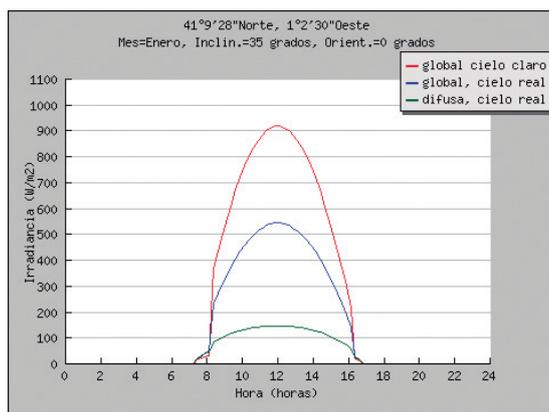


Figura 27. Curvas de irradiancia para el emplazamiento ejemplo en el mes de Enero. Fuente PVGIS

Mirando en la curva azul, que es la correspondiente a la potencia de radiación global en un día promedio del mes, para un cielo real, se ve que la irradiancia a las 12 h solares alcanza un valor de 550 W/m². que representa aproximadamente la mitad de la irradiancia que se necesita para dar la potencia pico de los módulos.

Analizando esta curva se puede determinar el valor mínimo de irradiancia que permite, en función del campo elegido, dar la potencia necesaria para el trabajo de la bomba. Es muy habitual trabajar con campos fotovoltaicos de entre 1,6 a 2 veces la potencia de la bomba tendiéndose hacia el valor de 2. Hoy en día la bajada de precios de los módulos fotovoltaicos hace que este factor no sea un valor tan determinante, como anteriormente, en el precio total de la instalación.

4.1.3 Sistema de control. Envío de datos.

El variador es el componente central de la regulación del sistema. Para su correcto funcionamiento hay que dotar al mismo de los elementos necesarios para una correcta automatización que permita el funcionamiento adecuado de la instalación.

En primer lugar la orden de arranque del sistema dependerá de la necesidad de agua del depósito o depósitos receptores, de la disponibilidad de agua en el origen del suministro (típicamente pozo) y de la energía disponible.

Se debe dotar al depósito receptor de las sondas de nivel que permitan conocer su estado. Es usual disponer de señal todo o nada para nivel máximo y mínimo y un nivel analógico que dé información de su valor. Para las señales de máximo y mínimo se puede utilizar un relé de sondas por conductividad u otras tecnologías como de flotador etc. Los de tipo ultrasonidos pueden ser muy adecuados para determinar el nivel analógico leyendo sobre la superficie libre del líquido. Es preciso tener información de que se dispone de nivel de agua suficiente en el pozo y para ello se pueden usar sondas de nivel hidrostático.



Figura 28. Ejemplo de relé de conductividad de sondas. Omron [30]

En la *Figura 29* se observa un modelo de sonda de nivel analógico por ultrasonidos, adecuada para determinar el nivel superior del agua en depósitos



Figura 29. Ejemplo de detector de nivel de ultrasonidos. Schneider[22]

Por otro lado, en la *Figura 30*, se ve un modelo de sonda hidrostática para determinar el nivel de agua en el pozo:



Figura 30. Ejemplo de sonda hidrostática de pozo. Kobold [31]

La señal de potencia solar disponible se obtiene mediante la instalación de un sensor de irradiancia como el mostrado en la *Figura 31*.



Figura 31. Sensor de irradiancia, IMT SOLAR, instalado al lado de un módulo solar [24]

Hay que contar además con las señales todo-nada proporcionadas por el sistema de protección anti -hurtos como pueda ser la detección con cable óptico corrido y la señal de presencia en caseta. Se dispondrá, así mismo, en la puerta del armario de control de un conmutador de mando AUTO-0-MAN para la orden general de mando así como de un piloto de señalización de defecto general (que se particulariza después en la pantalla del terminal HMI).

Se dará orden de marcha si hay petición de agua y se dispone de la suficiente potencia solar. Si hay petición de agua y no se dispone de irradiación suficiente hay que dar orden de arranque al grupo electrógeno. Si la no disponibilidad de energía solar es pasajera, debido por ejemplo al paso de una nube, convendrá temporizar para esperar a la entrada del grupo para evitar el excesivo número de arranques y paradas innecesarias.

Así mismo hay que tener información de que todo el sistema está disponible (posibles señales de alarma del variador, disparo de protecciones, disponibilidad del grupo electrógeno, sistema auxiliar de alimentación...).

En la tabla siguiente se recoge, a modo de ejemplo, una lista no exhaustiva de lo que podrían ser las señales necesarias en una instalación de pozo y depósito.

DEPOSITO	E digital	S digital	E analógica	S analógica
Nivel máx.	1			
Nivel mín.	1			
OK regulad. Batería	1			
Lectura nivel			1	
TOTAL DEPOSITO	3		1	
POZO				
Marcha Auto	1			
Marcha Man.	1			
Sensor irradiancia			1	
Sonda hidrostática			1	
Caudalímetro			1	
OK variador	1			
Defecto aislamiento	1			
OK regulad. batería	1			
Cosido placas	1			
Intrusión caseta	1			
Piloto marcha		1		
Piloto defecto OK grupo electróg.	1	1		
TOTAL POZO	8	2	3	

Figura 32. Tabla ejemplo listado de señales de E/S. Elaboración propia.

Para la combinación de estas señales y otras que no se ponen aquí de manifiesto (por ejemplo compensación estacional del punto de consigna, de tensión de trabajo del campo fotovoltaico en función de la temperatura...) hay que disponer de un pequeño autómatas programable que complemente al variador en la realización de las tareas de control del sistema completo. En la práctica es común disponer de dos o más de éstos pequeños

y baratos autómatas: uno en la parte del pozo y otro en el depósito para recoger las señales de nivel y otras señales necesarias. En el pozo se sitúa el corazón del sistema formado por el armario de protección y control de potencia con el variador y los elementos de protección eléctrica.



Figura 33. Pequeño autómata tipo Twido de Schneider Electric [22]

Es común, así mismo, disponer un terminal gráfico táctil de operador que permita la modificación de los parámetros esenciales de la instalación como son: nivel máximo y mínimos de depósito, nivel analógico de depósito, nivel analógico de pozo, valor de irradiancia, informar de las alarmas presentes en el sistema :señales de defecto de variador, señales de defecto de las protecciones, y seleccionar de formas de marcha, configuración de envío de mensajes SMS, señales de configuración de la comunicación radio etc....

En la Figura 34 se puede ver un ejemplo de un pequeño terminal de 5,7 pulgadas



Figura 34. Terminal HMI Schneider[22]

Para intercambiar las señales con las diferentes estaciones del sistema pozo y depósito o depósitos así como eventualmente poder mandar mensajes a móviles se utilizan preferentemente sistemas de comunicación radio tipo GSM/GPRS. En muchos casos se prefiere establecer una comunicación modem radio específica para los autómatas entre sí, estableciendo una segunda unión tipo GPRS desde el autómata que resulte más cercano a la población que presente mejor cobertura de servicios de datos vía telefonía móvil.



Figura 35. Ejemplo modem-radio. Step [32]

En algunos casos, si la distancia no es muy grande (centenares de metros) puede ser interesante la utilización de fibra óptica, aprovechando el tendido de las tuberías, para poder tener un gran ancho de banda y poder pasar más información. Es el caso de querer pasar señal video para los sistemas de vigilancia de seguridad.

Para estos sistemas de control se debe contar en las diferentes estaciones con un pequeño sistema autónomo fotovoltaico con batería que proporcione la tensiones auxiliares de alimentación para el sistema de control, típicamente 24 V de corriente continua y 230 V de corriente alterna a través de un pequeño inversor DC/AC con valores de potencia del orden de los 500 VA para el conjunto.

En algunas instalaciones puede ser necesario recabar información de niveles del pozo de suministro de agua. También se puede requerir un seguimiento de los niveles del pozo para tener un histórico de su comportamiento. La presencia de la sonda de nivel permite recoger toda esta información. Se efectúa una medida de nivel estático justo antes de empezar el bombeo a primera hora de la mañana y muestras periódicas del nivel dinámico a diferentes horas cuando se está extrayendo caudal.

Estos valores, junto con las otras variables de la instalación, se pueden enviar a un sistema de monitorización y supervisión tipo scada. Este sistema puede ser local o remoto (en la nube).

En el primer caso hay que disponer de un ordenador físico en la estación de control con un software de supervisión al uso. En el segundo se encarga a una empresa de servicios de automatización una aplicación de computación en la nube mediante un alquiler mensual u otra modalidad. Este tipo de aplicaciones en la nube permiten liberar al explotador, que no tiene por qué tener conocimientos avanzados de informática, de las tareas de mantenimiento del sistema de supervisión. Además facilita al usuario la consulta y gestión de los datos de su interés desde cualquier punto con conexión de datos.



Figura 36. Ejemplo de pequeño autómatas con módulo GSM asociado. Siemens Logo [25]

4.1.4 Grupo electrógeno

En las aplicaciones de abastecimiento de agua es necesario prever la disposición de un grupo electrógeno como fuente de apoyo al generador fotovoltaico. Parámetros de diseño como volúmenes de agua necesarios según épocas del año, número de habitantes y usos en diferentes periodos, volumen del depósito, climatología adversa o consumos de agua excepcionales (llenado de piscinas u otros) pueden hacer necesario el uso de dicha fuente alternativa para satisfacer las necesidades hidráulicas.

Los grupos electrógenos poseen una tecnología muy consolidada. Tienen una amplia historia de utilización en multitud de aplicaciones en los diferentes sectores industrial, infraestructuras, gran terciario (hospitales) o incluso doméstico.

Para las aplicaciones objeto de esta guía el grupo electrógeno más utilizado corresponde con un grupo de potencias que puede variar en el intervalo de 5 a 30 kW como el de la fotografía:



Figura 37. Grupo electrógeno 17,7 kW servicio Standby. Himoinsa [26]

Son aplicaciones realizadas con grupos movidos mediante motores de gasóleo descartándose los grupos de gasolina por el coste del combustible así como la peligrosidad en su almacenamiento y por la menor gama de potencias disponibles.

Un parámetro a considerar en la elección del grupo es el régimen de trabajo que puede ser de 1500 rpm o 3000 rpm, lógicamente la vida útil del grupo se alarga cuánto menor es su régimen de trabajo y suele estar en torno a las 15.000 a 20.000 horas de funcionamiento, para un grupo de 1500 rpm, de las marcas comerciales más reconocidas.

Otro factor importante a tener en cuenta, en la elección del grupo, es la presencia del variador de frecuencia en el accionamiento de la bomba. Éste permite un arranque suave con control de la corriente (idealmente se puede arrancar prácticamente a corriente nominal de la bomba ya que, como se ha visto, una bomba centrífuga presenta una curva de par cuadrática con un valor inicial muy bajo). Por el contrario hay que tener en cuenta que en una aplicación de sólo grupo electrógeno para arranque de la bomba, aún con arranque estrella-triángulo, es preciso dimensionar el grupo al menos 2 veces la potencia de la bomba a la que va a dar servicio.

Se requiere que el grupo electrógeno disponga de arranque automático para que el autómata de control pueda dar la orden de arranque cuando las condiciones de la instalación así lo requieran. Hay que prever, en el armario de protección y control, de una conmutación de fuente entre el campo fotovoltaico y el grupo electrógeno. Una conmutación con contactores convenientemente elegidos, para el servicio a realizar, puede ser la adecuada.

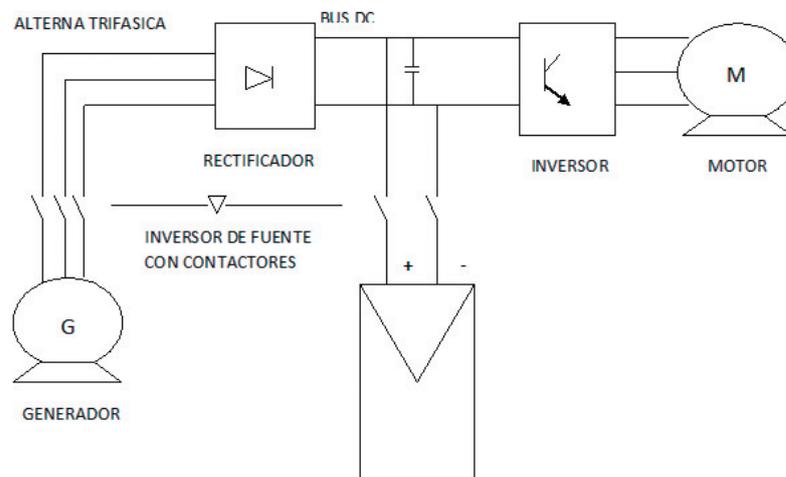


Figura 38. Esquema de principio conmutación FV-Grupo. Fuente: Elaboración propia

Se debe contemplar, en la parte de control, el hecho de informar al autómata de las condiciones de trabajo del grupo. Puede ser, como mínimo, una señal todo-nada (OK del grupo) que informe de que no hay ninguna anomalía. En sistemas más evolucionados o de mayor potencia se podrá, además, informar de otros eventos o alarmas: nivel bajo de combustible, defecto en baterías de arranque, calentamientos indebidos en el motor o generador etc. Estos parámetros pueden igualmente reportarse al sistema de supervisión elegido.

4.1.5 Sistema antirrobo.

Se ha acumulado, en estos años de aplicación de la tecnología fotovoltaica, una gran experiencia al respecto. Se han desarrollado productos y sistemas específicos y han aparecidos muchas empresas especialistas en el sector.

Existe infinidad de productos desarrollados para esta finalidad: sistemas ópticos, cables sensibles, sensores perimetrales, detectores volumétricos, cosidos de módulos, sensores enterrados etc. Cualquier sistema de seguridad debe responder a las necesidades que se planteen como son: el monto de la inversión que se quiere proteger, el emplazamiento dónde se ubica, si se piensa, o no, conectar la instalación a un centro de recepción de alarmas (llamados C.R.A) y también muy fundamentalmente si se piensa asegurar la instalación. Los términos en que se van a negociar las primas con la empresa aseguradora van a depender del sistema de seguridad instalado.

Conviene destacar que la legislación sobre seguridad privada ha evolucionado en los últimos años hasta la muy reciente ley 5/2014 de Abril del 2014 adaptándose a las características de este sector, armonizando los intereses de los explotadores y usuarios de las instalaciones con el resto de la sociedad y las Fuerzas de Seguridad del Estado. En particular la orden ministerial INT/316/2011, de 1 de febrero, sobre funcionamiento de los sistemas de alarma en el ámbito de la seguridad privada, vino, entre otras cosas, a definir los métodos para verificar las falsas alarmas comunicadas por los CRA's. Anteriormente el tema de las falsas alarmas era considerado un mal endémico, produciéndose discrepancias entre las empresas de servicios y los cuerpos de seguridad e incluso multas asociadas a fallos en la verificación.

Si se piensa conectar la instalación con un centro de recepción de alarmas se necesita la elaboración de un proyecto, la instalación y la certificación de la misma por una empresa homologada.

En caso contrario el sistema de control propio de la instalación de bombeo es suficiente para recoger, en el autómata, las señales provenientes de los sensores de seguridad y mandar, vía mensajería móvil, aviso a los usuarios. En este segundo caso el sistema queda fuera de la normativa de seguridad privada. Tal y como recoge el reglamento no se pueden reportar alarmas a las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad porque esta comunicación es exclusiva de la empresas de seguridad explotadoras de centrales de alarmas.

Se indican a continuación dos de los elementos más comúnmente utilizados en el tipo de instalaciones de bombeo objeto de este dossier, como son: el sistema de cosido de placas y los detectores volumétricos anti-intrusión para la caseta dónde se ubican los armarios eléctricos y los dispositivos de control de la instalación.

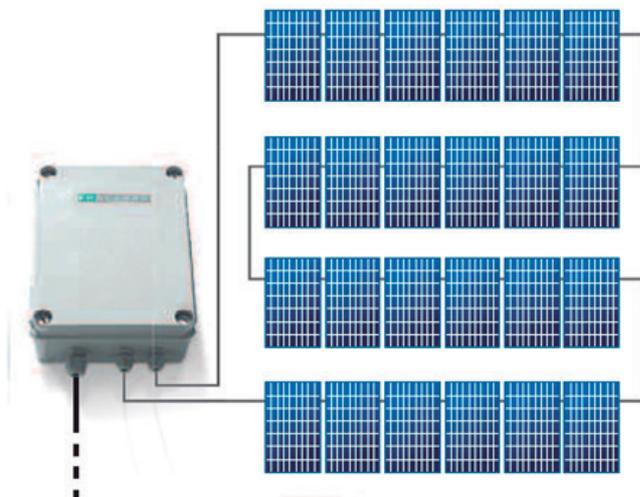


Figura 39. Cosido de placas con cable de fibra óptica. Sistema Cobra de Fracarro [33]

Mediante el envío de una señal luminosa codificada, en el anillo de fibra, el sistema es capaz de analizar la señal de retorno y comunicar cualquier intento de corte de la fibra (operación indispensable para sustraer un panel).



Figura 40. Detector volumétrico infrarrojo. UTC Fire & Security [34]

Este tipo de detectores son de tecnología infrarroja vectorial, crean unas cortinas verticales, son capaces de discriminar una fuente de intrusos frente a una fuente estacionaria de calor y tienen detección ante intentos de enmascaramiento (tecnología anti-masking).

Las señales todo o nada de los detectores son cableadas al automático de control o a la centralita de alarmas según corresponda para su ulterior gestión.

4.2 Ejemplo de aplicación.

Para ilustrar los apartados anteriores se procede a realizar un ejemplo de aplicación de abastecimiento de agua a un municipio.⁹

Para ello partimos de los siguientes datos de entrada:

Irradiación solar mensual en Bañón (Teruel)

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 40°51'43" Norte, 1°10'5" Oeste, Elevación: 1167 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 35 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.1 %

⁹ Los datos de este ejemplo se toman del proyecto de Mejora del abastecimiento de agua para consumo humano en Bañón (Teruel), realizado por el Ingeniero de Caminos José Antonio Alonso y cuyo anejo eléctrico está redactado por Eiger Ingenieros, autores de esta misma guía técnica.

Mes	H_h	H_{opt}
Ene	1850	3010
Feb	2910	4340
Mar	4120	5220
Abr	5180	5600
Mayo	6040	5860
Jun	6960	6440
Jul	7340	6950
Ago	6310	6600
Sep	4950	6000
Oct	3430	4850
Nov	2160	3490
Dic	1820	3090
Año	4430	5120

H_h : Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m²/día)

H_{opt} : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m²/día)

Se puede apreciar que para el mejor mes, Julio, la irradiación para un día promedio es de 6.950 Wh/m² y día, mientras que para el peor mes, Enero, es de 3010 Wh/m² y día para el ángulo óptimo de inclinación que es de 35°.

Así pues tomaremos un ángulo de inclinación de las placas de 35° y un número de horas solares pico de 6 para el mes de Julio. Este número de horas es el que se emplea, junto con los parámetros de alturas de elevación y caudales necesarios, para el dimensionamiento de la bomba.

Los datos de alturas y caudales se obtienen del proyecto mencionado y son los siguientes:

- Caudal 18 m³/h
- Altura manométrica (altura geométrica + altura de pérdidas): 192 m.

Lo que da la potencia de bomba y campo fotovoltaico de:

- Potencia bomba 12,48 kW
- Potencia motor eléctrico 15 kW
- Potencia campo fotovoltaico 30 kWp

Se trabaja con el módulo de ATERSA modelo A250P GSE cuyas características son las siguientes:

- Potencia Máxima (P_{máx.}): 250 W
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}): 31,26 VDC

La tensión de trabajo del variador en el lado del bus de continua será nominal¹⁰ de 310 VDC, lo que determina esa misma tensión del campo fotovoltaico y la agrupación de módulos. Tendremos:

- Número de módulos en serie: 10
- Tensión de trabajo 10 x 31,26 VDC = 312,6 VDC
- Número total de módulos 30.000 W / 250 W = 120 módulos

¹⁰ Es un parámetro ajustable en torno a ese valor como se explica en el apartado dedicado al variador.

La disposición elegida es:

- Tres agrupaciones de 40 módulos cada una.
- Posición apaisada¹¹ en cuatro filas en vertical de 10 módulos por fila.
- Instalación fija.
- Inclinación: 35 grados sobre la horizontal.
- Orientación: Sur.
- Separación por sombras entre agrupaciones: 10 metros en horizontal, calculado según PCT- IDAE

Para la elección de la bomba se parten de los mencionados datos de diseño de:

- Caudal 18 m³/h
- Altura manométrica 192 m.

Para el tipo de abastecimiento a partir de pozos profundos el tipo de bomba universalmente utilizada es la bomba sumergida tipo centrífuga multietapa accionada por motor asíncrono trifásico.

Basándose en los programas de cálculo del fabricante KSB-ITUR, de reconocida trayectoria y amplia experiencia en el sector, se elige el siguiente modelo de bomba sumergible (ver Figura 41)

UPA 150C-16/25 UMA 150E 15/21



Figura 41. Bomba sumergible UPA 150C-16/25 de KSB Itur

Se indica a continuación la curva característica Caudal - Altura (Q – H) de la bomba para el punto de trabajo (18 m³/h, 192m):



Figura 42. Curva Q-H bomba UPA 150-16/25 de Ksb-Itur

¹¹ La disposición apaisada u horizontal es la más adecuada para prevenir los bloqueos de los módulos en caso de sombras. La organización interna de los módulos fotovoltaicos en tres líneas de células hace que en caso de ocultamiento de una franja del módulo se vea afectadas una o dos o tres de las líneas en lugar de las tres simultáneamente. En el caso que nos ocupa con el cálculo y diseño de distancias entre módulos efectuado este efecto va a ser despreciable pero se elige esta disposición por ser, en general, más profesional.

Hay que observar que el punto de trabajo queda un poco a la derecha en la curva. Este punto de elección no es casual. Se elige así pensando en el tipo de aplicación. Como se verá más adelante con las curvas características a diferentes velocidades, dependiendo de la irradiación disponible en cada momento del día, el punto de trabajo se va a ir viendo desplazado a diferentes lugares hacia la izquierda de la curva. Si se observa la curva de rendimientos:

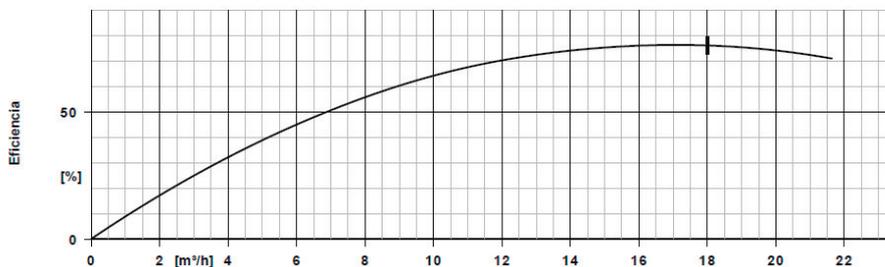


Figura 43. Curva Q-Rendimiento Bomba UPA 150C 16/25 de Ksb-Itur

Se observa que los puntos de máximo rendimiento están en el elegido y a su izquierda. Como a diferentes irradiaciones los puntos de trabajo van a ir transitando por esa zona, se consigue a lo largo del día **optimizar el rendimiento global de la aplicación.**

Se indican a continuación las curvas (Q - H) para diferentes velocidades:

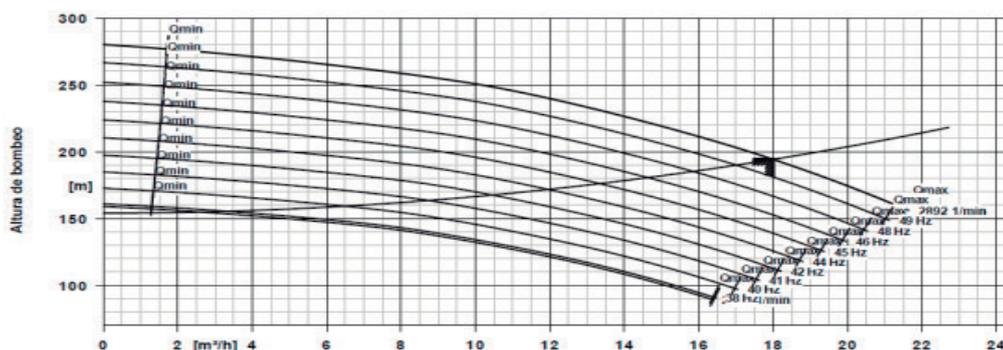


Figura 44. Curvas Q-H a velocidad variable Bomba UPA 150C 16/25 de Ksb-Itur

Se observa que respetando siempre el caudal mínimo exigido por la bomba de 1,71m³/h se podrá bajar prácticamente hasta los 38Hz dando una altura todavía de en torno a los 155 metros con una velocidad en torno a las 2200 r.p.m. según catálogo.

Si se analizan ahora las curvas de potencia consumida por la bomba para diferentes velocidades:

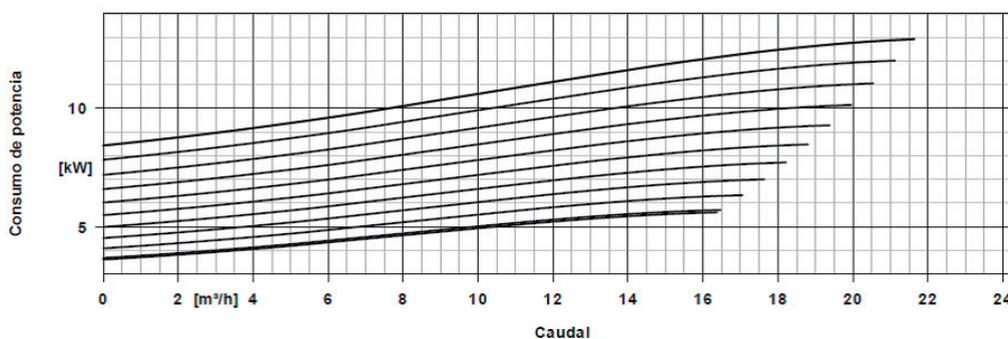


Figura 45. Curvas Q-Potencia a velocidad variable Bomba UPA 150C 16/25 de Ksb-Itur

Se tiene que, para la curva de 38Hz (trazo grueso) para el valor $3 \text{ m}^3/\text{h}$ se necesita una potencia en el eje de la bomba de aproximadamente 3 kW. El rendimiento del motor trabajando a este régimen de carga es del orden del 70% (nótese que a plena carga llega hasta el valor de 81,8%). Esto da una potencia mínima de unos 4,3 kW de motor.

Se muestra la curva de irradiancia para el punto del emplazamiento para el mes de Enero :

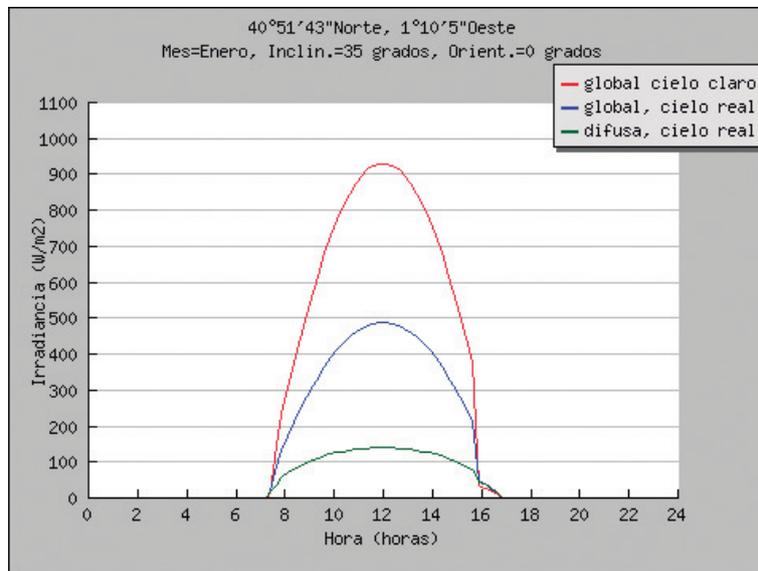


Figura 46. Curva de Irradiancia para Bañón (Teruel) Fuente: PVGIS 2014

Mirando en la curva azul que es la correspondiente a la potencia de radiación global para un día promedio del mes para un cielo real, se ve que la irradiancia a las 12h solares alcanza un valor muy próximo a los 500 W/m^2 , que representa la mitad de la irradiancia que se necesita para dar la potencia pico de los módulos. Es decir se dispondrá de la potencia nominal requerida por el motor en la aplicación: 15 kW. Se ve también que para un día promedio se dispondrá aproximadamente entre las 8:30 a las 15:30 horas de la mañana de los 5 kW necesarios para el funcionamiento del sistema en su punto de mínima velocidad.

El funcionamiento del sistema de bombeo fotovoltaico se basa en la utilización de un variador de velocidad tipo convertidor de frecuencia para motor de corriente alterna de características estándar de mercado.

En este caso se ha optado por la utilización de un variador de la marca OMRON tipo 3G3MX2A2150E para motor trifásico de 230 Va.c. de 15 kW de potencia capaz de suministrar una corriente en régimen permanente de 60 A. Como el mostrado en la imagen:



Figura 47. Variador de velocidad OMRON 3G3MX2A2150E [30]

El variador adaptará la velocidad de la bomba en función de la potencia que esté entregándole el campo fotovoltaico para no agotar la energía almacenada en el condensador del bus de continua. La medición de esta potencia entregada por el campo se realiza midiendo el nivel de tensión en el bus DC del variador.

Con estas consideraciones, el modo de trabajo es realizar un control PID de la tensión en el bus DC del variador, utilizando una salida analógica configurada como "Tensión en el bus DC" y cableando esta salida analógica a una entrada analógica del variador que se utilizará como realimentación de control PID.

La consigna de entrada de control PID, por tanto, será el valor de tensión en el bus DC que se quiere mantener en el variador, y que deberá ser teóricamente el valor de V_{mp} tensión en el punto de máxima potencia. En nuestro caso, como se ha indicado, $10 \times 31,26 = 312,6 \text{ VDC}$

5. Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Las instalaciones solares fotovoltaicas se caracterizan por ser instalaciones que requieren escaso mantenimiento. Si están bien diseñadas no es de esperar que se produzcan averías en la instalación.

Por su propia configuración, carente de partes móviles, los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es exigente y rara vez presentan problemas. Es muy importante la inspección periódica visual de los módulos para detectar defectos que se han reportado en algunas instalaciones como pueden ser:

- Aparición de **puntos calientes** en módulos y cajas de conexiones. Un punto caliente aparece si una zona o célula del módulo trabaja a temperaturas significativamente superiores al resto. Es un defecto importante puesto que es causa de pérdidas energéticas y acorta la vida del módulo. Su detección es sencilla mediante un análisis termográfico de la instalación.
- **Amarilleamiento**: consiste en un cambio de coloración de ciertos componentes del interior del laminado provocado, fundamentalmente, por la acción de la radiación ultravioleta. No existe acuerdo en el sector sobre su influencia a largo plazo en la producción o durabilidad de los módulos. Puede inferirse que, en el caso de que el componente amarilleado sea el material encapsulante, éste suponga un filtro para la radiación que incide en las células fotovoltaicas y por tanto una cierta pérdida de potencia.
- **Babas de caracol (snail tracks) o gusanos**: son objeto de un importante debate en el seno del sector en la actualidad. Consisten en la decoloración de los hilos de metalización de la parte frontal de las células que dan lugar a marcas similares a gusanos o las huellas que dejaría un caracol al pasar por el módulo (de ahí su nombre). Su influencia en la producción y la durabilidad de los módulos, aun no estando completamente descrita, depende en gran medida de su forma y la zona de la célula en que aparece.
- **Delaminaciones y burbujas**: consisten en la pérdida de adherencia del encapsulado y puede ser debida a distintos factores. Puede dar lugar a pérdidas de potencia y/o de aislamiento eléctrico.

Cuando se encuentren estos defectos en la instalación, es importante comunicarlo al fabricante del módulo.

La suciedad que pueda acumular el panel reduce su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa pero con acumulación de suciedad pueden llegar a ser de un 5% o más.

Se recomienda una limpieza periódica de los paneles especialmente después de una lluvia de barro, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares. La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano). Así mismo es necesario comprobar, periódicamente, la integridad de los módulos: cristal de protección roto (normalmente debido a acciones externas), que los marcos de los módulos no tengan deformaciones o rotura, ausencia de sulfataciones de contactos, oxidaciones, etc.

Siendo la estructura de soporte realizada en aluminio o acero galvanizado en caliente y con tornillos y pinzas de sujeción de acero inoxidable no se requiere mantenimiento anticorrosivo.

El otro elemento característico de estas instalaciones es el **convertidor de frecuencia** o variador de velocidad. Hay que resaltar aquí, como se ha explicado, que se utilizan convertidores de frecuencia comerciales de mercado, de propósito general, para aplicaciones de motores asíncronos de jaula de ardilla. Estos convertidores han sufrido una larga evolución a lo largo de sus treinta años de utilización en las aplicaciones industriales y de infraestructuras. En las más variadas aplicaciones y en entornos muy diversos. Un mercado muy competitivo

ha hecho que su evolución técnica haya sido muy notable con mejoras continuas en sus prestaciones y, muy importante, en su fiabilidad. Al día de hoy es una tecnología muy madura. La electrónica de potencia ha mostrado gran fiabilidad si se respetan, al igual que el resto de componentes electrónicos como autómatas etc., sus características térmicas. Es decir, si se utiliza dentro de los rangos de intensidades y temperaturas para los que están concebidos.

En estas aplicaciones para el accionamiento de bombas se tiene un control total sobre él: se pueden controlar velocidades, limitar corrientes, rampas etc. en definitiva el punto de funcionamiento de las bombas. No se producen, además, arranques y paradas muy frecuentes (sí cambios de velocidad con las condiciones de irradiación). En general se puede afirmar que no es un trabajo delicado o especial desde el punto de vista del variador. Su único enemigo pueden ser las descargas atmosféricas para las que la instalación tiene que estar convenientemente equipada con descargadores de sobretensiones.

El resto de la instalación eléctrica, incluida la electrónica de control, no presenta ninguna característica que la haga diferente del resto de instalaciones eléctricas y puede ser atendida por personal cualificado de cualquier empresa instaladora clasificada con categoría Especialista¹². El programa del autómata, una vez ajustado en la puesta en marcha, no requiere ninguna atención salvo cambios funcionales que se quieran añadir o modificar en la instalación. Además los autómatas disponen de memorias de salvaguardia que recuperan la aplicación en caso de fallo o avería grave. Casi el único elemento que puede requerir algo de atención es la batería del pequeño sub-sistema fotovoltaico que proporciona las tensiones auxiliares de control.

Las bombas sumergibles son así mismo otro de los elementos que ya cuentan con una historia detrás y si las condiciones de utilización (fundamentalmente la no presencia de arenas en el agua) están dentro de los parámetros especificados por el fabricante, no son elementos que necesiten especial atención. Téngase en cuenta que extraer una bomba sumergida a sesenta y cinco metros de profundidad con una tubería metálica de impulsión vertical con tramos unidos con bridas, no es una operación sencilla y debe evitarse realizarlo con frecuencia.

Para el buen funcionamiento del motor, en cuanto la refrigeración del mismo, se han de tener en cuenta las especificaciones del fabricante. Por ello es necesario garantizar una velocidad mínima de circulación del agua entorno al motor. Se equipará la bomba de funda o camisa de refrigeración para ayudar al forzado de paso del agua, cuando se requiera, en pozos de diámetro muy grande respecto al de la bomba.

Por otro lado los variadores de velocidad equipan software muy elaborado y largamente probado de protección de calentamiento del motor por imagen térmica. La presencia del variador es una garantía añadida de protección del motor de la bomba.

A modo de resumen se deben verificar en un mantenimiento preventivo, que debería realizarse anualmente, como mínimo los siguientes puntos:

- Verificación de todos los componentes y equipos de la instalación.
- Revisión del cableado, protecciones, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad del sistema.
- En la estructura soporte: revisión de daños en la misma, deterioro por agentes ambientales, oxidación etc.
- Baterías de tensiones auxiliares: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- En el variador verificar alarmas e indicadores.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles ...

6. Seguridad y salud en las instalaciones fotovoltaicas.

En cumplimiento de la ley 31/97, del 8 de Noviembre, en materia de Prevención de Riesgos Laborales y el desarrollo, de varios de sus apartados, en el Real Decreto 614/2001 del 8 de Junio, que establece las protecciones

¹² Ver apartado 6 referente a normativa y legislación aplicable

mínimas de Seguridad y salud para los trabajadores frente al riesgo eléctrico se debe justificar la procedencia o no de un Estudio de Seguridad completo o, por el contrario, se debe redactar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Para ello, el RD 1627/97 establece, en su artículo 4 del Capítulo 2, que se deben comprobar los siguientes supuestos:

- El presupuesto de ejecución por contrata (PEC) sea igual o superior a 450.759,08 €
- La duración estimada de la obra sea superior a 30 días laborables empleándose en algún momento de la misma, a más de 20 personas trabajando simultáneamente.
- El volumen de obra, entendido como la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores, en la obra sea mayor de 500.
- Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Si se dan alguno de los supuestos anteriores el estudio procedente es un Estudio de Seguridad y Salud, en caso contrario basta con que el promotor incluya, en la fase de redacción del proyecto un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

En cumplimiento del artículo 6 del RD 1627/97 se procede a la identificación de riesgos. Éstos se dividen en dos tipos:

1. Evitables completamente, en cuyo caso se procederá a identificar las medidas técnicas disponibles para ello.
2. No evitables completamente especificando las medidas técnicas y preventivas a adoptar para minimizar el riesgo.

La ley de prevención de riesgos laborales, expresa en su artículo 16 apartado 2, que habiéndose identificado los riesgos para las personas, en el proceso anterior, se debe proceder a implementar las medidas preventivas necesarias encaminadas a eliminar, o en su defecto, a reducir en lo posible, la existencia de los mismos.

Para ello se aplicarán, en cada uno de los puestos de trabajo involucrados, las medidas de protección colectiva y equipos de protección individual necesarios y siempre en este orden, según expresa el apartado 1 del artículo 15 punto h y en su artículo 17, apartado 2 que dice expresamente: "Los equipos de protección individual deberán utilizarse cuando los riesgos no se puedan evitar o no puedan limitarse suficientemente por medios técnicos de protección colectiva o mediante medidas, métodos u organización del trabajo".

Como dato singular, para la protección de personas, en este tipo de aplicaciones cabe reseñar el empleo de dispositivos de seguridad que, protejan de fugas a tierras y contactos indirectos. Hay que prever además de la instalación de red de tierras la de un elemento de vigilancia de aislamiento combinado con un interruptor automático (vigilante de aislamiento + Interruptor motorizado de continua con puesta a tierra). Al recibir la orden del relé vigilante de aislamiento el interruptor desconecta el variador de los paneles, los cortocircuita (la corriente de cortocircuito de los paneles es ligeramente mayor a la de trabajo y es soportable por éstos sin deterioro) y los pone a tierra.

Una solución muy adecuada puede ser el módulo FAC3+NINFAC del fabricante PROAT con una configuración en T (puesta a tierra).



Figura 48. Módulo de protección Proat modelo FAC3+NINFAC [35]

7. Aspectos económicos.

En el caso de tener una red eléctrica ya establecida para la instalación de un bombeo, los estudios realizados hasta la fecha entre otros por Fedrizzi [27] y David Cruz Baldán [28], no aconsejan en ningún caso la utilización de una fuente fotovoltaica debido a los altos periodos de amortización necesarios (mínimo a partir de quince años). Por tanto se debe estudiar, en cada caso, muy detenidamente la oportunidad de realizar o no la instalación fotovoltaica en función del sistema tarifario vigente y de las negociaciones de los términos de potencia y energía con la compañía suministradora.

El estudio que sigue se realiza estableciendo los ahorros en combustible evitado que supone la implementación de un campo fotovoltaico con grupo electrógeno frente a una instalación con grupo solo.

Para el estudio se han tomado en cuenta las siguientes asunciones:

- Se toma el coste del gasóleo agrícola, no el de automoción. Se ha tomado a 1€/litro
- Incremento anual del precio de combustible 5%. Valor conservador para un mercado tan constante evolución al alza.
- Para el estudio se considera el total de la inversión con recursos propios. No hay préstamos.
- Los precios del estudio se hacen con material instalado sin IVA
- Se toma como ejemplo una instalación tipo de 15 kW de potencia de bomba.
- El consumo de combustible por kWh promedio que se ha tomado es de 320cc.
- El precio global de la instalación por watio de bomba para este tipo de aplicaciones oscila entre los 3,5 a 4,5 €/watio bomba dependiendo de las condiciones del emplazamiento, potencia de la aplicación, grado de automatización y supervisión, etc. Para una potencia tipo del estudio económico de 15 kW se toma el valor de 60.000 €/kWb
- Los costos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos se consideran entre el 0,5% y el 1,5% anual [29] del coste total de la inversión. Se toma un 1%. Para una instalación de 15 kW de bomba $15 \times 4.000 \times 0,01 = 600\text{€/año}$
- En una instalación con grupo el coste de mantenimiento propio asociado al grupo electrógeno corresponde con los costes asociados a la mano de obra de reposición del combustible y al mantenimiento periódico. Para un depósito de entre 500 y 1.000 litros de capacidad se puede estimar en 40€/mes. El mantenimiento periódico del grupo más filtros y aceite (consumo de 0,27 gr/kWh) se estima en 200€/año. Lo cual da un total de $40 \times 12 + 200 = 680\text{€/año}$.
- De las diferentes posibilidades que se van a encontrar en las aplicaciones de abastecimiento de agua, en función de las necesidades de los volúmenes de agua según épocas del año, el número de habitantes y usos en diferentes periodos, volumen del depósito... para el estudio económico se toman dos casos tipo:
 - **Caso 1:** 8 horas de bombeo diario en periodo verano (6 meses) y 4 horas de bombeo diario el resto del año (6 meses).
 - **Caso 2:** 8 horas de bombeo diario iguales para todo el año
- La potencia del campo fotovoltaico que se toma para este cálculo es de 2 veces el valor de la potencia de la bomba.
- Hay que tener en cuenta que en la aplicación con grupo electrógeno solo, la potencia del mismo tiene que ser, como se ha visto, mayor. En este caso los precios que se toman son 7.500€ y 5.500€.
- Para el cálculo del consumo eléctrico del motor de la bomba se toma un régimen de trabajo del 75% que corresponde al punto de trabajo esperado para un caso típico de bomba sumergible (13,5 kW), lo cual supone 15 kW en el motor

Para una potencia de bomba de 15 kW y un campo fotovoltaico asociado de 30 kWp se toman de PVGIS los datos de producción en kWh asociados al punto del ejemplo 41°9'28" Norte, 1°2'30"Oeste para la inclinación óptima, que se muestran a continuación:

Sistema fijo: inclinación=35°, orientación=0°				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	80.70	2500	3.32	103
Feb	108.00	3020	4.51	126
Mar	125.00	3870	5.39	167
Abr	130.00	3900	5.71	171
Mayo	132.00	4100	5.94	184
Jun	143.00	4280	6.54	196
Jul	153.00	4750	7.10	220
Ago	145.00	4500	6.69	207
Sep	135.00	4050	6.07	182
Oct	110.00	3420	4.80	149
Nov	89.20	2680	3.72	112
Dic	79.20	2460	3.26	101
Media anual	119	3630	5.26	160
Total para el año	43500		1920	

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

PVGIS © Comunidades europeas, 2001-2012

A partir de estos datos de producción, el estudio contempla, según los casos enunciados, el funcionamiento del grupo para completar los déficits de producción fotovoltaica cuando se producen.

Conviene destacar que no se considera, en ningún caso, reposición del grupo electrógeno, porque no se supera la vida útil estimada, por los fabricantes, de 20.000 horas, en todo el periodo de vida de las placas.

A continuación se presentan las gráficas, para cada caso, correspondientes a las evoluciones del VAN *Figura 49* y Beneficio acumulado *Figura 50*.

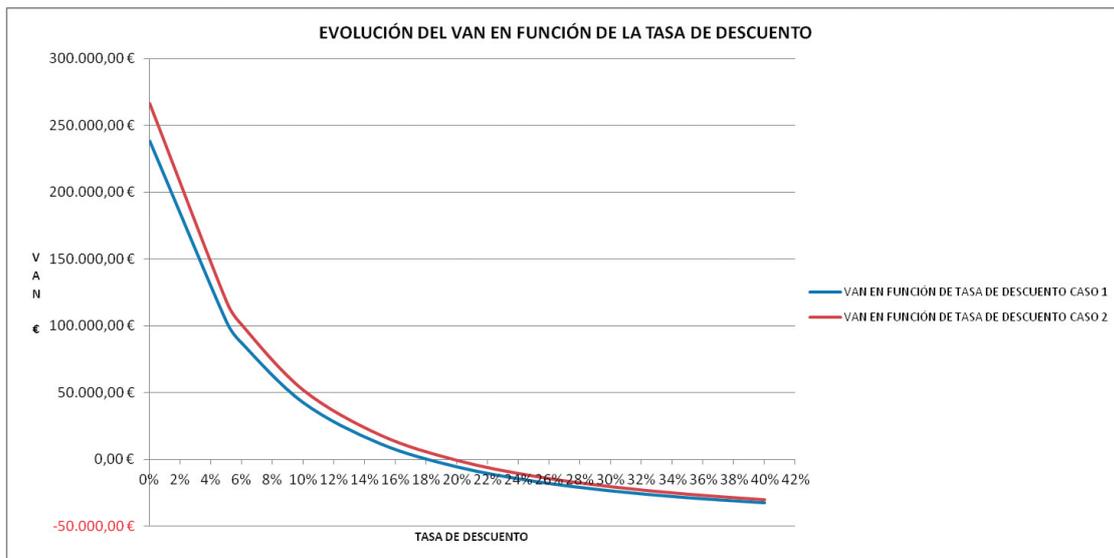


Figura 49. Evolución del VAN para instalación tipo de 15 kWb. Fuente: Elaboración propia.

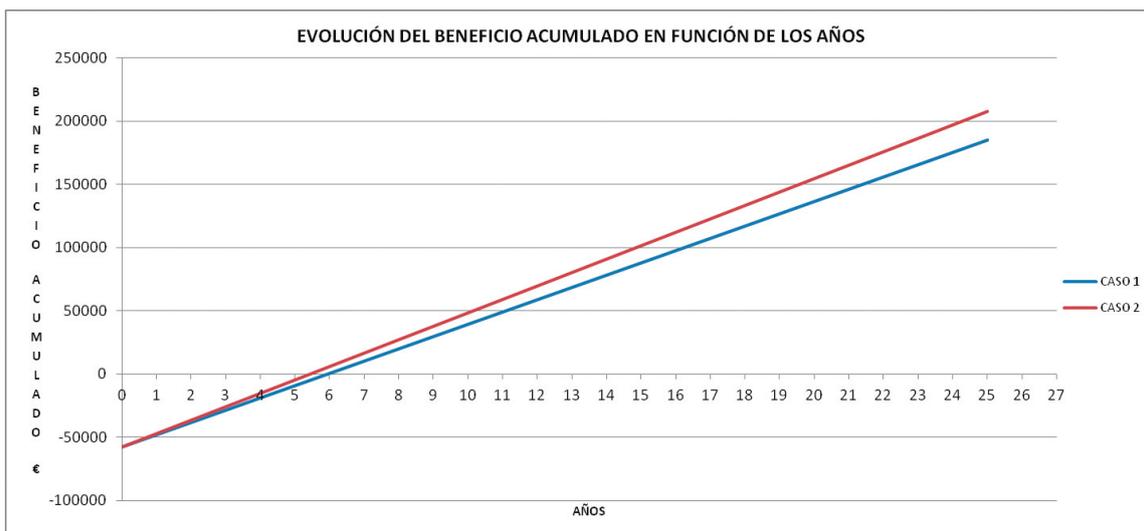


Figura 50. Evolución de los beneficios acumulados para instalación tipo de 15 kWb. Fuente: Elaboración propia.

Según se observa en la figura de la evolución del VAN, el caso dos (Bomba funcionando ocho horas diarias en invierno y en verano) genera un mayor valor al final de la vida útil de la inversión (considerada en 25 años por la garantía, de producción, de los fabricantes de módulos) y además genera el mayor beneficio neto durante la vida de la misma.

La rentabilidad, en el caso dos, se encuentra alrededor del 20%, frente al 18% generado por el caso uno (Bomba funcionando ocho horas en verano y cuatro horas en invierno)

Por otro lado, en el caso uno, se produce una recuperación de la inversión en un plazo cercano a los seis años frente a los cinco años y medio del caso dos.

Ambos casos se diferencian, fundamentalmente, en el TIR y el VAN generado, siendo mayores en el caso 2.

De esas gráficas se desprende que la mayor rentabilidad, beneficios generados y más corto periodo de recuperación se obtiene para el caso en el que la bomba trabaja ocho horas al día en invierno y en verano.

Queda manifiesto que la parte la inversión necesaria, en este tipo de aplicaciones, resulta rentable en sí misma.

8. Normativa aplicable y procedimiento administrativo.

8.1. Normativa aplicable.

La legislación aplicable para este tipo de instalaciones no difiere, a día de hoy, de otro tipo de instalaciones eléctricas. En este sentido no es de aplicación, por no ser instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a red, el reciente Real Decreto RD 413/2014 de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

Por el contrario sí son de aplicación las siguientes normativas:

- Reglamento electrotécnico para baja tensión, REBT 2002, según el RD 842/2002 del 2 Agosto
- Instrucciones técnicas complementarias ITC BT, que son de aplicación en cada caso y en especial la ITC BT-40.
- Normas UNE de aplicación, con especial atención a la norma UNE 20460-7-712, de carácter voluntario.
- Normativa autonómica de aplicación.- Orden de 8 de octubre de 2003, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por el que se regula el procedimiento de acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad industrial de las instalaciones de baja tensión.
- Pliego de condiciones técnicas del IDAE PCT-A-REV Febrero 2009 de instalaciones fotovoltaicas aisladas de red (aplicación voluntaria).
- Pliego de condiciones técnicas del IDAE PCT-C-REV Julio 2011 de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (aplicación voluntaria).
- Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE, sección HE5. Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica (aplicación voluntaria).
- Ley de Seguridad Privada ley 5/2014 de Abril del 2014

Cabe reseñar que este tipo de instalaciones deben ser realizadas por instaladores eléctricos con la categoría especialista, recogida en el REBT 2002, donde se cita textualmente:

“Los instaladores y empresas instaladoras, de la categoría Especialista, podrán realizar, mantener y reparar las instalaciones de la categoría Básica y además las correspondientes a:

- Sistemas de automatización, gestión técnica de la energía y seguridad para viviendas y edificios.
- Sistemas de control distribuido.
- Sistemas de supervisión, control y adquisición de datos.
- Control de procesos.
- Líneas aéreas y subterráneas para distribución de energía.
- Locales con riesgo de incendio y explosión.
- Quirófanos y salas de intervención.
- Lámparas de descarga en alta tensión, rótulos luminosos y similares
- Instalaciones generadoras de baja tensión.
- que estén contenidas en el ámbito de dicho reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias”

En el siguiente enlace la página web del Gobierno de Aragón aparece una relación de las empresas instaladoras habilitadas:

http://aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Departamentos/EconomiaIndustriaEmpleo/ArreasTematicas/SeguridadIndustrial/rofesionalesEmpresasEntidadesFormacion/ci.01_Consulta_Empresas_Instaladoras_Mantenedoras_Autorizadas_detalleDepartamento?channelSelected=96472135fc5fa210VgnVCM100000450a15acRCRD

8.2. Procedimiento administrativo.

La puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas para generar electricidad en infraestructuras del ciclo del agua está sujeta, principalmente, a los parámetros establecidos en el Reglamento de Baja Tensión y en la ITC BT-40.

Desde el punto de vista del procedimiento administrativo de aplicación, en la Comunidad Autónoma de Aragón deberá atenderse a la “Orden de 8 de octubre de 2003, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por el que se regula el procedimiento de acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad industrial de las instalaciones de baja tensión”. Al amparo de esta normativa, estas instalaciones aisladas de generación

de energía no están sujetas a autorización administrativa, sino a COMUNICACIÓN, bien directamente ante el Servicio Provincial que ostente las competencias en materia de Seguridad Industrial donde se encuentre ubicada la instalación, bien ante un Organismo de Control Autorizado. Será la empresa instaladora quien, antes de la puesta en servicio, realizará esta Comunicación, garantizando el cumplimiento de las condiciones de seguridad reglamentarias. La Comunicación contendrá la siguiente documentación:

- Si la Potencia nominal del generador es menor o igual a 10 kW:
 - Impreso de Comunicación.
 - Memoria Técnica de diseño, suscrita por la empresa instaladora.
 - Certificado de Instalación Eléctrica emitido por la Empresa instaladora .
 - Anexo de información para el usuario o manual de uso.
- Si la potencia nominal del generador es mayor a 10 kW:
 - Impreso de Comunicación
 - Proyecto de la instalación, suscrito por ingeniero y visado por Colegio
 - Certificado de dirección de obra suscrito por ingeniero y visado por Colegio
 - Certificado de Instalación Eléctrica emitido por la Empresa instaladora
 - Anexo de Información para el Usuario o manual de uso

Para facilitar esta Comunicación administrativa, el Gobierno de Aragón pone a disposición de los interesados los formularios e impresos oficiales en el siguiente enlace:

http://www.aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Departamentos/EconomiaIndustriaEmpleo/AreasTematicas/SeguridadIndustrial/Electricidad/InstalacionesBajaTension/ci.05_Formularios_impresos_tablas_detalleDepartamento?channelSelected=96472135fc5fa210VgnVCM100000450a15acRCRD

Donde figuran:

- Impreso de Comunicación (modelo E0001)
- Memoria Técnico de Diseño (modelo C0001)
- Certificado de dirección de obra, sólo en el caso de instalaciones con Potencia nominal superior a 10 kW (modelo C0002)
- Certificado de instalación eléctrica (modelo C0004)

Este procedimiento exige el pago de una tasa por tramitación administrativa que incluye la inspección si fuera necesaria y que, en el año 2005, ascendía a:

- Instalaciones con $P \leq 10$ kW: 85,15 €
- Instalaciones con $P > 10$ kW: 127,70 €

La legislación vigente no obliga a suscribir un contrato de mantenimiento con una empresa instaladora mantenedora, ni tampoco obliga a la realización de inspecciones periódicas etc, sin embargo, el artículo 20 del Reglamento de Baja Tensión cita la obligación de que el titular mantenga en buen estado sus instalaciones. En cualquier caso, es importante tener en cuenta que una instalación de generación mediante tecnología fotovoltaica puede llegar a unos valores de tensión de unos 750 V, en corriente continua, por lo que cualquier manipulación debería ser realizada por personal técnicamente competente, debido a su alta peligrosidad.

9. Referencias.

- [1] http://www.info-ab.uclm.es/labeled/Solar/Solar_Fotovoltaica/componentes.htm
- [2] http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_red_esquema.php
- [3] http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php
- [4] Revista Surcos 5/ 2013
- [5] http://www.solarpumping.com.au/quote_pumps.htm
- [6] Carta González, José Antonio et Al. Centrales de Energía Renovables. Generación eléctrica con energías renovables. Ed. Pearson Educación-UNED, 2013
- [7] <http://www.cne.es/cne/Home>
- [8] EPIA, European Photovoltaic Industry Association. (2014). www.epia.org.
- [9] ABC Agencias. EFE 04/06/2013
- [10] <http://www.atersa.com/>
- [11] <http://www.sitiosolar.com/los-paneles-solares-fotovoltaicos/>
- [12] <http://www.schueco.com/web/com/en/home/start/company>
- [13] Photovoltaic potencial estimation utility. European Commission JRC
- [14] <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/energia22/html/articulo03.htm>
- [15] <http://www.lorenz.de/es/productos/bombas-solares-sumergibles.html>
- [16] <http://www.franklinagua.com/media/6565/Cat%C3%A1logo-SubDrive-SolarPAK.pdf>
- [17] <http://www.bombasideal.com/>
- [18] <http://www.ksb.com/ksb-es>
- [19] <http://www.power-electronics.com/101.html?Power+Electronics+Espa%C3%B1a>
- [20] <http://lra.unileon.es/es/book/export/html/315>
- [21] <http://neoenergias.blogspot.com.es>
- [22] <http://www.schneider-electric.com/site/home/index.cfm/es/>
- [23] Catálogo KSB-Itur
- [24] <http://imtsolar.com/products/silicon-irradiance-sensor/>
- [25] <http://www.automation.siemens.com/mcms/programmable-logic-controller/en/logic-module-logo/pages/default.aspx>
- [26] <http://www.himoinsa.com/>
- [27] M.C. Fedrizzi. Bombeo de agua en el medio rural, análisis económico de dos configuraciones fotovoltaicas y una eléctrica convencional. ASADES. Universidad de São Paulo.
- [28] David Cruz Baldán. Estudio del ahorro mediante bombeo solar. Año 2012. Universidad Internacional de Andalucía
- [29] Breyer et al., 2009; IEA, 2010c
- [30] <http://omron.es/es/home>
- [31] http://www.koboldmessring.com/fileadmin/koboldfiles/pdf/es/n2es_ntb.pdf
- [32] <http://www.stepsl.com/producto.php?pro=426>
- [33] http://www.fracarro.es/download/Folder_Cobra.pdf
- [34] http://www.gesecurityproducts.eu/HQ/products_single.php?product=VE1016AM
- [35] <http://www.proat.es>



**GUÍA TÉCNICA PARA LA UTILIZACIÓN
DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
EN INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO
DE AGUA POTABLE.**

Instituto Aragonés del Agua
Avenida José Atarés, 101, Planta 4^a
Tf: 976716655
E mail: iaa@aragon.es
www.aragon.es

Instituto Aragonés del
AGUA 

 **GOBIERNO
DE ARAGON**