



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial**

Estudio de Bombeo Para Instalación de Riego Mediante Instalación Solar Fotovoltaica

TRABAJO FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

Autor: María Ballester Pelegrín

Director: María del Socorro García Cascales

Cartagena, Septiembre de 2018



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

ÍNDICE

1. Introducción	7
2. Objetivos del Trabajo de Fin de Grado	8
3. Visión General de la Energía Solar Fotovoltaica	9
3.1. Contexto Histórico de la Energía Solar	9
3.2.- La Energía Solar Fotovoltaica en la Actualidad	11
3.3.- Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en España	12
3.4.- Situación de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo	16
3.5.- Bombeo Fotovoltaico en España:.....	19
4. El Bombeo Solar Fotovoltaico. Introducción	22
4.1.- Qué es el Bombeo Solar Fotovoltaico	22
4.2.- Componentes Básicos de una instalación.	23
4.2.1.- El generador fotovoltaico.....	24
4.2.2.- Sistema motor bomba.....	24
4.2.3.- Sistema de cableado y tuberías.....	25
4.2.4.- Variador de frecuencia.....	25
4.3.- Funcionamiento	25
4.4.- Ventajas de su utilización.....	28
5. Metodología para el cálculo de instalaciones de bombeo solar fotovoltaico y su aplicación a un caso práctico.....	30
5.1.- Caso práctico. Datos de Partida	31
a) Localización Geográfica.....	31
b) Necesidades Hídricas.....	31
c) Descripción del sistema hidráulico.....	31
d) Ubicación del sistema de Bombeo.....	31
5.2.- Procedimiento para el cálculo y diseño del sistema de bombeo solar. Cálculo y Diseño del caso práctico.....	32
5.2.1.- Cálculo del caudal de impulsión.....	32
5.3. Diseño hidráulico. Generalidades.....	44
5.3.1. Longitud de la tubería.....	45
5.3.2.- Diámetro nominal de la tubería	46
5.3.3.- Selección del material.....	47
5.3.4.- Análisis del trazado y accesorios.....	48
5.4.- Aplicación del diseño hidráulico al Caso Práctico del Estudio.....	49

5.4.1.- Localización geográfica y longitud de la tubería	50
5.4.2.- Material de la tubería y accesorios.	52
5.4.3.-Diámetro nominal de la tubería.	52
5.4.4.- Análisis del trazado y accesorios.	53
5.5.- Cálculo del sistema motor bomba.....	54
5.5.1.- Motor eléctrico.....	54
5.5.2.-Funcionamiento de una bomba centrífuga en un bombeo fotovoltaico.....	55
5.5.3 Curvas de eficiencia de una bomba.....	57
5.5.4.- Aspectos paramétricos de la bomba.....	61
5.6 Cálculo del variador de frecuencia	85
5.6.1 Funcionamiento del Variador de Frecuencia.....	85
5.6.2 Paso de Nube.....	88
5.6.3 Cálculo práctico	90
5.7.-Cálculo del generador fotovoltaico	92
5.7.1.- Módulos fotovoltaicos.....	93
5.7.2.- Performance Ratio, PR.	95
5.7.2.- Configuración del generador solar fotovoltaico.	98
5.7.3.- Cableado.....	100
5.7.4.- Distancia mínima entre filas de módulos.	102
5.7.5.- Sistema de protecciones.	103
5.7.6.- Puesta a tierra.	104
5.7.7.- Cálculo Práctico.	105
6. Evaluación de la viabilidad técnica, económica y legal.	118
6.1. Evaluación de la viabilidad técnica	118
6.1.1. Proveedores y productos.....	118
6.1.2. Instaladores	124
6.2. Viabilidad económica	124
6.2.1. Análisis de costes.....	125
6.3. Viabilidad Legal.....	132
6.4. Viabilidad Ambiental	133
6.5. Viabilidad Socioeconómica.....	136
7. Automatización y control del sistema	138
8. Resumen ejecutivo	139
9. Conclusiones.....	142

10. Referencias Bibliográficas.....	144
-------------------------------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Espejo de Arquímedes en Siracusa. Fuente: El Pensante	9
Figura 3.2 Efecto fotoeléctrico. Wikipedia	10
Figura 3.3 Primera célula fotovoltaica en funcionamiento. Stati.Soliclima	11
Figura 3.4 Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente (naranja) y acumulada (verde) en España, expresada en MW. UNEF.....	13
Figura 3.5 Evolución de la potencia instalada de la tecnología solar Fotovoltaica en España (MW). Informes anuales “El Sistema Eléctrico Español”	14
Figura 3.6 Incremento de la potencia instalada de la tecnología solar Fotovoltaica en España (MW). UNEF	14
Figura 3.7 Evolución de la producción de electricidad de la tecnología solar Fotovoltaica en España (GWh). Informes anuales “El Sistema Eléctrico Español”.....	15
Figura 3.8 Vista aérea de la planta Topaz, en California. First Solar	16
Figura 3.9 Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada a nivel global (GW). Agencia Internacional de la Energía y Solar Power Europe	17
Figura 3.10 Potencia instalada y acumulada de diversos países. Fuente: Energías Renovables.	18
Figura 3.11 Crecimiento de las energías renovables en GW instaladas (eólica, FV, hidráulica). Fuente: Agencia Internacional de la Energía	19
Figura 3.12 Módulos fotovoltaicos instalados cerca de embalse. Fuente: Tonkasolar.....	20
Figura 4.1 Esquema bombeo solar fotovoltaico. Fuente: Proyecto FSE.....	22
Figura 4.2 Esquema con componentes básicos de un bombeo solar fotovoltaico. Fuente: HelioEsfera.....	23
Figura 4.3 Generador fotovoltaico. Fuente: Radiorebelde.....	24
Figura 4.4 Bomba centrífuga. Fuente: Megabombas	24
Figura 4.5 Variador de frecuencia RX. Fuente: OMRON	25
Figura 4.6 Con radiación solar débil el panel proporciona poca potencia y la bomba extrae poco caudal. Fuente: Sitiosolar	26
Figura 4.7 Con radiación solar intensa el panel proporciona mayor potencia y la bomba extrae mayor caudal de agua. Fuente: Sitiosolar.	27
Figura 5.1 Trayectoria del sol en verano e invierno. Fuente: Mansur Solar.....	33
Figura 5.2 Relación entre Irradiación y Horas Solar Pico en un día. Fuente:SunFields	33
Figura 5.3 Ángulo Acimut y Cenital del sol, inclinación y acimut del panel Fuente: SunFields europeFuente: SunFields europe.....	35
Figura 5.4 Ángulo Acimut del panel. Fuente: Solar Action	36
Figura 5.5 β , Ángulo de inclinación del panel.	36
Figura 5.6 Especificaciones PVGIS.....	38
Figura 5.7 Resultados PVGIS.....	39
Figura 5.8 Localización geográfica y opción medir distancia. Google Mapas	45
Figura 5.9 Distancia medida. Google Mapas.....	46
Figura 5.10 Esquema con ubicación de accesorios. ESPA	49
Figura 5.11 Localización geográfica de los embalses. Google Mapas	50
Figura 5.12 Medición de la distancia entre embalses.....	51
Figura 5.13 Esquema bomba centrífuga. CIEMAT	55
Figura 5.14 Curvas de funcionamiento de una Bomba. CIEMAT.....	56
Figura 5.15 Ejemplo de curvas h-Q para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias. CIEMAT.....	58
Figura 5.16 Ejemplo de puntos de funcionamiento de una bomba a altura constante y en función del caudal, frecuencia y rendimiento. CIEMAT.....	58
Figura 5.17 Variación de velocidad. Bombas IDEAL.....	60
Figura 5.18 Altura geométrica, Hg.....	61
Figura 5.19 Esquema del cálculo de la potencia de la bomba	68

<i>Figura 5.20 Potencias en una Moto-bomba eléctrica. Ingemecánica.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 5.21 Esquema bomba-motor. SISIFO</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.22 Datos de altura de impulsión y de aspiración.</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5.23 Introducción de parámetros en SISIFO.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.24 Relación de Bombas compatibles, proporcionado por SISIFO.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.25 Curva característica bomba CAPRARI MEC-MR65-3/2E</i>	<i>83</i>
<i>Figura 5.26 Ficha técnica bomba CAPRARI MEC-MR65-3/2E</i>	<i>84</i>
<i>Figura 5.27 Esquema en orden de instalación de los elementos</i>	<i>85</i>
<i>Figura 5.28 Esquema interno variador de frecuencia. Wikipedia</i>	<i>85</i>
<i>Figura 5.29 Generación de tensión de amplitud y frecuencia variables en el inversor mediante control PWM.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 5.30.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 5.31 Relación entre la selección de tensión de funcionamiento de variador y bomba, con el campo generador.</i>	<i>87</i>
<i>Figura 5.32 Evolución de la irradiancia a lo largo del paso de una nube (AZUL) y de la consecuente frecuencia a la salida de un variador correctamente sintonizado (ROJO). MASLOWATEN.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 5.33 Características técnicas del variador SALICRU VC30-PV.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 5.34 Características técnicas 2 del variador SALICRU VC30-PV.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 5.35 Curva características I/U y parámetros de un módulo fotovoltaico.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 5.36 Distancia mínima entre filas de módulos.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 5.37 Altura h, longitud A e inclinación α del módulo.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 5.38 Ejemplo de estructura con dos módulos. Renovables del Sur</i>	<i>110</i>
<i>Figura 5.39 Esquema con la situación de los módulos y las longitudes de las líneas. Elaboración propia</i>	<i>112</i>
<i>Figura 6.1 Ficha técnica del módulo fotovoltaico SCL 320W P2.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 6.2 Características técnicas y certificaciones del módulo fotovoltaico SCL 320W P2</i>	<i>120</i>
<i>Figura 6.3 Características técnicas del Variador de Frecuencia CV30-PV. SALICRU.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 6.4 Datos técnicos de la bomba CAPRARI MEC-MR 65-3/2E. CAPRARI</i>	<i>122</i>
<i>Figura 6.5 Curva característica de la bomba CAPRARI MEC-MR 65-3/2E. CAPRARI</i>	<i>123</i>
<i>Figura 6.6 Logo Compañía Regional de Energía Solar (CRES). CRES</i>	<i>124</i>
<i>Figura 6.7 Gráfico costes y beneficios. Elaboración propia.....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 6.8 Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 (%). REE</i>	<i>133</i>
<i>Figura 8.1 Diagrama de los pasos para el diseño de un Bombeo Solar Fotovoltaico. Elaboración propia</i>	<i>141</i>

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1 HSP al día cada mes	34
Tabla 5.2 Producción de electricidad media diaria y mensual (kWh)	40
Tabla 5.3 HSP/día y HSP/mes a 30º	41
Tabla 5.4 Cálculo del volumen anual bombeado	41
Tabla 5.5 Cálculo del caudal de impulsión a partir del volumen estacional mínimo necesario.	43
Tabla 5.6 Análisis del volumen de agua bombeado con un caudal de 130 m ³ /h.....	44
Tabla 5.7 Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga	47
Tabla 5.8 Datos proporcionados por los propietarios	51
Tabla 5.9 Coeficiente C.....	64
Tabla 5.10 Valores de L/D de válvulas y accesorios	65
Tabla 5.11 Tensión del vapor y peso específico del agua según temperaturas	66
Tabla 5.12 Características de la tubería.	76
Tabla 5.13 Pérdida de carga localizada debido a los accesorios de la tubería	77
Tabla 5.14 Cálculo de la altura manométrica total	77
Tabla 5.15 Cálculo de NPSH disponible.....	78
Tabla 5.16 Puntos de funcionamiento de la bomba seleccionada.....	82
Tabla 5.17 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. ICT-BT-07.....	101
Tabla 5.18 Coeficiente k.....	103
Tabla 5.19 Sección de los conductores de la puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18.....	105
Tabla 5.20 Características del módulo fotovoltaico SCL-320P2.....	105
Tabla 5.21 Condiciones en que han sido medidas las características del módulo fotovoltaico SCL-320P2	106
Tabla 5.22 Características físicas del módulo fotovoltaico SCL-320P2	106
Tabla 5.23 Características constructivas del módulo fotovoltaico SCL-320P2.....	106
Tabla 5.24 Características finales del Generador Fotovoltaico.....	110
Tabla 5.25 Longitud de línea de las series de módulos y la línea de evacuación	112
Tabla 5.26 Características del cableado del Tramo I	114
Tabla 5.27 Características del cableado del Tramo II	115
Tabla 5.28 Características de los interruptores automáticos magnetotérmicos.	117
Tabla 6.1 Presupuesto del proyecto completo	125
Tabla 6.2 Coste del Generador Solar Fotovoltaico	128
Tabla 6.3 Tarifa eléctrica de la compañía ENDESA para un potencia de 44 Kw.	129
Tabla 6.4 Cálculo del consumo eléctrico anual de la Bomba utilizada.	129
Tabla 6.5 Coste anual de la compañía eléctrica ENDESA.....	129
Tabla 6.6 Tabla de costes y beneficios	131
Tabla 6.7 Impacto ambiental del consumo eléctrico. Observatorio de la Electricidad.	134
Tabla 6.8 Cantidad de emisiones y residuos, anuales y en 25 años, evitadas con la instalación.....	135
Tabla 6.9 Puestos de trabajo generados por MW instalado. Base: 1760 horas. Puesto/año. Fuente: ASIF, UNEF 2012	137

1. Introducción

En España el consumo energético asociado a la actividad agraria supera el 3% del total del consumo de energía final. La gestión de agua para riego es una de las actividades asociadas a la agricultura que consumen mayor cantidad de energía. Las modalidades más usuales de consumo energético asociadas a la agricultura son el bombeo para elevación de caudales y la impulsión de agua para riego a presión constante. Dentro de las diferentes variantes de bombeo las más usuales son desde un embalse a otro embalse en el caso de grandes caudales y/o desde pozo a embalse, normalmente para caudales más reducidos. El bombeo de embalse a embalse tiene como fin primordial la acumulación de grandes volúmenes de agua en una cota superior para permitir, posteriormente su distribución por gravedad hasta los distintos ramales de riego o hacia otros embalses, en algunos casos también se puede usar esta modalidad como un sistema de acumulación de energía que permite bombear a un coste reducido para turbinar y generar electricidad en momentos de coste elevado de la energía eléctrica. En ambos casos, tanto de pozo a balsa como de embalse a embalse, el procedimiento de cálculo es semejante con pequeñas variaciones referidas sobre todo a la ubicación de los elementos del sistema y a la estabilidad o variabilidad de los caudales a elevar.

Por ello el presente Trabajo de Fin de Grado pretende exponer los diferentes procedimientos más conocidos para el dimensionamiento y el cálculo de un sistema de bombeo de agua desde un embalse a otro destinado al riego de cultivos, que utiliza como única fuente de energía la energía solar fotovoltaica.

Además de este objetivo, el estudio repasará los diferentes componentes del sistema y los elementos necesarios para que el sistema pueda tener un funcionamiento autónomo y automatizado en base a los parámetros predefinidos por el usuario. Igualmente se presenta un breve recorrido histórico sobre las aplicaciones de la Energía solar al bombeo de agua, así como una panorámica de la situación actual de la energía solar fotovoltaica en España y el mundo. Por último se analizarán las variables económicas que determinan la viabilidad de este tipo de sistemas, cuya implementación va a suponer y está suponiendo un verdadero avance en la reducción de costes vinculados a la gestión del agua para uso agrícola así como la eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a esta actividad.

2. Objetivos del Trabajo de Fin de Grado

Este trabajo tiene los siguientes objetivos:

1.- Proporcionar una visión general tanto sobre la Energía Solar Fotovoltaica, como sobre su evolución y aplicaciones en su contexto histórico y técnico en los últimos años, así como su situación actual y perspectivas en España y el mundo.

2.- Exponer la metodología para el diseño de sistemas de bombeo solar contra balsa y su aplicación a un caso práctico.

3.- Analizar los diferentes elementos que configuran el sistema de bombeo y los parámetros que los determinan.

4.- Estudiar la viabilidad económica, ambiental y social del caso práctico y el marco legal actual.

5.- Proponer medidas complementarias que permitan un mejor control y automatización del bombeo solar contra balsa.

3. Visión General de la Energía Solar Fotovoltaica

3.1. Contexto Histórico de la Energía Solar

La utilización de sistemas energéticos mediante la luz solar es algo que ya usaban las antiguas civilizaciones romanas, chinas y griegas mediante espejos curvos, la mayoría de estas para aplicaciones bélicas, ya que su objetivo era focalizar los rayos provenientes del Sol sobre un objeto para hacerlo arder como se observa en la *Figura 1*. Esta podría ser la aplicación más similar a la solar térmica que conocemos actualmente. [1]



Figura 3.1 Espejo de Arquímedes en Siracusa. Fuente: El Pensante

En el siglo XVIII apareció, gracias a De Saussure, la primera forma de concentrar el calor del Sol, mediante la construcción de un invernadero en miniatura, conocido como caja caliente. A partir de cinco cajas cuadradas de vidrio, las cuales van disminuyendo de tamaño desde 12 pulgadas hasta 2 pulgadas de alto. Esta caja caliente se convirtió en el prototipo para los colectores solares. A finales del siglo XIX estos colectores eran capaces de suministrar la energía, en forma de vapor, necesaria para mover diversas maquinarias, en ese periodo se realizaron las primeras instalaciones de bombeo solar.

En 1860, el ingeniero francés Augustin Mouchot, comenzó sus estudios sobre la energía solar. Sus experimentos, plasmados en el libro “La chaleur Solaire”, buscaban la capacidad calorífica proveniente del Sol para evaporar agua en recipientes cerrados, para elevar la presión en el interior y aprovechar ésta para generar movimiento. Su objetivo era el de sustituir el combustible (carbón o leña) de las calderas de las máquinas de vapor por el calor solar.

Su sistema fue capaz de mover una máquina de vapor de medio caballo de potencia. En la prueba, esta máquina fue utilizada para bombear agua a 2000 l/h.

Existieron otros varios intentos dirigidos para hacer funcionar maquinarias de vapor a base de la energía obtenida por el calor solar, teniendo siempre como objetivo final el bombeo de agua.

En el año 1839 fue la primera vez que se observó el efecto fotovoltaico, consistente en la producción de electricidad debido a un material que absorbía la luz solar. La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del solar a energía eléctrica. Se produce cuando incide la luz sobre materiales semiconductores que pueden convertir la luz del sol directamente en electricidad gracias al efecto fotoeléctrico, esto es, la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética, como la que proviene del Sol.

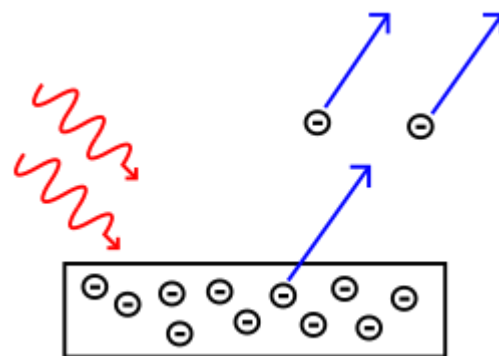


Figura 3.2 Efecto fotoeléctrico. Wikipedia

En 1885, Charles Fritts fue el que construyó el primer módulo fotoeléctrico, extendiendo una capa de selenio sobre un soporte metálico y recubriéndola con una fina capa de oro. En 1941 se construyó la primera célula fotovoltaica de silicio (material que se emplea en la actualidad y a principios de los años 60 se empezaron a implementar en la industria, siendo la pionera la industria espacial

para alimentar a los satélites artificiales. A mediados de la siguiente década se volvió a investigar para sus aplicaciones en tierra.

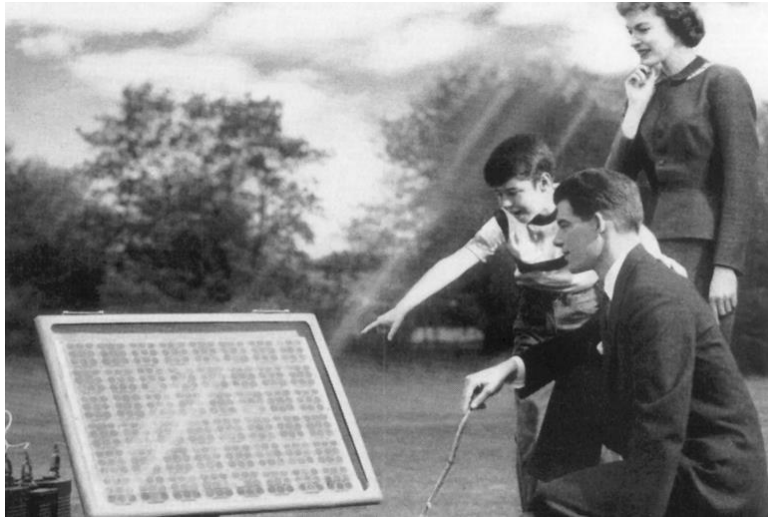


Figura 3.3 Primera célula fotovoltaica en funcionamiento. Stati.Soliclima

3.2.- La Energía Solar Fotovoltaica en la Actualidad

Actualmente, la tecnología fotovoltaica ofrece ventajas considerables sobre otras formas de generación de electricidad [2]. Entre estas ventajas, se puede incluir:

- Mayor eficiencia en la generación de electricidad.
- Mínimo impacto ambiental.
- Fuente inagotable de energía a través de la luz del Sol.

-Gran flexibilidad: la misma tecnología permite el desarrollo de grandes plantas e instalaciones de pequeñas unidades de generación distribuida o de autoconsumo.

La generación de electricidad con energía solar fotovoltaica se basa en el uso de paneles o módulos fotovoltaicos compuestos por células que contienen materiales semiconductores. Los materiales más utilizados para la generación fotovoltaica son el silicio monocristalino, el silicio policristalino y el silicio amorfo, seguidos de lejos del telururo de cadmio y un material compuesto de cobre, indio, galio y selenio. Uno de los materiales que mejores resultados está mostrando en investigaciones recientes es la perovskita. En los últimos años, los precios de

fabricación de las células solares han caído significativamente, debido a diversos factores, incluyendo las economías de escala y su mejora de eficiencia, fruto de años de investigación.

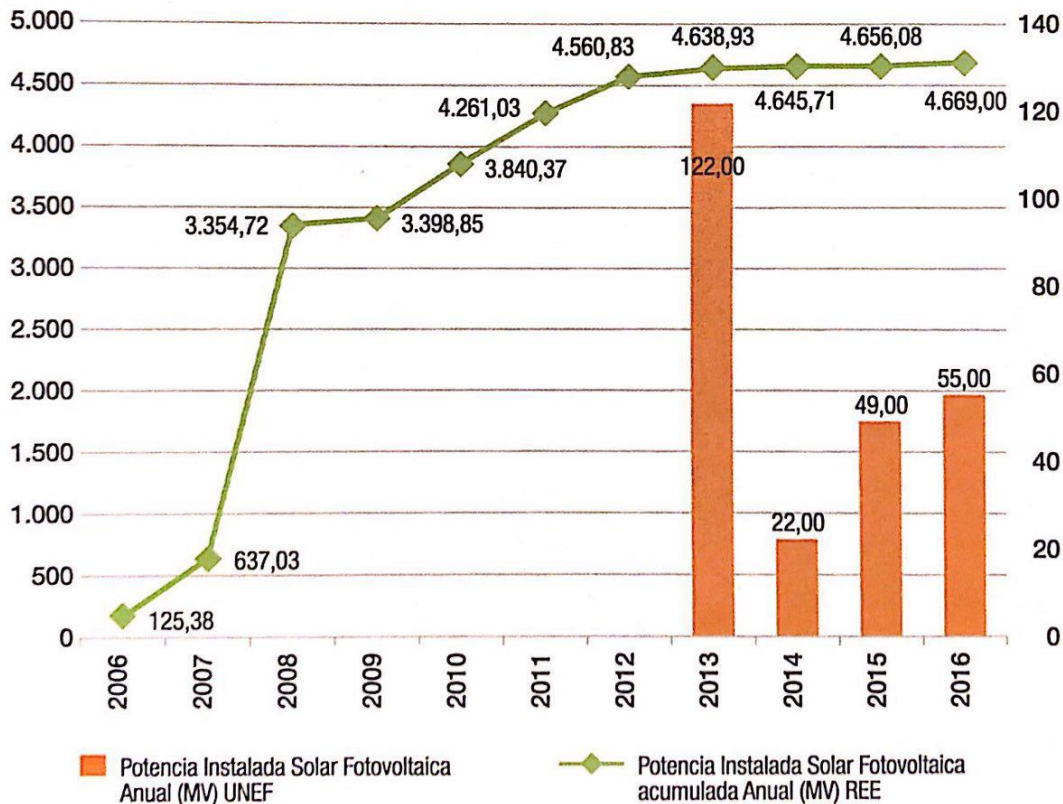
Las unidades de generación de energía solar fotovoltaica pueden ser montadas en el suelo, integradas con actividades económica, o fijadas a techos o paredes de casas, pisos, fábricas u otras construcciones. También ofrecen la oportunidad de producir electricidad en zonas aisladas que no pueden conectarse a la red eléctrica, o en las que es muy cara la conexión. Es posible también instalar potencias muy variadas, desde el rango de pocos kilovatios a cientos de megavatios.

3.3.- Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en España

En España, desde el año 2004 hasta el 2007, el primer Gobierno de Rodríguez Zapatero (PSOE) hizo una apuesta firme por esta fuente de energía, utilizando para ello los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007, los cuales establecían primas a los que producían energía mediante sistemas fotovoltaicos.

A continuación, en la Figura 4, se puede ver la evolución de la potencia instalada cada año en España, en el que se observa un gran crecimiento hasta el año 2008 y un posterior decrecimiento en la potencia anual instalada. Se aprecia el boom del año 2008, el corte brusco en 2009 debido al cambio en el sistema de incentivos y el freno en nuevas instalaciones desde el año 2012. En 2015 se instalaron 49 MW.

POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA INSTALADA ANUAL Y ACUMULADA



Fuente: REE y UNEF.

Figura 3.4 Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente (naranja) y acumulada (verde) en España, expresada en MW. UNEF

Desde la llegada del Partido Popular al gobierno en 2011 y con la aprobación de una serie de leyes destinadas a reducir el déficit de la tarifa eléctrica, que consistían en recortar las primas a las energías renovables, la evolución de la potencia instalada en España disminuye considerablemente.

Este freno se ve reflejado en los números. Mientras durante el 2015 se instalaron 51.000 MW de energía fotovoltaica en el mundo (4.000 MW en el Reino Unido, 1.400 MW en Alemania o 1.100 MW en Francia) en España solo se añadieron 49 MW.

Con la publicación del Real Decreto de Autoconsumo de 10 de Octubre de 2015 se liberalizan las instalaciones completamente aisladas de la red. Las instalaciones de autoconsumo, en las que se genera y consume

instantáneamente electricidad o se acumula una parte para consumirla posteriormente, tendrían que pagar un “peaje de respaldo” cuando la potencia contratada sea mayor de 10 KW.

De acuerdo con la información publicada por Red Eléctrica de España en sus informes anuales “El Sistema Eléctrico Español”, la potencia instalada conectada a red de tecnología solar fotovoltaica ascendía a 4.677 MW a finales de 2016, lo cual suponía un incremento del 3,0% con respecto a la potencia instalada en 2012, 4.538 MW.

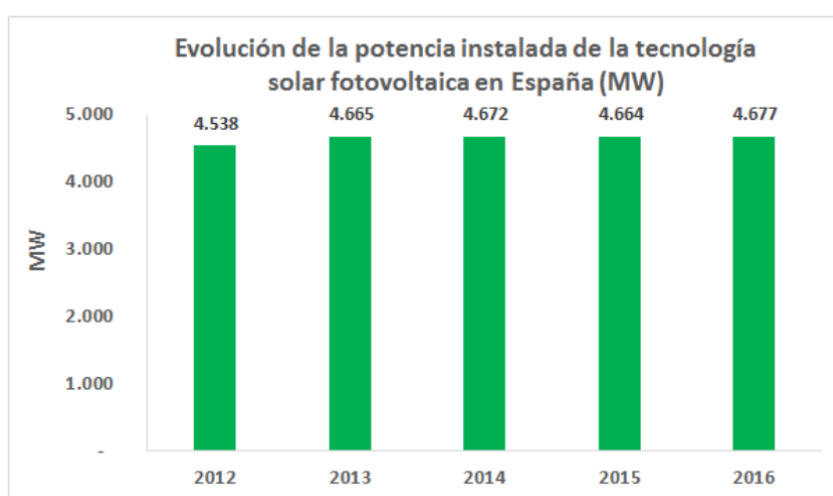


Figura 3.5 Evolución de la potencia instalada de la tecnología solar Fotovoltaica en España (MW). Informes anuales “El Sistema Eléctrico Español”

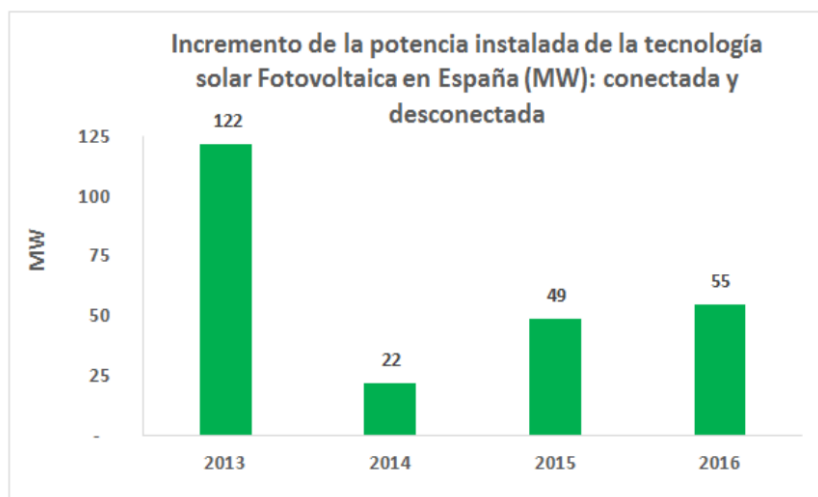


Figura 3.6 Incremento de la potencia instalada de la tecnología solar Fotovoltaica en España (MW). UNEF

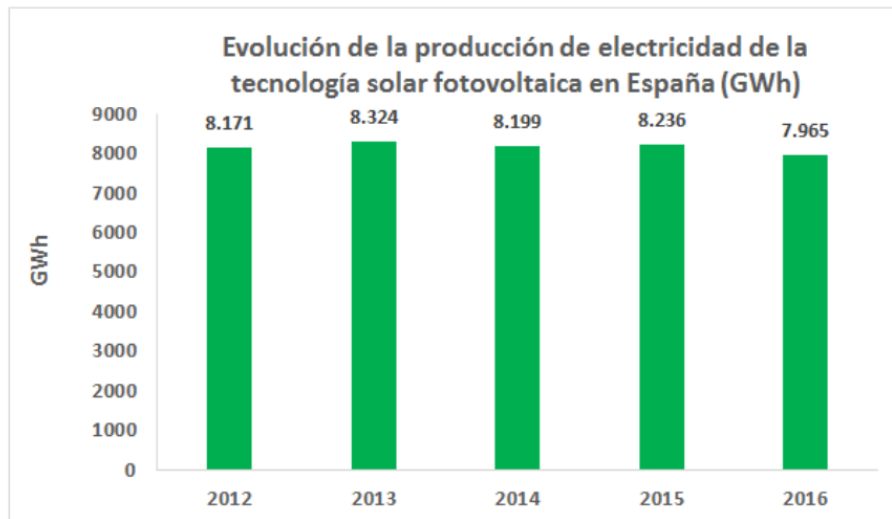


Figura 3.7 Evolución de la producción de electricidad de la tecnología solar Fotovoltaica en España (GWh). Informes anuales "El Sistema Eléctrico Español".

Durante el periodo 2012-2016, la generación permaneció bastante estable con una producción media alrededor de 8,2 TWh. En 2016 la generación eléctrica supuso 7.965 GWh, siendo la máxima producción en 2013, con 8.324 GWh.

En España, la posibilidad de producir tu propia electricidad utilizando recursos renovables debería ser algo muy atractivo por la abundancia del recurso solar. Sin embargo la tendencia de la factura eléctrica cargando mayores costes sobre la parte fija que sobre el coste del consumo energético limita la rentabilidad económica de las instalaciones de autoconsumo conectado a la red. De la misma forma los peajes al autoconsumo y el procedimiento administrativo burocrático impuestos por el Real Decreto 900/2015 limitan en mayor medida su rentabilidad final, al contrario de las tendencias actuales en la mayor parte de los países occidentales y de las directrices de la Unión Europea.

En la actualidad, el nuevo gobierno (PSOE) surgido a principios de junio pasado, ha anunciado la reforma de la normativa que afecta al autoconsumo conectado en la línea de eliminar los peajes, facilitar el procedimiento y liberalizar su uso de acuerdo a las directrices de la Unión Europea.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red entre las que se encuentran la inmensa mayoría de los sistemas de bombeo solar, las restricciones que impone el actual decreto de autoconsumo no les afectan. Por

ello su viabilidad y rentabilidad económica son incuestionables tal y como se verá en el análisis correspondiente.

La tecnología solar ha incrementado su eficiencia tecnológica y económica exponencialmente en los últimos años. El coste de la electricidad (LCOE, en inglés) de la energía solar fotovoltaica ha disminuido un 20% en los últimos cinco años, según el Foro Económico Mundial. Además, los costes de la fotovoltaica han bajado un 85% en los últimos cinco años. En 2020, se prevé que la energía solar fotovoltaica tenga un LCOE menor que el carbón o gas natural en todo el mundo.

En el caso del autoconsumo, la eficiencia económica y energética de muchos proyectos no tiene nada que envidiar a los proyectos a gran escala. El autoconsumo tiene una gran proyección en España debido a la reducción de costes y el empeño de muchos gobiernos municipales y autonómicos de apoyarlo. [3]

3.4.- Situación de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo.

A pesar de la situación actual en la que está sumergida España, en el resto del mundo el futuro de la fotovoltaica es mucho más esperanzador.



Figura 3.8 Vista aérea de la planta Topaz, en California. First Solar

El Programa Sistemas Fotovoltaicos de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme) publicó en su último informe sobre 2016 -Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2016- que se estaba produciendo un "crecimiento significativo" del mercado solar fotovoltaico global en 2016, el año en el que la potencia FV superaba los 300 gigavatios (GW). [4]

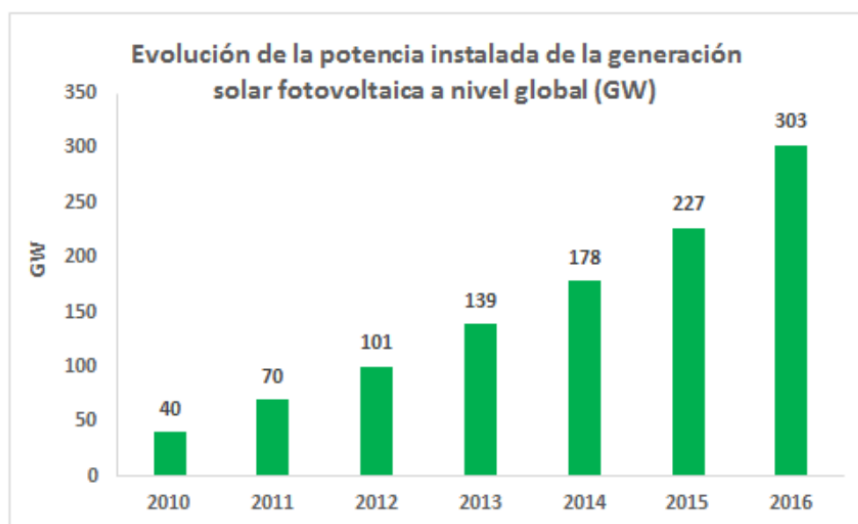


Figura 3.9 Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada a nivel global (GW). Agencia Internacional de la Energía y Solar Power Europe

En total, según la Agencia Internacional de la Energía, en 2016 el mundo instaló 75 gigas de nueva potencia solar. China (con 34,5), Estados Unidos (con 14,7), Japón (con 8,6) e India (4) han sido las cuatro naciones que más potencia han añadido a sus respectivos parques FV nacionales. Reino Unido y Alemania ocupan el quinto y sexto puesto, con 2 y 1,5 gigas respectivamente (España instaló en 2015 sólo 0,05 GW).

Según esta quinta edición de los Snapshots of Global PV Markets, el sector se ha convertido, en solo una década, en la fuente de energía de mayor crecimiento en muchos países de todo el mundo. La velocidad de este despliegue se debe -explica la AIE- a sus "aptitudes únicas para cubrir las necesidades de la mayoría de los segmentos del mercado", desde las instalaciones micro para electrificación rural hasta los grandes campos solares multimegavatio, algunos de los cuales se empiezan a acercar a los mil megas.

Relata la Agencia que el mercado global de China creció 5 gigavatios con respecto al año anterior, hasta alcanzar los 40 gigas. Sólo China es responsable de más del 40% del crecimiento global de la capacidad renovable, impulsada en gran medida por las preocupaciones sobre la contaminación del aire y los objetivos que se delinearon en el decimotercer plan quinquenal del país hasta 2020. De hecho, este país es también líder mundial en energía hidroeléctrica, bioenergía para electricidad y calor, y vehículos eléctricos.[5]

Destaca el progreso que ha experimentado el sector FV en los países en desarrollo, donde esta tecnología se está revelando como una solución perfecta para las necesidades "cruciales" de electricidad "answering a crucial need for electricity" como cita el informe. La AIE considera por otra parte que la FV está empezando a convertirse en competencia directa de las grandes compañías eléctricas en algunos países europeos.

Top 10. Potencia instalada en el año 2016				Top 10. Potencia acumulada hasta 2016			
1		China	34,5 GW	1		China	78,1 GW
2		USA	14,7 GW	2		Japan	42,8 GW
3		Japan	8,6 GW	3		Germany	41,2 GW
4		India	4 GW	4		USA	40,3 GW
5		UK	2 GW	5		Italy	19,3 GW
6		Germany	1,5 GW	6		UK	11,6 GW
7		Korea	0,9 GW	7		India	9 GW
8		Australia	0,8 GW	8		France	7,1 GW
9		Philippines	0,8 GW	9		Australia	5,9 GW
10		Chile	0,7 GW	10		Spain	5,5 GW

Figura 3.10 Potencia instalada y acumulada de diversos países. Fuente: Energías Renovables.

La energía solar fotovoltaica está ingresando en una nueva era. Durante los próximos cinco años, este tipo de energía representará la mayor adición anual de capacidad en las energías renovables, muy por encima de la energía eólica e hidráulica. Esto está impulsado por la continua reducción de los costos de la tecnología y la dinámica del mercado chino como consecuencia de los cambios en las políticas aplicadas.

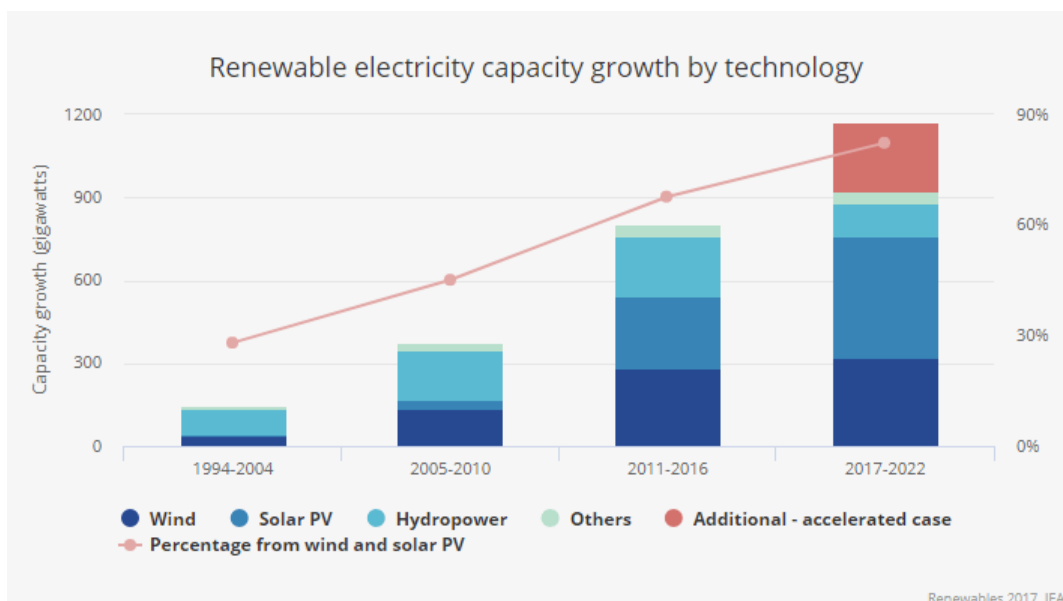


Figura 3.11 Crecimiento de las energías renovables en GW instaladas (eólica, FV, hidráulica).
Fuente: Agencia Internacional de la Energía

En el escenario de crecimiento acelerado (con políticas gubernamentales que impulsen el crecimiento) el análisis de la AIE concluye que el crecimiento de la capacidad renovable podría ser incrementado un 30% adicional, totalizando un aumento de 1.150 GW para el 2022 liderado por China.

2016 fue un año muy importante para la política energética en la Unión Europea. La Comisión Europea publicó su Paquete de Invierno “Energía Limpia para todos los europeos”, un conjunto de medidas cuyo objetivo es sentar las bases para la transición energética que deberá llevar a Europa a la descarbonización de la economía en 2050. Los pilares claves de ese camino son: dar prioridad a la eficiencia energética, aumentar el porcentaje de las energías renovables en el mix energético y convertir a los consumidores en agentes activos del mercado eléctrico.

3.5.- Bombeo Fotovoltaico en España:

El éxito del bombeo solar se debe a la gran rentabilidad que aportan estas instalaciones, a su durabilidad y fiabilidad, y a quedar fuera de las restricciones del nuevo Real Decreto sobre autoconsumo. Además, los meses de mayor rendimiento coinciden con los de mayor demanda de agua y viene a resolver el problema de los altos costes en energía convencional que afectan a la viabilidad

de las explotaciones. A esto se suma su versatilidad, ya que puede adaptarse a cualquier necesidad de bombeo de agua. [6]



Figura 3.12 Módulos fotovoltaicos instalados cerca de embalse. Fuente: Tonkasolar

Dentro de los usos posibles de la energía solar fotovoltaica, tal vez el riego sea uno de los que mejor se adapta a este tipo de energía fluctuante. Tanto la potencia eléctrica generada en los paneles fotovoltaicos como las necesidades de agua de los cultivos están regidas por la misma variable, la radiación solar; a mayor insolación mayores necesidades de agua del cultivo, pero también en mayor capacidad de producir energía fotovoltaica. Cuanto más se necesita regar, más potencia fotovoltaica está disponible para el bombeo. Por otra parte, en España los meses de mayor radiación solar coinciden con los de mayores necesidades de agua para el cultivo, por lo que en bombeo directo podemos aprovechar casi un 70% de la radiación anual. En el caso del riego por aspersión, donde es necesario mantener la presión y el caudal constantes la tecnología actual ha resuelto satisfactoriamente la calidad y rentabilidad del uso de la energía solar fotovoltaica para esta aplicación.

La agricultura es uno de los mayores demandantes de energía. Extraer agua desde captaciones subterráneas o superficiales, junto con la aplicación de la presión necesaria para el riego, supone un gran gasto de energía y un coste

cada vez mayor para los cultivos. La drástica bajada de precios de los paneles fotovoltaicos, junto con la tendencia al alza en el precio de los combustibles fósiles y la electricidad de red, han hecho que hayan ido apareciendo en el mercado sistemas de bombeo fotovoltaico que resultan rentables.

Desde 2015 hasta 2018 se está desarrollando el proyecto Maslowaten, con financiación a cargo del programa Horizonte 2020 de la Unión Europea. El objetivo es la progresiva absorción por el mercado de una innovadora solución de riego basado en el consumo de agua de bajo consumo energético. El proyecto está coordinado desde la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y cuenta con la participación de empresas e instituciones de cinco países, entre las que las españolas son mayoría.

Los objetivos principales son mostrar la viabilidad técnica y económica de los sistemas FV de bombeo a gran escala, eficientes y libres de intermitencia para el riego, que permiten el 100% del consumo de energía renovable, reducir el consumo de agua mediante automatismos, TIC soluciones de precisión para agricultura, lograr la respuesta del mercado y la aplicación comercial de un nuevo producto verde para el riego con un consumo de electricidad 100% renovable y un 30% menos de agua.

Actualmente este proyecto se encuentra en la fase de transferencia tecnológica a las diferentes empresas del sector. En este contexto, desde el proyecto, se ha desarrollado una herramienta para el cálculo de los diferentes componentes de la instalación en función de la aplicación a la que se destine denominada SISIFO, a la que se puede acceder desde la página Web sisifo.adminia.es, gestionada por el Instituto de Energía Solar dependiente de la Universidad Politécnica de Madrid. Esta herramienta permite calcular las diferentes variables que intervienen tanto si se trata de un bombeo directo pozo balsa, pozo a riego o balsa a riego, ya sea a caudal y presión variable o constante, o ya sea que se utilice un sistema de seguimiento en uno o dos ejes o sobre superficie fija.

4. El Bombeo Solar Fotovoltaico. Introducción

4.1.- Qué es el Bombeo Solar Fotovoltaico

El bombeo solar Fotovoltaico es un sistema que funciona de forma autónoma, que proporciona un suministro de agua utilizando como única fuente de energía, la energía solar. Resulta especialmente útil para aquellas instalaciones de abastecimiento de agua que se encuentran en lugares aislados donde no llega la red eléctrica o no es lo suficientemente potente. Pero cada vez son más los usuarios que se interesan por esta tecnología a pesar de no presentar estos problemas porque, a pesar de necesitar una inversión inicial significativa, no está sujeta a las continuas subidas de la electricidad o de los combustibles fósiles y su coste económico es sensiblemente inferior al coste de la energía suministrada por la red, elimina los costes fijos asociados con el sistema eléctrico, utiliza energía limpia y renovable y, en el caso de suministros realizados con motobombas de gasóleo, se aumenta significativamente todas estas ventajas.[7]

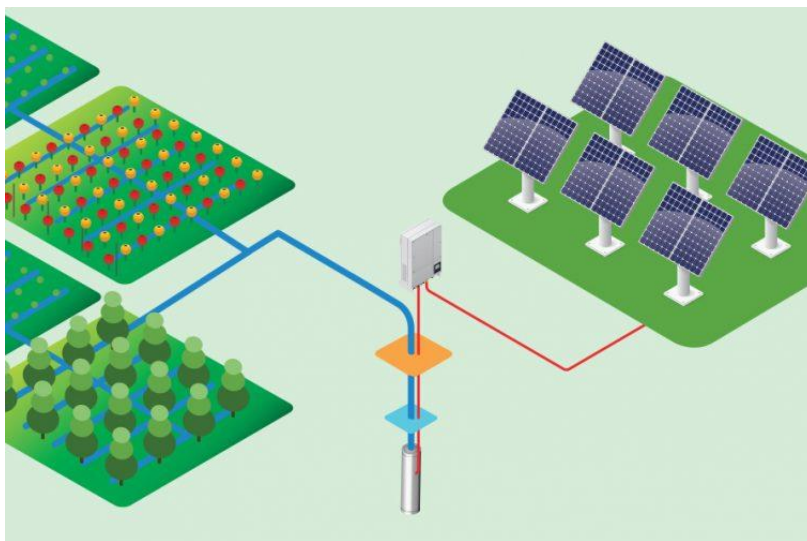


Figura 4.1 Esquema bombeo solar fotovoltaico. Fuente: Proyecto FSE

Se utilizan para bombear agua desde un pozo o embalse, para abastecimiento humano, ganadería, agricultura, instalaciones industriales.

En general, puede ser utilizado en todos los procesos que requieran aumentar la presión del agua canalizada, ya sea para obtener una presión y/o caudal constante o variable, en función de la irradiación instantánea.

Con el bombeo solar fotovoltaico se pueden bombear caudales desde balsa a balsa, de pozo a balsa y de balsa o pozo a riego directo a presión y/o caudal constante. El sistema más eficiente es el bombeo desde embalse o pozo hasta balsa. En este caso aprovechamos al máximo la radiación solar incidente en cada momento variando el caudal y la presión final mediante el variador de frecuencia. En el caso de riego a presión y/o caudal constante el sistema solo actuará cuando la radiación incidente genere la potencia mínima necesaria para alcanzar el caudal y/o la presión mínima establecida.

4.2.- Componentes Básicos de una instalación.

Los componentes principales de una instalación de bombeo solar fotovoltaico son [8]: El generador fotovoltaico, el sistema motor bomba, el cableado y tuberías y el variador de frecuencia (opcional).

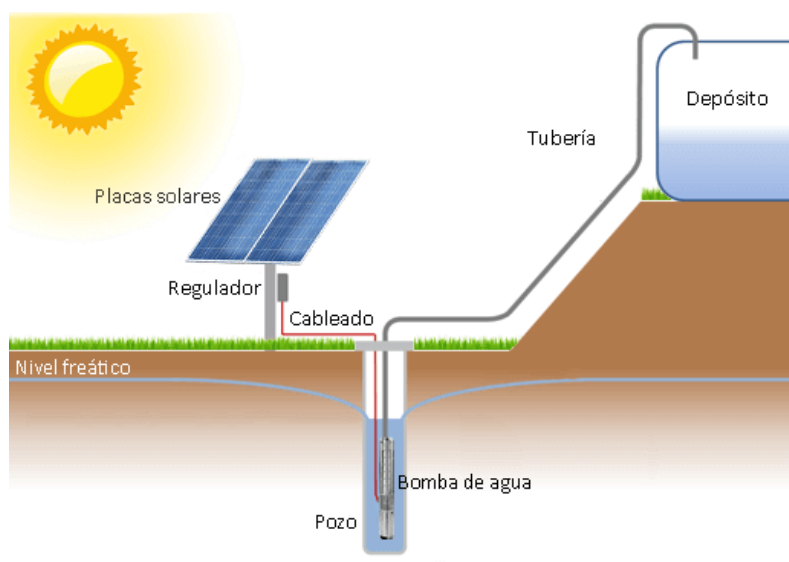


Figura 4.2 Esquema con componentes básicos de un bombeo solar fotovoltaico. Fuente: HelioEsfera

4.2.1.- El generador fotovoltaico.

Compuesto por paneles solares. El panel solar es el encargado de transformar la energía solar en electricidad. El tipo de electricidad que proporcionan los paneles solares fotovoltaicos es de corriente continua.



Figura 4.3 Generador fotovoltaico. Fuente: Radiorebelde

4.2.2.- Sistema motor bomba.

Es el elemento encargado de tomar el agua del pozo o embalse, e impulsarla hasta el lugar en donde se requiere. Existen múltiples tipos de bombas en función de la técnica de impulsión que utilicen aunque en general pueden dividirse en dos grandes grupos: centrífugas y volumétricas. También existen otras divisiones como las de bombas sumergibles y no sumergibles o aquellas que trabajan con corriente continua o con corriente alterna.



Figura 4.4 Bomba centrífuga. Fuente: Megabombas

4.2.3.- Sistema de cableado y tuberías.

Dimensionado de acuerdo con las y normativas que lo regulan, adaptado a los requerimientos del sistema para minimizar perdidas y garantizar la seguridad de la instalación.

4.2.4.- Variador de frecuencia.

Es un transformador de corriente que modifica los parámetros de tensión e intensidad que proporciona el panel solar fotovoltaico buscando siempre el punto de máxima potencia posible, variando la frecuencia resultante en función de la programación realizada en base a los requerimientos del sistema.



Figura 4.5 Variador de frecuencia RX. Fuente: OMRON

4.3.- Funcionamiento

La electricidad en corriente continua producida por el generador fotovoltaico se conduce directamente al bus de corriente continua del variador de frecuencia. El variador de frecuencia genera una tensión trifásica en corriente alterna de 230V o 400V (según la tensión del motor), permitiendo la utilización de motores trifásicos.

El cuadro eléctrico además de incluir el variador de velocidad, dispone de sonda de nivel para el pozo o embalses, lo que protege contra la marcha en seco y señala automáticamente los niveles de llenado del depósito. [9]

El uso del variador de frecuencia aumenta el rendimiento de una instalación fotovoltaica de bombeo solar, ya que permiten aprovechar al máximo las horas que la bomba está trabajando, variando así su frecuencia de salida en función de la radiación solar incidente en cada momento.

La tensión que generan los paneles solares depende de la cantidad de radiación recibida, la cual varía en función de la época del año y de la nubosidad del día. El variador mide esta tensión y ajusta la velocidad de la bomba para que se adapte a la potencia entregada en cada momento por los paneles solares, obteniendo así un aprovechamiento máximo. De esta forma, es capaz de hacer funcionar en las primeras y últimas horas del día a la bomba de una manera proporcional a la energía que es capaz de generar el campo solar. Si la radiación no es suficiente (amanecer, atardecer, lluvia, etc.) la bomba se para automáticamente y arranca cuándo haya radiación solar suficiente.

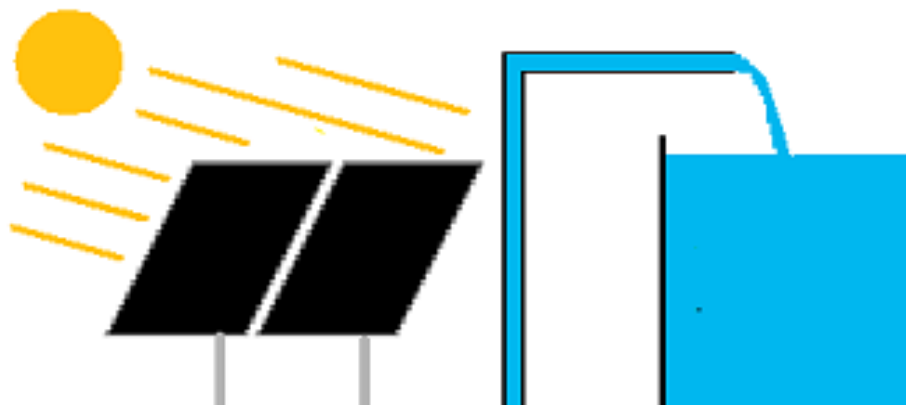


Figura 4.6 Con radiación solar débil el panel proporciona poca potencia y la bomba extrae poco caudal. Fuente: Sitiosolar

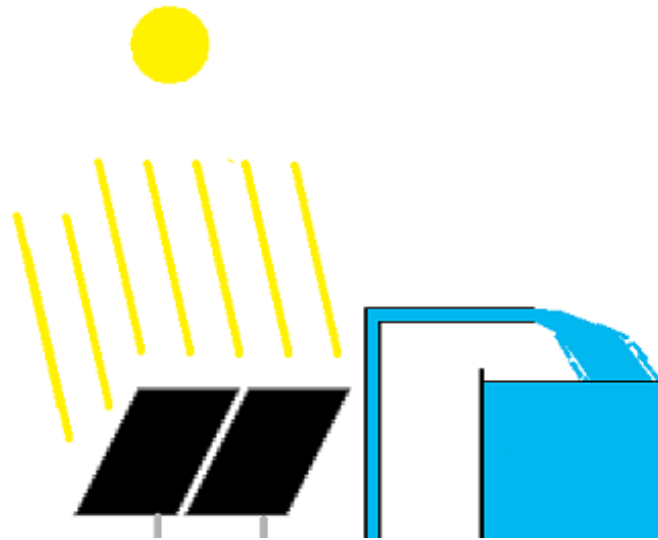


Figura 4.7 Con radiación solar intensa el panel proporciona mayor potencia y la bomba extrae mayor caudal de agua. Fuente: Sitiosolar.

En función del caudal deseado, la profundidad del agua del pozo o las características del embalse y la presión necesaria para el riego, se dimensiona la potencia necesaria de la bomba. Tanto si se necesita bombear agua a una balsa, a un depósito o directamente sobre cultivos.

En algunos casos se puede incorporar un sistema de almacenamiento de energía destinado a mantener la alimentación constante de los automatismos, la monitorización o el funcionamiento de bombas auxiliares para inyección de abonos o batidores. Solo en casos extraordinarios se podría justificar un sistema de almacenamiento para hacer funcionar la bomba principal durante las horas de baja o nula irradiación, puesto que con un diseño adecuado se puede bombear la cantidad suficiente de agua necesaria durante las horas de radiación solar y así evitar este costoso componente.

4.4.- Ventajas de su utilización.

Entre las principales ventajas que presenta un sistema de tipo Generador FV – Bomba – Variador se encuentra:

- Utiliza energía solar, no contaminante, inagotable y gratuita.
- Permite la utilización de gran variedad de bombas en cuanto a potencias, caudal y altura. Se puede ajustar a las necesidades de la instalación existente.
- Adaptación natural al período estival de riego en la agricultura. A mayor radiación más evaporación y mayor cantidad de agua aportada. La época estival de riego de cultivos en agricultura es de Mayo a Septiembre que corresponde al de mayor radiación solar.
- Elementos de la instalación con un alto grado de rendimiento.
- Mantenimiento sencillo. Consiste en limpieza periódica de módulos solares, inspección visual de la estructura soporte de los paneles, así como la revisión de las condiciones de trabajo del resto de los equipos.
- Es un sistema modular que permite ampliación.
- Los paneles no tienen partes mecánicas en movimiento sometidas a desgaste.
- Son sistemas silenciosos.
- Elevada vida útil de los paneles fotovoltaicos.
- No requiere inversión en acumuladores solares, puesto que almacena agua en lugar de energía
- Elevado ahorro de energía y eliminación de los costes de la factura eléctrica lo que acelera la recuperación de la inversión inicial.
- El retorno de inversión no depende de primas, ni es necesario formalizar un contrato de compra-venta de energía con la compañía eléctrica.

- La bomba de agua se alimenta de energía solar reduciéndose las emisiones de CO₂.
- El sistema puede ser automatizable y monitorizable a distancia, evitando desplazamientos al lugar de ubicación.

5. Metodología para el cálculo de instalaciones de bombeo solar fotovoltaico y su aplicación a un caso práctico.

En este punto se trata de definir un procedimiento que nos permita que, partiendo de los datos básicos de entrada de variables determinados por el proyecto hidráulico y las necesidades hídricas, dimensionar el sistema completo y definir los diferentes elementos que lo conformarán. En cada una de las etapas del diseño y cálculo se aplicarán los criterios expuestos al caso práctico que se define a continuación. En algunas de las etapas se examinarán diferentes procedimientos para determinar los elementos más adecuados a la instalación de bombeo solar fotovoltaico objeto del presente estudio.

El caso de estudio forma parte de un proyecto de bombeo de agua para riego de varias parcelas ubicadas en el paraje de Chuecos en el municipio de Águilas (Murcia). El agua a utilizar es abastecida por la desaladora propiedad de la Comunidad de Regantes de Águilas que tiene asignado a esta explotación el volumen anual necesario de 200.000 m³ anuales. Sin embargo, el abastecimiento se realiza de forma irregular, sin un caudal fijo, por lo que se hace necesario disponer de un primer embalse que almacene los flujos irregulares y permita que el bombeo a realizar se pueda hacer de forma regular. Desde este primer embalse al que llega el agua por gravedad desde las instalaciones de la Comunidad de Regantes, se realiza un primer bombeo hasta un segundo embalse, al que corresponde el caso de estudio que se realiza en el presente trabajo. Desde el segundo embalse se detrae una parte para riego de cítricos fundamentalmente, estando prevista la realización de un segundo bombeo que, partiendo de este embalse, eleve el resto del volumen total hasta un tercer embalse situado a 4.000 metros de distancia y a una diferencia de cota de 180 metros. Este tercer embalse abastecerá el agua necesaria para el riego de grandes extensiones de Aloe Vera y el mantenimiento de charcas para conservación de fauna y floras autóctonas.

5.1.- Caso práctico. Datos de Partida

a) Localización Geográfica.

Paraje: Chuecos

Municipio: Águilas

Provincia: Murcia

Comunidad Autónoma: Región de Murcia

Coordenadas geográficas en grados polares: 37.491000, -1,617222

Localización Catastral: Paraje de Tébar, Polígono 6, Parcela 39 de Águilas (Murcia).

b) Necesidades Hídricas.

Tipo de cultivo: Regadío cítricos y Aloe Vera.

Otros usos: Mantenimiento de charcas para fauna.

Volumen anual necesario: 200.000 m³

Volúmenes estacionales mínimos: NA.

c) Descripción del sistema hidráulico.

Volumen Embalse 1: 7.766 m³

Volumen Embalse 2: 22.146 m³

Cota Balsa 1: 361, 75 m.s.n.m.

Cota Balsa 2: 381,75 m.s.n.m.

Diferencia de cotas: 20 m.

Longitud de tubería: 2.096 m.

Diámetro tubería: 200 mm.

Material tubería: PEAD. Polietileno Alta Densidad

d) Ubicación del sistema de Bombeo.

Ubicación de la Bomba: Sobre el nivel del embalse.

Altura aspiración bomba: 2 m.

Altura de Impulsión: 20 m.

Altura de abatimiento: 10 m.

Distancia tubería bomba a embalse: 50 m.

Distancia Bomba a Generador Fotovoltaico: 105 m.

5.2.- Procedimiento para el cálculo y diseño del sistema de bombeo solar.

Cálculo y Diseño del caso práctico.

5.2.1.- Cálculo del caudal de impulsión.

El objetivo de este apartado es llegar a conocer las necesidades de bombeo en m^3/h para cumplir con las necesidades de la demanda de agua bombeada y poder así determinar el tipo de bomba a utilizar.

Para ello partiremos de dos supuesto: Volumen anual necesario y/o volumen estacional mínimo necesario. Para este cálculo, previamente, necesitamos conocer la irradiación solar en la ubicación elegida, en forma de Horas de Sol Pico (HSP).

En el caso práctico, las necesidades de agua bombeada vienen determinadas por el proyecto hidráulico y están cifradas en 200.000 m^3 anuales, tal y como se indica en los datos de partida del proyecto. En el caso de no conocer previamente el volumen anual o estacional necesario, el cálculo debe realizarse en base al tipo de cultivo a regar, la superficie regable y los datos climatológicos de la zona.

5.2.1.1.- Cálculo de las HSP.

a) Qué son las Horas de Sol Pico.

Es importante definir el concepto de Horas de Sol Pico y su forma de calcularlas. Una hora solar pico "HPS" equivale a $1\text{Kwh}/\text{m}^2$ o, lo que es lo mismo, $3.6 \text{ MJ}/\text{m}^2$. Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada "paquete" de 1 hora recibiendo $1000 \text{ Wh}/\text{m}^2$. [10]

En realidad Hora de Sol Pico es una cantidad de tiempo teórico equivalente a las horas que el sol estaría produciendo la máxima irradiación sobre una superficie dada.

En un día de verano en la Región de Murcia, las horas de luz solar son 15, sin embargo, la diferente inclinación de la trayectoria solar hace que el ángulo de incidencia sobre una superficie no sea el óptimo durante el total de horas. Si agrupamos la irradiación que incide a lo largo de esas 15 horas sobre una

superficie óptima, se establece que el valor de la energía recibida es el equivalente a 7 horas de irradiación directa sobre esa superficie.

Trayectoria del Sol

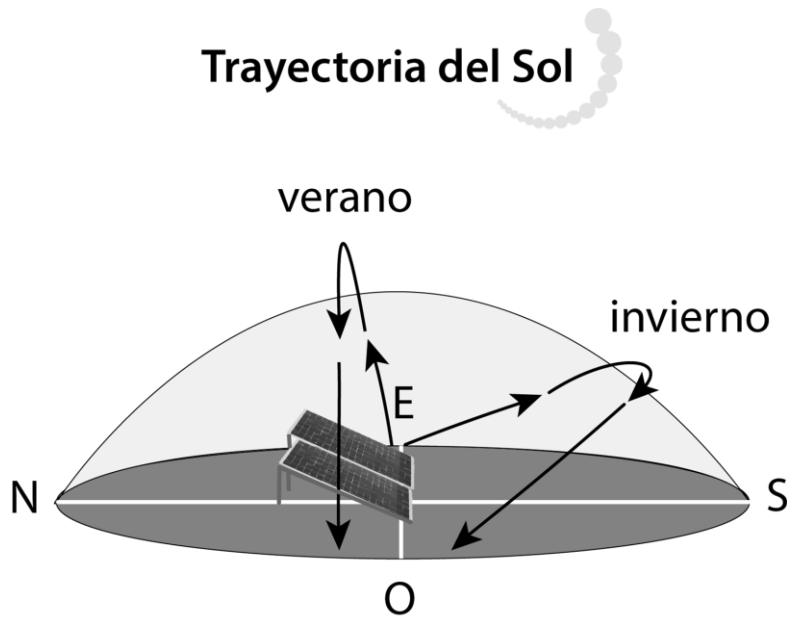


Figura 5.1 Trayectoria del sol en verano e invierno. Fuente: Mansur Solar

Por lo tanto, las HSP correspondientes a un día de cada mes en una localización dada dependen de la irradiación y de la inclinación.

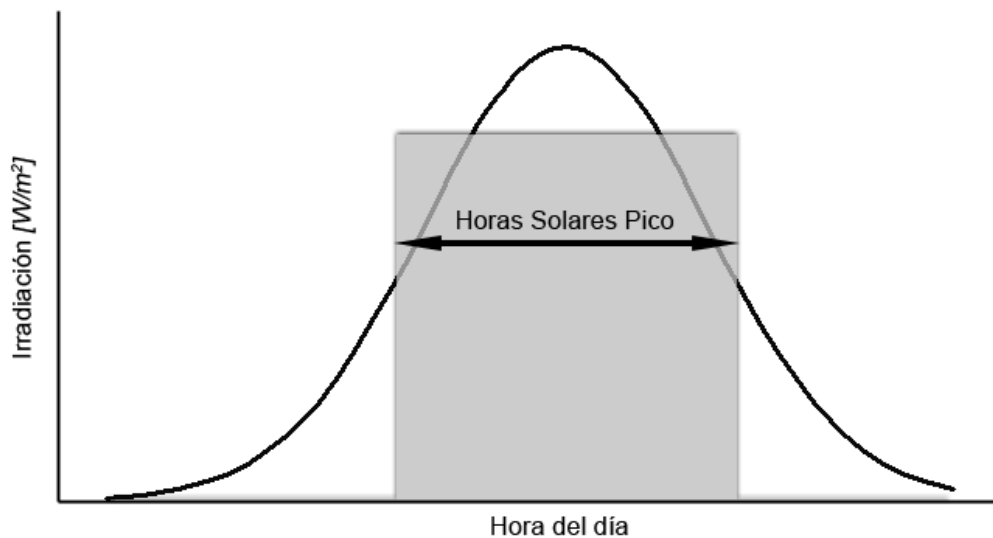


Figura 5.2 Relación entre Irradiación y Horas Solar Pico en un día. Fuente: SunFields

Las HSP en Águilas, Murcia, con un ángulo de inclinación de 30º sería, obtenido con PVGIS¹.

Tabla 5.1 HSP al día cada mes

Mes	HSP al día (30º)
Enero	3,63
Febrero	4,36
Marzo	5,3
Abril	5,26
Mayo	5,5
Junio	5,84
Julio	5,85
Agosto	5,63
Septiembre	4,98
Octubre	4,49
Noviembre	3,71
Diciembre	3,37

De esta forma, si se conocen las HSP de un mes, se puede calcular fácilmente la energía que un generador fotovoltaico puede producir en cada día del año, multiplicando las HSP del día por la potencia del generador fotovoltaico. Si se dispone de un generador fotovoltaico de 1 kWp de potencia y se quiere saber la energía que va a suministrar ese generador durante el día 27 de junio, conociendo que las HSP de este día son 5.84, quedaría $1kWp * 5.84 = 5.84 kWh/KWp$ producido ese día de junio. Para tener un conocimiento más global, si se conocen las HSP anuales de un lugar concreto se determina que las HSP son iguales al número de kWh/kWp instalado en ese lugar.

¹ PVGIS es un sistema de Información Geográfica Fotovoltaica de la Unión Europea.

En este caso los kWh/kWp instalados son: 1.759,32 HSP.

b) Cómo se obtienen las HSP:

Para obtener las HSP primero se calculan sobre una superficie plana. Se aplican los coeficientes para la inclinación deseada, obteniendo así las HSP brutas (sin pérdidas). Después se aplican una serie de coeficientes relacionados con la calidad de la atmósfera, temperatura, pérdidas por suciedad en los módulos, etc... para obtener finalmente las HSP netas (con pérdidas). A ello se le sumarían las pérdidas, si las hubiera, por desviación con respecto a la orientación Sur.

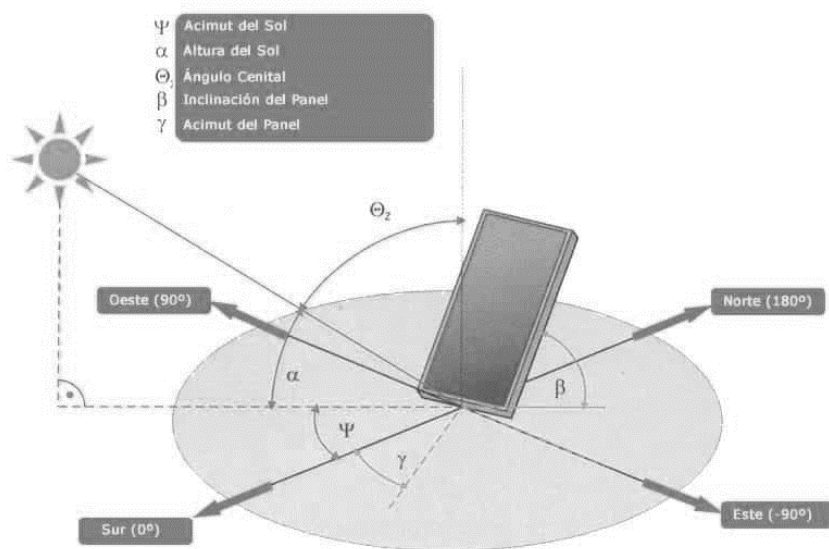


Figura 5.3 Ángulo Acimut y Cenital del sol, inclinación y acimut del panel Fuente: SunFields europe Fuente: SunFields europe

De forma más detallada, los parámetros más relevantes para la determinación de las HSP, son los siguientes:

- Orientación o azimut

Los paneles fotovoltaicos son más productivos cuando los rayos inciden perpendicularmente, es por ello que la orientación óptima en el hemisferio norte es hacia el sur, con un ángulo azimutal del módulo de 0°.

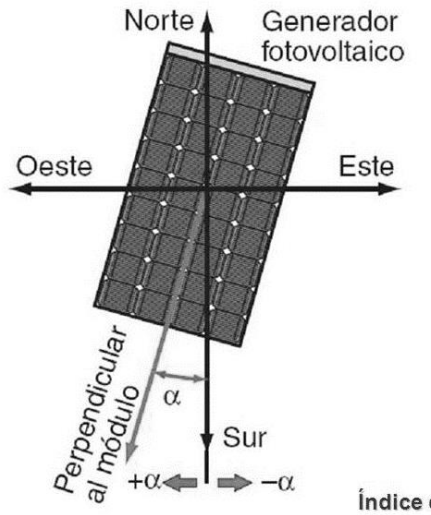


Figura 5.4 Ángulo Acimut del panel. Fuente: Solar Action

- **Inclinación**

Dependiendo de la inclinación de los módulos, estos reciben una irradiancia mayor o menor en distintas épocas del año. β Es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal y su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

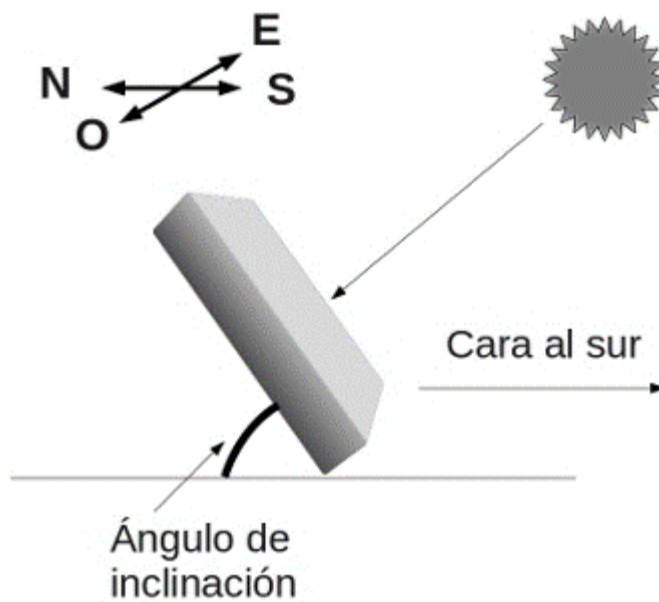


Figura 5.5 β , Ángulo de inclinación del panel.

El ángulo de inclinación que favorece una mayor producción en verano se obtiene:

$$\beta = \text{latitud}^{\circ} - 10^{\circ} \quad (5.1)$$

El ángulo de inclinación que favorece una mayor producción en invierno se obtiene:

$$\beta = \text{latitud}^{\circ} + 10^{\circ} \quad (5.2)$$

En Murcia, la latitud es de 38° , por lo que la inclinación óptima para verano e invierno es de:

$$\beta = 28^{\circ} \approx 30^{\circ}, \text{ Para verano.} \quad (5.3)$$




$$\beta = 48 \approx 45^{\circ}, \text{ Para invierno.} \quad (5.4)$$

Una vez conocida la importancia de la instalación física del generador fotovoltaico (ángulo de azimut e inclinación) y el concepto y obtención de las HSP, se muestra su obtención para el caso práctico de este TFG.

c) Cálculo de las HSP correspondientes a la ubicación del bombeo.

Las HSP sobre superficie plana e inclinada se pueden obtener de tablas y aplicarle los coeficientes citados o, a través del programa PVGIS donde especificando la localización, inclinación de los módulos y tipo de placa solar, proporciona las HPS netas.

Para paneles solares de Silicio cristalino, instalados con una inclinación de 30° , con unas pérdidas estimadas del sistema del 6% y en la localización de las coordenadas geográficas de la ubicación en Chuecos, Águilas, los resultados proporcionados por el PVGIS son:



Sistema de Información geográfica fotovoltaica - mapa interactivo


EUROPA > CE > CCI > IET > RE > SOLAREC > PVGIS > Mapa interactivo > Europa

[Contacto](#)
[Aviso jurídico importante](#)

Por ejemplo, "Ispra, Italy" "45.256N, 16.9589E"

posición del cursor: 37.490, -1.617
 posición elegida: 37.491, -1.617

Latitud:
 Longitud:

Estimación FV | Radiación mensual | Radiación diaria | FV autónomo

Rendimiento del sistema FV conectado a red

Base de datos de radiación: [[¿Qué es esto?](#)]

Tecnología FV:

Potencia FV pico instalada kWp

Pérdidas estimadas del sistema [0;100] %

Opciones de montaje fijo:

Posición de montaje:

Inclin. [0;90] grados Optimizar la inclinación

Acimut [-180;180] grados Optimizar también el acimut

(Ángulo de acimut de -180 a 180. Este=-90, sur=0)

Opciones del sistema de seguimiento:

Eje vertical Inclin. [0;90] grados Optimizar

Eje inclinado Inclin. [0;90] grados Optimizar

Seguidor solar a dos ejes

Fichero del horizonte: Ningún archivo seleccionado

Formatos de salida

Mostrar gráficas Mostrar el horizonte

Página web Fichero de texto PDF

[\[ayuda\]](#)

Datos de mapas ©2018 Google, Inst. Geogr. Nacional | [Términos de uso](#) | [Notificar un problema de Maps](#)

[Radiación solar](#) | [Temperatura](#) | [Otros mapas](#)

Figura 5.6 Especificaciones PVGIS

Rendimiento del sistema FV conectado a red

NOTA: antes de utilizar estos cálculos para nada serio, debería leer [esto](#)

PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

Lugar: 37°29'27" Norte, 1°37'1" Oeste, Elevación: 357 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

Potencia nominal del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristalino)

Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 11.4% (utilizando la temperatura ambiente local)

Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.6%

Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 6.0%

Pérdidas combinadas del sistema FV: 18.9%

Sistema fijo: inclinación=30°, orientación=0°				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	3.63	113	4.25	132
Feb	4.36	122	5.14	144
Mar	5.30	164	6.44	200
Abr	5.26	158	6.49	195
Mayo	5.50	170	6.88	213
Jun	5.84	175	7.43	223
Jul	5.85	181	7.54	234
Ago	5.63	174	7.25	225
Sep	4.98	149	6.27	188
Oct	4.49	139	5.55	172
Nov	3.71	111	4.41	132
Dic	3.37	104	3.95	122
Media anual	4.83	147	5.97	182
Total para el año		1760		2180

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

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

H_d : Media diaria de la irradiancia global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m^2)

H_m : Suma media de la irradiancia global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m^2)

PVGIS © Comunidades europeas, 2001-2012

La reproducción está autorizada, siempre que se informe de la fuente.

Ver la cláusula de exención de responsabilidad [aquí](#)

Figura 5.7 Resultados PVGIS

Finalmente se obtiene:

Tabla 5.2 Producción de electricidad media diaria y mensual (kWh)

Mes	Días	Producción electricidad media diaria (kWh)	Producción electricidad media mensual (kWh)
Enero	31	3,63	112,53
Febrero	28	4,36	122,08
Marzo	31	5,3	164,3
Abril	30	5,26	157,8
Mayo	31	5,5	170,5
Junio	30	5,84	175,2
Julio	31	5,85	181,35
Agosto	31	5,63	174,53
Septiembre	30	4,98	149,4
Octubre	31	4,49	139,19
Noviembre	30	3,71	111,3
Diciembre	31	3,37	104,47
Anual			1762,65

$$HSP \text{ año} = \frac{\text{producción electricidad (kWh)}}{\text{potencia pico instalada (kWp)}} = \frac{1.762,65}{1} = 1.762,65 \quad (5.5)$$

5.2.1.2.- Cálculo del Caudal medio diario m³/h durante todo el año:

Partiendo de un volumen anual necesario de 200.000 m³ y a partir de las HSP obtenidas con una inclinación de 30°, en la localización de Castillo de Chuecos, Águilas, se tienen las HSP a 30° de la *Tabla 5.3*.

Tabla 5.3 HSP/día y HSP/mes a 30º.

Mes	Días	HSP / día a 30º	HSP / mes a 30º
Enero	31	3,63	112,53
Febrero	28	4,36	122,08
Marzo	31	5,30	164,3
Abril	30	5,26	157,8
Mayo	31	5,50	170,5
Junio	30	5,84	175,2
Julio	31	5,85	181,35
Agosto	31	5,63	174,53
Septiembre	30	4,98	149,4
Octubre	31	4,49	139,19
Noviembre	30	3,71	111,3
Diciembre	31	3,37	104,47
Anual			1762,65

$$Q(m^3) = \frac{\text{Volumen anual}}{\text{HSP anual}} = \frac{200.000}{1.762,65} = 113,68 \frac{m^3}{HSP} \approx 115 m^3/h \quad (5.6)$$

Y finalmente, en la *Tabla 5.4*, se comprueba que para las HSP mensuales y el caudal escogido, el volumen anual bombeado es similar o ligeramente superior al necesario.

Tabla 5.4 Cálculo del volumen anual bombeado

Mes	Días	HSP/mes (30º)	Volumen mensual (m³)
Enero	31	111,91	12869,65
Febrero	28	121,52	13974,8
Marzo	31	163,99	18858,85
Abril	30	157,8	18147
Mayo	31	170,5	19607,5
Junio	30	175,2	20148
Julio	31	181,35	20855,25
Agosto	31	174,53	20070,95
Septiembre	30	149,1	17146,5
Octubre	31	138,88	15971,2
Noviembre	30	111	12765
Diciembre	31	103,54	11907,1
Anual		1759,32	202321,8

De esta forma se determina que el caudal mínimo necesario de impulsión de la Bomba es de 115 m³/h para cumplir con el **Volumen Anual Necesario**

5.2.1.3.- Cálculo del caudal de impulsión de la Bomba a partir del volumen estacional mínimo necesario:

En este caso, conocidos los volúmenes estacionales de agua necesarios y las HSP obtenidas como se especificaba en el apartado anterior, se obtiene el mínimo caudal medio estacionario necesario por cada estación del año, para cumplir con los requisitos hídricos. De los cuatro caudales obtenidos se escoge el mayor, siendo este el más restrictivo, asegurando así que en ninguna estación falte agua.

La forma de proceder sería la siguiente:

- 1.- Dividir los volúmenes de agua de cada estación/mes entre el total de HSP de esos meses. De esta forma se conoce los caudales mínimos de trabajo.
- 2.- Escoger como caudal medio mensual de trabajo de la bomba el mayor de todos los obtenidos en el apartado anterior.
- 3.- Comprobar que con el caudal de trabajo y las HSP medias mensuales los volúmenes totales estacionales son semejantes o superiores a los requeridos.

Por ejemplo si se tienen unas necesidades hídricas en invierno de 15.000 m³/mes; en primavera y otoño de 16.000 m³/mes y en verano de 26.000 m³/mes., el volumen total anual sería el obtenido en la *Tabla 5.5*:

Tabla 5.5 Cálculo del caudal de impulsión a partir del volumen estacional mínimo necesario.

Mes	Días	HSP/mes (30º)	Volumen mensual necesario (m3)	Caudal mínimo necesario a bombear (m³/h)	Máximo caudal necesario (m³/h)	Volumen máximo posible a elevar (m³)	Estación	Diferencia de volumen necesario (m³)
Enero	31	111,91	15.000,00	134,04		16.671,40	Invierno	1.671,40
Febrero	28	121,52	15.000,00	123,44		18.103,02	Invierno	3.103,02
Marzo	31	163,99	16.000,00	97,57		24.429,84	Primavera	8.429,84
Abril	30	157,80	16.000,00	101,39		23.507,71	Primavera	7.507,71
Mayo	31	170,50	16.000,00	93,84		25.399,64	Primavera	9.399,64
Junio	30	175,20	26.000,00	148,40		26.099,81	Verano	99,81
Julio	31	181,35	26.000,00	143,37		27.015,99	Verano	1.015,99
Agosto	31	174,53	26.000,00	148,97	148,97	26.000,00	Verano	0,00
Septiembre	30	149,10	16.000,00	107,31		22.211,65	Otoño	6.211,65
Octubre	31	138,88	16.000,00	115,21		20.689,17	Otoño	4.689,17
Noviembre	30	111,00	16.000,00	144,14		16.535,84	Otoño	535,84
Diciembre	31	103,54	15.000,00	144,87		15.424,51	Invierno	424,51
Anual		1.759,32	219.000,00			262.088,58		43.088,58

Como se aprecia en la *Tabla 5.5*, el mayor caudal necesario es el correspondiente al mes de agosto, por lo que este sería el caudal elegido para el cálculo de la bomba.

Como se observa, en todos los meses del año hay un exceso de volumen bombeados salvo en el mes de agosto. En este caso y teniendo en cuenta la capacidad del embalse hasta el que se bombea, se podría tener en cuenta la acumulación progresiva en el embalse de destino y reducir el caudal de la bomba, ajustando los excesos y compensando los déficits con la acumulación anterior. En el ejemplo, si se reduce el caudal de la bomba hasta 130 m³/h y se dispusiera de un embalse de 20.000 m³, se cumpliría con las necesidades tal y como se aprecia en la *Tabla 5.6*, puesto que se compensaría el déficit de enero con el superávit de diciembre.

Tabla 5.6 Análisis del volumen de agua bombeado con un caudal de 130 m³/h.

Mes	HSP/mes (30 ^º)	Volumen mensual necesario (m ³)	Caudal Mínimo necesario a bombear (m ³ /h)	Caudal a bombear (m ³ /h)	Volumen máximo posible a elevar (m ³)	Diferencia de volumen necesario (m ³)	Acumulac.
Enero	111,91	15.000,00	134,04		14.548,30	-451,70	-451,70
Febrero	121,52	15.000,00	123,44		15.797,60	797,60	345,90
Marzo	163,99	16.000,00	97,57		21.318,70	5.318,70	5.664,60
Abril	157,80	16.000,00	101,39		20.514,00	4.514,00	10.178,60
Mayo	170,50	16.000,00	93,84		22.165,00	6.165,00	16.343,60
Junio	175,20	26.000,00	148,40		22.776,00	-3.224,00	13.119,60
Julio	181,35	26.000,00	143,37		23.575,50	-2.424,50	10.695,10
Agosto	174,53	26.000,00	148,97	130,00	22.688,90	-3.311,10	7.384,00
Septiembre	149,10	16.000,00	107,31		19.383,00	3.383,00	10.767,00
Octubre	138,88	16.000,00	115,21		18.054,40	2.054,40	12.821,40
Noviembre	111,00	16.000,00	144,14		14.430,00	-1.570,00	11.251,40
Diciembre	103,54	15.000,00	144,87		13.460,20	-1.539,80	9.711,60
Anual	1.759,32	219.000,00			228.711,60	9.711,60	

Una vez determinado el caudal mínimo a bombear se pasaría a evaluar el sistema hidráulico para conocer la altura de elevación, las pérdidas de carga en base a la longitud, diámetro y material de las tuberías y determinar la altura manométrica final. Conocidos estos datos se determina la bomba capaz de realizar este trabajo, su potencia, el variador de frecuencia idóneo y el campo fotovoltaico necesario para abastecer la energía que absorbe el sistema, tal y como se describe en los puntos que se desarrollan a continuación.

5.3. Diseño hidráulico. Generalidades

Normalmente los datos necesarios sobre el diseño hidráulico deben venir dados por la propiedad o por el proyecto, ya sea que la instalación existe y se trata solo de incorporar un sistema fotovoltaico o porque el proyecto hidráulico ya ha definido los parámetros necesarios, como es el caso práctico que nos

ocupa. No obstante, y a título meramente enunciativo, se exponen en este estudio herramientas para su definición.

Se trata de determinar el diámetro, longitud y material de la tubería, además de los accesorios necesarios (válvulas, etc...).

5.3.1. Longitud de la tubería.

Para conocer la longitud de la tubería hay varias opciones. Medirlo en el lugar o utilizar herramientas virtuales para su medición.

Una de estas herramientas sería Google Maps. Especificando el lugar geográfico y con la opción “Medir distancia” se puede obtener los metros que distan entre varios puntos. Sin embargo, esta alternativa ofrece datos aproximados y hay que sumarle un porcentaje de entre un 5 y un 10% de la longitud medida.

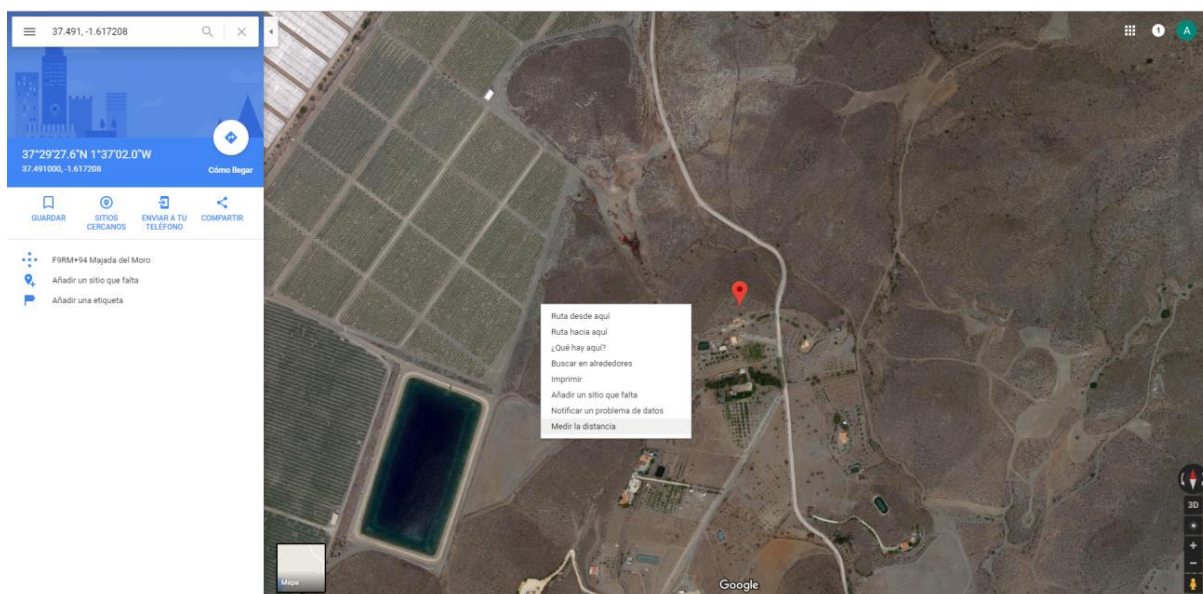


Figura 5.8 Localización geográfica y opción medir distancia. Google Maps

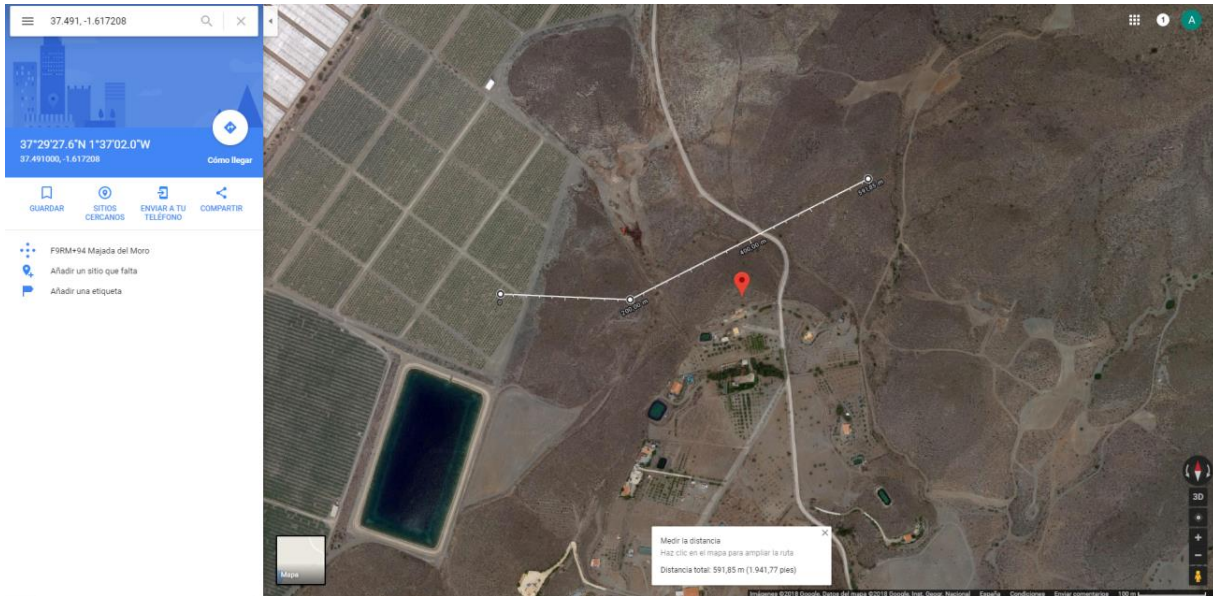


Figura 5.9 Distancia medida. Google Mapas

5.3.2.- Diámetro nominal de la tubería

El diámetro nominal es el diámetro interior de un tubo.

Una vez conocido el caudal volumétrico se puede obtener el diámetro nominal de la tubería que asegure que la velocidad final del fluido esté dentro de los rangos aceptables.

El diámetro de la tubería afecta a la velocidad del fluido y a las pérdidas de carga continuas en esta, concepto que se explicará más adelante.

La *Tabla 5.7* propone, en función del caudal (q), [m^3/h], un diámetro nominal (dN), [mm] o pulgadas [$''$]), para no sobrepasar las velocidades habituales en la práctica de ingeniería. Según sea la tubería de aspiración o impulsión. [11]

Tabla 5.7 Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga

dN _{prop.} "	dN _{prop.} mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m ³ /h	u _{max} m/s	qh m ³ /h	u _{max} m/s
¾	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
1 ½	40	3,8	0,8	1,9	0,4
	50	6	0,8	3	0,4
2 ½	65	16	1,2	8	0,6
	80	30	1,5	15	0,75
	100	50	1,7	25	0,85
	125	80	1,9	40	0,95
3	150	125	2,1	62,5	1,05
	200	300	2,5	150	1,25
	250	500	2,7	250	1,35
	300	800	2,9	400	1,45
4	350	1000	3	500	1,5
	400	1.400	3,1	700	1,55
	500	2.500	3,4	1.250	1,7
	600	4.000	3,6	2.000	1,8

Conociendo el diámetro interior, y con el caudal volumétrico, se calcula la velocidad mediante la siguiente fórmula:

$$u = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot D_{int}^2} \quad (5.7)$$

Donde:

- u, velocidad [m/s]
- q, caudal volumétrico [m³/s]
- D_{int}, diámetro interno [m]

Esta velocidad no podrá ser superior a la velocidad máxima admisible para cada fluido.

5.3.3.- Selección del material.

La selección del material se realiza según la temperatura de diseño del fluido, debiéndose tener en cuenta que la tubería nunca deberá trabajar a temperaturas por encima del valor máximo aceptable del material.

En riego se utilizan normalmente tuberías de poli-cloruro de vinilo (PVC) o polietileno (PE). El PVC es rígido y debería instalarse enterrado o protegido contra los rayos UV, porque estos lo atacan y lo vuelven frágil al cabo de los años. El polietileno no tiene ese problema, es flexible y resistente a la congelación y a los impactos, pero es más caro y puede sufrir el ataque de los roedores. Se utiliza, normalmente, para tuberías de hasta 50 mm de diámetro interior.

5.3.4.- Análisis del trazado y accesorios.

Una vez conocida la longitud de la tubería, el diámetro y el material es importante realizar el trazado del proyecto y definir los accesorios a colocar en la instalación para asegurar un correcto funcionamiento.

Para la instalación de un bombeo fotovoltaico hay una serie de accesorios básicos que han de ser instalados y que podrán ser complementados con más. [12]

-Válvula de pie. Instalada en el extremo de la línea de succión de la bomba. Tiene la función de mantener la línea de succión cebada cuando la bomba está sobre el nivel del agua para permitir que la bomba funcione correctamente. La entrada de la válvula suele estar protegida con un filtro para impedir la entrada de elementos extraños que puedan existir en el agua aspirada. Instalada solo en caso de bomba superficial

-Válvula de retención. Instalada aguas arriba a continuación de la bomba, para evitar que el agua vuelva a la bomba cuando esta se detiene. Impide el vaciado de la tubería hacia la bomba, permite que la puesta en marcha del sistema sea más rápida y segura y protege a la bomba de sobrepresiones.

-Válvula de compuerta. Sirve para regular el caudal y condenar el paso de agua cuando exista una avería.

-Caudalímetro. Mide el caudal instantáneo que está pasando por la tubería.

-**Filtro.** Permite filtrar el agua bombeada para eliminar sólidos y otros cuerpos extraños que puedan generar obstrucciones o adherencias indeseadas en la tubería y/o en el sistema de riego.

-**Presostato.** Mide la presión del sistema en cada uno de los puntos donde se coloca.

- **Purgadores de aire:** Permite la evacuación de las bolsas de aire que suelen acumularse en los puntos elevados de la tubería impidiendo la normal circulación del fluido.

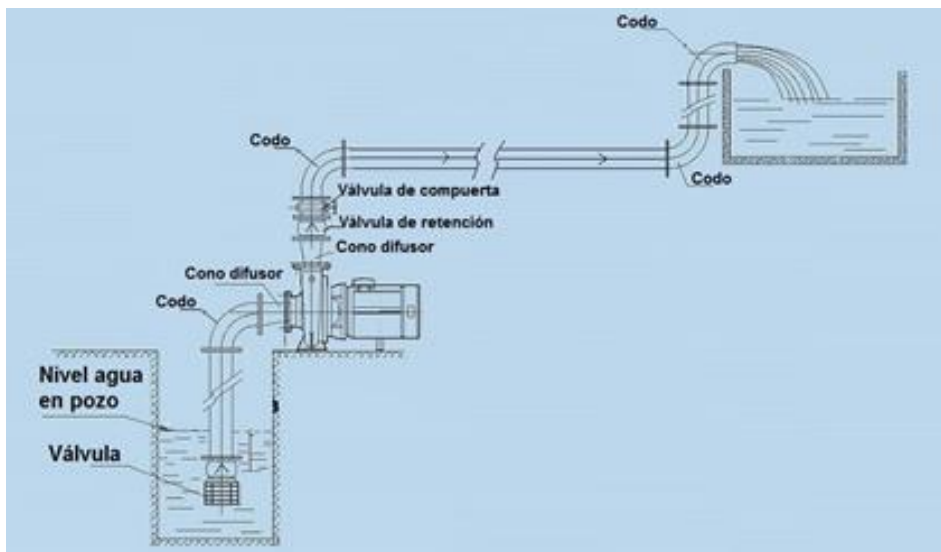


Figura 5.10 Esquema con ubicación de accesorios. ESPA

5.4.- Aplicación del diseño hidráulico al Caso Práctico del Estudio.

Como se ha indicado, el agua a bombear proviene del suministro de la Comunidad de regantes de Águilas. Este suministro se hace de forma irregular, por lo que se hace necesario acumularlo previamente en un embalse de recepción desde el que se procede a elevar hasta un segundo embalse. En el caso de que dispusiéramos de un pozo propio, el cálculo se realizaría de forma semejante, sustituyendo la profundidad del embalse por la del pozo, e incluyendo como datos de partida la altura de abatimiento del pozo y el caudal aforado del mismo, como máximo caudal a bombear.

En el caso práctico del estudio los datos del diseño nos vienen dados por el proyecto hidráulico, no obstante a título de ejemplo los indicamos a continuación.

5.4.1.- Localización geográfica y longitud de la tubería

Para conocer la longitud de la tubería se utiliza en este caso, ante la imposibilidad de visitar el lugar geográfico, la aplicación de Google Maps. En las Figuras 5.11 y 5.12 se muestra la localización y la medición.

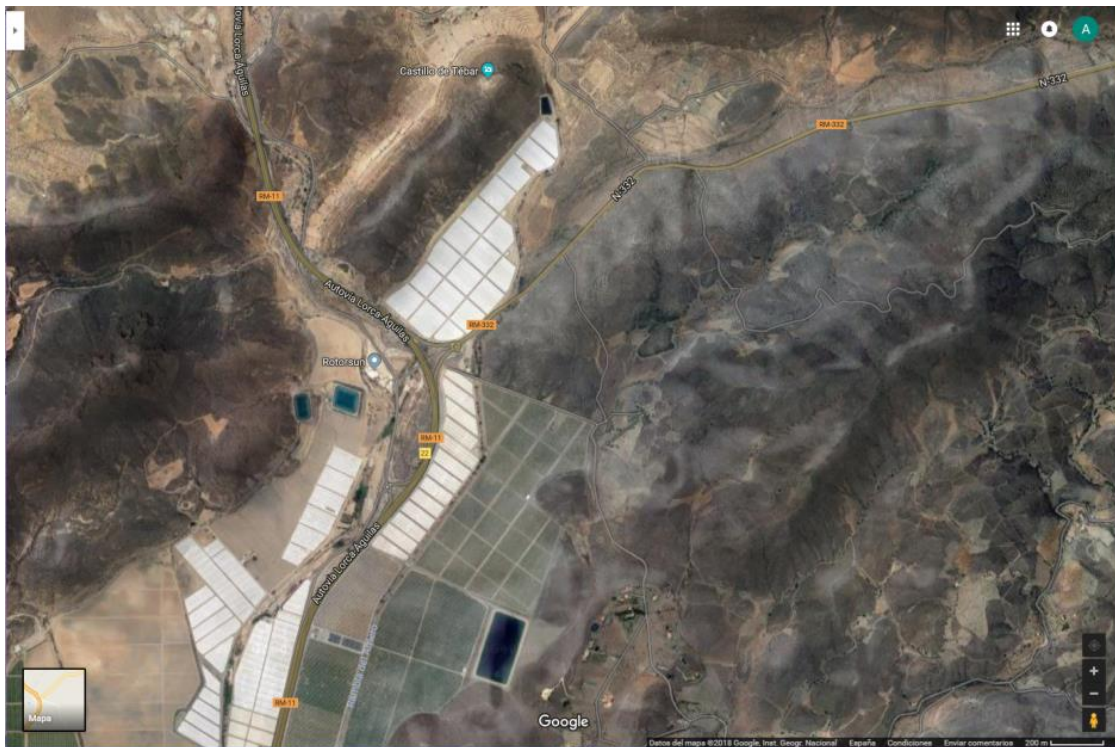


Figura 5.11 Localización geográfica de los embalses. Google Maps

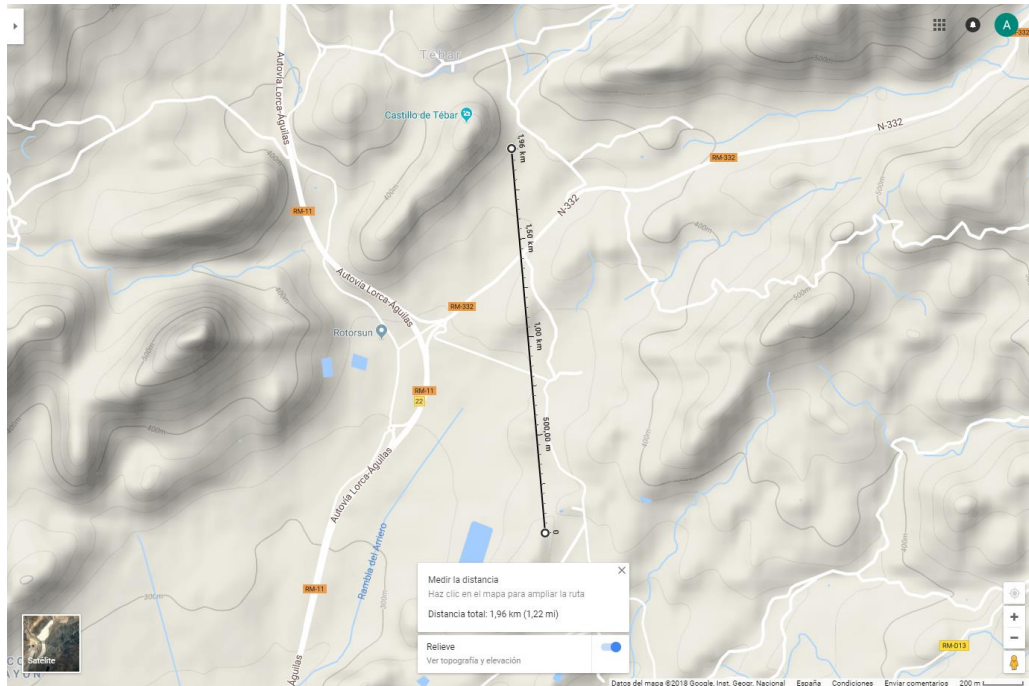


Figura 5.12 Medición de la distancia entre embalses

Según esta herramienta la longitud de la tubería sería de 1,96km. A esta distancia es aconsejable añadir un porcentaje de en torno un 5-10%, dependiendo del desnivel porque probablemente la instalación de la tubería no sea en línea recta y sea necesario corregir esta desviación. Se tomaría como longitud total la medida más un cinco por ciento.

$$\text{Longitud total} = 1.960 + 98 = 2.058 \text{ m} \quad (5.8)$$

La longitud así obtenida es semejante a la facilitada por los promotores de **2.096** metros.

Los propietarios del lugar han facilitado los datos relativos a la capacidad, cotas de los embalses y longitud de la tubería que se muestran en la *Tabla 5.8*.

Tabla 5.8 Datos proporcionados por los propietarios

	Capacidad (m ³)	Cota (m)
Balsa 1	7.766	361,75
Balsa 2	22.146	381,75
Longitud Tubería	2.096 m	

5.4.2.- Material de la tubería y accesorios.

El material escogido para la tubería es el Polietileno de Alta Densidad, y la instalación será enterrada para evitar el deterioro que se pudiera producir por las agresiones de animales o vandalismo.

5.4.3.-Diámetro nominal de la tubería.

Una vez obtenido el caudal volumétrico (*apartado 5.2.1.2*), de 115 m³/h, se puede obtener el diámetro nominal de la tubería que asegure que la velocidad final del fluido esté dentro de los rangos aceptables.

La *Tabla 5.7* propone, en función del caudal (q , [t/h]), un diámetro nominal (dN_{prop.}, [mm] o [""]), para no sobrepasar las velocidades habituales en la práctica de ingeniería. Según sea la tubería de aspiración o impulsión.

Tabla 5.7. Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga

dN _{prop.} "	dN _{prop.} mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m ³ /h	u _{max} m/s	qh m ³ /h	u _{max} m/s
¾ 1 1 ¼ 1 ½	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
2 2 ½ 3 4	40	3,8	0,8	1,9	0,4
	50	6	0,8	3	0,4
	65	16	1,2	8	0,6
	80	30	1,5	15	0,75
	100	50	1,7	25	0,85
5 6 8 10	125	80	1,9	40	0,95
	150	125	2,1	62,5	1,05
	200	300	2,5	150	1,25
	250	500	2,7	250	1,35
	12 14 16 20 24	300	800	2,9	400
350		1000	3	500	1,5
400		1.400	3,1	700	1,55
500		2.500	3,4	1.250	1,7
600		4.000	3,6	2.000	1,8

Dado que el caudal de 115 m³/h no se encuentra en la tabla, se coge el inmediatamente superior con valor 125 m³/h, señalado con un recuadro rojo en la *Tabla 5.7*. Para este valor, la velocidad máxima es de 2,1 m/s y el diámetro

nominal recomendado 150mm. Sin embargo, como se explicará más detalladamente en el análisis de las pérdidas de carga, con un diámetro de 150mm la longitud de carga equivalente debida a las pérdidas de carga continuas son muy elevadas y, por ello, el diámetro escogido finalmente será de 200mm.

Conociendo el diámetro interior y con el caudal volumétrico, se calcula la velocidad mediante la *Ecuación 5.7*.

$$u = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot D_{\text{int}}^2} = \frac{4 \cdot 115}{\pi \cdot 0,2^2 \cdot 3600} = 1,02 \text{ m/s}$$

Donde:

- u, velocidad [m/s]
- q, caudal volumétrico [m³/s]
- D_{int}, diámetro interno [m]

Se comprueba que la velocidad obtenida (ecuación 5.10) es inferior a la velocidad máxima admisible para un diámetro de 200mm, dato obtenido de la *Tabla 5.7*.

5.4.4.- Análisis del trazado y accesorios.

Una vez conocida la longitud de la tubería, el diámetro y el material se realiza el trazado del proyecto y se definen los accesorios a colocar en la instalación para asegurar un correcto funcionamiento.

Los accesorios a colocar en esta instalación son:

- Válvula de pie.
- Válvula de retención.
- Válvula de compuerta.
- Caudalímetro.
- Filtro.
- Codos de 90°
- Purgadores

5.5.- Cálculo del sistema motor bomba

El sistema motor bomba está formado por un motor que acciona una bomba de agua. En general, los motores pueden ser de corriente continua (DC) o de corriente alterna (AC). Las bombas pueden ser centrifugas o de desplazamiento positivo. Por su situación en el pozo o embalse los sistemas motor bomba pueden ser sumergibles, flotantes o de superficie.

Las bombas superficiales se emplean para la captación de agua de una balsa, río, lago o de pozos poco profundos.

Las bombas sumergibles se emplean para la captación de agua de pozos más profundos. Como inconveniente es necesario la extracción completa de la tubería para su mantenimiento. Pueden ser centrífugas o helicoidales. Estas últimas son de desplazamiento positivo y bombean un caudal que es casi independiente de la altura dinámica del bombeo.

5.5.1.- Motor eléctrico.

Es el encargado de suministrar energía mecánica a la bomba. Hay motores de corriente alterna (AC) y de corriente continua (DC).

El rango de potencia de los motores AC es mucho más grande que los motores DC, por lo que son la opción elegida si la profundidad de bombeo es grande, el caudal es elevado o concurren ambas circunstancias. Son más baratos que los motores DC a partir de potencias en torno a 300 W, lo que hace que alrededor del 90% de los motores eléctricos que se fabrican en el mundo sean AC. Sin embargo, para sistemas de bombeo fotovoltaico de pequeña potencia la tendencia se invierte, porque el acoplo con corriente continua de los módulos fotovoltaicos es más directo en el caso de los motores de DC.

Los motores AC pueden ser asíncronos o síncronos y, entre estos últimos, de imanes permanentes y de reluctancia. Los asíncronos pueden funcionar directamente conectados a la red, pero los de imanes permanentes requieren un variador de frecuencia.

Los motores se suministran en diversas tensiones de funcionamiento (115 V, 230V, 400V, 500V, 575V...) y pueden ser monofásicos o trifásicos. El variador

de frecuencia debe seleccionarse con una tensión de salida ajustada o superior a la nominal del motor. Así, un motor de 400Vac, requerirá un modelo de variador de 380-480 Vac y uno de 575 V un variador de 525-600Vac o de 525-690 Vac.

Los motores DC pueden ser con o sin escobillas y tienen un coste superior que los de corriente alterna. Los de escobillas no requieren una electrónica de control compleja, pero requieren reposición periódica de las escobillas. Los sin escobillas requieren una electrónica de control más compleja que encarece el coste. En ambos casos, el rango de potencias es limitado. En la industria, los motores DC se utilizan principalmente en aplicaciones de posicionamiento y sincronización por su mejor desempeño en estos campos.

5.5.2.-Funcionamiento de una bomba centrífuga en un bombeo fotovoltaico.

En una bomba centrífuga como la de la *Figura 5.13* el rodete es accionado por un motor y va unido al eje. El líquido es aspirado por el ojo del rodete que comunica energía cinética al fluido, pasando de flujo axial a radial. Los álabes recogen el fluido y lo someten a un movimiento de rotación muy rápido enviando el fluido hacia el exterior por la fuerza centrífuga, creando una altura dinámica y abandonando el rodete hacia la voluta. Finalmente en la voluta se transforma la energía cinética del fluido en energía de presión. [13]

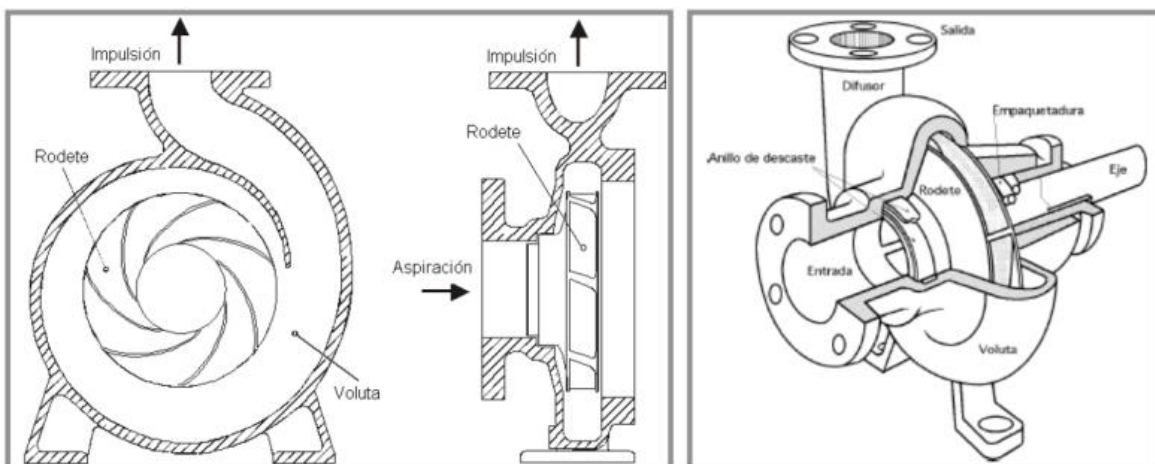


Figura 5.13 Esquema bomba centrífuga. CIEMAT

La voluta es también un transformador de energía, ya que frena la velocidad del líquido, transformando parte de la energía dinámica creada en el rodete en energía de presión, que crece a medida que el espacio entre el rodete y la carcasa aumenta, presión que se suma a la alcanzada por el líquido en el rodete. [14]

Las características principales son:

- Caudal suministrado (m^3/h)
- Presión o altura suministrada, H
- Altura de aspiración, $NPSHr$
- Potencia consumida
- Rendimiento

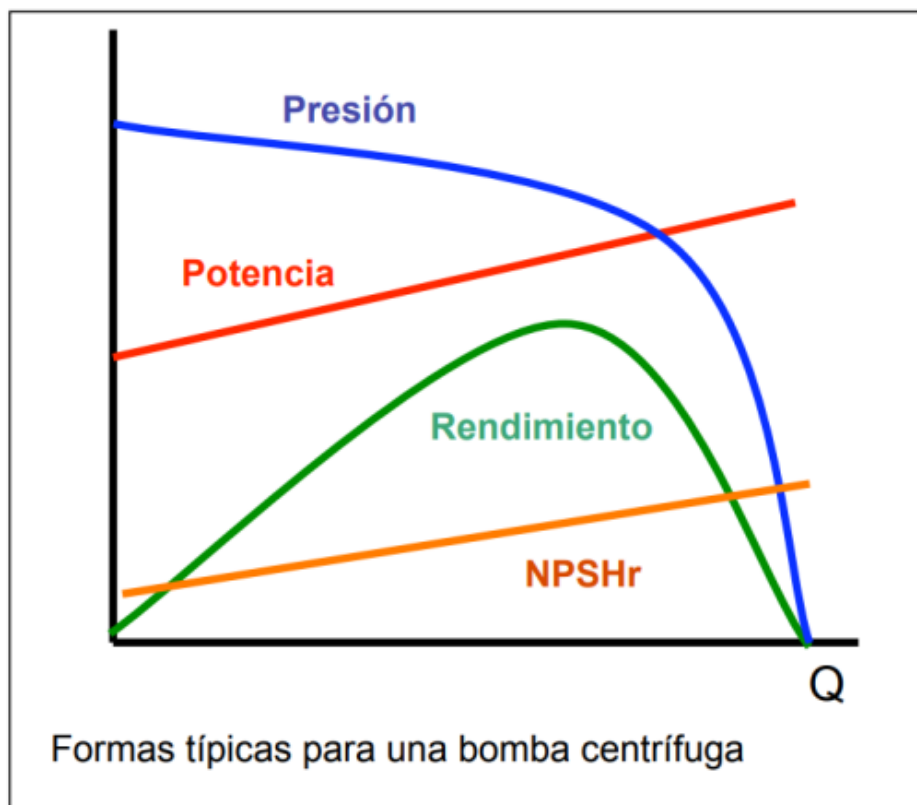


Figura 5.14 Curvas de funcionamiento de una Bomba. CIEMAT

Las bombas centrífugas se diseñan para una altura manométrica fija. El volumen de agua bombeada crece con el aumento de su velocidad de rotación que es, por tanto, directamente proporcional a la irradiancia incidente en el plano del generador fotovoltaico. [15]

Los subsistemas motor-bomba necesitan una potencia mínima de arranque para comenzar su funcionamiento. En el caso de las bombas centrífugas, la bomba puede girar con muy bajos niveles de irradiancia, pero no bombeará agua hasta que la potencia sea tal que permita superar la altura manométrica del sistema, lo que conduce a la existencia de unos umbrales de irradiancia por debajo de los cuales no se bombea agua. Estos umbrales de irradiancia se sitúan normalmente en torno a los 200-400 W/m² y en aquellos momentos del día en los que la irradiancia no supere este umbral no se bombeará agua.

5.5.3 Curvas de eficiencia de una bomba.

Las curvas características de las bombas relacionan el caudal con la altura manométrica, potencia absorbida y rendimiento.

Normalmente el fabricante facilita la curva h-Q de la bomba a una velocidad nominal (a una frecuencia de 50Hz o 3.000 rpm para un motor de inducción de 2 polos), y a partir de ella se puede obtener las curvas h-Q a otras frecuencias. Al reducirse la frecuencia y manteniendo la eficiencia, el punto de funcionamiento se mueve hacia el origen de coordenadas como se observa en la *Figura 5.15*.

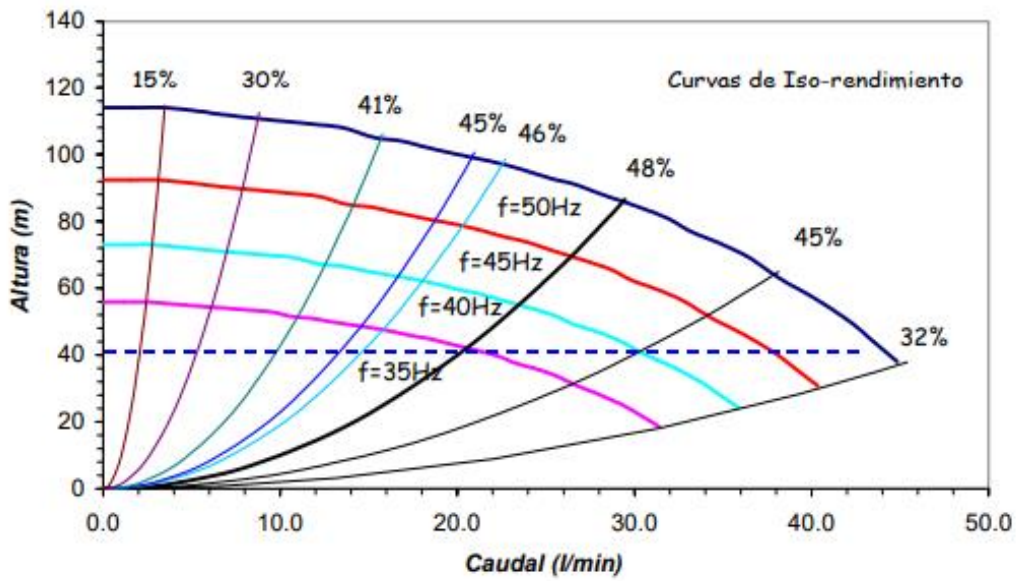


Figura 5.15 Ejemplo de curvas h-Q para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias. CIEMAT

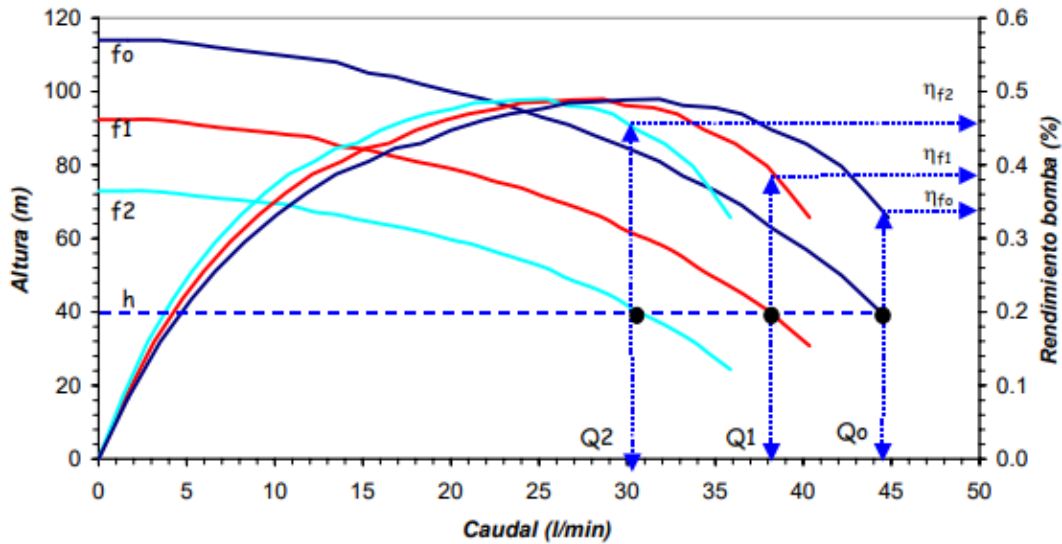


Figura 5.16 Ejemplo de puntos de funcionamiento de una bomba a altura constante y en función del caudal, frecuencia y rendimiento. CIEMAT

El rendimiento de la bomba varía con la frecuencia tal y como se muestra en la *Figura 5.16*. Considerando el punto de funcionamiento a una altura constante h , se puede ver como el rendimiento aumenta cuando la frecuencia disminuye para los tres puntos marcados.

Por debajo de una determinada frecuencia la bomba no puede suministrar la altura de trabajo, h . Esto sirve para seleccionar la bomba adecuada para un sistema fotovoltaico específico, si se conoce la altura de trabajo.

Si se selecciona una bomba para operar en el punto de máximo rendimiento a frecuencia nominal, entonces el rango de variación de frecuencia, y en consecuencia el rango de potencia de entrada, será muy estrecho y cercano a los valores nominales. En consecuencia, los umbrales de irradiancia y potencia de arranque serán elevados y el número de horas de operación durante un día será bajo.

Una regla general cualitativa para aplicaciones fotovoltaicas es que, para una altura de trabajo dada, se seleccione una bomba cuyo **punto de operación h - Q a frecuencia nominal esté situado a la derecha del punto de máximo rendimiento**. Operando a menores rendimientos a frecuencia nominal y a mayores rendimientos a bajas frecuencias, se consigue incrementar el rendimiento medio diario del sistema de bombeo fotovoltaico.

Es a veces necesario en una instalación, variar el caudal de una bomba para adaptarlo a las exigencias de un servicio. Esta regulación de caudal puede realizarse de varias formas. [16]

1. Regulación a velocidad variable.
2. Regulación a velocidad constante

La regulación de caudal a velocidad variable es la más económica. Con ella adaptamos una bomba centrífuga a unos datos de servicio determinados. Es una de las formas más profusamente adoptada en la práctica, pues el rendimiento apenas sufre modificación al variar la velocidad de funcionamiento.

Cuando la demanda cambia de un caudal inicial Q_1 a otro Q_2 inferior, con un variador de velocidad se pasa a suministrar el caudal Q_2 reduciendo la velocidad de la bomba, situándola en el punto de trabajo $(2')$, manteniendo la presión constante y reduciendo la potencia consumida *Figura 5.18*. Ajustando la velocidad mediante un variador de frecuencia, la velocidad se adapta a la demanda, siendo la velocidad promedio menor que la nominal, lo cual se traduce en un ahorro energético.

La regulación a velocidad constante, paso del punto (1) al (2) de la *Figura 5.17*, se controla mediante presostatos o flujostatos y consiste en, mediante la modificación de la apertura de una válvula, modificar la presión y el caudal de circulación. La estrangulación de la tubería se realiza en el tramo de impulsión. Este método no es muy eficiente.

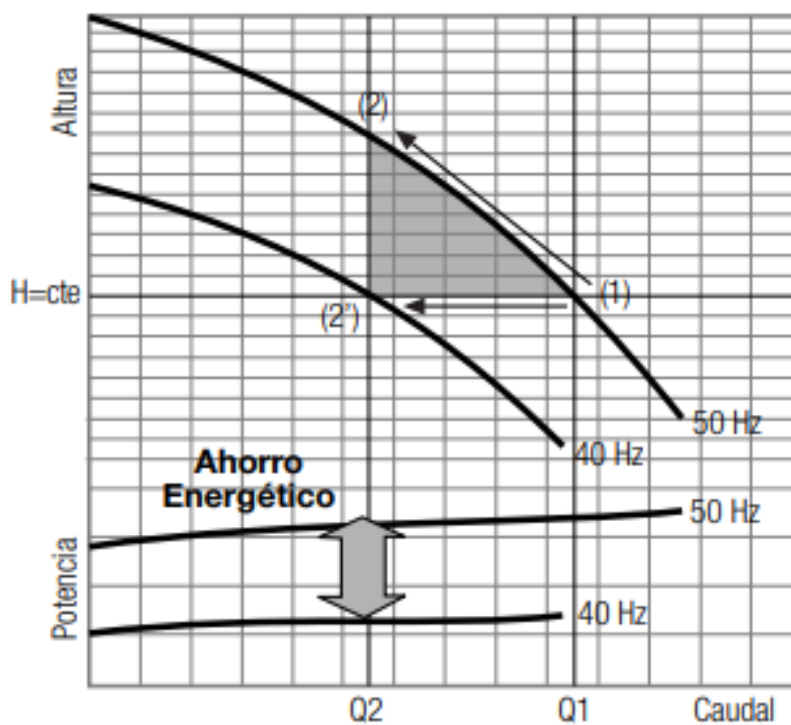


Figura 5.17 Variación de velocidad. Bombas IDEAL

5.5.4.- Aspectos paramétricos de la bomba.

Los parámetros a analizar de una bomba son:

- Altura manométrica.
- NPSH o Altura neta positiva de aspiración

5.5.4.1.- Altura Manométrica.

La altura manométrica de bombeo es la presión efectiva que debe vencer la bomba. Para su correcta determinación es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos

a) *La altura total o altura manométrica, H_m .*

Es la suma de la altura estática, la altura dinámica y el abatimiento del pozo.

$$H_m = P_c + H_g + S_w \quad (5.9)$$

b) *La altura estática o geométrica, H_g .*

Es la distancia geométrica desde el nivel del agua en el pozo o embalse hasta el punto más elevado, hasta donde debe bombearse el agua.

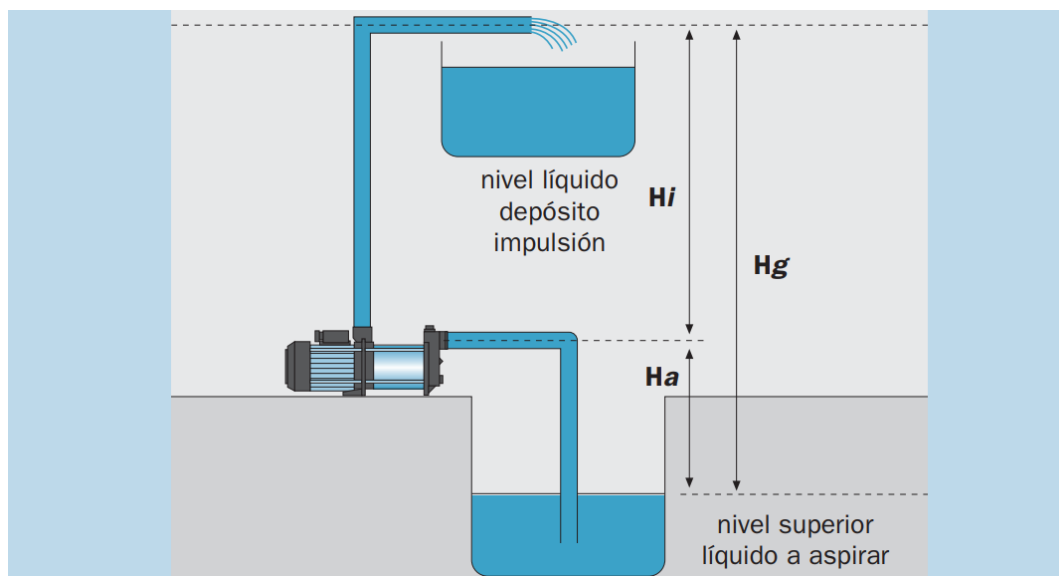


Figura 5.18 Altura geométrica, H_g .

Donde:

$$Hg = Hi + Ha \quad (5.10)$$

-Altura de impulsión, H_i , es la altura geométrica medida desde el eje de la bomba al nivel máximo de elevación.

-Altura de aspiración, H_a , es la altura geométrica medida desde el nivel mínimo del líquido al eje de la bomba.

c) *Altura de abatimiento, S_w .*

Es el descenso del nivel del agua en el espacio interior del pozo desde un nivel estacionario, en el que el caudal extraído es nulo (y no se está en ningún proceso de recuperación), hasta un determinado nivel, cuando el caudal extraído es Q . Se puede obtener una relación matemática entre el abatimiento producido en un pozo, el caudal bombeado y el tiempo transcurrido desde el inicio del bombeo. A esta relación se le denomina ecuación característica del pozo:

$$S_w = \frac{\ln t}{4\pi T_D} Q + K_{LW} Q + D_w Q^2 \quad (5.11)$$

Siendo:

- S_w , abatimiento dentro del pozo de bombeo.
- K_{LW} , constante que representa la suma de los coeficientes de las componentes lineales constantes del abatimiento debidas a las características del acuífero no alterado, los efectos de la zona de desarenado, los efectos del empaque de grava y los efectos de las pérdidas de carga en la rejilla y la camisa.
- D_w , constante que representa la suma de los coeficientes constantes de las componentes cuadráticas (no lineales o turbulentas) del abatimiento, debidas a los mismos efectos que se han señalado para K_w
- T , es el coeficiente de transmisividad del acuífero
- t , es el tiempo de bombeo
- Q , es el caudal

En un embalse el abatimiento es la profundidad del embalse, puesto que se diseña para poder utilizar el total del agua.

d) Pérdidas de carga, P_c :

A lo largo de las tuberías se producen pérdidas de carga, pérdidas de presión por efecto de la fricción del fluido de paso, que han de tenerse en cuenta en el diseño del sistema.

En una instalación hidráulica se dan pérdidas de cargas continuas (debido al rozamiento del fluido en la tubería) y localizadas (en los accesorios).

$$P_c = P_{c,c} + P_{c,l} \quad (5.12)$$

La pérdida de carga continua, $P_{c,c}$, es resultado de la caída de presión cuando un líquido circula por el interior de una tubería (fricción). Estas pérdidas de carga dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción, el cual depende a su vez de la rugosidad de la superficie interior del tubo y de las características de la corriente (régimen laminar o turbulento).

Las pérdidas de carga continuas pueden estimarse mediante la Fórmula de Hazen – Williams:

$$P_{c,c} = 10,643 \cdot Q^{1,852} \cdot C^{-1,852} \cdot D^{-4,87} \cdot L \quad (5.13)$$

Donde:

- $P_{c,c}$ pérdida por fricción interna (m).
- Q, caudal (m^3/s).
- C, coeficiente "C" de Hazen-Williams
- d, diámetro interno de la tubería (m).
- L, longitud de la tubería (m).
- El coeficiente "C" depende del material de fabricación de la tubería. Se puede consultar en la *Tabla 5.9*.

Tabla 5.9 Coeficiente C

Material de la tubería	Coeficiente C(H-W)
Cloruro de Polivinilo (PVC)	150
Poliétileno (PE)	140
Asbestos	140
Acero nuevo	120
Aluminio en uniones	120
Acero viejo (40 años)	85

e) Pérdidas de carga localizada

Las pérdidas de carga localizadas se producen en puntos singulares, debido a fenómenos de turbulencia que se originan al paso de líquidos por estos puntos de las tuberías. [26]

Para el cálculo de la longitud equivalente, en la *Tabla 5.10* se dan los valores de L/D para distintos tipos de válvulas y diferentes accesorios habituales en los trazados de líneas. Se marcan en negrita los elementos más comunes.

La longitud equivalente del accesorio se calcula con el diámetro interior, *Ecuación 5.14*:

$$Long. eqte. del accesorio (m) = \frac{L}{D} \cdot Diámetro interior \quad (5.14)$$

Tabla 5.10 Valores de L/D de válvulas y accesorios

Fuente: CLARKE L., DAVIDSON R. (1962). Manual for Process Engineering Calculations. Mc Graw Hill.

TIPOS DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS		
Válvulas (datos con apertura 100%, excepto si se indica):		
• De globo:		
Convencional	asiento plano, cónico o cilíndrico / disco guiado	340/450
Forma Y tija 60°	asiento plano / disco guiado	175/145
En ángulo	asiento plano / disco guiado	145/200
• De compuerta:		
De paso total		3
Fluidos normales	apertura 100% / 75% / 50% / 25%	13/35/160/900
Fluidos pulposos	apertura 100% / 75% / 50% / 25%	17/50/260/1200
• De retención:		
De clapeta	convencional / paso total	135/50
De bola		150
• De pie con filtro:		
Con disco guiado		420
Con visagra de cuero		75
• De mariposa:		
De más de 150 mm líquidos / gases		40 /24
En ductos	ángulo 5°/30°/45°/60°	9/160/800/4800
• Espitas:		
De paso directo	paso igual al diámetro de tubo	18
De tres vías	flujo: directo / por derivación	44/140
	Pase igual al 80% del tubo	
• De Bola:	Apertura 100%	3
Accesorios		
• Piezas de montaje (tubo liso):		
Curvas 45°	r/d= 1/2/4/6	6/4/3/3
Curvas 90°		9/6/5/4
• Codos:		
De 90°	estándar / radio largo / radio corto	30/20/50
De 45°	estándar / radio corto	16/26
En escuadra		57
• Curva 180°:	tipo cerrado	50
• T estándar:	flujo: directo / por derivación	20/60
• Ensanchamientos: (*)	brusco ¼ estándar ½ / estándar ¾	28/8
	brusco ¼ brusco ½ / brusco ¾	35/24/8
• Reducciones: (*)	estándar ½ / estándar ¾	7/2
	brusco ½ / brusco ¾	18/14/7
• Liras de dilatación:	tubo liso	50
	tubo corrugado	100
(*) Los valores de L/D se refieren al diámetro menor		

5.5.4.2.- NPSH o Altura neta positiva de aspiración.

Se denomina NPSH (Net Positive Suction Head) o ANPA (Altura Neta Positiva de Aspiración) a la diferencia entre la presión del líquido a bombear referida al eje del impulsor y la tensión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo. El NPSH está relacionado con el fenómeno de la cavitación [17]:

Para un correcto funcionamiento de la bomba, es necesario disponer de una presión mínima a la entrada del rodete, por tanto debe cumplirse:

$$NPSH_D \geq NPSH_R + 0,5 m \quad (5.15)$$

En caso de no ser así, se producirá cavitación, es decir, el líquido se evapora en el interior de la bomba generando serias averías.

a) *NPSH disponible.*

Es una particularidad de la instalación e independiente del tipo de bomba. Se deduce aplicando el principio de conservación de la energía entre superficie libre del líquido y la aspiración:

$$NPSH_D = \left(10 \frac{Pa}{\gamma}\right) - Ha - Pca - 10 \frac{Tv}{\gamma} \quad (5.16)$$

Siendo:

- Ha: Altura geométrica de aspiración en metros. Lleva signo positivo cuando el nivel del líquido está por debajo del eje de la bomba y negativo cuando está por encima.
- Pa: Presión atmosférica o presión en el depósito de aspiración, en kg/cm².
- Pca: Pérdidas de carga en aspiración (tuberías, válvulas, curvas y accesorios, etc.), en m.
- Tv: Tensión de vapor del líquido a temperatura de bombeo, en kg/cm².
- γ : Peso específico del líquido, en kg/cm²

Tabla 5.11 Tensión del vapor y peso específico del agua según temperaturas

t °C	Tv Kg/cm ²	γ Kg/dm ³	t °C	Tv Kg/cm ²	γ Kg/dm ³	t °C	Tv Kg/cm ²	γ Kg/dm ³
0	0,0062	0,9998	92	0,7710	0,9640	122	2,1561	0,9414
10	0,0125	0,9996	94	0,8307	0,9625	124	2,2947	0,9398
20	0,0238	0,9982	96	0,8942	0,9611	126	2,4404	0,9381
30	0,0432	0,9955	98	0,9616	0,9596	128	2,5935	0,9365
40	0,0752	0,9921	100	1,0332	0,9583	130	2,7544	0,9348
50	0,1258	0,9880	102	1,1092	0,9568	135	3,192	0,9305
60	0,2031	0,9831	104	1,1898	0,9554	140	3,685	0,9260
70	0,3177	0,9777	106	1,2751	0,9540	145	4,237	0,9216
75	0,3931	0,9748	108	1,3654	0,9525	150	4,854	0,9169
80	0,4829	0,9718	110	1,4609	0,9510	155	5,540	0,9121
82	0,5234	0,9705	112	1,5618	0,9495	160	6,302	0,9073
84	0,5667	0,9693	114	1,6684	0,9479	165	7,146	0,9023
86	0,6129	0,9680	116	1,7809	0,9464	170	8,076	0,8973
88	0,6623	0,9667	118	1,8995	0,9448	175	9,101	0,8920
90	0,7149	0,9653	120	2,0245	0,9431	180	10,225	0,8869

$$T_v \text{ (m.c.l.)} = T_v \text{ (kg/cm}^2\text{)} \times 10/\gamma$$

$$T_v \text{ (m.c.a.)} = T_v \text{ (kg/cm}^2\text{)} \times 10$$

Para obtener la presión atmosférica en relación a la altitud se puede usar la Ecuación 5.17:

$$P_a(m) = 10,33 - \frac{\text{Altitud}(m)}{900} \quad (5.17)$$

b) NPSH requerido.

Es un dato característico de cada tipo de bomba, variable según modelo, tamaño y condiciones de servicio. Da una indicación acerca de la capacidad de aspiración de una bomba en un punto determinado de la curva característica: cuánto menor es el valor NPSH requerido, tanto mayor es su capacidad de aspiración. Es un dato a facilitar por el fabricante.

5.5.4.3.- Potencia de la bomba

La obtención de la potencia necesaria del conjunto motor-bomba para elevar un volumen de agua, una altura manométrica calculada, se puede hacer mediante un método teórico, con el que se obtienen los parámetros aproximados de la bomba o, el método práctico, con el que se obtiene la bomba.

a) Calculo teórico:

Consiste en calcular la potencia de cada parte del conjunto. Primero se calcula la potencia útil (P_u) o potencia necesaria para mover el volumen de agua, a continuación, se obtiene la potencia del eje de la bomba para desarrollar el movimiento del eje que desplaza ese volumen de agua, teniendo en cuenta las pérdidas hidráulicas y volumétricas. Después, se calcula la potencia generada por el motor (P_m), teniendo en cuenta las pérdidas por eficiencia y, finalmente, la potencia eléctrica (P_e), la potencia necesaria para alimentar el motor.

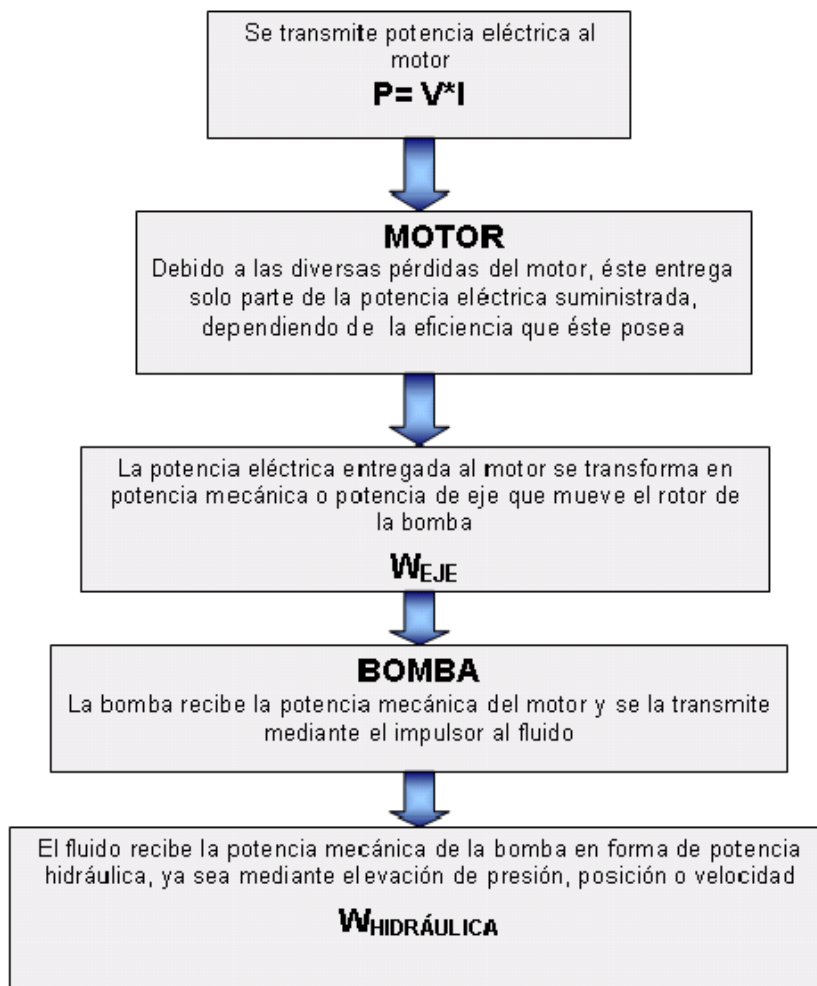


Figura 5.19 Esquema del cálculo de la potencia de la bomba

En un equipo de bombeo la potencia consumida por éste no es igual a la potencia que finalmente se transmite al fluido y que es la potencia útil realmente.

En efecto, la potencia teórica o potencia útil (P_u) que se transmite a un fluido, sea agua u otro cualquiera, y que se invierte en proporcionarle un caudal (Q) y altura manométrica (H) a su paso por el equipo de bombeo viene dado por la siguiente expresión:

$$P_u = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (5.18)$$

Donde,

P_u , es la potencia proporcionada al fluido, en W.

Q , es el caudal de fluido que atraviesa la bomba, en m^3/s .

H , es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba, en m.

ρ , es la densidad del fluido, en kg/m^3 ;

g , es la aceleración de la gravedad: $9,81 m/s^2$.

Al producto ($\rho \cdot g$) se denomina peso específico (γ), por lo que la expresión anterior quedaría como sigue:

$$P_u = \gamma \cdot Q \cdot H \quad (5.19)$$

Siendo γ , el peso específico del fluido, en N/m^3 .

En la *Tabla 5.11* se puede consultar, para el caso del agua, los valores del peso específico (γ en $kg(fuerza)/dm^3$) y de la presión de vapor (P_v), también llamado tensión de vapor (T_v expresado en $kg(fuerza)/cm^2$) para distintas temperaturas del agua.

La potencia según calculada por la expresión anterior, es la potencia teórica o útil (P_u) que ganaría el fluido a su paso por el equipo de bombeo. No obstante, un equipo de bombeo está constituido, además de por la bomba propiamente, por un motor de accionamiento (que puede ser eléctrico o de combustión) acoplado mediante un eje a la bomba y de sistemas auxiliares.

La potencia finalmente consumida (P_e) por todo este equipo de bombeo es superior a la potencia útil (P_u), dado que habrá que considerar las pérdidas y rendimientos de cada uno de los componentes que intervienen [18].

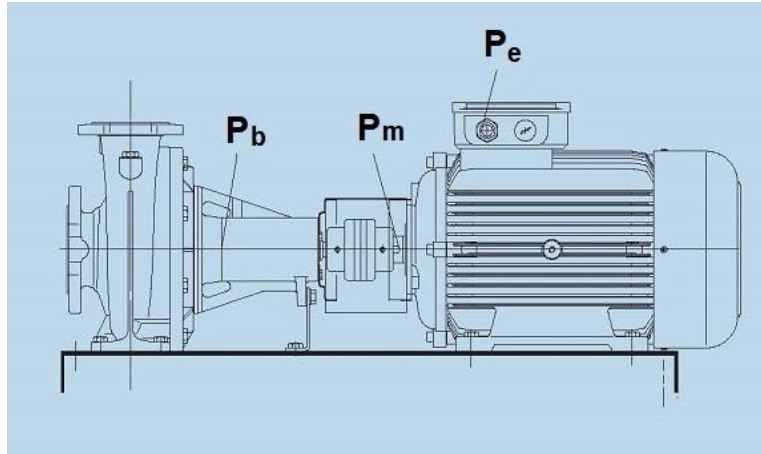


Figura 5.20 Potencias en una Moto-bomba eléctrica. Ingemecánica

En efecto, en primer lugar se tiene la potencia que debe absorber el eje de la bomba (P_b), para suministrar el caudal (Q) y la altura manométrica (H), y cuyo valor es el proporcionado por las siguientes expresiones (5.20), según las unidades de medida empleadas:

$$P_b \text{ (kW)} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_V}$$

$$P_b \text{ (CV)} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{270 \cdot \eta_H \cdot \eta_V} \quad (5.20)$$

$$P_b \text{ (HP)} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{274 \cdot \eta_H \cdot \eta_V}$$

Donde:

Q , es el caudal que impulsa la bomba, en m³/h.

H , es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba, en m.

γ , es el peso específico del fluido, en kg/dm³.

η_H , es el rendimiento hidráulico, expresado en porcentaje %.

η_V , es el rendimiento volumétrico, expresado en porcentaje %.

El rendimiento hidráulico (η_H) es un dato suministrado por el fabricante de la bomba, y con ello se tiene en cuenta las pérdidas de carga debido al rozamiento del fluido por las paredes de la bomba, válvulas y los rodetes. Sería igual al cociente entre la altura manométrica que realmente logra el fluido y la que lograría de no existir estas pérdidas.

El rendimiento hidráulico se puede estimar en los siguientes valores:

- Entre 0,95 hasta 0,97 para bombas de gran tamaño y con unas condiciones de escurrimientos favorables;
- Entre 0,85 hasta 0,88 para bombas más pequeñas y de diseño no demasiado elaborado.

El rendimiento volumétrico (η_V) es también un dato suministrado por el fabricante de la bomba, y con ello se tiene en cuenta las pérdidas por fugas de fluido dentro del cuerpo de la bomba.

El rendimiento volumétrico se puede estimar en los siguientes valores:

- Entre 0,97 hasta 0,98 para bombas de cuidada ejecución y grandes caudales;
- Entre 0,94 hasta 0,96 para bombas de cuidada ejecución y pequeños caudales;
- Entre 0,89 hasta 0,92 para bombas de regular ejecución y pequeños caudales.

El rendimiento volumétrico está muy condicionado por la temperatura a la que circula el fluido por el interior de la bomba (dado que la temperatura influye en las holguras entre las piezas de la bomba y por tanto en la fuga del fluido, y sobre todo, en su grado de viscosidad). Para temperaturas muy altas el rendimiento volumétrico puede bajar hasta 0,65 ó 0,70.

Asimismo, las fugas y por ende, el rendimiento volumétrico, depende de la presión de trabajo de la bomba. Al aumentar la presión, aumentan las fugas y por tanto disminuye el rendimiento volumétrico de la bomba.

Para escoger la bomba y así obtener los parámetros de η_H y η_V hay que mirar las curvas del fabricante que relacionan la altura manométrica con el caudal y las curvas de eficiencia y escoger la bomba que mejor se adecúa tal y como se vio en el apartado 5.5.3.

Por lo tanto, y una vez conocida la bomba y las pérdidas anteriores que reducen su eficiencia, la relación entre la potencia útil (P_u) transmitida al fluido y la que debe recibir la bomba en su eje de entrada de accionamiento (P_b), es la siguiente en función de cada uno de los rendimientos anteriores:

$$P_u = P_b \cdot \eta_H \cdot \eta_V \quad (5.21)$$

Donde (η_H) y (η_V) son el rendimiento hidráulico y volumétrico respectivamente de la bomba.

La elección de la bomba se realiza analizando las curvas de funcionamiento facilitadas por los fabricantes de los distintos productos y escogiendo aquella que obtenga una relación altura manométrica-caudal, de acuerdo a las especificaciones explicadas en el apartado 5.5.3.

Para ello podemos utilizar también SISIFO² que es una herramienta para facilitar esta labor diseñada dentro del proyecto Maslowaten, ya que, en función de la altura manométrica y el caudal, proporciona una lista de bombas que cumplen con estas características.

En otro orden de cosas, y en el caso específico de una bomba de agua accionada por un motor eléctrico, la potencia eléctrica consumida de la red (P_e) o potencia activa es la que realmente interesa conocer porque expresa el consumo y condiciona el diseño de la instalación.

Para obtener esta potencia:

- Para motores monofásicos:

$$P_e (kW) = \frac{U \cdot I \cdot \cos\varphi}{1000} \quad (5.22)$$

² SISIFO es una herramienta de simulación que permite diseñar plantas FV conectadas a red, así como sistemas de riego FV, utilizando modelos y mostrando resultados orientados a asegurar su calidad y a incrementar su fiabilidad.

- Para motores trifásicos:

$$P_e (kW) = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\phi}{1000} \quad (5.23)$$

Donde:

- U, es la tensión de servicio de la red eléctrica, en voltios (V).
- I, es el consumo de corriente en el estator, en amperios (A).
- Cos ϕ , es el factor de potencia.

Sin embargo, la potencia ofrecida por el motor eléctrico (P_m) en la salida de eje es menor que la potencia eléctrica consumida (P_e), debido a las pérdidas mecánicas que se producen en los órganos de transmisión del motor. De esta manera se obtiene que:

$$P_m (kW) = P_e \cdot \eta_M \quad (5.24)$$

Donde η_M es el rendimiento mecánico del motor que tiene en cuenta las pérdidas mecánicas debido al rozamiento en los cojinetes de los ejes, de las pérdidas en los órganos de comando y transmisión, etc.

El rendimiento mecánico se puede estimar en los siguientes valores:

- Entre 0,94 hasta 0,96 para bombas directamente acopladas al eje motor, de gran caudal y diseño y mantenimiento cuidado;
- Entre 0,83 hasta 0,86 para bombas pequeñas y con transmisión por correas o engranajes entre bomba y motor.

Finalmente, y considerando todas las anteriores pérdidas, la relación entre la potencia útil (P_u) transmitida al fluido y el total de potencia consumida de la red eléctrica (P_e) por la bomba estarían relacionadas de la siguiente forma:

$$P_u = P_e \cdot \eta_H \cdot \eta_V \cdot \eta_M = P_e \cdot \eta_G \quad (5.25)$$

$$\eta_G = \eta_H \cdot \eta_V \cdot \eta_M \quad (5.26)$$

Siendo η_G el rendimiento global del equipo de bombeo que incluye el efecto de los distintos rendimientos (hidráulico, volumétrico y mecánico) de cada uno de los componentes anteriores.

b) Cálculo práctico:

Partiendo de las curvas de funcionamiento de la bomba, primero, hay que seleccionar aquellas bombas que cumplan el criterio de altura manométrica - caudal. Después, hay que analizar las curvas de potencia - frecuencia - caudal y escoger aquellas en las que el punto de funcionamiento, a 50Hz, se encuentre en el tercer tercio a la derecha en la curva. Seleccionadas una o varias bombas que cumplan estos requisitos, en función de la eficiencia, del criterio económico y de calidad y la garantía del producto, se escoge la bomba más adecuada.

Una vez conocida la bomba y la franja de frecuencias, potencias y eficiencia en las que trabajará, se puede obtener la potencia máxima del motor en alterna, calculada dividiendo la potencia máxima de la bomba entre la eficiencia en este punto.

Una vez conocida la bomba se puede obtener la potencia del motor en alterna, calculada dividiendo la potencia entregada por el motor entre su rendimiento.

$$P_{AC} = \frac{P_2}{\eta} \quad (5.27)$$

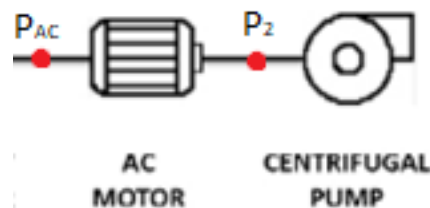


Figura 5.21 Esquema bomba-motor. SISIFO

b) Cálculo aplicado al caso práctico:

- La altura total o altura manométrica, H_m , es la suma de la altura estática, la altura dinámica y el abatimiento del pozo, *Ecuación 5.9*.

$$H_m = P_c + H_g + S_w$$

$$H_m = 36,88 + 22 + 10 = 68,88 \text{ m}$$

- La altura estática o geométrica, H_g , es la distancia geométrica desde el nivel del agua en el pozo o embalse hasta el punto más elevado donde debe bombearse el agua.

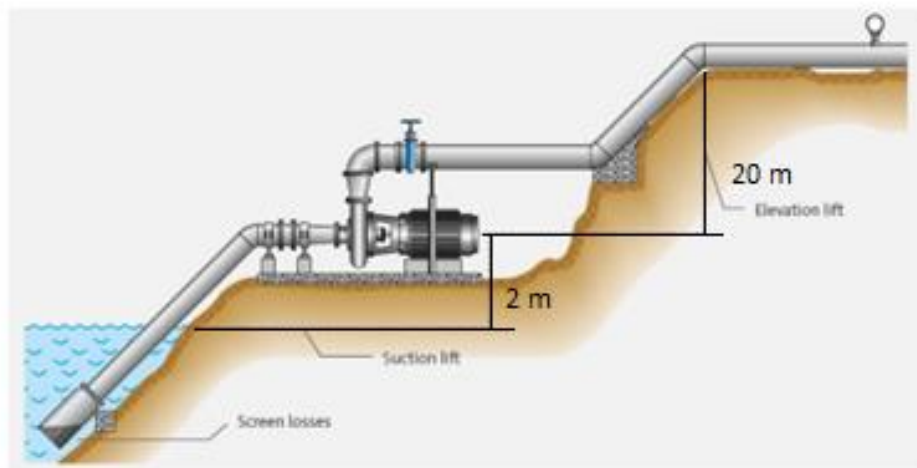


Figura 5.22 Datos de altura de impulsión y de aspiración.

Aplicando la *Ecuación 5.10*.

$$H_g = H_i + H_a$$

$$H_g = 20 + 2 = 22 \text{ m}$$

Siendo:

Altura de impulsión, H_i , la altura geométrica medida desde el eje de la bomba al nivel máximo de elevación.

Altura de aspiración, H_a , la altura geométrica medida desde el nivel mínimo del líquido al eje de la bomba.

- Pérdidas de carga, P_c :
Aplicando la *Ecuación 5.12*

$$P_c = P_{c,c} + P_{c,l}$$

$$P_c = 10,48 + 26,4 = 36,88 \text{ m}$$

- Pérdidas de carga continua, $P_{c,c}$:

Dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción, el cual está relacionado con la rugosidad de la superficie interior del tubo y con las características del movimiento del fluido (régimen laminar o turbulento).

Pueden estimarse mediante la Fórmula de Hazen – Williams, *Ecuación 5.13*:

$$P_{c,c} = 10,643 \cdot Q^{1,852} \cdot C^{-1,852} \cdot D^{-4,87} \cdot L$$

Donde:

$P_{c,c}$ =pérdida por fricción interna (m).

Q=caudal (m^3/s).

C=coeficiente "C" de Hazen-Williams

d= diámetro interno de la tubería (m).

L = longitud de la tubería (m).

El coeficiente "C" depende del material de fabricación de la tubería. Se puede consultar en la *Tabla 5.12*.

Para su cálculo se han utilizado los siguientes datos:

Tabla 5.12 Características de la tubería.

CARACTERÍSTICAS TUBERÍA	
Material	PEAD
Diámetro, D (m)	0,2
Caudal, Q (m^3/s)	0,031944
Área (m^2)	0,031416
Velocidad fluido (m/s)	1,016823
Longitud tubería (m)	2.096

$$P_{c,c} = 10,643 \cdot 0,031944^{1,852} \cdot 140^{-1,852} \cdot 0,2^{-4,87} \cdot 2.096 = 10,18 \text{ m}$$

- Pérdidas de carga localizada, $P_{c,l}$

Para el cálculo de la longitud equivalente de las pérdidas de carga localizadas, se utilizan los valores de la *Tabla 5.10*, en la que se detalla la relación L/D para distintos tipos de válvulas y la *Ecuación 5.14*.

$$\text{Long. eqte. del accesorio (m)} = \frac{L}{D} \cdot \text{Diámetro interior (m)}$$

En esta instalación de bombeo los accesorios que se van a utilizar son:

- 1 Válvula de pie.
- 1 Válvula de retención.
- 1 Válvula de compuerta.
- Caudalímetro.
- Filtro de presión.
- 4 Codos de 90°

Tabla 5.13 Pérdida de carga localizada debido a los accesorios de la tubería.

Pérdidas de carga localizada	Unidades	L/D	Longitud equivalente (m)
Válvula de pie	1	75	15
Válvula de retención	1	50	1,60
Válvula de compuerta	1	3	0,09
Codos 90°	4	4	3,2
Total			16,69

Finalmente, en la *Tabla 5.14* se muestran los datos obtenidos:

Tabla 5.14 Cálculo de la altura manométrica total

Concepto	(m)
Pc, Pérdidas de carga	36,58
Ht, Altura geométrica total	22
Sw, Abatimiento	10
Hm, Altura manométrica total	68,58

- **NPSH o Altura neta positiva de aspiración:**

Para que una bomba funcione correctamente y no sufra cavitación se tiene que cumplir que:

$$NPSH_D \geq NPSH_R + 0,5 \text{ m}; \text{ Ecuación 5.15}$$

NPSH disponible:

$$NPSH_D = \left(10 \cdot \frac{Pa}{\gamma}\right) - Ha - Pca - 10 \cdot \frac{Tv}{\gamma}; \text{ Ecuación 5.16}$$

$$NPSH_D = \left(10 \cdot \frac{9,928}{0,9982}\right) - 2 - 15,2 - 10 \cdot \frac{0,0238}{0,9982} = 81,7782$$

Siendo:

- Ha: Altura geométrica de aspiración en metros. Lleva signo positivo cuando el nivel del líquido está por debajo del eje de la bomba y negativo cuando está por encima.
- Pa: Presión atmosférica o presión en el depósito de aspiración, en kg/cm².
- Pca: Pérdidas de carga en aspiración (tuberías, válvulas, curvas y accesorios, etc.)
- Tv: Tensión de vapor del líquido a temperatura de bombeo, en kg/cm².
- γ : Peso específico del líquido, en kg/cm²

Tabla 5.15 Cálculo de NPSH disponible

Concepto	
Pa, Presión atmosférica (m.c.a.)	9,928
Ha, Altura de aspiración (m)	2
Pca, Pérdidas de carga en aspiración (m)	15,44
Tv, Tensión de vapor (kg/cm ²) a 20°C	0,0238
γ , Peso específico del líquido (kg/dm ³)	998,2
NPSH disponible	81,7782

Para obtener la presión atmosférica en relación a la altitud se puede usar la fórmula siguiente:

$$P_a(m. c. a.) = 10,33 - \frac{Altitud(m)}{900}; \text{ Ecuación 5.17}$$

$$P_a(m) = 10,33 - \frac{361,75}{900} = 9,928 m$$

Las pérdidas de carga en la zona de aspiración son las debidas a:

- 200 metros de tubería
- 1 Válvula de pie
- 1 Codo 90º

NPSH requerido:

Es una característica de la bomba, siendo un dato a facilitar por parte del fabricante.

5.5.4.4.- Elección de la Bomba.

a) Calculo teórico.

La potencia que debe absorber el eje de la bomba (P_b), para suministrar el caudal (Q) y la altura manométrica (H) es:

$$P_b(kW) = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_V} = \frac{18.413}{367 \cdot 0,96 \cdot 0,9} = 58,069 kW; \text{ Ecuación 5.20}$$

La potencia útil (P_u) que se transmite a un fluido, y que se invierte en proporcionar un caudal (Q) y altura manométrica (H) a su paso por el equipo de bombeo se obtiene:

$$P_u = P_b \cdot \eta_H \cdot \eta_V = 58,069 \cdot 0,96 \cdot 0,9 = 50,172 \text{ kW}; \text{ Ecuación 5.21}$$

La potencia eléctrica consumida de la red (P_e) o potencia activa expresa el consumo.

$$P_e = \frac{P_u}{\eta_G} = \frac{50,172}{0,96 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 61,126 \text{ kW}; \text{ Ecuación 5.25}$$

La potencia ofrecida por el motor eléctrico (P_m):

$$P_m \text{ (kW)} = P_e \cdot \eta_M = 61,126 \cdot 0,95 = 58,069 \text{ kW}; \text{ Ecuación 5.24}$$

Donde,

- P_u , es la potencia proporcionada al fluido, en W.
- Q , es el caudal de fluido que atraviesa la bomba, en m^3/s .
- H , es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba, en m.
- ρ , es la densidad del fluido, en kg/m^3 .
- g , es la aceleración de la gravedad: $9,81 \text{ m}/\text{s}^2$.
- γ , el peso específico del fluido, en N/m^3 .

η_H y η_V son los rendimientos hidráulicos y volumétricos respectivamente de la bomba.

c) Cálculo Práctico

Para una altura manométrica de 58,88 m, un caudal de $115 \text{ m}^3/\text{h}$ y con ayuda del programa SISIFO se obtiene una relación de bombas que cumplen la condición altura manométrica – caudal.

SISIFO Ayuda Simulación Acerca de Contacto Historial de cambios

Go to "Simulation" tab when ready

Lugar Meteo Módulos FV Generador FV Convertidores Cableado **Bombeo** Opciones Tiempo Simulación Informe

Bombeo

Tipo de sistema FV: Autónomo

Tipo de bombeo: Piscina

System

System:

Hestática + Hpiscina [m]: 22

Hfricción + drawdown [m]: 46.58

Flujo de diseño [m³/h]: 115

Debe ser mayor que 0 y menor que el valor máximo de flujo en la curva de la bomba

Primer mes de riego: Enero

Último mes de riego: Diciembre

Líquido bombeado: Water

Densidad del líquido [Kg/m³]: 998.20

Q Search suitable pumps

Rellene los parámetros de la bomba y el motor, o bien busque una bomba adecuada del fabricante Caprari y copie sus parámetros técnicos.

Tipo de bomba: Superficie [Buscar bombas adecuadas](#)

Figura 5.23 Introducción de parámetros en SISIFO

Selecciona una bomba y pulse el botón 'Obtener datos de la bomba y el motor', y sisifo se conectará a la información online del fabricante Caprari para obtener los parámetros técnicos de la bomba y el motor, y completar con ellos el formulario inferior.

Obtener datos de la bomba y el motor

Caprari MEC-MR65-3/2E, P2max=36.50, Eff=64.50, speed=2900, poles=2, Qmin=9.5

Caprari MEC-MR80-4/3A, P2max=29.90, Eff=71.20, speed=1450, poles=4, Qmin=12.0

Caprari MEC-A3/80D, P2max=36.50, Eff=75.80, speed=2900, poles=2, Qmin=16.1

Caprari MEC-A3/100D, P2max=50.80, Eff=66.50, speed=2900, poles=2, Qmin=26.6

Caprari MEC-A4/125A, P2max=59.20, Eff=59.60, speed=1450, poles=4, Qmin=20.1

Caprari MEC-A004/80H, P2max=34.80, Eff=73.20, speed=2900, poles=2, Qmin=11.5

Caprari MEC-ARBHZ4/125A, P2max=59.20, Eff=59.60, speed=1450, poles=4, Qmin=20.1

Caprari MEC-MR80/3A, P2max=29.30, Eff=67.70, speed=1450, poles=4, Qmin=12.2

Caprari MEC-MR100/2E, P2max=41.40, Eff=73.60, speed=1450, poles=4, Qmin=22.9

Caprari MEC-MR100-1/2D, P2max=35.40, Eff=71.60, speed=1450, poles=4, Qmin=12.3

Caprari MEC-MR100-2/2E, P2max=40.00, Eff=69.70, speed=1450, poles=4, Qmin=14.4

Caprari MEC-MRW65-3/2E, P2max=36.50, Eff=64.50, speed=2900, poles=2, Qmin=9.5

Caprari MEC-MRT65-3/2E, P2max=36.50, Eff=64.50, speed=2900, poles=2, Qmin=9.5

Caprari NC80-200, P2max=45.50, Eff=69.70, speed=2900, poles=2, Qmin=0.0

Caprari NC65-250/235, P2max=37.50, Eff=70.90, speed=2900, poles=2, Qmin=18.2

Caprari PM80/2A, P2max=33.40, Eff=70.60, speed=2900, poles=2, Qmin=16.3

Caprari PM100/2E, P2max=37.20, Eff=74.80, speed=2900, poles=2, Qmin=19.3

Caprari PM125/3B, P2max=38.40, Eff=74.40, speed=1450, poles=4, Qmin=20.4

Caprari PML125/3A, P2max=31.30, Eff=74.30, speed=1450, poles=4, Qmin=23.7

Pump

Bomba:

Modelo: E6P35/15A MAC630A-8V

Curva de la bomba

Q [m ³ /h]	H [m]
0.00	207.75
21.31	189.44
24.95	184.06

Curva de potencia eje

Q [m ³ /h]	P [kW]
17.68	
23.13	
26.76	18.99

Figura 5.24 Relación de Bombas compatibles, proporcionado por SISIFO

Por su mejor eficiencia, la bomba seleccionada es el modelo CAPRARI MEC-MR65-3/2E, cuyo rango de frecuencias, eficiencias y potencias es:

Tabla 5.16 Puntos de funcionamiento de la bomba seleccionada

Q (m³/h)	H (m)	P (kW)	η (%)	F (Hz)
119,1	70,2	36,3	62,64	50
55,1	69,4	14,7	70,93	40

En las *Figuras 5.25 y 5.26* se muestran las curvas características y la ficha técnica de la bomba CAPRARI MEC-MR65-3/2E:

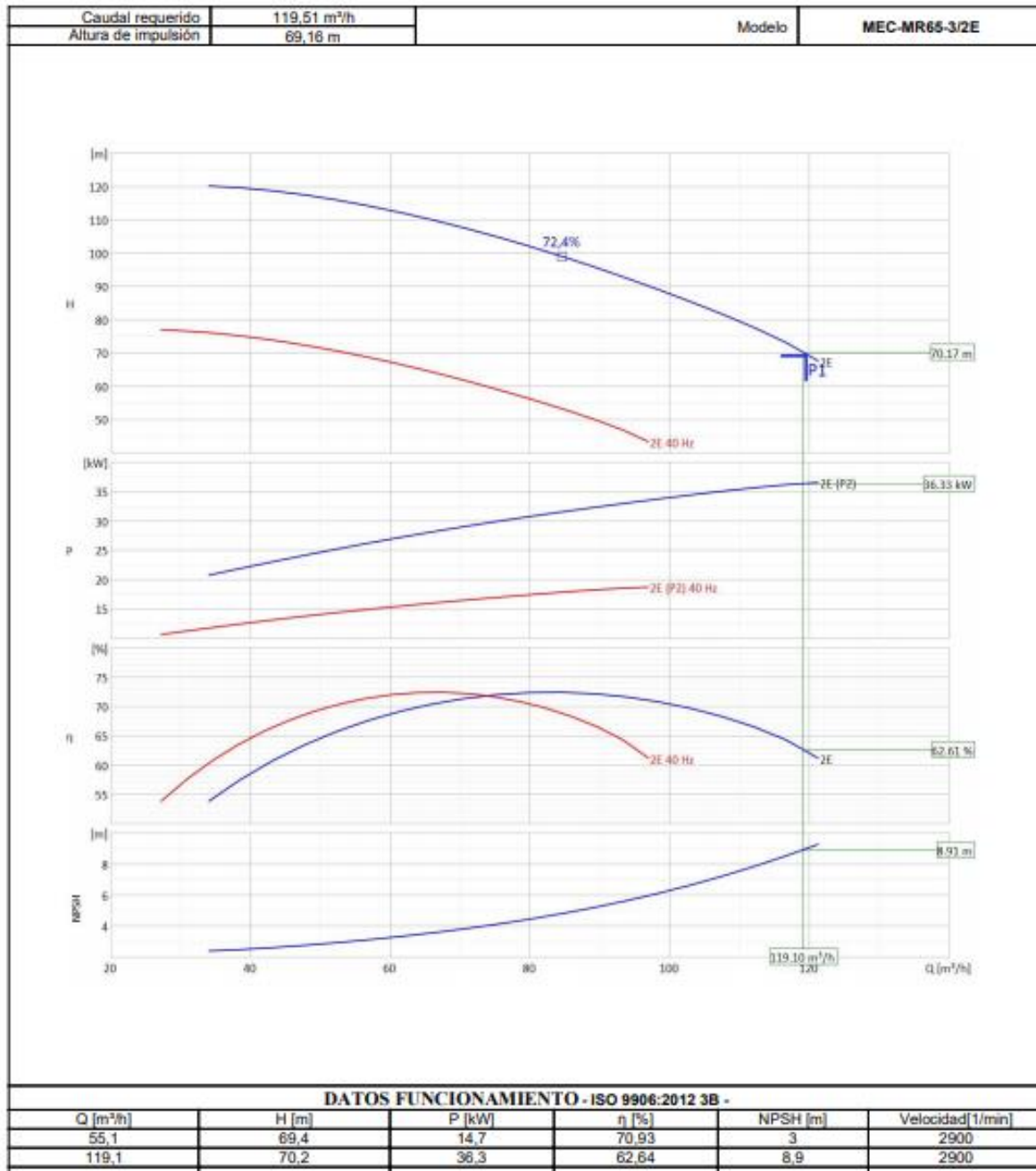


Figura 5.25 Curva característica bomba CAPRARI MEC-MR65-3/2E

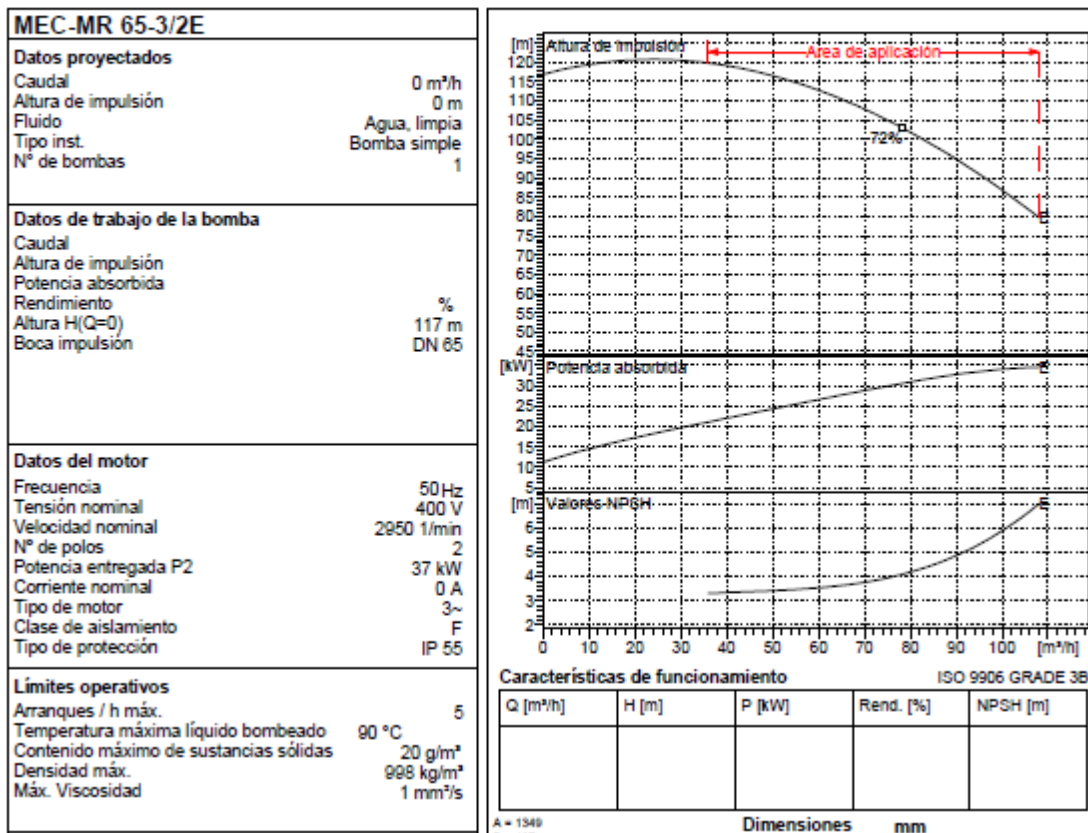


Figura 5.26 Ficha técnica bomba CAPRARI MEC-MR65-3/2E

El rango de frecuencia de funcionamiento va de 40 a 50Hz. El variador es programado para comunicar a la bomba este rango de frecuencias en función de la producción fotovoltaica. En un día soleado, cuando la potencia generada llega a 14,7 kW, el variador proporciona 40Hz arrancando la bomba que mueve un caudal de 55,1 m³/h. Conforme la producción aumenta, la frecuencia y en consecuencia el caudal incrementa hasta el punto de trabajo, 50Hz y 119 m³/h.

Como se observa en las curvas de eficiencia, el rendimiento de la bomba, η_G , depende del punto de funcionamiento. Concretamente, aumenta con la disminución de la frecuencia, caudal y potencia.

Para que la bomba funcione correctamente en todo momento, el motor tiene que ser capaz de entregar una potencia, P₂, de 37 kW (obtenido de la

ficha técnica) con un rendimiento de 89,3 % (dato proporcionado por el fabricante, CAPRARI).

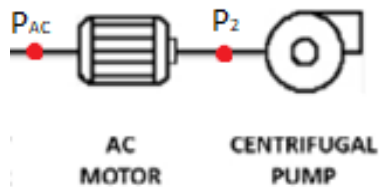


Figura 5.27 Esquema en orden de instalación de los elementos

La potencia en alterna de entrada al motor es de:

$$P_{AC} = \frac{P_2}{\eta_{motor}} = \frac{37}{0,893} = 41,43 \text{ kW}; \text{ Ecuación 5.27}$$

5.6 Cálculo del variador de frecuencia

5.6.1 Funcionamiento del Variador de Frecuencia.

El variador de frecuencia es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna (AC), por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor. En la *Figura 5.28* se muestra su esquema que facilita la comprensión de su funcionamiento.

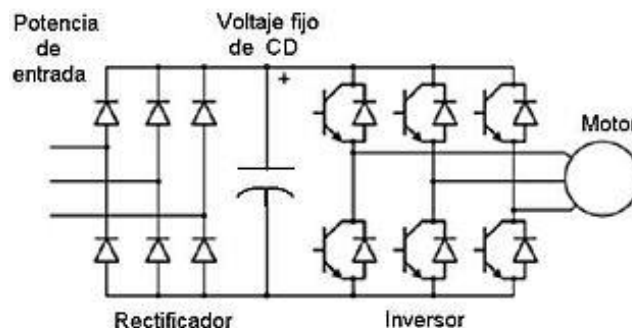


Figura 5.28 Esquema interno variador de frecuencia. Wikipedia

Está compuesto, esencialmente, por un rectificador, un circuito capacitor intermedio y un inversor.

El rectificador convierte la alimentación de alterna en continua mediante un puente rectificador, formado por un puente de seis diodos, en el caso trifásico, o cuatro en el caso monofásico. Cuando se conecta el generador fotovoltaico, cuyo voltaje es en continua y su frecuencia cero, la función del rectificador es anulada.

El circuito capacitor intermedio es un “almacenamiento” de energía para suministro del motor.

Por último, se encuentra el circuito inversor que consiste, generalmente, en seis transistores (MOSFET para baja potencia e IGBT para altas potencias) con apertura y cierre mediante control PWM o vectorial. De esta manera, convierte la alimentación de corriente continua en alterna, con una frecuencia y tensión de salida según la velocidad deseada.

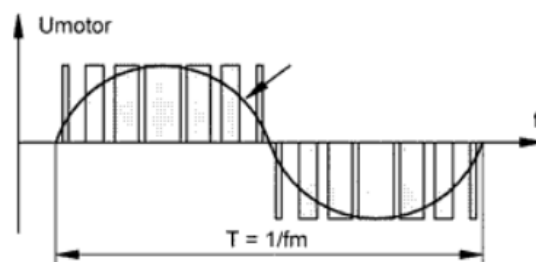


Figura 5.29 Generación de tensión de amplitud y frecuencia variables en el inversor mediante control PWM

El voltaje suministrado al motor tiene forma de pulsos cuadrados, como se observa en la *Figura 5.29*. El valor medio de estos pulsos forman un voltaje sinodal de frecuencia y amplitud deseada, que es, finalmente, la forma de onda recibida por el motor.

El voltaje del motor se varía cambiando la relación pulso/pausa de la onda cuadrada sin cambiar la frecuencia de conmutación. Este es el principio conocido como PWM, Pulse With Modulation.

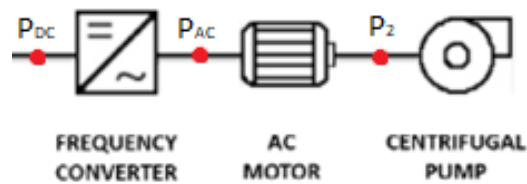


Figura 5.30

Existe un amplio rango de variadores de frecuencia en el mercado, desde 0,18kW hasta varios MW.

Pueden ser monofásicos o trifásicos y su tensión de salida puede ser 105-120 Vac, 200-240 Vac, 380-480 Vac y 525-600 Vac. Debe seleccionarse un variador, cuyo rango de tensión, englobe la tensión nominal del motor de la bomba.

La tensión AC de salida del variador se relaciona con la tensión del generador DC, según la fórmula:

$$V_{AC,max} \approx \frac{1,1 \cdot V_{DC}}{\sqrt{2}} \quad (5.28)$$

Hay también una Voc máxima en la rama DC que debe respetarse a la hora de dimensionar, con el fin de no sobrepasar la máxima tensión DC del variador.

Variador	Bomba	Voc,max	Potencia típica de rama
200-240 Vac	230 Vac	400 V	2.4 kWp
380-480 Vac	400 Vac	800 V	4.8 kWp
525-600 Vac	575 Vac	1000 V	6 kWp

Figura 5.31 Relación entre la selección de tensión de funcionamiento de variador y bomba, con el campo generador.

En un variador de frecuencia, la relación entre la potencia del generador fotovoltaico o de entrada al variador, P_{DC} , y la potencia de salida de este, P_{AC} , es la siguiente:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{\text{variador}}} \quad (5.29)$$

Cuando la distancia entre el variador de frecuencia y la motobomba sea considerable, será necesario proteger ésta última frente a armónicos. La protección que deberá integrarse en el circuito a la salida del variador dependerá de dicha distancia:

- Hasta 50m: una reactancia AC
- Entre 50m y 150m: un filtro dV/dt
- Más de 150m: un filtro senoidal.

5.6.2 Paso de Nube.

El principio de funcionamiento de los sistemas de riego fotovoltaico consiste en alimentar a la bomba con corriente alterna de frecuencia y tensión variables en función de la irradiancia que incide sobre sus generadores.

En el caso más sencillo del bombeo a balsa, la tarea del variador de frecuencia consiste precisamente en extraer continuamente la mayor potencia posible del generador (es decir, en seguir el punto de máxima potencia) y, a la vez, alimentar al motor de la bomba con una frecuencia y tensión tales que su caudal sea el máximo posible. Para lograrlo, el corazón del variador está constituido por un conjunto de interruptores (normalmente IGBTs) que genera una onda cuadrada de tensión a partir de la tensión DC del generador fotovoltaico, y regula automáticamente tanto la frecuencia como el ciclo de trabajo (tiempo ON y tiempo OFF en un periodo) en función de la irradiancia disponible en cada instante y de las características de la bomba. [19]

Pues bien, ocurre que el paso de nubes provoca variaciones bruscas de la irradiancia incidente que representan un reto para esa regulación automática.

Obviamente, el ciclo bajada-subida de la irradiancia, ocasionado por el paso de una nube, causa naturalmente un ciclo desaceleración-aceleración de la bomba.

Sin embargo es desafortunadamente bastante frecuente que el control de los variadores se desestabilice y cause un ciclo parada-arranque, que no suele suponer gran cosa en términos de pérdida de volumen bombeado al día, pero que supone un desgaste importante para los elementos hidráulicos y eléctricos (golpes de ariete, sobretensiones, etc.). Tal desgaste resulta inaceptable, por lo que tiene de riesgo para la vida a largo plazo del sistema. En consecuencia, hay que exigir a los ejecutores de sistemas de bombeo fotovoltaico que sintonicen los variadores de tal forma que el paso de nubes provoque ciclos de desaceleración-aceleración pero no de parada arranque.

La *Figura 5.32* presenta la evolución de la irradiancia a lo largo del paso de una nube y la consecuente variación de la frecuencia de salida de un variador que realiza correctamente su función. Conviene advertir que, según la experiencia del IES-UPM, cuando se trata de sistemas de cierto porte, la sintonización no puede ser general, sino que debe ajustarse a las condiciones concretas (bomba, altura, inercia, etc.) de cada sistema de riego en particular.

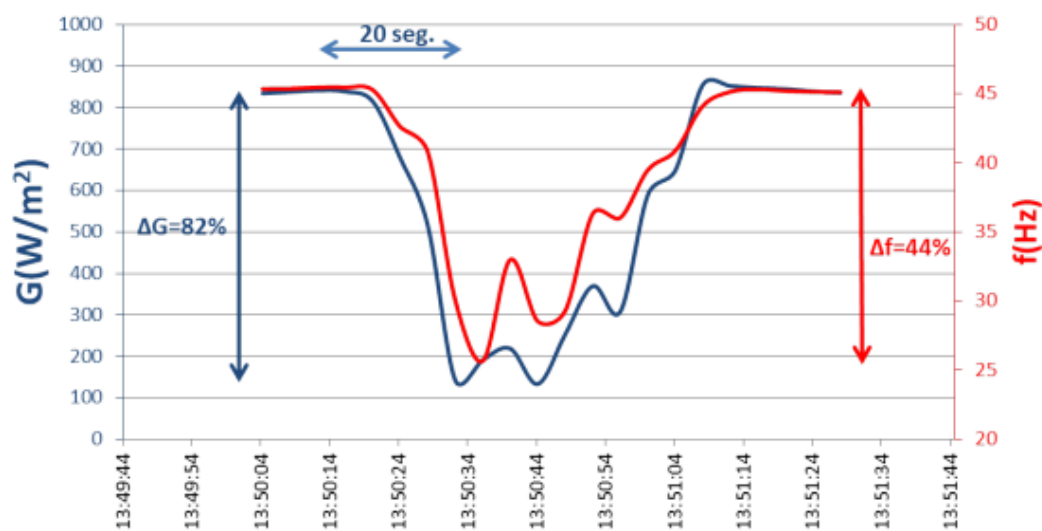


Figura 5.32 Evolución de la irradiancia a lo largo del paso de una nube (AZUL) y de la consecuente frecuencia a la salida de un variador correctamente sintonizado (ROJO). MASLOWATEN

Los perfiles de irradiancia observados experimentalmente durante el paso de nubes se caracterizan por un ligero repunte inicial, debido a la reflexión en el borde de la nube cuando ya está cerca pero todavía no tapa al Sol, seguido de una fuerte caída exponencial, debida al oscurecimiento del Sol por la nube. Esta caída es tanto más rápida cuanto mayor sea la velocidad de desplazamiento (o evolución) de la nube y cuanto menor sea la superficie que ocupa el generador fotovoltaico.

Un criterio razonable consiste en pensar que un generador se oscurece a razón de 20 m/s. Por ejemplo, un generador de 300 kW instalado en una parcela cuadrada de 80 m x 80 m se “apaga” en 4 segundos. Es posible observar eventos más rápidos que esto pero son francamente poco probables.

Garantizar que las fluctuaciones de irradiancia “a razón de 20 m/s” no desestabilicen el control del variador es precisamente el criterio impuesto.

5.6.3 Cálculo práctico

Recordando las características de la bomba seleccionada, CAPRARI MEC-MR65-3/2E, cuya P_{AC} es de 41,43 kW con 400 V_{AC}, el variador tiene que ser capaz de mantener esa tensión (400Vac) en el caso del punto óptimo de trabajo.

Tras consultar los catálogos de inversores de varios proveedores, el variador que mejor se ajusta a las características de la bomba al tener una potencia y tensión similar o superior a P_{AC} , es el de la marca SALICRU, modelo VC30-PV 4F de 45kW y 400Vac.

Sus características técnicas se resumen en el cuadro que se reproduce a continuación, facilitado por el fabricante. Además de lo que se indica en el mismo es de resaltar que el método de control es de Pulso senoidal de fase a fase con modulación por ancho de pulso (PWM) y su rendimiento es del 94,6%.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

MODELO		CV30-PV	
		Modelos -S2	Modelos -4 / -4F
ENTRADA FOTOVOLTAICA	Entrada DC recomendada	200 ÷ 400 V	300 ÷ 750 V
	Tensión MPPT recomendada	330 V	550 V
	Máxima tensión DC	440 V	800 V
	Tensión de arranque	200 V (80 V con booster)	300 V (80 V con booster)
	Mínima tensión DC	150 V (70 V con booster)	250 V (70 V con booster)
ENTRADA DE RED	Tensión	Monofásica 220 V (-15%) ÷ 240 V(+10%)	Trifásica 380 V (-15%) ÷ 440 V (+10%)
	Frecuencia	50/60 Hz Rango permitido: 47 ÷ 63 Hz	
SALIDA	Tensión	Trifásica, 0 ÷ 100% de la tensión de entrada.	
	Sobrecarga máxima	150% durante 1 min; 180% durante 10 s; 200% durante 1s.	
	Distancia máxima	<50 m sin filtro / entre 50 y 100 m instalar ferritas / >100 m filtro senoidal.	
SEÑALES DE ENTRADA	Digitales	5 entradas programables, lógica PNP o NPN. Polaridad seleccionable, tiempos de retardo on/off.	
	Analógicas	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible Variadores ≥ 4 kW: 2 entradas, AI2: 0 ÷ 10V / 0 ÷ 20 mA y AI3: -10 ÷ 10 V	
SEÑALES DE SALIDA	Relé	Variadores ≤ 2,2 kW: 1 salida multifunción conmutada NO/NC Variadores ≥ 4 kW: 2 salidas multifunción conmutadas NO/NC Máximo 3 A / 250 Vac, 1 A / 30 Vdc.	
	Digitales	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible. Variadores ≥ 4 kW: 1 salida multifunción de colector abierto (50 mA / 30V).	
	Analógicas	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible. Variadores ≥ 4 kW: 2 salidas seleccionables 0 ÷ 10V / 0 ÷ 20 mA.	
	Puerto de comunicación	Variadores ≤ 2,2 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU + 1 puerto RS-422 Variadores ≥ 4 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU.	
PROTECCIONES ESPECÍFICAS BOMBEO SOLAR	Fallos	Sobretensión, subtensión, sobrecorriente, conexión de polaridad inversa, fallo de comunicación con el módulo de refuerzo, sonda hidráulica rota.	
	Alarmas	Luz débil, subcarga, depósito lleno.	
FILTRADO	Filtro EMC	Variadores ≤ 2,2 kW: Categoría C3 de fácil conexión como opción. Variadores ≥ 4 kW: Categoría C3 integrado.	
GENERALES	Grado de protección	IP20	
	Temperatura ambiente	-10 ~ 50° C (desclasificación de un 1% por grado que supere los 40° C).	
NORMATIVA	Funcionamiento y seguridad	EN 61800-5-1:2007	
	Compatibilidad electromagnética (CEM)	EN 61800-3 C3	
	Gestión de Calidad y Ambiental	ISO 9001 e ISO 14001	

Datos sujetos a variación sin previo aviso.

Figura 5.33 Características técnicas del variador SALICRU VC30-PV

Tensión de alimentación DC: 300 ÷ 750 V

Tensión de alimentación de red: Trifásica 400 V

MODELO	POTENCIA (kW)	In SALIDA (A)	DIMENSIONES (F x AN x AL mm.)	CONFIGURACIÓN DE PANELES SOLARES (MÓDULOS POR STRING * Nº DE STRINGS)			
				Potencia: 270 ± 5Wp Voc: 38,5 V		Potencia: 320 ± 5Wp Voc: 45,8 V	
				Sin BOOSTER	Con BOOSTER	Sin BOOSTER	Con BOOSTER
CV30-008-4 PV	0,75	2,5	140 x 80 x 185	18*1	5*1	15*1	4*1
CV30-015-4 PV	1,5	4,2		18*1	8*1	15*1	7*1
CV30-022-4 PV	2,2	5,5		18*1	12*1	15*1	10*1
CV30-040-4F PV	4	9,5	167 x 146 x 256	19*1	N/D	16*1	N/D
CV30-055-4F PV	5,5	14		18*2		15*2	
CV30-075-4F PV	7,5	18,5		18*2		15*2	
CV30-110-4F PV	11	25	18*3	15*3			
CV30-150-4F PV	15	32	18*4	15*4			
CV30-185-4F PV	18,5	38	184 x 200 x 340	18*5	N/D	15*5	N/D
CV30-220-4F PV	22	45		18*6		15*6	
CV30-300-4F PV	30	60		18*8		15*8	
CV30-370-4F PV	37	75	18*9	15*9			
CV30-450-4F PV	45	92	202 x 250 x 400	18*11			
CV30-550-4F PV	55	115	238 x 282 x 560	18*13		15*13	
CV30-750-4F PV	75	150		18*18		15*18	

N/D: No disponible

Figura 5.34 Características técnicas 2 del variador SALICRU VC30-PV

La potencia del generador fotovoltaico tiene que ser, de al menos:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{variador}} = \frac{41,43}{0,946} = 43,795 \text{ kW}; \text{ Ecuación 5.29}$$

El variador de frecuencia está situado en la misma caseta que la bomba, siendo la distancia entre ambos de 2 metros aproximadamente, por lo que no será necesaria la instalación de filtros a la salida del variador.

5.7.-Cálculo del generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para generar una determinada corriente eléctrica. Los paneles o módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico. Las células generalmente se elaboran con silicio, componente de la arena y uno de los elementos más abundantes en la naturaleza.

Su dimensionamiento consiste en determinar la potencia pico a instalar para generar la suficiente energía para satisfacer las necesidades del bombeo durante todo el año, así como diseñar el número de módulos en cada rama y el número de ramas, cableado, protecciones y puesta a tierra. Para ello, es necesario conocer los parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y del variador de frecuencia.

Siendo:

- N_p , número de series o ramas.
- N_s , número de módulos en cada serie o rama.
- N , número total de módulos

El número de módulos en cada rama define la tensión del generador, y el número de ramas define la intensidad de corriente en DC del generador. Estos valores no pueden sobrepasar los límites establecidos por el fabricante del variador.

5.7.1.- Módulos fotovoltaicos.

Para determinar el modelo de módulo fotovoltaico a utilizar se deben tener en cuenta, dentro de la oferta del mercado, la potencia pico (se aconseja que sea superior a 250Wp), la eficiencia, el precio y la garantía. Los parámetros necesarios para realizar los cálculos de diseño son los expuestos a continuación. Se obtienen de la ficha técnica del módulo.

- **Potencia máxima o potencia pico (P_{max} ; P_p):** Es la potencia máxima que puede generar el módulo fotovoltaico en las condiciones estándar de medida (CEM). Esta potencia se mide en vatios pico (Wp).
- **Tensión en vacío o circuito abierto (open circuit) (V_{oc}):** es la tensión máxima que puede ceder el módulo en CEM sin carga. Se mide en voltios (V).
- **Intensidad de cortocircuito (I_{cc}):** es la máxima intensidad que puede ceder el módulo en CEM sin carga. Se mide en amperios (A).
- **Tensión máxima o tensión pico (V_{max}):** Es la tensión máxima que puede ceder el módulo, en CEM, conectado a una carga por la que circula una corriente. Se mide en voltios (V).

- **Intensidad nominal (I_{pmp}):** corriente que cede el módulo, en CEM, conectado a una carga a la que se le aplica una tensión. Se mide en amperios (A).
- **Tensión nominal (V_{pmp}):** Es la tensión de trabajo a la que está diseñado el módulo.
- **Coeficiente de rendimiento (η):** relaciona la potencia máxima del módulo con la radiación incidente sobre el mismo.

En el caso de grandes instalaciones será recomendable tener en cuenta la I_{pmp} de los módulos que se agrupen en una misma serie, a fin de no disminuir el rendimiento mediante la agrupación de módulos con distinta intensidad. Para ello será necesario consultar el Flash Report de cada módulo.

Estas magnitudes quedan representadas en la curva característica del módulo fotovoltaico:

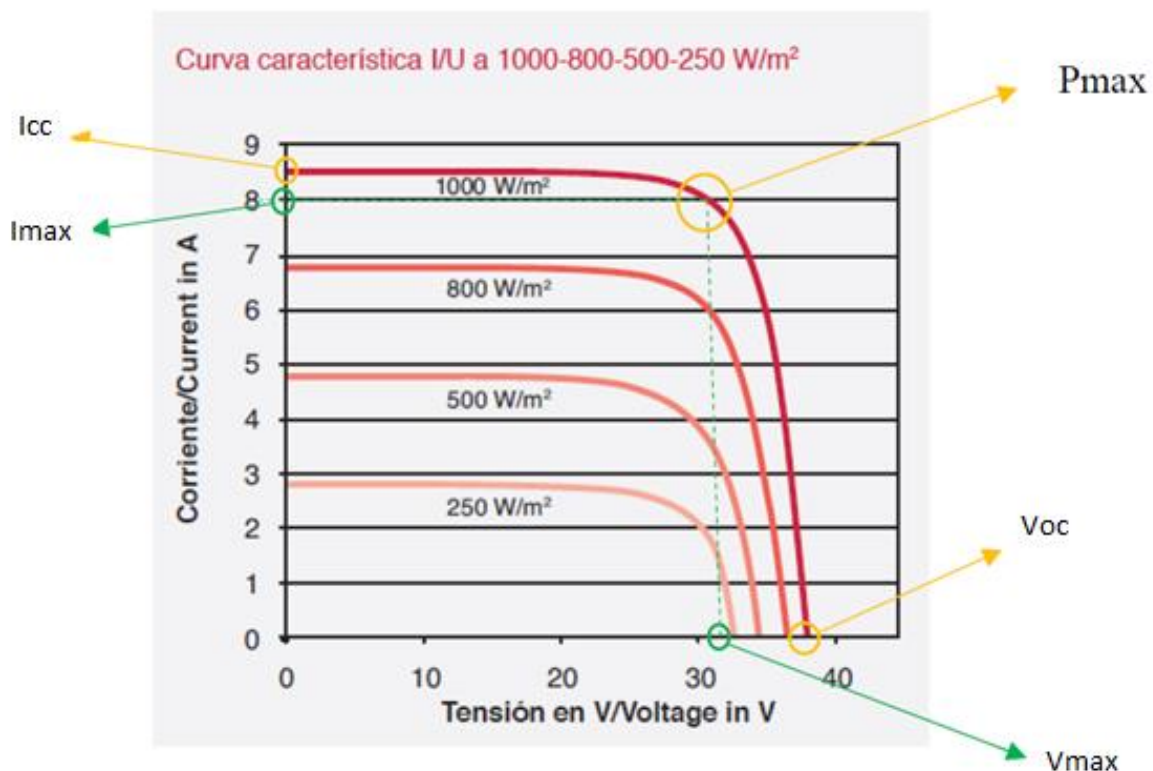


Figura 5.35 Curva características I/U y parámetros de un módulo fotovoltaico.

Conocidas las características de los módulos y del variador de frecuencia elegido, se procede al cálculo del número de módulos necesarios para obtener los valores de tensión e intensidad.

5.7.2.- Performance Ratio, PR.

El Performance Ratio o PR es el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

Este coeficiente (PR) tiene en cuenta las siguientes pérdidas originadas en la instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos.
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por degradación de los módulos.
- Pérdidas eléctricas.
- Pérdidas por reflectancia.

A continuación, se valoran las distintas pérdidas anteriores para poder estimar el "Performance Ratio" (PR) de la instalación.

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, P1 (%):

La potencia que pueden desarrollar los módulos no es exactamente la misma, y por lo tanto tampoco lo son ni su intensidad ni su tensión de máxima potencia. De este modo, cuando se constituye un sistema generador formado por varios paneles o módulos conectados en serie, este hecho induce a que se produzca una pérdida de potencia debido a que el valor de la intensidad de corriente de paso será igual a la de menor valor de los paneles colocados en serie.

Para minimizar este efecto, los módulos se clasifican por su intensidad, que suele venir indicado con una letra grabada mediante un adhesivo adherido al marco de un panel, de manera que se puede escoger los paneles similares a la hora de armar las series durante la instalación.

Estas pérdidas vienen especificadas en la ficha técnica de cada módulo, definidas como Tolerancia de Potencia (%Pmax).

- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas, P_T (%):

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como por la parte posterior de los módulos. No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura ambiente exterior.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T), se suele emplear la siguiente expresión:

$$P_T = K_T \cdot (T_c - 25^\circ C) \quad (5.30)$$

Siendo:

- K_T , el coeficiente de temperatura, medido en $^\circ C^{-1}$. Generalmente este valor viene dado por el fabricante de la placa solar, aunque si este dato no lo proporcionara el fabricante se puede tomar por defecto el valor de $0,0035 \text{ }^\circ C^{-1}$.
- T_c , es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura, T_c , se suele emplear la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ) \cdot E}{800} \quad (5.31)$$

Siendo,

- T_{amb} , la temperatura ambiente media mensual del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. Este es un dato que puede ser extraído de la información que albergan las agencias de meteorología oficiales en cada país.

- T_{onc} , es la temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s. Este dato también es suministrado por el fabricante del módulo solar.
- E, es la radiación media en un día soleado del mes en cuestión.

- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos, P3 (%):

En unas condiciones normales de emplazamiento y realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3%.

- Pérdidas por sombras, P4 (%):

Las pérdidas por el sombreado parcial de los generadores fotovoltaicos que penalizan su producción eléctrica se pueden estimar en torno al 2%.

- Pérdidas por degradación de los módulos, P5 (%):

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.

- Pérdidas eléctricas, P6 (%):

La instalación eléctrica y el conexionado entre módulos, y de éstos con los demás componentes de la instalación fotovoltaica, se deberá realizar según las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, donde se indica que la caída de tensión no podrá superar el 1,5% en la parte de la instalación que funcione en corriente continua. Por tanto, se estiman que las pérdidas eléctricas serán del 1,5%.

- Pérdidas por reflectancia, P7 (%):

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, fueron estimadas por la Universidad de Ginebra y deben considerarse en un 2,9%.

Finalmente, con todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio" (PR) o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación, y de valor en este caso de:

$$PR (\%) = 100\% - \sum_{i=1}^7 P_i \quad (5.32)$$

Finalmente, la potencia del generador, teniendo en cuenta las pérdidas, se calcula:

$$P_{Gen} = \frac{P_{DC}}{PR} \quad (5.33)$$

5.7.2.- Configuración del generador solar fotovoltaico.

Primero se calcula el número de módulos en serie que generan una tensión nominal compatible a la del variador de frecuencia. *Ecuación 5.34*

$$N_S = \frac{V_{nom,variado}}{V_{nom,módulo}} \quad (5.34)$$

Una vez conocido el número de módulos en serie, se calcula la potencia pico que generan. *Ecuación 5.35*

$$Pot. serie (Wp) = N_S \cdot Pot. pico módulo (Wp) \quad (5.35)$$

Con la potencia pico de una serie, se puede obtener cuántas series son necesarias para igualar o superar la potencia pico mínima, ya calculada, que debe proporcionar el generador fotovoltaico. *Ecuación 5.36*

$$N_p = \frac{Pot. \text{pico generador}(W_p)}{Pot. \text{serie}(W_p)} \quad (5.36)$$

Con el número de series en paralelo y la potencia pico de cada serie, se calcula la potencia pico total que generará, finalmente, el generador con la configuración obtenida. *Ecuación 5.37*

$$Pot. \text{pico generador}(W_p) = N_p \cdot Pot. \text{serie}(W_p) \quad (5.37)$$

Y el número total de módulos fotovoltaicos. *Ecuación 5.38*

$$N = N_p \cdot N_s \quad (5.38)$$

Finalmente, hay que comprobar que las tensiones y corrientes máximas de este diseño no superan los límites del variador de frecuencia.

-Tensión del generador:

Tensión nominal:

$$V_{\text{serie},pmp}(V) = N_s \cdot V_{\text{módulo},pmp}(V) \quad (5.39)$$

Tensión máxima:

$$V_{\text{serie},oc}(V) = N_s \cdot V_{\text{módulo},oc}(V) \quad (5.40)$$

-Intensidad de una serie:

$$I_{\text{serie},pmp} = I_{\text{módulo},pmp} \quad (5.41)$$

$$I_{\text{serie},cc} = I_{\text{módulo},cc} \quad (5.42)$$

-Intensidad generador

Intensidad nominal:

$$I_{gen,pmp} = Np \cdot I_{módulo,pmp} \quad (5.43)$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{gen,cc} = Np \cdot I_{módulo,cc} \quad (5.44)$$

5.7.3.- Cableado.

El PCT-C-REV (Pliego de Condiciones Técnicas. IDAE) establece que los conductores sean de cobre y tengan la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %. Así mismo, las secciones calculadas deberán cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. [20]

Los cálculos para la determinación de la sección siguen los siguientes criterios:

Criterio de caída de Tensión:

- Corriente continua:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{pmp} \cdot L \cdot \rho}{S} \quad (5.45)$$

- Corriente alterna:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{pmp} \cdot L \cdot \rho}{S} \quad (5.46)$$

Siendo:

- ρ = resistividad del cable ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)
- S = sección del conductor (mm^2)
- L = longitud del conductor (m)
- I_{pmp} = máxima corriente que circula por el conductor (A)



Criterio de máxima Intensidad:

Una vez determinada la sección mediante el criterio de caída de tensión, se comprobará en la norma UNE 20460-5-523:2004 si esa sección soporta la intensidad que se ha supuesto que circulará por ella. La intensidad admisible se obtiene de la Tabla 5.17 y la intensidad máxima que circula por el conductor se sobredimensiona un 25 %:

$$I_{\text{diseño}} < I_{\text{admisible}} \quad (5.47)$$

$$I_{\text{diseño}} = I_{\text{max}} \cdot \text{Factores} \quad (5.48)$$

Tabla 5.17 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. ICT-BT-07

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) y (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
						
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	—	—	—
630	885	870	770	—	—	—

Tipo de aislamiento

XLPE: Polietileno reticulado. Temperatura máxima en el conductor 90 °C (servicio permanente).

EPR: Etileno propileno. Temperatura máxima en el conductor 90 °C (servicio permanente).

PVC: Policloruro de vinilo. Temperatura máxima en el conductor 70 °C (servicio permanente).

5.7.4.- Distancia mínima entre filas de módulos.

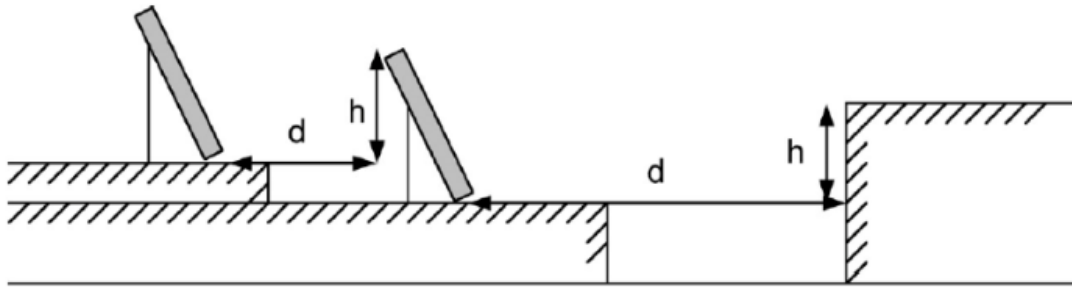


Figura 5.36 Distancia mínima entre filas de módulos

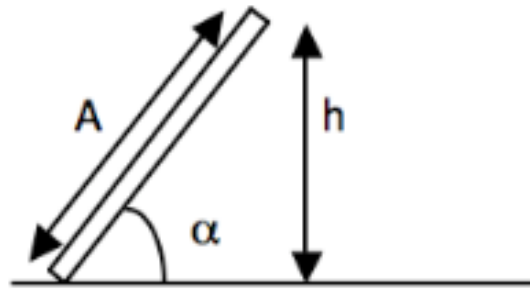


Figura 5.37 Altura h, longitud A e inclinación α del módulo

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos y un obstáculo de altura h que pueda producir sombras sobre los módulos fotovoltaicos, deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d , tiene que ser superior al valor obtenido en la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = k \cdot h \quad (5.49)$$

$$h = A \cdot \text{sen } \alpha \quad (5.50)$$

Donde k es un coeficiente adimensional que se puede obtener en función de la latitud del lugar.

Tabla 5.18 Coeficiente k

Latitud	29º	37º	39º	41º	43º	45º
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

5.7.5.- Sistema de protecciones.

El RD 1669/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, dispone en su artículo 14 el sistema de protecciones que debe cumplir la instalación.

Protecciones para Corriente Continua:

La instalación de corriente continua dispondrá de elementos de protección contra:

- Sobretensiones y sobreintensidades:

La ITC-BT-22 establece las protecciones necesarias para proteger la instalación de los defectos que se pudieran presentar por sobreintensidades, ya sea por sobrecargas o por cortocircuito.

- Contactos directos e indirectos:

La protección ante contactos directos e indirectos está detallada en la ITC-BT-24 y viene garantizada por unos índices de protección de los equipos adecuados y por la correcta instalación y montaje de los mismos.

Protecciones para Corriente Alterna:

La instalación de corriente alterna dispondrá de elementos de protección contra:

- Sobretensiones y sobreintensidades:

Los elementos que sirven para proteger la instalación de sobretensiones y sobreintensidades son los interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares, con un calibre adecuado a la intensidad máxima admisible por el conductor.

- Contactos directos e indirectos:
Se aplicará igualmente la ITC-BT-24.

5.7.6.- Puesta a tierra.

El RD 1669/2011 en su artículo 15 establece las condiciones básicas para la puesta a tierra de instalaciones generadoras de baja potencia. Se colocarán tomas de tierra tanto para protección como para servicio de la instalación.

Para el cálculo de la resistencia a tierra se emplea la *Ecuación 5.51*:

$$R_t = \frac{U_c}{I_m} \quad (5.51)$$

Donde:

- R_t es la resistencia a tierra (Ω).
- U_c es la tensión de contacto (V).
- I_m es la intensidad máxima de contacto (A).

Para el cálculo del número de picas necesarias, según la ITC-BT-18, se emplea la *Ecuación 5.52*:

$$R_p = \frac{\rho}{nL} \quad (5.52)$$

Donde:

- R_p es la resistencia de la pica vertical (Ω).
- ρ es la resistividad del terreno.
- n es el número de picas.
- L es longitud de la pica (m).

Finalmente, para determinar las secciones de los conductores se utiliza la *Tabla 5.19* siguiente obtenida de la ITC-BT-18.

Tabla 5.19 Sección de los conductores de la puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm ²)
S ≤ 16	Sp = S
16 < S ≤ 35	Sp =16
S > 35	Sp = S/2

5.7.7.- Cálculo Práctico.

5.7.7.1.- Módulo Fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico escogido es el fabricado por la marca SACLIMA, modelo SCL-320P2. Su elección ha estado determinada por presentar una elevada potencia pico (320 Wp), por estar fabricado con silicio policristalino y por tanto, tener un elevado rendimiento (15,6%)

Características de los módulos fotovoltaicos:

Tabla 5.20 Características del módulo fotovoltaico SCL-320P2

Fabricante y modelo	SACLIMA, SCL-320P2
Tipo	POLICRISTALINO
Tensión en el punto de máxima potencia, Vmpp (V)	36,2
Potencia, P (Wp)	320
Intensidad cortocircuito, Icc (A)	9,17
Intensidad en el punto de máxima potencia, Ipmp (A)	8,84
Tensión de circuito abierto, Voc (V)	45
TONC (°C)	47 +- 2°C
Eficiencia (%)	15,6

Tabla 5.21 Condiciones en que han sido medidas las características del módulo fotovoltaico SCL-320P2

Temperatura de célula (°C)	25
Radiación (W/m²)	1000
Espectro	AM 1.5

Tabla 5.22 Características físicas del módulo fotovoltaico SCL-320P2

Longitud (mm)	1.956
Anchura (mm)	990
Espesor (mm)	50
Peso (Kg)	22,3

Tabla 5.23 Características constructivas del módulo fotovoltaico SCL-320P2

Nº de células	72
Cubierta	Vidrio templado
Marco	Aleación aluminio anodizado
Caja de conexión	Clase IP67

5.7.7.2.- Cálculo del PR.

El Performance Ratio o PR es el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

El programa PVGIS, al obtener las HSP, tiene en cuenta un 11,4 % de pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas, un 2,6 % de pérdidas por reflectancia angular y un 14% de pérdidas eléctricas en el cableado. Estas pérdidas ya han sido consideradas y no se tendrán en cuenta a la hora del cálculo del PR.

Cálculo del resto de pérdidas:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, $P_1 = 3\%$:

Estas pérdidas vienen especificadas en la ficha técnica de cada módulo, definidas como Tolerancia de Potencia (%Pmax).

- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos, $P_3 = 3\%$:

En unas condiciones normales de emplazamiento y realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3%.

- Pérdidas por sombras, $P_4 = 0\%$:

El generador fotovoltaico va a ser diseñado de manera que ni los módulos fotovoltaicos entre sí ni otros elementos hagan sombra disminuyendo su producción.

- Pérdidas por degradación de los módulos, $P_5 = 1\%$:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.

Con todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio" (PR):

$$PR = 100\% - \sum_{i=1}^7 P_i = 100 - 3 - 3 - 0 - 1 = 93\% ; \text{ Ecuación 5.32}$$

Finalmente, la potencia del generador, teniendo en cuenta las pérdidas, se calcula:

$$P_{Gen} = \frac{P_{DC}}{PR} = \frac{43,795}{0,93} = 47,091 \approx 48 \text{ kW}; \text{ Ecuación 5.33}$$

5.7.7.3.- Configuración del generador solar fotovoltaico.

La potencia mínima del generador es de 48 kW y la tensión nominal del variador es de 550 V. Con estos datos ya se puede calcular la configuración del generador

Configuración de los módulos fotovoltaicos:

- Número de módulos en serie y potencia pico de la serie:

$$N_s = \frac{V_{nom,variador}}{V_{mpp,módulo}} = \frac{550}{36,2} = 15,193 \approx 16; \text{ Ecuación 5.34}$$

$$P_{pico\ serie} = N_s \cdot P_{pico\ módulo} = 16 \cdot 320 = 5.120 \text{ Wp}; \text{ Ecuación 5.35}$$

- Número de series en paralelo:

$$N_p = \frac{P_{pico\ gen}}{P_{pico\ serie}} = \frac{48.000}{5.120} = 9,375 \approx 10; \text{ Ecuación 5.36}$$

- Potencia pico del generador fotovoltaico:

$$P_{pico\ gen} = N_p \cdot P_{pico\ serie} = 10 \cdot 5.120 = 51.200 \text{ Wp}; \text{ Ecuación 5.37}$$

- Número total de módulos fotovoltaicos:

$$N = N_p \cdot N_s = 10 \cdot 16 = 160; \text{ Ecuación 5.38}$$

- Tensión del generador

- *Tensión nominal:*

$$V_{serie,pmp} = Ns \cdot V_{módulo,pmp} = 16 \cdot 36,2 = 579,2 \text{ V}; \text{ Ecuación 5.39}$$

- *Tensión máxima:*

$$V_{serie,oc} = Ns \cdot V_{módulo,oc} = 16 \cdot 45 = 720 \text{ V}; \text{ Ecuación 5.40}$$

- Intensidad de una serie:

- *Intensidad nominal:*

$$I_{serie,pmp} = I_{módulo,pmp} = 8,84 \text{ A}; \text{ Ecuación 5.41}$$

- *Intensidad de cortocircuito:*

$$I_{serie,cc} = I_{módulo,cc} = 9,17 \text{ A}; \text{ Ecuación 5.42}$$

- Intensidad generador

- *Intensidad nominal:*

$$I_{gen,pmp} = Np \cdot I_{módulo,pmp} = 10 \cdot 8,84 = 88,4 \text{ A}; \text{ Ecuación 5.43}$$

- *Intensidad de cortocircuito:*

$$I_{gen,cc} = Np \cdot I_{módulo,cc} = 10 \cdot 9,17 = 91,7 \text{ A}; \text{ Ecuación 5.44}$$

Todos los datos obtenidos están recogidos en la *Tabla 5.24*.

Tabla 5.24 Características finales del Generador Fotovoltaico

Características del Generador Fotovoltaico	
Número módulos en serie	16
Número series en paralelo	10
Número módulos totales	160
Potencia pico serie (Wp)	5120
Potencia pico generador FV (Wp)	51.200
Tensión generador	
Tensión nominal (V)	579,2
Tensión máxima (V)	720
Intensidad de una serie	
Intensidad nominal (A)	8,84
Intensidad cortocircuito (A)	9,17
Intensidad generador	
Intensidad nominal (A)	88,4
Intensidad cortocircuito (A)	91,7

5.7.7.3.- Distancia mínima entre filas de módulos.

Los módulos van instalados en una estructura metálica que tiene una inclinación de 30°. En cada estructura se colocan dos series de módulos, una a continuación de la otra, como en la *Figura 5.38*.



Figura 5.38 Ejemplo de estructura con dos módulos. Renovables del Sur

Conocido el número total de módulos (208 módulos), y la estructura sobre la que se van a instalar, el siguiente paso es calcular la mínima distancia (d) entre series para evitar que se hagan sombras entre sí.

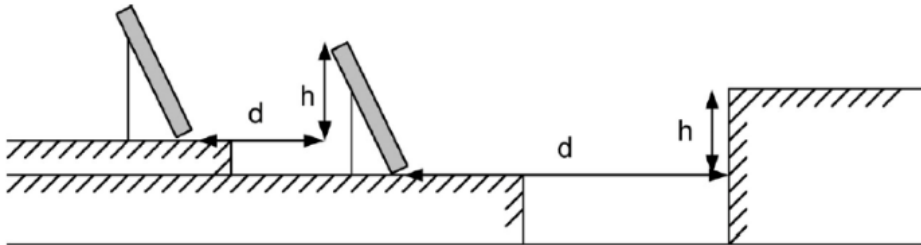


Figura 5.37

La altura h se calcula:

$$h = A \cdot \text{sen } \alpha = 3,912 \cdot \text{sen}(30) = 1,956 \text{ m}; \text{ Ecuación 5.50}$$

$$A = 3,912 \text{ m}, \quad \alpha = 30^\circ$$

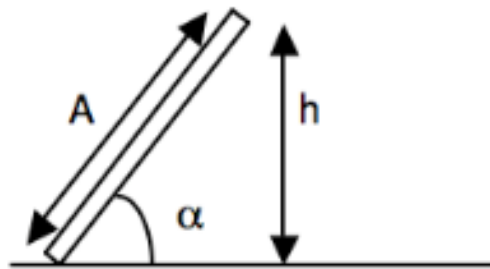


Figura 5.38

Siendo A , la suma de la longitud de dos módulos (por estar así colocados en la estructura) y el ángulo α , la inclinación de la estructura.

La longitud d , distancia entre filas con dos módulos de longitud, se calcula:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61 - 38)} \cdot 1,956 = 4,61 \approx 5 \text{ m}; \text{ Ecuación 5.49}$$

Las longitudes de las líneas que unen las series de módulos con la caja de protección y de las líneas de evacuación, son fáciles de calcular una vez conocida **d**. Los resultados se muestran en la *Tabla 5.25*.

Tabla 5.25 Longitud de línea de las series de módulos y la línea de evacuación

Serie	Número de módulos	Longitud línea (m)
1	16	8
2	16	13
3	16	13
4	16	22
5	16	22
6	16	30
7	16	30
8	16	13
9	16	13
10	16	22
Línea evacuación		8

Finalmente se conocen todos los datos sobre la configuración del generador fotovoltaico que se muestra en el plano de la *Figura 5.39*.

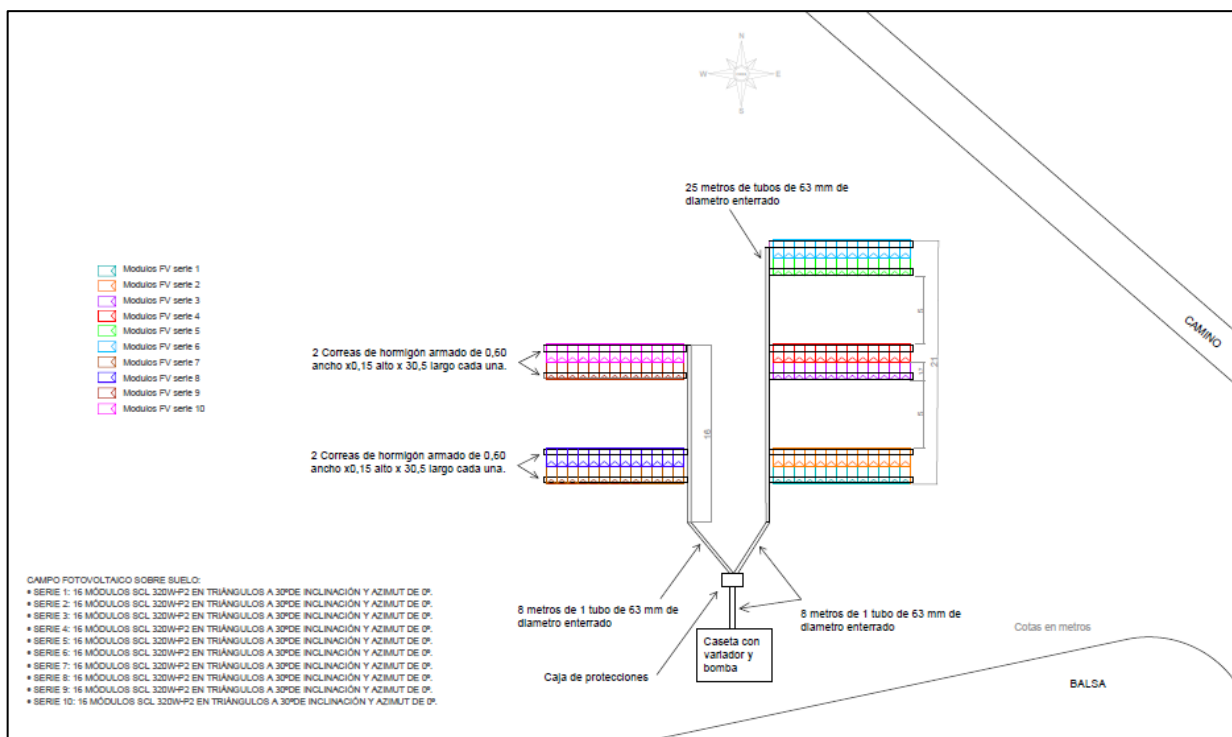


Figura 5.39 Esquema con la situación de los módulos y las longitudes de las líneas. Elaboración propia

5.7.7.4.-Cableado.

Para el cálculo del cableado se van a seguir las indicaciones del PCT-C-REV.

El cableado del sistema de generación se divide en tres tramos: dos para corriente continua (C.C.) y otro para corriente alterna (C.A.).

- Tramo I (C.C.): conexión entre los módulos hasta la Caja de protecciones.
- Tramo II (C.C.): línea de evacuación, distribución entre el Cuadro de Conexión y el Inversor.
- Tramo III (C.A.): distribución entre el Inversor y el sistema Motor-Bomba.

A continuación se detallan los cálculos para el criterio de caída de tensión para Corriente Continua, y la comprobación de que la sección escogida soporta la intensidad que circulará por ella. Se aplicarán para el Tramo I y II.

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot L \cdot \rho}{S}; \quad \text{Ecuación 5.45}$$

Donde:

- $\rho = 0,017857$ ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$).
- L, Longitud de cable que conecta las series de módulos con la caja de protecciones (m).
- I_{mpp} , corriente que circula por el conductor (A).
- S, Sección mínima del cableado (mm^2).
- ΔU , Caída de tensión admisible.

Determinada la sección del cableado, se comprueba con la aplicación de la norma UNE 20460-5-523:2004 si esa sección soportará la intensidad que se ha supuesto que circulará por ella.

$$I_{\text{diseño}} < I_{\text{admisible}}; \quad \text{Ecuación 5.47}$$

$$I_{\text{diseño}} = I_{\text{max}} \cdot 1,25; \quad \text{Ecuación 5.48}$$

Tramo I:

Tabla 5.26 Características del cableado del Tramo I

Serie	Nº modulos	Tensión (V)	Potencia (Wp)	I (A)	Icc (A)	ΔU max (v)	Longitud línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	ΔU (V) sección escogida
1	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	13	0,472	6	0,684
2	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	13	0,472	6	0,684
3	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	22	0,799	6	1,157
4	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	22	0,799	6	1,157
5	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	30	1,090	6	1,578
6	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	30	1,090	6	1,578
7	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	13	0,472	6	0,684
8	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	13	0,472	6	0,684
9	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	22	0,799	6	1,157
10	16	579,2	5.120	8,84	9,17	8,688	22	0,799	6	1,157

La intensidad máxima que circula por el conductor se sobredimensiona un 25 %:

$$I_{\text{diseño}} = 9,17 \cdot 1,25 = 11,462 \text{ A}; \text{ Ecuación 5.48}$$

El cable de cobre flexible escogido es el RV-K 1000V con doble aislamiento. Para una sección de cable de 6 mm², aislamiento XLPE y cables unipolares, la intensidad admisible es de 72 A, obtenido de la *Tabla 5.17*.

Como la intensidad de diseño es menor que la admisible, se cumple el criterio de máxima intensidad.

Tramo II:

Tabla 5.27 Características del cableado del Tramo II

Tramo	Tensión (V)	Potencia (W)	I (A)	I _{cc} (A)	ΔU _{max}	Longitud línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	ΔU (V) Sección escogida
Línea de evacuación	579,2	51.200	88,398	91,7	8,688	8	2,907	35	0,721

Según RBT la línea de evacuación tiene que tener una sección, como mínimo, de 35mm².

La intensidad máxima que circulará por el cable será $I_{cc,gen}$:

$$I_{diseño} = 91,7 \cdot 1,25 = 114,625 \text{ A}; \text{ Ecuación 5.48}$$

El cable de cobre flexible escogido es el RV-K 1000V con doble aislamiento. Para una sección de cable de 35mm², aislamiento XLPE y cables unipolares, la intensidad admisible es de 190 A, obtenido de la *Tabla 5.17*.

Como la intensidad de diseño es menor que la admisible, se cumple el criterio de máxima intensidad.

Los cálculos para el criterio de caída de tensión para Corriente Alterna, que se aplicará en el Tramo III que une el variador de frecuencia con el sistema motor-bomba son:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{mpp} \cdot L \cdot \rho}{S}; \text{ Ecuación 5.46}$$

Tramo III:

El variador de frecuencia y el sistema motor-bomba se encuentran en la caseta.

- La longitud del cable es de 2m.
- $\rho = 0,017857 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$.
- $I_{pmp} = 150 \text{ A}$
- S, Sección mínima del cableado (mm^2).
- ΔU , Caída de tensión admisible.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 2 \cdot 0,017857}{400 \cdot 0,015} = 1,55 \text{ mm}^2; \text{ Ecuación 5.46}$$

El cable de cobre escogido es el Trifásico RV-K 4x4 Negro, 1 x 2,5 mm^2 .

5.7.5.1. - Sistema de protecciones.

La caja de protecciones se instalará, de acuerdo con la ICT-BT-13, en un nicho en pared, cerrado con una puerta metálica, con grado de protección IK 10 según UNE-EN 50.102 protegida contra la corrosión y elevada a 40 centímetros del suelo.

Para proteger frente a sobrecargas se instalarán los siguientes fusibles.

- En cada serie de 16 módulos, por la que circula una intensidad de 8,84 A, y siendo la intensidad máxima admisible del cable seleccionado de 72 A, se colocará un fusible de 16 A.
- En la línea de evacuación, por la que circula una intensidad de 88,398 A, y siendo la intensidad máxima admisible del cable seleccionado de 190 A, se colocará un fusible de 125 A.

Todos los fusibles a instalar serán específicos de corriente continua y con una tensión de trabajo de 1.000 V mínimo.

Para proteger frente a cortocircuitos se instalarán interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares del calibre adecuado a la intensidad máxima admisible por el conductor.

La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es de 91,7 A y el poder de corte de las protecciones será el especificado en la *Tabla 5.28*:

Tabla 5.28 Características de los interruptores automáticos magnetotérmicos.

LÍNEA	PODER DE CORTE
Fusible General	30 kA
Interruptor de Corte en carga	20 kA

5.7.6.2.- Puesta a tierra.

Para el cálculo de la resistencia a tierra se emplea la *Ecuación 5.51*:

$$R_t = \frac{U_c}{I_m} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega.$$

Donde:

- R_t es la resistencia a tierra (Ω).
- U_c es la tensión de contacto, 24 A.
- I_m es la intensidad máxima de contacto, 300mA

Cálculo del número de picas necesarias, según la ITC-BT-18:

$$R_p = \frac{\rho}{nL} = \frac{50}{1 \cdot 2} = 25 \Omega; \text{ Ecuación 5.52}$$

Donde:

- R_p es la resistencia de la pica vertical (Ω).
- ρ es la resistividad del terreno, $\rho = 50 \Omega \cdot m$.
- n es el número de picas, 1 pica.
- L longitud de la pica, 2 metros.

Para determinar las secciones de los conductores se utiliza la *Tabla 5.17* obtenida de la ITC-BT-18.

Se utilizaría una pica de 2 m de longitud con una resistencia de 25 Ω , con una sección de 6 mm² de cable de cobre Trifásico RV-K 4x4 Negro 1 x 2,5 mm².

6. Evaluación de la viabilidad técnica, económica y legal.

El objetivo principal del análisis de viabilidad de un proyecto es garantizar que este sea técnicamente factible, económicamente viable y dentro del marco legal vigente. Es decir, saber si la inversión va a ser o no rentable y posible. [21]

6.1. Evaluación de la viabilidad técnica

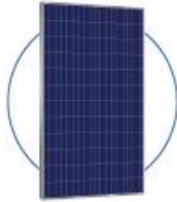
La viabilidad técnica tiene como objetivo evaluar si los equipos están disponibles y tienen los parámetros necesarios para funcionar correctamente. También analiza si los instaladores poseen la experiencia y conocimientos técnicos requeridos para construir la instalación tal y como ha sido diseñada.

6.1.1. Proveedores y productos

En este apartado se recogen las fichas técnicas de cada elemento de la instalación.

Consultados los productos de varios fabricantes, los que más se ajustan a los requisitos de la instalación del caso práctico son los siguientes.

a) Ficha técnica del Módulo Fotovoltaico.



Módulo fotovoltaico SCL 320W P2

Los módulos fotovoltaicos de 320W y 340W optimizan el espacio de captación de radiación y se han convertido en la solución más eficiente en instalaciones con poco espacio disponible que necesitan altas cantidades de energía.

Gracias a su proceso de fabricación bajo la norma ISO 9001, alcanzan eficiencias de hasta 15,6% y cumplen los estándares de calidad y disponen de certificados IEC, TUV, ETL, MCS, CE. Estos hechos atribuyen calidad, seguridad y fiabilidad a nuestros módulos ofreciendo una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia hasta 25 años.



Amplia gama



Excelente relación
calidad-precio

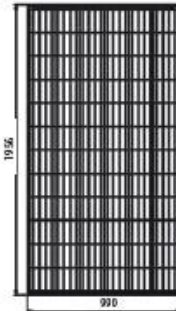


Tolerancia 0+3%

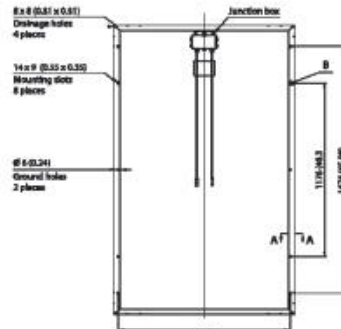
Aplicaciones

- 1 Instalaciones aisladas con consumo diario
- 2 Bombeos con poco terreno disponible
- 3 Edificios con alta cantidad de viviendas
- 4 Otras aplicaciones de alto consumo

Visualización



FRONT VIEW



BACKVIEW

Características técnicas

Medida	SCL-320P2
Potencia máxima (Pmax) [w]	320
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	36.2
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8.84
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	45.0
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	9.17
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

Módulos

Figura 6.1 Ficha técnica del módulo fotovoltaico SCL 320W P2

Características mecánicas

Medida	SCL-320P2
Celulas	72=6x12 policristalinas
Conectores	MC4 Compatible
Caja conexión	TÜV Certificado
Cableado	Longitud 900mm
Dimensión	1956 x 990 x 50 mm
Peso	22.3 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa /Carga peso: 5400 Pa

Características de temperatura

Medida	SCL-320P2
NOCT**	47+/- 2°C
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.408% / °C
Coefficiente de temperatura Voc	-0.292% / °C
Coefficiente de temperatura Isc	+0.045% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

Embalaje

Tipo	SCL-320P2
Palet	Consultar
Contenedor 20/40 pies	252/504 uds.

Certificaciones



Dirección: Pol.Ind. "Els Mollons", C/Torners, 6. 46970, Alaquàs, Valencia.
Teléfono: 96 151 70 50
www.saclimafotovoltaica.com

Figura 6.2 Características técnicas y certificaciones del módulo fotovoltaico SCL 320W P2

b) Ficha técnica del Variador de frecuencia.

REF. JAB080 CEE-41400001 ES. MAYO 2016 - VARIADORES DE FRECUENCIA



Equipos opcionales

Variadores de frecuencia para bombeo solar de 0,4 kW a 75 kW

Módulo de refuerzo (Booster)



El módulo BOOST MOD-320-PV permite reducir en gran medida el número de paneles solares necesarios para alimentar el sistema, consiguiendo un gran ahorro económico y simplificando la instalación. Permite también la conmutación automática a red o a grupo electrógeno. Puede ser utilizado en modelos de variador de hasta 2,2 kW.

Módulo de conmutación automática



Los módulos ATS MOD-...-4PV permiten realizar una instalación conmutada automática. El variador pasa a alimentarse de la red o de un grupo electrógeno cuando la energía disponible en los paneles solares no es suficiente, y vuelve a alimentarse de éstos cuando sí lo es.

Módulo GPRS y APP para smartphone



Permiten parametrizar los equipos y monitorizarlos de forma remota, así como facilitar el mantenimiento de la instalación.

Servicios

- Servicio de asesoramiento preventivo y postventa.
- Soporte técnico telefónico.

Garantía Salicru

- Registro on-line en www.salicru.com.
- 2 años de garantía.
- Cambio por sustitución para equipos hasta 30 kW.



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

MODELO	CV30-PV		
	Modelos -S2	Modelos -4 / -4F	
ENTRADA FOTOVOLTAICA	Entrada DC recomendada	200 - 400 V	300 - 750 V
	Tensión MPPT recomendada	330 V	550 V
	Máxima tensión DC	440 V	600 V
	Tensión de arranque	200 V (80 V con booster)	300 V (80 V con booster)
	Mínima tensión DC	150 V (70 V con booster)	250 V (70 V con booster)
ENTRADA DE RED	Tensión	Monofásica 230 V (-15% - 240 V/+10%)	Trifásica 380 V (-15%) - 440 V (+10%)
	Frecuencia	50/60 Hz. Rango permitido: 47 - 63 Hz	
SALIDA	Tensión	Trifásica, 0 - 100% de la tensión de entrada.	
	Sobrecarga máxima	150% durante 1 min; 100% durante 10s; 200% durante 1s.	
	Distancia máxima	<50 m sin filtro / entre 50 y 100 m instalar ferritas / >100 m filtro senoidal.	
SEÑALES DE ENTRADA	Digitales	5 entradas programables, lógica PNP o NPN. Polaridad seleccionable, tiempos de retardo on/off.	
	Analogicas	Variadores < 2,2 kW: No disponible Variadores > 4 kW: 2 entradas, AI2: 0 - 10V / 0 - 20 mA y AI3: -10 - 10 V	
SEÑALES DE SALIDA	Relé	Variadores < 2,2 kW: 1 salida multifunción conmutada NO/NC Variadores > 4 kW: 2 salidas multifunción conmutadas NO/NC Máximo 3A / 250Vac, 1 A / 30Vdc.	
	Digitales	Variadores < 2,2 kW: No disponible. Variadores > 4 kW: 1 salida multifunción de colector abierto (50 mA / 30V).	
	Analogicas	Variadores < 2,2 kW: No disponible. Variadores > 4 kW: 2 salidas seleccionables 0 - 10V / 0 - 20 mA.	
	Puerto de comunicación	Variadores < 2,2 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU + 1 puerto RS-422 Variadores > 4 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU.	
PROTECCIONES ESPECÍFICAS BOMBEO SOLAR	Fallos	Sobretensión, subtenensión, sobrecorriente, conexión de polaridad inversa, fallo de comunicación con el módulo de refuerzo, sonda hidráulica rota.	
	Alarmas	Luz de fallos, sobrecarga, depósito lleno.	
ALTRADO	Ritmo EMC	Variadores < 2,2 kW: Categoría C3 de fijación como opción. Variadores > 4 kW: Categoría C5 integrado.	
GENERALES	Grado de protección	IP20	
	Temperatura ambiente	-10 - 50° C (de clasificación de un 1% por grado que supera los 40° C).	
NORMATIVA	Funcionamiento y seguridad	EN 61800-5-1:2007	
	Compatibilidad electromagnética (CEM)	EN 61800-3 C3	
	Sistema de Calidad y Ambiental	ISO 9001 e ISO 14001	

Datos sujetos a variación sin previo aviso.

GAMA

MODELO	POTENCIA (kW)	In SALIDA (A)	DIMENSIONES (FxANxAL mm.)	CONFIGURACIÓN DE PANELES SOLARES (MÓDULOS POR STRING * Nº DE STRINGS)			
				Potencia: 270 ± 5Wp Voc: 33,5 V		Potencia: 330 ± 5Wp Voc: 45,1 V	
				Sin BOOSTER	Con BOOSTER	Sin BOOSTER	Con BOOSTER
CV30-004-S2 PV	0,4	2,5	123 x 90 x 160	11*1	4*1	9*1	3*1
CV30-008-S2 PV	0,75	4,2	123 x 90 x 160	11*1	5*1	9*1	4*1
CV30-015-S2 PV	1,5	7,5	140 x 90 x 185	11*1	8*1	9*1	7*1
CV30-022-S2 PV	2,2	10	140 x 90 x 185	11*1	N/D	9*1	N/D

MODELO	POTENCIA (kW)	In SALIDA (A)	DIMENSIONES (FxANxAL mm.)	CONFIGURACIÓN DE PANELES SOLARES (MÓDULOS POR STRING * Nº DE STRINGS)			
				Potencia: 270 ± 5Wp Voc: 33,5 V		Potencia: 330 ± 5Wp Voc: 45,1 V	
				Sin BOOSTER	Con BOOSTER	Sin BOOSTER	Con BOOSTER
CV30-008-4 PV	0,75	2,5	140 x 90 x 185	18*1	5*1	15*1	4*1
CV30-015-4 PV	1,5	4,2		18*1	8*1	15*1	7*1
CV30-022-4 PV	2,2	5,5		18*1	12*1	15*1	10*1
CV30-040-4F PV	4	9,5	167 x 146 x 258	18*1		18*1	
CV30-065-4F PV	5,5	14		18*2		15*2	
CV30-075-4F PV	7,5	18,5	196 x 170 x 320	18*2		15*2	
CV30-110-4F PV	11	25		18*3		15*3	
CV30-150-4F PV	15	32	184 x 200 x 340	18*4		15*4	
CV30-185-4F PV	18,5	38		18*5		15*5	
CV30-220-4F PV	22	45	202 x 250 x 400	18*6	N/D	15*6	N/D
CV30-300-4F PV	30	60		18*8		15*8	
CV30-370-4F PV	37	75	238 x 282 x 560	18*9		15*9	
CV30-450-4F PV	45	92		18*11		15*12	
CV30-550-4F PV	55	115	18*13		15*13		
CV30-750-4F PV	75	150	18*18		15*18		

ND: No disponible

*1: Dato para España (**): Resto del mundo

902 482 400** +34 938 482 400** WWW.SALICRU.COM

AVDA. DE LA SIERRA 100 - 08490 PALAUTORDERA - FAX: +34 93 848 11 51 - salicru@salicru.com



Figura 6.3 Características técnicas del Variador de Frecuencia CV30-PV. SALICRU

c) Ficha técnica del Sistema Motor-Bomba.



DATOS TÉCNICOS

COMPANY WITH INTEGRATED
MANAGEMENT SYSTEM CERTIFIED BY DNV
= ISO 9001:2000 =
ISO 14001:2004

MEC-MR 65-3/2E			
Datos proyectados			
Caudal	0 m³/h		
Altura de impulsión	0 m		
Fluido	Agua, limpia		
Tipo inst.	Bomba simple		
Nº de bombas	1		
Datos de trabajo de la bomba			
Caudal			
Altura de impulsión			
Potencia absorbida			
Rendimiento	%		
Altura H(Q=0)	117 m		
Boca impulsión	DN 65		
Datos del motor			
Frecuencia	50 Hz		
Tensión nominal	400 V		
Velocidad nominal	2950 1/min		
Nº de polos	2		
Potencia entregada P2	37 kW		
Corriente nominal	0 A		
Tipo de motor	3~		
Clase de aislamiento	F		
Tipo de protección	IP 55		
Límites operativos			
Arranques / h máx.	5		
Temperatura máxima líquido bombeado	90 °C		
Contenido máximo de sustancias sólidas	20 g/m³		
Densidad máx.	998 kg/m³		
Máx. Viscosidad	1 mm²/s		
Datos generales			
Peso	390 kg		
Materiales			
Cuerpo impulsión	Fundición		
Cuerpo aspiración	Fundición		
Cuerpo intermedio	Fundición		
Soporte	Fundición		
Rodete	Fundición		
Eje	Acero inox		
Casquillo eje	Acero cromado		
Anillo alojamiento rodete	Fundición		
Cojinete	Acero		
Stuffing box	Fundición		
Packing	Trenza grafitada		
Notas:			
Fecha 2018-09-04	Página 2	Oferta nº 6135	Pos. 1.1

Características de funcionamiento ISO 9906 GRADE 3B

Q [m³/h]	H [m]	P [kW]	Rend. [%]	NPSH [m]

Dimensiones mm

- A = 1340
- B = 197
- C = 358
- D = 281
- DN_s = 80/PN10
- DN_o = 85/PN25
- E = 175
- F = 608
- G = 438
- H = 530
- I = 480
- L = 20
- M = 42
- N = 100
- O = 300
- P = 575
- Q = 665

Altura de impulsión [m]

Área de aplicación

72%

Potencia absorbida [kW]

Valores NPSH [m]

Figura 6.4 Datos técnicos de la bomba CAPRARI MEC-MR 65-3/2E. CAPRARI

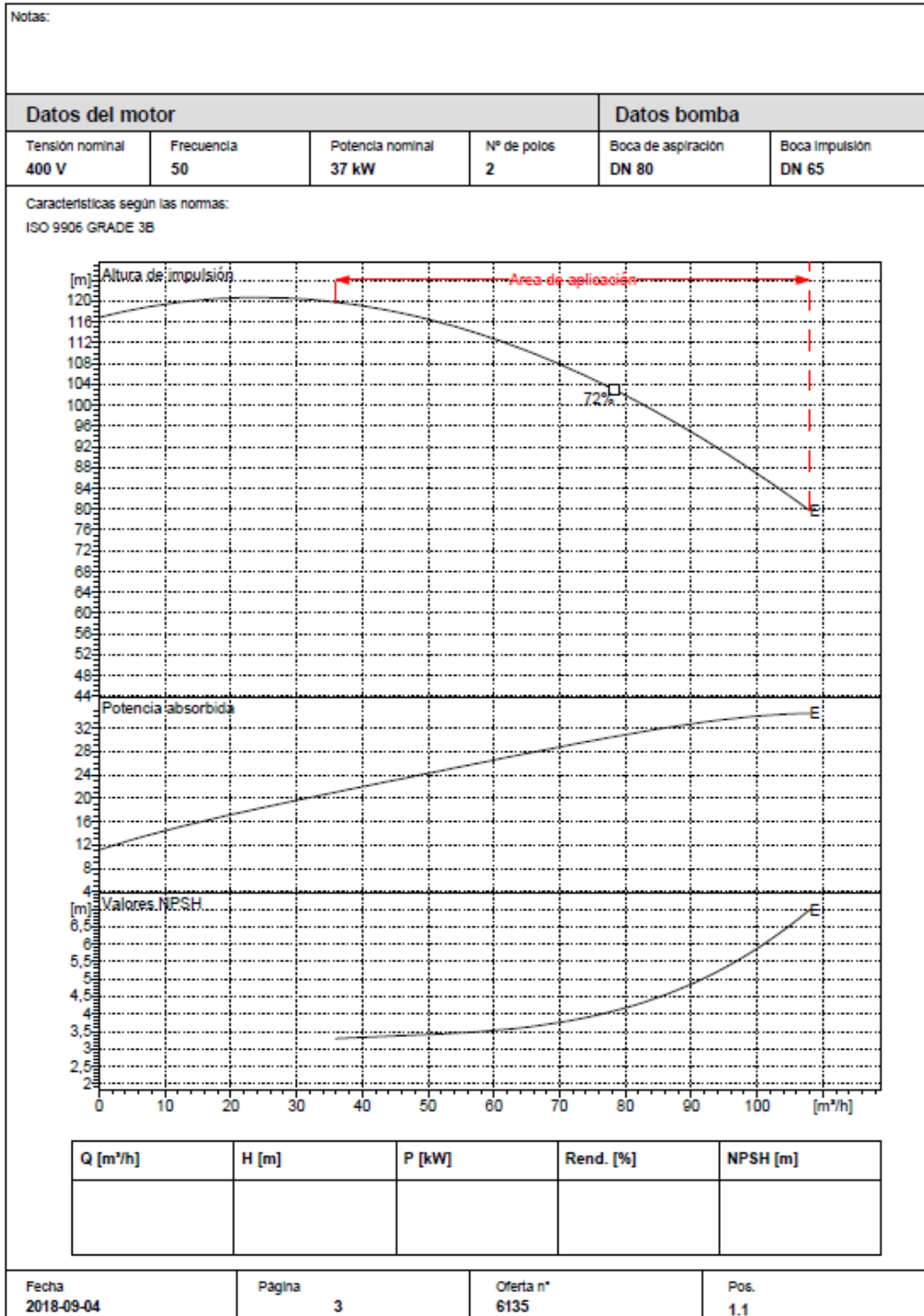


Figura 6.5 Curva característica de la bomba CAPRARI MEC-MR 65-3/2E. CAPRARI

6.1.2. Instaladores

Como empresa instaladora se propone a la Compañía Regional de Energía Solar (CRES). CRES es una empresa pionera en el sector de las energías renovables, cuenta con una experiencia de 18 años y más de 28.000 kW instalados de energía solar fotovoltaica.

Entre sus servicios se encuentra el diseño y ejecución de instalaciones tipo aislada (AOSS), autoconsumo, autoconsumo con baterías (SWAP) y riego solar. Esta empresa es la única de la Región de Murcia que ha participado en el programa de transferencia tecnológica del proyecto Europeo Maslowaten sobre Riego Solar Fotovoltaico, liderado por la Universidad Politécnica de Madrid y dispone de las autorizaciones necesarias para el uso de las patentes derivadas de este proyecto.



Figura 6.6 Logo Compañía Regional de Energía Solar (CRES). CRES

6.2. Viabilidad económica

Un proyecto es viable económicamente, siempre que se obtenga de él, una rentabilidad positiva y aceptable. Por lo tanto, para medir la rentabilidad hay que analizar los beneficios previstos y relacionarlos con la inversión necesaria para obtenerlos. [22]

6.2.1. Análisis de costes.

6.2.1.1. Presupuesto.

En la *Tabla 6.1* se detallan los costes unitarios y totales de cada concepto. Se le ha aplicado un margen de un 30% para tener en cuenta los gastos estructurales de una empresa, y que así el presupuesto se ajuste al coste real de mercado.

Tabla 6.1 Presupuesto del proyecto completo

CAP	CONCEPTO	CANTIDAD	IMPORTE UNIDAD	TOTAL
1	HONORARIOS DE PROYECTOS DE EJECUCIÓN Y DIRECCIONES FACULTATIVAS.			
1.1	HONORARIOS DE MEMORIA TÉCNICA, PROYECTO DE EJECUCIÓN Y DIRECCIÓN FACULTATIVA.	1	1.000,00 €	1.000,00 €
2	GASTOS DE GESTIÓN Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES, INSCRIPCIONES O SOLICITUDES DE AYUDA			
2.1	GESTIONES DE TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS, INSCRIPCIONES Y SOLICITUDES DE AYUDA.	1	800,00 €	800,00 €
3	OBRA CIVIL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.			
3.1	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA PARA SUJECION Y SUSTENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	160	55,68 €	8.908,80 €
4	EQUIPOS E INSTALACIONES.			
4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO POLICRISTALINO SCL 320 W.	160	203,52 €	32.563,20 €
4.2	CAJAS DE PROTECCIONES	1	1.740,00 €	1.740,00 €
4.3	CABLE RV-K 0,6/1kV 1x6 mm ² Cu	200	0,98 €	195,54 €
4.4	CABLE RV-K 0,6/1kV 1x35 mm ² Cu	8	3,60 €	28,79 €
4.5	CABLE TRIFÁSICO RV-K 4x4 Negro	2	2,20 €	4,40 €
4.6	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	1	300,00 €	300,00 €
4.7	BOMBA CAPRARI MEC-MR 65-3/2E	1	3.847,00 €	3.847,00 €
4.8	VARIADOR DE FRECUENCIA CV30-PV 45kW	1	4.115,38 €	4.115,38 €
5	MONTAJE E INSTALACIÓN			
5.1	MONTAJE, CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.	1	3.840,00 €	3.840,00 €
			TOTAL PRESUPUESTO	57.343,11 €
			I.V.A. (21%)	12.042,05 €
			TOTAL	69.385,17 €

6.2.1.2. Mantenimiento de los equipos.

De acuerdo a lo exigido en el P.C.T. IDAE 2009, los mantenimientos deben cumplir lo siguiente:

Generalidades:

- Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.
- El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.
- El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

Programa de mantenimiento:

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma.

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- **Plan de mantenimiento preventivo:** operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
 - Revisión del cableado, 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 y protecciones.
 - Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
 - 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, etc.
- **Plan de mantenimiento correctivo:** engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
- Visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
 - Análisis y valoración económica de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

Si se monitorizara la instalación, la empresa instaladora realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento que realizaría la empresa instaladora, CRES, tendría un coste de 400€ /año.

6.2.1.4 Análisis comparativo de costes entre el suministro Solar Fotovoltaico y suministro Eléctrico Convencional.

En este apartado se comparará el coste de la instalación del generador fotovoltaico con el coste que supondría contratar la red eléctrica convencional.

Coste del generador solar fotovoltaico:

Tabla 6.2 Coste del Generador Solar Fotovoltaico

CAP	CONCEPTO	Cantidad	Importe unidad	Total
1	HONORARIOS DE PROYECTOS DE EJECUCIÓN Y DIRECCIONES FACULTATIVAS.			
1.1	HONORARIOS DE MEMORIA TÉCNICA, PROYECTO DE EJECUCIÓN Y DIRECCIÓN FACULTATIVA.	1	1.000,00 €	1.000,00 €
2	GASTOS DE GESTIÓN Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES, INSCRIPCIONES O SOLICITUDES DE AYUDA			
2.1	GESTIONES DE TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS, INSCRIPCIONES Y SOLICITUDES DE AYUDA.	1	800,00 €	800,00 €
3	OBRA CIVIL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.			
3.1	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA PARA SUJECION Y SUSTENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	160	55,68 €	8.908,80 €
4	EQUIPOS E INSTALACIONES.			
4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO POLICRISTALINO SCL 320 W.	160	203,52 €	32.563,20 €
4.2	CAJAS DE PROTECCIONES	1	1.740,00 €	1.740,00 €
4.3	CABLE RV-K 0,6/1kV 1x6 mm ² Cu	200	0,98 €	195,54 €
4.4	CABLE RV-K 0,6/1kV 1x35 mm ² Cu	8	3,60 €	28,79 €
4.5	CABLE TRIFÁSICO RV-K 4x4 Negro	2	2,20 €	4,40 €
5	MONTAJE E INSTALACIÓN			
5.1	MONTAJE, CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.	160	24,00 €	3.840,00 €
		TOTAL PRESUPUESTO		49.080,73 €
		I.V.A. (21%)		10.306,95 €
		TOTAL		59.387,68 €

Coste de la energía suministrada por la Red Eléctrica Convencional:

- Tarifa ofertada por la compañía eléctrica ENDESA:

Tabla 6.3 Tarifa eléctrica de la compañía ENDESA para un potencia de 44 Kw.

Tarifa	Potencia (€/kW)	Consumo (€/kWh)
Punta	0,114934	0,18532273
Valle	0,06896	0,12192273
Llano	0,045973	0,116552576
Media	0,07662233	0,1575904

- Consumo eléctrico de la bomba:

Tabla 6.4 Cálculo del consumo eléctrico anual de la Bomba utilizada.

Volumen (m ³)	200.000
Caudal (m ³ /h)	115
Horas funcionamiento (HSP)	1.739,13
Potencia Motor-Bomba (kW)	44
Consumo eléctrico anual (kWh)	76.521,74

Conocida la energía consumida anualmente (kWh), la potencia contratada (kW), las tarifas de la compañía eléctrica y el alquiler de contador, se puede obtener el coste anual que facturaría la compañía eléctrica, que se muestra en la *Tabla 6.5*.

Tabla 6.5 Coste anual de la compañía eléctrica ENDESA

Coste anual potencia contratada	1.230,555 €
Coste anual consumo	12.059,092 €
Coste anual Potencia + Consumo	13.289,646 €
Impuesto sobre la electricidad (5,1127%)	679,459 €
Alquiler del contador	6,48 €
TOTAL	13.975,586 €

El coste total anual facturado por la compañía eléctrica sería de 13.975,586€. No se han tenido en cuenta los costes de nueva instalación, los cuales serían considerables ya que la ubicación está alejada de redes de distribución, y el punto de red más cercano no reúne las condiciones suficientes para el transporte de la energía necesaria.

6.2.1.5. Amortización.

El número de años en los que se amortiza la instalación se calcula:

$$\textit{Amortización} = \frac{\textit{Coste instalación}}{\textit{Ahorro anual generado} - \textit{Mantenimiento anual}} \quad (6.1)$$

$$\textit{Amortización} = \frac{49.080,73}{13.975,586 - 400} = 3,62 \textit{ años}$$

La instalación del generador fotovoltaico se rentabiliza en 3,62 años.

A continuación se muestra una tabla con la amortización de la instalación, en la que se ha tenido en cuenta un incremento anual del 7 % del precio de la energía.

Comparando los costes de las dos formas de obtener la energía (*Tabla 6.6*) se confirma que, la instalación del generador fotovoltaico se rentabiliza en el tercer año y que transcurridos 25 años, los beneficios previstos son considerables.

Tabla 6.6 Tabla de costes y beneficios

Año	Coste potencia contratada (€)	Coste consumo eléctrico (€)	Impuesto sobre la electricidad y alquiler del contador (€)	Total factura eléctrica anual (€)	Inversión y mantenimiento (€)	Diferencia
0	1.230,555	12.059,092	685,939	13.975,586	49.080,731	-49.080,731
1	1.230,555	12.903,228	729,162	14.862,945	400,000	-35.505,145
2	1.230,555	13.747,365	772,320	15.750,240	404,000	-21.046,200
3	1.230,555	14.591,501	815,478	16.637,534	408,000	-5.703,960
4	1.230,555	15.435,637	858,637	17.524,829	412,000	10.521,574
5	1.230,555	16.279,774	901,795	18.412,123	416,000	27.630,403
6	1.230,555	17.123,910	944,953	19.299,418	420,000	45.622,526
7	1.230,555	17.968,047	988,111	20.186,712	424,000	64.497,944
8	1.230,555	18.812,183	1.031,269	21.074,007	428,000	84.256,656
9	1.230,555	19.656,320	1.074,427	21.961,301	432,000	104.898,663
10	1.230,555	20.500,456	1.117,585	22.848,596	436,000	126.423,964
11	1.230,555	21.344,592	1.160,743	23.735,891	440,000	148.832,560
12	1.230,555	22.188,729	1.203,902	24.623,185	444,000	172.124,451
13	1.230,555	23.032,865	1.247,060	25.510,480	448,000	196.299,636
14	1.230,555	23.877,002	1.290,218	26.397,774	452,000	221.358,116
15	1.230,555	24.721,138	1.333,376	27.285,069	456,000	247.299,890
16	1.230,555	25.565,275	1.376,534	28.172,363	460,000	274.124,959
17	1.230,555	26.409,411	1.419,692	29.059,658	464,000	301.833,322
18	1.230,555	27.253,547	1.462,850	29.946,952	468,000	330.424,980
19	1.230,555	28.097,684	1.506,008	30.834,247	472,000	359.899,933
20	1.230,555	28.941,820	1.549,167	31.721,542	476,000	390.258,180
21	1.230,555	29.785,957	1.592,325	32.608,836	480,000	421.499,721
22	1.230,555	30.630,093	1.635,483	33.496,131	484,000	453.624,557
23	1.230,555	31.474,230	1.678,641	34.383,425	488,000	486.632,688
24	1.230,555	32.318,366	1.721,799	35.270,720	492,000	520.524,113
25	1.230,555	33.162,502	1.764,957	36.158,014	496,000	555.298,833

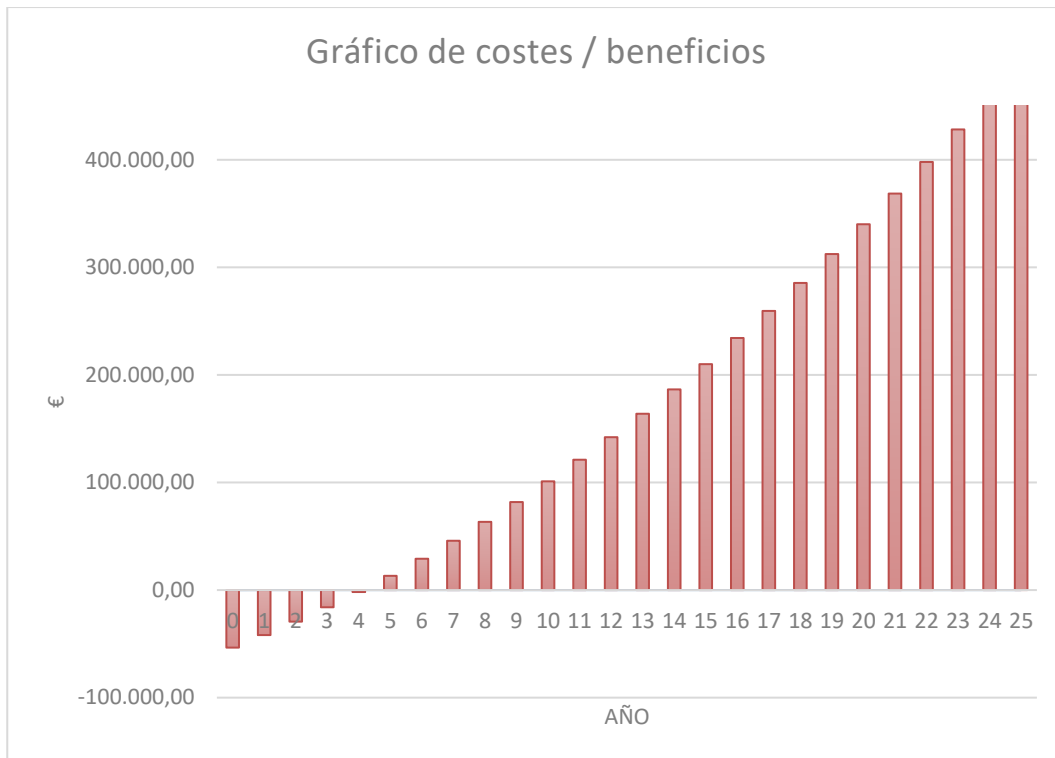


Figura 6.7 Gráfico costes y beneficios. Elaboración propia

6.3. Viabilidad Legal

La instalación estudiada, al ser aislada de la red eléctrica convencional, está exenta del pago de impuestos por energía generada tal y como explica el RD 900/2015 en su artículo 2.

Para el diseño de esta instalación se ha tenido en cuenta la siguiente legislación vigente:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto e Instrucciones Complementarias BT01 a BT51. En especial la Instrucción ITC BT 40.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) de Febrero de 2009.
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Recomendaciones UNESA.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas Municipales vigentes.

6.4. Viabilidad Ambiental

Con la instalación de sistemas fotovoltaicos para abastecer la demanda energética, se evita el consumo de combustibles fósiles, las emisiones indeseables a la atmosfera, los residuos generados en las centrales nucleares, y se reduce la dependencia energética del país.

En la *Figura 6.8* se expone el balance eléctrico peninsular de 2016 - 2017, que muestra una cobertura en el año 2017 de la demanda del 22,4% con energía nuclear, seguida de la energía eólica que aportó el 19,1%, la energía hidráulica contribuyó con el 7,4%, se generaron un 17,1% con carbón, un 11,3% fue cubierto por cogeneración y resto de renovables, un 3,2% con energía solar fotovoltaica y un 2,2% con energía solar térmica [23].

El uso de energía renovable el año 2017 se redujo un 11% con respecto al año 2016.

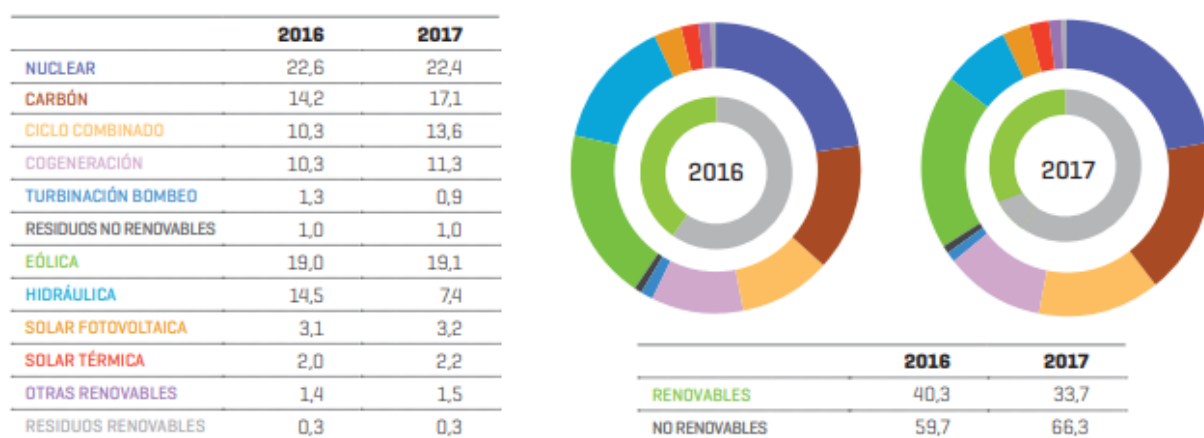


Figura 6.8 Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 (%). REE

Determinar el impacto ambiental supone conocer la cantidad de emisiones de CO₂, SO₂, NO_x y residuos radiactivos evitados, que contribuyen a la conservación del medioambiente. Dicha disminución produce un impacto económico de las reducciones CO₂ evitadas (ahorro en concepto de derechos de emisión), además de un impacto en la salud y el coste sanitario de las emisiones.

El último informe publicado por el Observatorio de la Electricidad, que es el relativo al año 2016, evalúa las cifras aportados por Red Eléctrica Española (REE) y proporciona los datos para contabilizar dichas emisiones y residuos radioactivos generados por kWh consumido. Para ello, es necesario conocer los kWh consumidos durante los doce meses del año y hacer los cálculos detallados en la *Tabla 6.7*.

Tabla 6.7 Impacto ambiental del consumo eléctrico. Observatorio de la Electricidad.

__ kWh x 0,174 =	_____ kg CO ₂
__ kWh x 0,366 =	_____ gramos SO ₂
__ kWh x 0,261 =	_____ gramos NO _x
__ kWh x 0,293 =	_____ mg RAA
__ kWh x 0,00240 =	_____ cm ³ RBMA

Siendo

- CO₂: Dióxido de carbono.
- SO₂: Dióxido de azufre.
- NO_x: Óxidos de nitrógeno.
- RAA: Residuos radiactivos de Alta actividad.
- RBMA: Residuos radiactivos de Baja y Media actividad.

Tabla 6.8 Cantidad de emisiones y residuos, anuales y en 25 años, evitadas con la instalación

Consumo energético (kWh)		76.521,74
Emisiones y residuos		
	Anual	En 25 años
CO ₂ (Kg)	13.314,78	299.582,61
SO ₂ (g)	28.006,96	630.156,52
NO _x (g)	19.972,17	449.373,91
RAA (mg)	22.420,87	504.469,57
RBMA (cm ³)	183,65	4.132,17

Las emisiones pueden variar de un mes a otro según el consumo y la proporción de carbón, gas natural y/o fuel-gas quemados en las centrales y de la producción hidroeléctrica. Los residuos nucleares también pueden variar en función de la participación de la generación nuclear en el mix eléctrico de cada mes.

Esta instalación evita anualmente las emisiones de los siguientes contaminantes a la atmósfera: 13,31 Tn de dióxido de carbono (CO₂), 28,01 Kg de óxidos nitrosos (NO_x) y 19,97 Kg de dióxido de azufre (SO₂) y la de los siguientes residuos radiactivos, 22,42 g de alta actividad y 183,65 cm³ de baja actividad.

A lo largo de su vida útil (25 años), de acuerdo a los parámetros actuales y teniendo en cuenta que en estos años los módulos fotovoltaicos pueden reducir su producción un 10 %, se evitaría la emisión de 299,58 Tn de dióxido de carbono (CO₂), 630,16 Kg de óxidos nitrosos (NO_x) y 449,37 Kg de dióxido de azufre (SO₂). Y la emisión de los siguientes residuos radiactivos, 504,47 g de alta actividad (RAA) y 4.132 cm³ de baja actividad, como se muestra en la *Tabla 6.8*.

Como se ha indicado en el presente estudio no se ha tenido en cuenta el coste de inversión que supondría el llevar una línea eléctrica convencional para abastecer de suficiente potencia el grupo motor-bomba previsto. Sin embargo, dentro de los parámetros ambientales, es necesario destacar que con esta instalación se evita el trazado de una línea de 20 KV, más la instalación de transformador en una zona rural con innegables valores paisajísticos y ambientales que se verían contaminados por el trazado de esta línea, además del peligro evitado de electrocución para la avifauna de la zona.

6.5. Viabilidad Socioeconómica

Para conocer la viabilidad socioeconómica es necesario realizar un análisis del impacto económico del proyecto, tanto a nivel regional como local, y el efecto social que puede crear.

En este apartado, se tiene en cuenta el empleo generado por la instalación de bombeo solar, tanto directa como indirectamente, durante 25 años.

- Empleo Directo:
 1. Diseño e ingeniería del proyecto.
 2. Montaje e instalación de los elementos.
 3. Proveedores de componentes y servicios característicos.
 4. Fabricación de los componentes.
 5. Mantenimiento durante 25 años.

- Empleo Indirecto o Inducido:

El empleo indirecto es el generado por las actividades complementarias a la principal correspondiente a las etapas de fabricación, construcción y mantenimiento, que se traducen en aumentos de la demanda de bienes y servicios procedentes de otras actividades o sectores económicos relacionados con las actividades que generan el empleo directo (asesorías, seguros, comunicaciones, etc.).

A la hora de estimar la creación de empleo directo e indirecto asociado al sector fotovoltaico, se considera el número de puestos de trabajo anuales según el tipo de instalación, facilitados por la Asociación Industrial Fotovoltaica, ASIF, y la Unión Española Fotovoltaica, UNEF.

Tabla 6.9 Puestos de trabajo generados por MW instalado. Base: 1760 horas. Puesto/año.
Fuente: ASIF, UNEF 2012

Tipo de instalación	Puestos anuales directos e indirectos	Puestos O&M a 25 años
Doméstica < 50 kW	26	2,5
Industrial 50 kW < P < 2.000 kW	17	1,6
Suelo 400 kW < P < 10.000 kW	14	1
Suelo 10 MW < P < 400 MW	10	0,4

Según lo dispuesto en la *Tabla 6.9*, y siendo la instalación de tipo doméstica con una potencia de 51,2 kW, para el diseño, construcción y mantenimiento de la instalación de riego solar fotovoltaico estudiada, serán requeridos $26 \cdot \frac{51,2}{1000} = 1,33$ puestos de trabajo anuales directos e indirectos, $2,5 \cdot \frac{51,2}{1000} = 0,128$ puestos para su mantenimiento durante 25 años.

Además, el empleo generado será local, dotando al proyecto de mayor valor social, siendo los puestos de trabajo de empresas locales de ámbito regional.

- **Replicabilidad, innovación y sostenibilidad.**

Dada la escasez de este tipo de instalaciones, de media y gran escala, estas tienen un valor añadido como ejemplo de aplicación de la Energía solar fotovoltaica, máxime cuando se realiza en una región eminentemente agrícola como es la Región de Murcia, en donde, además, el agua que se eleva, proviene de una desaladora y, por lo tanto, se está contribuyendo globalmente al desarrollo sostenible de esta actividad, minimizando así la huella de carbono de la actividad.

El bombeo solar es un tipo de tecnología relativamente nuevo para las empresas dedicadas a la energía solar fotovoltaica. Las compañías que las implementen a sus servicios tienen que realizar una labor de investigación, innovación y formación previa. No obstante, este conocimiento que adquieren enriquece a las empresas y a sus trabajadores y les dota de una importante ventaja competitiva.

7. Automatización y control del sistema

Para que el sistema funcione adecuadamente es importante implementar un sistema de control que evalúe una serie de parámetros que aseguren el correcto funcionamiento de la instalación.

Los parámetros se miden con sensores y accesorios específicos para su medición (presostatos, caudalímetros,...). Los valores recogidos son analizados por el sistema de monitorización y control, a veces incluido en el variador de frecuencia, que previamente ha sido programado con las acciones a ejecutar dependiendo de los valores obtenidos.

Algunas de las variables características a medir y evaluar son:

- Nivel de agua del embalse 1: Mínimo, medio, máximo.
- Nivel de agua del embalse 2. : Mínimo, medio, máximo.
- Potencia generada por los módulos fotovoltaicos.
- Valor de los presostatos.
- Valor del caudalímetro.
- Tensión e intensidad del bus DC y programación de alarma en caso de producir sobrecargas o sobretensiones.
- Presión en las tuberías e instalación de alarma en caso de sobrepresiones o presiones inferiores a los parámetros establecidos.
- Velocidad de funcionamiento de la bomba.

La automatización y control remoto de la instalación es posible y existen varias opciones para hacerlo. Una de ellas y la más recomendable, es la instalación de una tarjeta de red en el variador de frecuencia que permite enviar y recibir datos a través de la red móvil.

Esto supondría un ahorro económico y de tiempo en desplazamientos y en facilidad a la hora de prevenir, detectar y reprogramar la solución a un problema de funcionamiento incorrecto.

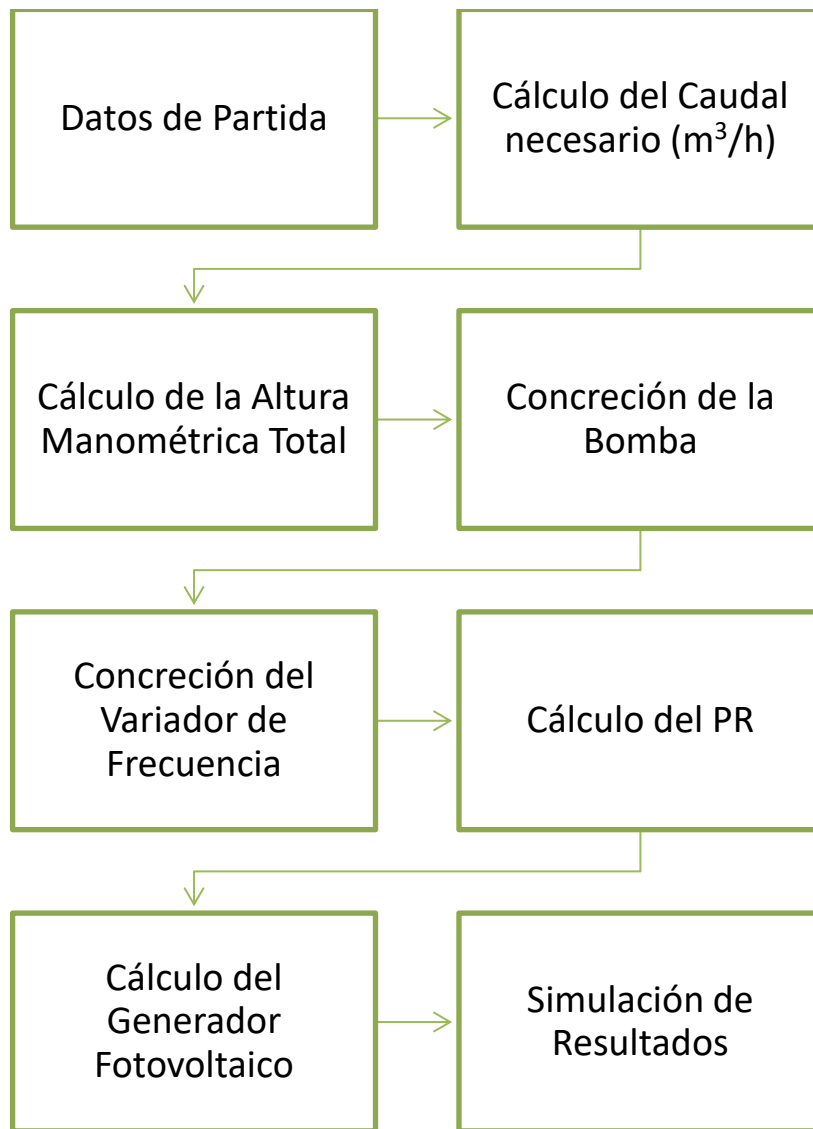
8. Resumen ejecutivo

Tras realizar un amplio repaso a lo largo del TFG por la metodología para el cálculo y diseño de una instalación de bombeo solar fotovoltaico y aplicarlo a un caso práctico, cuyos datos de partida conocidos están detallados en el apartado 5.1, se concluye que:

- Para la inclinación óptima en verano de los módulos fotovoltaicos y una orientación sur, en la localización especificada en el apartado 5.1 y teniendo en cuenta las pérdidas por incremento de temperatura, niveles bajos de irradiancia, por reflectancia angular y cableado, el número total del HSP es de 1.762 horas.
- Para el regadío de cultivos cítricos y aloe vera, que necesitan un volumen anual de 200.000 m³ y conocidas las HSP del lugar, el caudal de trabajo de la bomba tiene que ser de 115 m³/h. El diámetro de la tubería es de 200mm, escogido en base al caudal y las pérdidas de carga (que influyen en la altura manométrica de la bomba).
- Para el cálculo de la altura manométrica de la bomba es necesario conocer la altura de abatimiento del embalse, la altura de aspiración y la altura de impulsión de la bomba, las pérdidas de carga debidas a la longitud de la tubería y los accesorios(válvulas, filtros, etc.) en el trazado hidráulico de la instalación. Siendo, finalmente, la altura manométrica de 68,58 metros.
- La bomba más adecuada es aquella en la que el punto de funcionamiento, que relaciona el caudal óptimo y la altura manométrica, se encuentra en el tercer tercio de la curva de eficiencia de dicha bomba. Siendo la más adecuada la CAPRARI MEC-MR65-3/2E, cuya potencia es de 41,43 kW con una tensión de 400Vac, calculada en base a la potencia del eje del motor y su rendimiento.
- La potencia y tensión de funcionamiento del variador de frecuencia tiene que ser similar o superior a la potencia y tensión en alterna. El modelo escogido es el VC30-PV 4F de la marca SALICRU con una potencia de 45kW y 400Vac. El variador de frecuencia y la bomba van unidos mediante un cable RV-K 4x4 Negro, 1 x 2,5 mm² que cumple el criterio de caída de tensión para corriente alterna y el criterio de máxima intensidad. Es

necesaria la instalación de una puesta a tierra con una pica de 2 metros de longitud, una sección de 6 mm² y una resistencia de 25 Ω.

- La potencia del generador es de 51,2 kW, calculada teniendo en cuenta el PR o Performance Ratio de la instalación y el rendimiento del variador de frecuencia. Son necesarios 160 módulos repartidos en 10 filas de 16 módulos cada una. Se utiliza el cable RV-K 1000V con doble aislamiento, de 6mm² para conectar las series con la caja de protecciones y de 35mm² para la línea de evacuación, cumpliendo ambos los criterios de caída de tensión para corriente continua y el criterio de máxima intensidad. Las protecciones utilizadas son fusibles de 16 y 125 A e interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares de 20 y 30 kA.
- La viabilidad técnica está asegurada con la empresa instaladora CRES, la cual cuenta con una amplia experiencia en el sector de la Energía Solar y en el Riego Solar Fotovoltaico.
- En relación a la viabilidad económica, el presupuesto total del proyecto es de 57.343,11 € sin IVA, cuya amortización está en torno a los 3,6 años. Con el estudio económico comparativo entre el generador fotovoltaico y el contrato con una Compañía Eléctrica, esta última opción queda descartada inmediatamente ante los resultados, superando con el coste acumulado en 4 años de pago a la compañía eléctrica el coste total del generador fotovoltaico.
- Con esta instalación se evita la emisión de 299Tn de CO₂, 630,16 Kg de NO_x y 449,37 Kg de SO₂, y de los siguientes residuos radiactivos, 504,47 g de alta actividad y 4.132 cm³ de baja calidad durante la vida útil de la instalación, 25 años. Además, genera 1,33 puestos de trabajo anuales directos e indirectos de ámbito local y 0,128 puestos para su mantenimiento durante los 25 años.



*Figura 8.1 Diagrama de los pasos para el diseño de un Bombeo Solar Fotovoltaico.
Elaboración propia*

El desarrollo y la exposición de la metodología y cálculo de un bombeo solar aportan un valor ejemplificante de la energía solar fotovoltaica, que cada vez tiene mayores aplicaciones tanto a baja, media y gran escala.

Para la investigación y de este proyecto han sido fundamentales los conceptos aprendidos durante el Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales en las asignaturas de Análisis de Circuitos, Electrónica de Potencia, Matemáticas, Mecánica de Fluidos y Tecnología Medioambiental.

9. Conclusiones

1.- La tecnología necesaria para el desarrollo de sistemas de bombeo solar fotovoltaico ha evolucionado en los últimos años hacia aplicaciones de gran envergadura, con resultados eficaces y que utiliza elementos ya existentes en el mercado, con simples adaptaciones para su aplicación.

Es, por lo tanto, una tecnología madura, de aplicación a grandes y pequeñas instalaciones de bombeo de agua, con gran futuro y con enormes perspectivas de mejora y de abaratamiento.

2.- La técnica para el diseño y cálculo de esta tecnología es simple, sencilla y está suficientemente desarrollada y normalizada. Maslowaten proporciona herramientas y procedimientos desarrollados por la UPM a través del Instituto de Energía solar que son de gran utilidad.

3.- La rentabilidad económica es innegable. Esta tecnología permite eliminar los costes fijos de la factura eléctrica y establecer un único coste energético correspondiente al valor del mantenimiento anual y a la amortización de la inversión sin estar expuesto a la variabilidad del coste energético actual. Además se excluyen los posibles gastos de instalación de las líneas eléctricas necesarias para abastecer estos consumos normalmente alejados de la red existente.

La amortización de una instalación de estas características, bien diseñada, suele estar entre los 3 y 5 años.

La rentabilidad económica es tan alta, que es presumible que todos los sistemas de riego que utilicen bombeo sean abastecidos, en un futuro, mediante esta tecnología.

4.- Ambientalmente es de destacar que el uso de tecnologías renovables en contraposición al gasóleo o la electricidad de la red convencional evita la emisión de gases de efecto invernadero, residuos radiactivos de alta, media y baja

actividad, el impacto paisajístico producido por las redes eléctricas y el peligro de electrocución de la avifauna de la zona.

6.- Climatológicamente hay que destacar la concordancia entre producción de energía solar fotovoltaica y las zonas de su utilización. En las horas y períodos con más irradiación, las necesidades de agua son mayores pero también lo es la energía generada y, en consecuencia, la cantidad de agua bombeada. Ello ocurre fundamentalmente en las zonas más secas y calurosas de España, como la Región de Murcia y la cuenca mediterránea.

7.-Las aplicaciones del contenido de este estudio no se limitan solamente al bombeo para riego, por el contrario pueden extenderse a innumerables campos relacionados con la gestión del agua: desalación, depuración, sistemas a presión y/o caudal constante, transporte y distribución de agua, hibridación con otros sistemas, impulsión de otros fluidos, etc....

10. Referencias Bibliográficas

- [1] Calero Agut, A. (2017). *Instalación de riego con bombeo solar fotovoltaico en Benlloch*[Ebook]. Castellón. Retrieved from http://repositori.uji.es/xmlui/bitstream/handle/10234/173561/TFG_2017_Calero%20Agut_Alejandro.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [2] *La Energía Solar Fotovoltaica en España. Desarrollo Actual y Potencial*. (2017). [Ebook]. Retrieved from https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2017/10/unef-deloitte-analisis-economico.pdf
- [3] UNEF. (2017). *Informe anual 2017*.
- [4] Barrero, A. (25 de Abril de 2017). El mundo ya tiene instalados más de 300 gigavatios de potencia solar fotovoltaica. *Energías Renovables*. Recuperado de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-mundo-ya-tiene-instalados-mas-de-20170425>
- [5] Fenés, G. (24 de Octubre de 2017). El mapa de las fotovoltaicas en el mundo: las cifras actualizadas del mercado. *Energía Estratégica*. Recuperado por <http://www.energiaestrategica.com/mapa-la-fotovoltaica-mundo-cifras-actualizadas-mercado/>
- [6] Pérez de Lema, M. (2016). Las instalaciones de bombeo solar reactivan la energía fotovoltaica. *Energética XXI, Solar Fotovoltaica Bombeo*(155), 27-29.
- [7] Krannich. *Bombeo Solar*. Recuperado de <https://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/bombeo-solar.html>
- [8] Sitio Solar. El bombeo Solar Fotovoltaico. Recuperado de <http://www.sitiosolar.com/el-bombeo-solar-fotovoltaico/>
- [9] Tecnosol. Funcionamiento de un bombeo solar. Recuperado de <https://tecnosolab.com/funcionamiento-de-un-bombeo-solar/>
- [10] Sunfields. Conceptos fundamentales sobre energía solar fotovoltaica. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

- [11] *Anexo E2 – Bases de cálculo de tuberías*. Recuperado de <http://studylib.es/doc/5139001/anexo-e2-%E2%80%93-bases-de-c%C3%A1lculo-de-tuber%C3%ADas>
- [12] González, A. (2015/2016). *Bombeo solar con variadores de frecuencia para aplicaciones de riego* (tesis de maestría). Recuperado de <https://www.aguasresiduales.info/investigacion-desarrollo-innovacion/tesis-doctorales/bombeo-solar-con-variadores-de-frecuencia-para-aplicaciones-de-riego>
- [13] Renedo, C., Pérez, S. *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*. Universidad de Cantabria. Recuperado de <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1307/course/section/1605/T08.pdf>
- [14] Fernández, P. *Bombas Centrífugas y Volumétricas*. Recuperado de http://www.ing.una.py/pdf_material_apoyo/bombas-centrifugas-y-volumetricas.pdf
- [15] Alonso, M., Chenlo, F. *Sistemas de Bombeo Fotovoltaico*. CIEMAT. Master en Energías Renovables y Mercado Energético.
- [16] Bombas Ideal. *Datos Técnicos de Hidráulica. Bombas*. Recuperado de [http://www.bombasideal.com/wp-content/uploads/catalogos/25-LIBRO%20HIDRAULICA%20\[D-020714\].pdf](http://www.bombasideal.com/wp-content/uploads/catalogos/25-LIBRO%20HIDRAULICA%20[D-020714].pdf)
- [17] Hermetic Pumpen GmbH. (2010). *El NPSH de bombas e instalaciones*. Recuperado de https://www.hermetic-pumpen.com/system/assets/405/Info_NPSH_ES_08_2010.pdf
- [18] *Ingemecánica*. Cálculo de instalaciones de bombeo de agua. Recuperado de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn206.html>
- [19] (2017). *Especificaciones Técnicas para Sistemas de Riego Fotovoltaico*. MASLOWATEN
- [20] Paños, R. (2017). *Estudio, diseño y evaluación de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red en Galvanizados del Sureste S.A.* (tesis de pregrado).

- [21] Kyocera. (2017). *Análisis de la fiabilidad de un proyecto* [Mensaje en un blog]. Recuperado de <https://smarterworkspaces.kyocera.es/blog/analisis-viabilidad-de-un-proyecto/>
- [22] Cabrera. L., Castillo, I., Oviedo, E., González, R. (2016). *Viabilidad Socioeconómica*. Recuperado de https://prezi.com/yupmz_vnqbij/viabilidad-socioeconomica/
- [23] Red Eléctrica Distribuida. (2017). *El Sistema Eléctrico Español*. Recuperado de http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf_sis_elec_ree_2017.pdf
- [24] WWF. (2016). *Observatorio de la Electricidad Año 2016*. Recuperado de http://awsassets.wwf.es/downloads/oe_anual_2016.pdf
- [25] UCLM. Pérdidas de carga localizadas o accidentales. Recuperado de https://previa.uclm.es/area/ing_rural/Trans_hidr/Tema8.PDF
- [26] CETENMA y FDS. (2012). *Generación eléctrica distribuida*. Recuperado de <http://fundaciondesarrollosostenible.org/GD.pdf>
- [27] AENOR. (2002). *Reglamento de Baja Tensión*
- [28] IDAE. (2009). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de la red*.
- [29] Alcor, E. *Instalaciones solares fotovoltaicas*
- [30] Real Decreto 900/2015. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927>