



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**DISEÑO DE DOS INSTALACIONES DE
BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON
SUMINISTRO ELÉCTRICO MEDIANTE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA
DE LA RED EN SAN CLEMENTE (CUENCA)**

AUTOR: JOSÉ JAVIER REDONDO MADRID

TUTORA: ELISA PEÑALVO LÓPEZ

Curso Académico: 2019-20

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, dar las gracias a mi tutora de este trabajo D^a Elisa Peñalvo López y a su compañera Begoña Belda Ramón, ya que sin ellas este trabajo no podía haber sido posible. Además, agradecerle a Elisa la introducción y el aprendizaje en el tema de las energías renovables, en la asignatura desarrollada este curso.

También agradecer a mis compañeros, con los cuales se han podido resolver dudas los unos a los otros y ayudarnos en todo lo posible.

Además, agradecer a toda mi familia y amigos por estar siempre ahí a lo largo de este duro camino.

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo sustituir la utilización de grupos electrógenos diésel por la instalación de paneles fotovoltaicos para el suministro eléctrico en dos instalaciones independientes de bombeo agrícola en el municipio de San Clemente (Cuenca).

La primera de ellas tiene una bomba de 7,5 kW con funcionamiento en los meses de mayor demanda hídrica (mayo, junio, julio, agosto y septiembre). Se estudiará la instalación solar fotovoltaica más adecuada para el funcionamiento de esta bomba, sin acumulación de energía y sin aprovechamiento de energía sobrante, funcionando la instalación de bombeo solamente durante estos meses y en los días con suficiente irradiación solar.

En el caso de la segunda instalación, la bomba se utilizará para el llenado de un embalse. Habrá que llevar a cabo el estudio para la elección de la bomba más adecuada para este caso según las características del pozo y del caudal a impulsar. Además, se diseñará la instalación solar fotovoltaica más adecuada según la bomba elegida. Esta instalación no dispondrá de acumulación de energía y trabajará a lo largo de todo el año cuando haya suficiente irradiación solar y sea necesario el llenado del embalse.

Palabras Clave: Instalación fotovoltaica aislada; instalación de bombeo; bombeo solar; energía renovable, energía solar fotovoltaica, paneles solares.

RESUM

El present projecte té com a objectiu substituir la utilització de grups electrògens dièsel per la instal·lació de panells fotovoltaics per al subministrament elèctric en dos instal·lacions independents de bombament agrícola en el municipi de San Clemente (Cuenca) .

La primera d'elles té una bomba de 7,5 kW amb funcionament en els mesos de major demanda hídrica (maig, juny, juliol, agost i setembre) . S'estudiarà la instal·lació solar fotovoltaica més adequada per al funcionament d'esta bomba, sense acumulació d'energia i sense aprofitament d'energia sobrant, funcionant la instal·lació de bombament només durant estos mesos i en els dies amb suficient irradiació solar.

En el cas de la segona instal·lació, la bomba s'utilitzarà per a l'ompliment d'un embassament. Caldrà dur a terme l'estudi per a l'elecció de la bomba més adequada per a este cas segons les característiques del pou i del cabal a impulsar. A més, es dissenyarà la instal·lació solar fotovoltaica més adequada segons la bomba triada. Esta instal·lació no disposarà d'acumulació d'energia i treballarà al llarg de tot l'any quan hi haja prou irradiació solar i siga necessari l'ompliment de l'embassament

Paraules clau: Instal·lació fotovoltaica aïllada; instal·lació de bombament; bombament solar; energia renovable, energia solar fotovoltaica, panells solars.

ABSTRACT

The objective of this project is to replace the use of diesel generators with the installation of photovoltaic panels for the electricity supply in two independent agricultural pumping facilities in the municipality of San Clemente (Cuenca).

The first one has a 7.5 kW pump that works in the months with the highest water demand (May, June, July, August, and September). The most appropriate photovoltaic solar installation for the operation of this pump will be studied, without energy accumulation and without taking advantage of excess energy, the pumping installation operating only during these months and on days with sufficient solar irradiation.

In the case of the second installation, the pump will be used to fill a deposit. It will be necessary to carry out the study to choose the most suitable pump for this case according to the characteristics of the well and the flow to be driven. In addition, the most suitable photovoltaic solar installation will be designed according to the chosen pump. This installation will not have energy accumulation and will work throughout the year when there is sufficient solar irradiation and it is necessary to fill the deposit.

Keywords: Isolated photovoltaic installation; pumping installation; solar pumping; renewable energy, photovoltaic solar energy, solar panels.

ÍNDICE

Memoria	15
1. INTRODUCCIÓN.....	17
1.1 Introducción	17
1.2 Objetivos	18
1.3 Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica en explotaciones agrícolas aisladas	18
1.3.1 Ventajas	18
1.3.2 Inconvenientes.....	19
2. CONTEXTO LEGISLATIVO VIGENTE.....	20
2.1 Marco legislativo a nivel Nacional.....	20
2.2 Ayudas y subvenciones	21
3. DESCRIPCIÓN, DISEÑO Y EMPLAZAMIENTO DE LAS DOS INSTALACIONES	23
3.1 Instalación de “La Zamorana”	23
3.2 Instalación de “El Pivot” o “Venta del Pinar”	24
4. TECNOLOGÍAS Y COMPONENTES.....	27
4.1 Principio fotoeléctrico	27
4.1.1 Materiales semiconductores	27
4.2 Bombeo solar	28
4.3 Componentes principales de una instalación de bombeo solar.	30
4.3.1 Bomba.....	30
4.3.2 Módulos fotovoltaicos.	31
4.3.2.1 Módulos fotovoltaicos de Silicio monocristalino.	31
4.3.2.2 Módulos fotovoltaicos de Silicio policristalino.....	31
4.3.2.3 Selección del tipo de panel más adecuado.	32
4.3.3 Estructuras de soporte de los módulos solares.	32
4.3.3.1 Soportes fijos.....	32
4.3.3.2 Soportes de posición variable.	33
4.3.3.3 Selección de la estructura más adecuada.	33
4.3.4 Variador de frecuencia o controlador.....	33
4.3.5 Elementos de protección y cableado.....	34
4.3.5.1 Cableado.	34
4.3.5.2 Elementos de protección.	34
5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN “LA ZAMORANA”	35
5.1 Descripción y demanda de la bomba.	35
5.1.1 Punto de funcionamiento y especificaciones de la bomba.	35
5.1.2 Demanda energética de la bomba.....	37
5.2 Diseño de la instalación solar fotovoltaica más adecuada.....	38
5.2.1 Irradiación solar	38
5.2.2 Elección de las placas solares.....	40
5.2.3 Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica.....	41
5.2.3.1 Recurso solar.....	41

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

5.2.3.2	Carga	42
5.2.3.3	Paneles solares.....	43
5.2.3.4	Inversor.....	44
5.2.3.5	Solución Óptima.....	46
5.3	Estudio económico.....	52
5.4	Conclusiones	53
6.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN “EL PÍVOT”	54
6.1	Dimensionado de la bomba	54
6.1.1	Punto de funcionamiento de la bomba	54
6.1.1.1	Cálculo del caudal nominal de la bomba	54
6.1.1.2	Presión de trabajo de la bomba	56
6.1.1.3	Elección de la bomba más adecuada	57
6.2	Diseño de la instalación solar fotovoltaica más adecuada.....	58
6.2.1	Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica.....	58
6.2.1.1	Carga	59
6.2.1.2	Inversor	60
6.2.1.3	Solución Óptima.....	62
6.2.1.4	Llenado del embalse	68
6.3	Sensor de accionamiento de la bomba y de nivel máximo	69
6.4	Opción de paneles solares flotantes	71
6.5	Estudio económico.....	72
6.6	Conclusiones	74
7.	Bibliografía	75
	Presupuesto.....	79
1.	PRESUPUESTO “LA ZAMORANA”	81
1.1	Instalación fotovoltaica	81
1.2	Cableado.....	82
1.3	Protecciones.....	83
1.4	Obra civil	84
1.5	Resumen del presupuesto.....	85
2.	PRESUPUESTO “EL PÍVOT”	86
2.1	Instalación fotovoltaica	86
2.2	Bomba	87
2.3	Cableado.....	88
2.4	Protecciones.....	89
2.5	Obra civil	90
2.6	Resumen del presupuesto.....	91
	Planos	93
	Anexos	101
1.	Anexo de Cálculo.....	103
1.1	Instalación “La Zamorana”	103
1.1.1	Dimensionado de la bomba	103
1.1.1.1	Pérdidas de carga.....	103

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

1.1.2	Demanda energética de la bomba	103
1.1.3	Ratio mínimo de carga de la bomba:	103
1.1.4	Pérdidas y factor de reducción del panel solar:.....	103
1.1.5	Dimensionado del inversor:	104
1.1.5.1	Comprobación de que cumple las especificaciones:.....	104
1.2	Instalación “El Pívor”	105
1.2.1	Dimensionado de la bomba:	105
1.2.1.1	Caudal	105
1.2.1.2	Pérdidas de carga	105
1.2.2	Storage capacity (kWh/d)”	106
1.2.3	Ratio mínimo de carga de la bomba:	106
1.2.4	Dimensionado del inversor:	106
1.2.4.1	Comprobación de que cumple las especificaciones:.....	107
1.3	Calculo de distancia entre paneles para evitar pérdidas por sombras	107
1.4	Protecciones	107
2.	Fichas técnicas	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Paneles solares adaptados para ser compatibles con la explotación agraria del terreno	19
Figura 2. Esquema de la legislación necesaria a seguir según el tipo de instalación fotovoltaica a instalar. Fuente: censolar.org- legislación fotovoltaica española 2019.....	20
Figura 3. Parcela “La Zamorana” y situación del pozo. Fuente: (SIGPAC).....	23
Figura 4. Parcela “La Zamorana”. Fuente: Sede electrónica del Catastro.....	24
Figura 5. Parcela “El Pívor” o “Venta del Pinar” y situación del pozo. Fuente: (SIGPAC).....	25
Figura 6. Parcela “El Pívor” o “Venta del Pinar”. Fuente: Sede electrónica del Catastro.	25
Figura 7. Dopaje de Silicio con Fósforo y Boro. Material tipo N a la izquierda y tipo P a la derecha ...	28
Figura 8. Esquemas y tipos de bombeo solar en función del suministro de energía. Fuente: (Tecnología Fotovoltaica, Bombeo Solar)	29
Figura 9. Panel y célula fotovoltaica de Silicio monocristalino a la izquierda y policristalino a la derecha	32
Figura 10. Curvas características bomba S6S-18/12. Fuente: Propia.....	37
Figura 11. Captura Solar Resource. Fuente: HOMER	41
Figura 12. Captura de la carga de “la Zamorana”. Fuente: HOMER.....	42
Figura 13. Captura de los paneles solares. Fuente: HOMER	43
Figura 14. Solución de la primera iteración en “la Zamorana”. Fuente: HOMER	44
Figura 15. Captura primera iteración inversor de la instalación de “la Zamorana”. Fuente: HOMER..	46
Figura 16. Solución óptima para la instalación de” la Zamorana”. Fuente: HOMER	46
Figura 17. Solución para un día soleado en la instalación de “la Zamorana”	47
Figura 18. Solución para un día con nubes en la instalación de “la Zamorana”	47
Figura 19. Solución para un día completamente nublado en la instalación de “la Zamorana”	48
Figura 20. Solución para el mes de mayo en “la Zamorana”	50
Figura 21. Solución para el mes de julio en “la Zamorana”	51
Figura 22. Solución para el mes de agosto en “la Zamorana”.....	51
Figura 23. Curvas características bomba S6S-18/09. Fuente: Propia.....	58
Figura 24. Captura de la carga de “el Pívor”. Fuente: HOMER.....	59
Figura 25. Solución de la primera iteración en “el Pívor”. Fuente: HOMER	60
Figura 26. Captura primera iteración inversor de la instalación de “el Pívor”. Fuente: HOMER.....	62

Figura 27. Solución óptima para la instalación de “el Pívor” . Fuente: HOMER	62
Figura 28. Solución para un día soleado en mayo en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER.....	63
Figura 29. Solución para un día soleado en agosto en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER...	63
Figura 30. Solución para un día con nubes en mayo en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER.	64
Figura 31. Solución para un día con nubes en agosto en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER	64
Figura 32. Solución para un día nublado en mayo en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER	65
Figura 33. Solución para un día nublado en agosto en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER ..	65
Figura 34. Solución para el mes de mayo en “el Pívor”	66
Figura 35. Solución para el mes de junio en “el Pívor”	66
Figura 36. Solución para el mes de julio en “el Pívor”	67
Figura 37. Solución para el mes de mayo en “el Pívor”	67
Figura 38. Llenado del embalse una vez ya no se requiere su uso en la instalación “el Pívor”	68
Figura 39. Evolución del nivel del embalse a lo largo de todo el año en la instalación “el Pívor”	69
Figura 40. Funcionamiento de la instalación de "el Pívor" en enero. Fuente: HOMER	71
Figura 41. Instalación con paneles solares flotantes en un embalse.	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Dimensiones de la tubería desde la bomba hasta la superficie	35
Tabla 2. Punto de funcionamiento de la bomba en "La Zamorana"	35
Tabla 3. Ficha técnica bomba S6S-18/12. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps)	36
Tabla 4. Curvas características bomba S6S-18/12. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps).....	36
Tabla 5. Irradiancia recibida en los años 2013-2014. Fuente: (PVGIS, 2019).....	39
Tabla 6. Irradiancia recibida en los años 2015-2016. Fuente: (PVGIS, 2019).....	39
Tabla 7. Irradiancia en HSP.....	40
Tabla 8. Ficha técnica del panel solar. Fuente: (Autosolar)	40
Tabla 9. Características del inversor SOFAR 6KTLM-G2. Fuente: (Rebacas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2).....	45
Tabla 10. Resumen parámetros estudio económico "La Zamorana"	52
Tabla 11. Horas de riego por día en la instalación de "el Pívo"	54
Tabla 12. Dimensiones de la tubería desde la bomba hasta el embalse	56
Tabla 13. Punto de funcionamiento de la bomba de la instalación de "el Pívo"	56
Tabla 14. Ficha técnica bomba S6S-18/09. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps)	57
Tabla 15. Curvas características bomba S6S-18/09. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps).....	57
Tabla 16. Características del inversor SOFAR 4KTLM-G2. Fuente: (Rebacas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2).....	61
Tabla 17. Características del inversor SOFAR 4,6KTLM-G2. Fuente: G2 (Rebacas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2).....	61
Tabla 18. Consumo mensual diésel "El Pívo"	73
Tabla 19. Resumen parámetros estudio económico "El pívo"	73

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Pérdidas de carga	35
Ecuación 2. Altura manométrica total.....	35
Ecuación 3. Ecuación de la curva Q-H de la bomba S6S-18/12	37
Ecuación 4. Potencia de la bomba	37
Ecuación 5. Inclinación Óptima. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica).....	38
Ecuación 6. Aproximación de la inclinación óptima en los meses de verano	38
Ecuación 7. Pérdidas por incremento de la temperatura en las células fotovoltaicas. Fuente: (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego)	43
Ecuación 8. Temperatura media mensual a la que trabajan los paneles solares. Fuente: (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego)	43
Ecuación 9. Factor de reducción	44
Ecuación 10. Paneles necesarios en l instalación de la Zamorana.....	44
Ecuación 11. Voltaje máximo para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica).....	45
Ecuación 12. Potencia máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica).....	45
Ecuación 13. Intensidad máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica).....	45
Ecuación 14. Volumen diario saliente del embalse.....	55
Ecuación 15. Capacidad del embalse sin volver a ser llenado	55
Ecuación 16. Volumen total suministrado por el embalse.....	55
Ecuación 17. Volumen de agua a reponer en el embalse	55
Ecuación 18. Caudal de la bomba de "el Pívo"	56
Ecuación 19. Pérdidas de carga en la instalación de "el Pívo"	56
Ecuación 20. Altura manométrica total de la bomba de la instalación de "el Pívo"	57
Ecuación 21. Paneles necesarios en l instalación de "el Pívo"	60
Ecuación 22. Voltaje máximo para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica).....	60

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Ecuación 23. Potencia máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)..... 60

Ecuación 24. Intensidad máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)..... 60

MEMORIA

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

La actividad agrícola en España es una de las que más importancia presenta en el sistema productivo y es un importante sector económico del país. Además, España a nivel internacional es un gran exportador de productos agrícolas tanto a nivel europeo como a nivel mundial, habiéndose convertido en los últimos años en la octava potencia exportadora alimentaria del mundo (Ministerio de Agricultura, 2019).

Actualmente en España se dedica casi la mitad de su superficie a la agricultura siendo la Superficie Agrícola Utilizada (SAU) en 2016 alrededor de 23,3 millones de hectáreas según el INE, lo que equivale a unos 233.000 km², de las cuales 17,6 millones de hectáreas están dedicadas al cultivo y 3,75 millones de hectáreas al regadío. Con todo ello, el sector agrícola es uno de los que mayor incidencia tiene en el medio ambiente, ya sea tanto por uso de pesticidas y fitosanitarios mayoritariamente, como por emisiones (España en cifras 2018).

Este trabajo estará centrado principalmente en el uso de instalaciones solares fotovoltaicas como medio de obtención de energía en emplazamientos dedicados a la agricultura. En concreto, para su uso en instalaciones de bombeo para riego; para así poder lograr una reducción de las emisiones de gases contaminantes y conseguir una agricultura más limpia y responsable con el medio ambiente.

Generalmente, la mayoría de las parcelas dedicadas a la agricultura y a la ganadería están situadas alejadas de las poblaciones, lo que dificulta su conexión a la red eléctrica y con ello quedan aisladas energéticamente hablando. Debido a esto, la mayor parte de las explotaciones agrícolas utilizan grupos electrógenos diésel como suministro energético (en su gran mayoría para el accionamiento de la instalación de bombeo para el riego), consumiendo así gran cantidad de combustible y emitiendo la gran cantidad de gases contaminantes.

Por este motivo, debido en gran parte al incremento de los precios de los carburantes y a la inminente necesidad de reducir las emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero, en el sector agrícola se empieza a ver con muy buenos ojos las instalaciones solares fotovoltaicas como forma de suministro energético, ya que la utilización de paneles solares es una opción que se adapta perfectamente a los requisitos que estas parcelas presentan. Además, en los últimos diez años se ha reducido un 80% el precio de los paneles solares (Ledo, 2019), aumentando así su rentabilidad y reduciendo sus años de amortización. También, desde el gobierno español y la Unión Europea se ofrecen ayudas y subvenciones para la implantación de estas energías renovables en los sistemas productivos. Todo ello está incentivando a muchos agricultores a dar el paso y realizar el cambio hacia las energías renovables como medio de obtención energética en sus explotaciones agrícolas.

1.2 OBJETIVOS

El presente trabajo de fin de grado tiene como principal objetivo el diseño de dos instalaciones de paneles solares fotovoltaicos para el suministro energético en dos instalaciones de bombeo independientes de riego agrícola aisladas de la red en el municipio de San Clemente (Cuenca). Con esto se busca reemplazar los grupos electrógenos diésel por paneles solares para aportar la energía requerida por las bombas, logrando la obtención energética mediante energías renovables además de obtener independencia energética en las explotaciones agrícolas estudiadas, en las cuales, es inviable la conexión a red, ya sea por precio, o por lejanía al punto de conexión más cercano. Además, se pretende lograr con este cambio una reducción en los costes energéticos, logrando así un mayor beneficio económico.

Es importante aclarar que en este trabajo se busca la instalación solar fotovoltaica más económica y no la óptima, debido a su función, especificaciones, requerimientos y simpleza, como se podrá ver más adelante.

1.3 VENTAJAS E INCOVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EXPLOTACIONES AGRÍCOLAS AISLADAS

1.3.1 Ventajas

La utilización de la energía solar fotovoltaica en instalaciones agrícolas tiene grandes ventajas que están haciendo que este tipo de energía sea cada vez mucho más utilizada en este sector (Powen) (Energía Solar , 2015).

La principal ventaja de la energía solar fotovoltaica en explotaciones agrícolas aisladas es poder obtener un suministro energético fiable debido a su imposibilidad o al alto coste de conexión a la red de distribución general, logrando así independencia energética. Además, este tipo de obtención de energía es capaz de adaptarse a diferentes demandas energéticas, desde pequeñas a grandes potencias variando el tamaño y componentes de la instalación.

En temas de abastecimiento energético para riego, la utilización de este tipo de obtención de energía reduce alrededor del 75% el coste por metro cúbico de agua (Molina, 2019), aumentando así los beneficios obtenidos de la explotación ya que se reduce el consumo de combustible. Asimismo, el riego solar proporciona presión y caudal constantes y adecuados a las necesidades hídricas del cultivo además de poder mantener la bomba ya existente ahorrando costes y tiempo en la instalación de esta nueva forma de obtención de energía.

Otra ventaja de la energía solar fotovoltaica es la rápida amortización que tiene, produciendo así energía a bajo coste en los años siguientes a su amortización. Adicionalmente, los paneles solares incrementan el valor de la finca agraria en la que están instalados.

Además, en la mayoría de las explotaciones agrícolas el terreno es el idóneo para la instalación de paneles solares, ya que son terrenos llanos y sin grandes obstáculos que produzcan sombras, sin impedimentos para orientar los paneles en la orientación e inclinación óptimas, permitiendo así la captación de la máxima irradiación solar del lugar en la que estén instaladas. Aparte de esto, las naves agropecuarias suelen ser de gran tamaño disponiendo de grandes superficies en sus tejados para la instalación de paneles solares.

A parte de todas estas ventajas, también presentan las ventajas típicas del uso de energía solar fotovoltaica, como son la obtención de energía renovable, limpia y proveniente de una fuente inagotable, la reducción de las emisiones de gases contaminantes (no consume combustibles ni genera residuos), requiere poco mantenimiento y los paneles solares tienen una larga vida útil reduciéndose su rendimiento muy lentamente con el paso de los años. Además, es una energía cada vez más asequible, rentable y permite la venta de energía sobrante a la red, aparte de recibir subvenciones por parte del gobierno para su instalación.

1.3.2 Inconvenientes

Pero la energía solar fotovoltaica también tiene sus inconvenientes.

El principal inconveniente es que, pese a su amortización en los primeros años de uso de la instalación, ésta requiere de una inversión económica inicial muy elevada además de la necesidad de realizar obras para la instalación de los paneles solares.

Aparte de esto, a no ser que se disponga de baterías u otros medios de obtención de energía o de apoyo, no siempre se tendrá acceso a la energía deseada o necesaria, ya que esta energía depende del sol y si no hay recursos suficientes, no se puede obtener energía. Esto últimamente y en este caso no suele ser un gran problema ya que hasta en días nublados se puede obtener la energía necesaria y gracias a baterías se puede obtener energía por la noche. Asimismo, la mayor demanda energética se suele producir en las horas de mayor irradiación solar, pero lamentablemente no se puede predecir la energía que se producirá cada día.

Otro inconveniente sería el gran espacio que este método de obtención de energía necesita por watio producido. Esto en agricultura es un gran inconveniente ya que, a menor espacio explotado, menor producción. Pero una posible solución es mediante la instalación de paneles solares en los tejados, en terrenos de menor eficiencia de producción o de difícil acceso para su trabajo; o adecuar su instalación para que sea compatible con la explotación agrícola del terreno (Energía Solar , 2015).



Figura 1. Paneles solares adaptados para ser compatibles con la explotación agraria del terreno

2. CONTEXTO LEGISLATIVO VIGENTE

En la legislación española actual, los sistemas fotovoltaicos quedan divididos en dos tipos: sistemas fotovoltaicos aislados de red y sistemas fotovoltaicos conectados a red. En nuestro caso estaríamos englobados en la legislación del primer tipo, cuya explicación se desarrollará en los siguientes apartados.

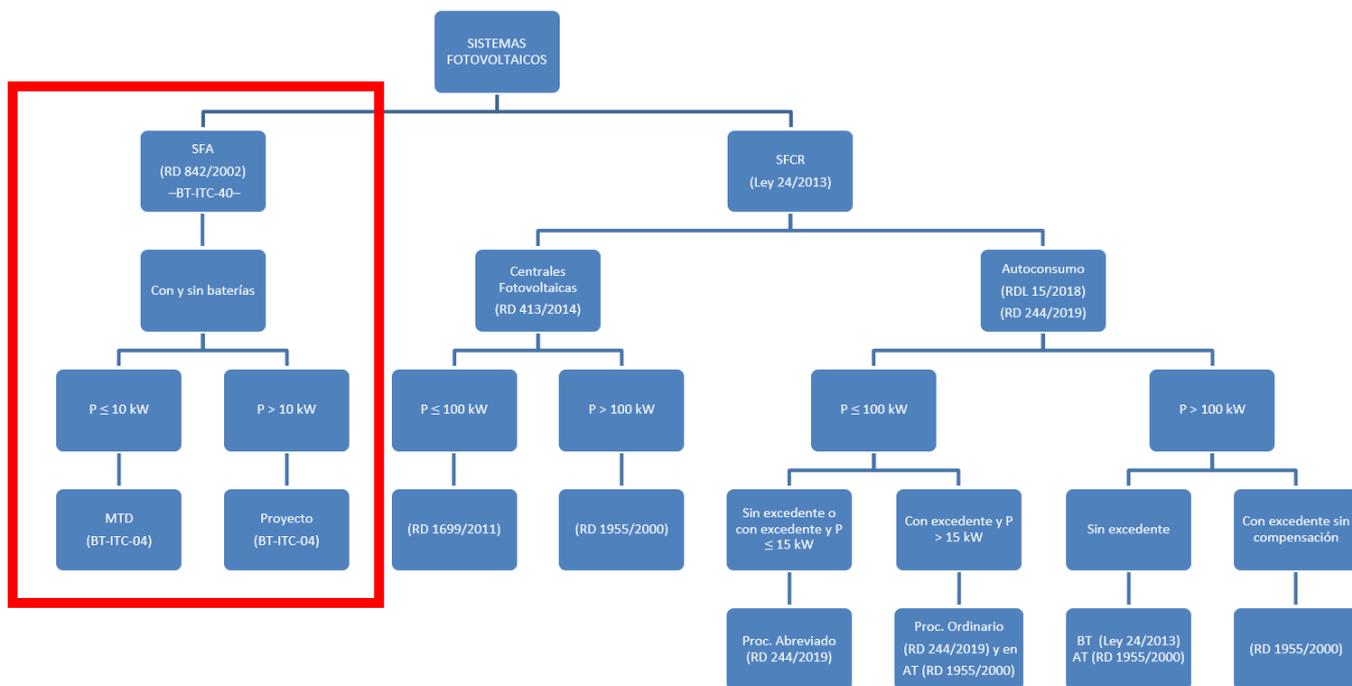


Figura 2. Esquema de la legislación necesaria a seguir según el tipo de instalación fotovoltaica a instalar. Fuente: censolar.org- legislación fotovoltaica española 2019

2.1 MARCO LEGISLATIVO A NIVEL NACIONAL

En el caso de estudio de este trabajo, se trata del diseño de sistemas fotovoltaicos aislados de la red (SFA); ya que son considerados SFA tanto los sistemas fotovoltaicos autónomos con baterías como los sistemas de bombeo aislados de red (Legislación fotovoltaica en España (2019)).

Teniendo en cuenta esto, los sistemas fotovoltaicos aislados de la red deben cumplir con el [RD 842/2002](#) donde se aprueba el [Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión](#) (REBT), más concretamente la instrucción técnica que trata este tipo de sistemas es la [ITC-BT-40](#).

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para la legislación de los sistemas fotovoltaicos aislados de la red, estos se dividen en dos casos, los sistemas de potencia no superior a 10 kW y los sistemas de potencia superior a 10kW:

- En los sistemas de potencia inferior a 10 kW solo es necesario que un electricista acreditado realice una Memoria Técnica de Diseño (MTD) que deberá entregarse adjunta al Certificado de Instalación al organismo o registro competente de la Comunidad Autónoma en la que se realiza la instalación.

- Por el contrario, en los sistemas de potencia superior a 10 kW será necesario un proyecto firmado por un técnico competente, normalmente ingeniero, siguiendo las directrices que imponen la [ITC-BT-04](#) y adjuntarlo al Certificado de Instalación.

Por lo tanto, en este trabajo primero se deberá llevar a cabo el dimensionado de la instalación generadora para saber la potencia suministrada por la misma y entonces seguir los pasos que marca la legislación vigente para su posterior instalación.

También es interesante conocer algunos de los cambios que se impulsan en el nuevo marco legislativo para el autoconsumo tras el [RD 244/2019](#), aunque este va dirigido principalmente a instalaciones en viviendas, no siendo este nuestro caso, pero del cual la energía solar es la gran beneficiada. Una de las novedades más características de este Real Decreto es la clasificación del autoconsumo en individual y colectivo (este último caso para comunidades de vecinos, por ejemplo), y a su vez diferencia entre autoconsumo sin excedentes y con excedentes, estos últimos a su vez se dividen en excedentes con y sin compensación. Los grandes beneficios que este Real Decreto lleva consigo son, por ejemplo y entre otros, la eliminación de impuestos sobre la energía autoconsumida de origen renovable, la mayor facilidad en trámites burocráticos para la obtención de permisos y la eliminación del límite de potencia instalada (anteriormente no podía ser superior a la potencia contratada), siendo ahora éste marcado únicamente por el espacio físico disponible para la instalación de sistemas de generación energética renovable (Real Decreto 244/2019, de 5 de abril).

Con este Real Decreto se intenta incentivar a la gente a la instalación de sistemas de generación energética renovable para su autoconsumo logrando así una descarbonización y descentralización de la generación energética y una participación más activa de los consumidores en la misma logrando así un uso más sostenible de los recursos.

2.2 AYUDAS Y SUBVENCIONES

Aparte de lo ya mencionado, también es de gran importancia conocer el marco legislativo en tema de ayudas y subvenciones destinadas a energías renovables, más concretamente a energías renovables en explotaciones agrícolas, tema objeto de este trabajo. Estas subvenciones son competencias autonómicas, por lo que habrá que tener en cuenta el marco legislativo de la comunidad de Castilla-La Mancha (Ayudas para el aprovechamiento de las energías renovables).

Lo primero para tener en cuenta es que los últimos datos oficiales en la fecha de realización del trabajo son las convocatorias a subvenciones en Castilla-La Mancha en 2019 y la siguiente información se basará en ella pudiendo cambiar con el paso del tiempo en diferentes convocatorias.

La Unión Europea desarrolló el [paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020](#) conocido como 20/20/20, el cual tiene como objetivos fundamentales la reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero, la obtención del 20% de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética del 20% (2020 climate & energy package). Dicha estrategia en el ámbito de Castilla-La Mancha está recogida en la [Ley 1/2007](#), de 15 de febrero, de fomento de las energías renovables e incentivación del ahorro y eficiencia energética en Castilla-La Mancha (Documento BOE-A-2007-9936, 2007).

A día de hoy, las bases reguladoras de las ayudas para el aprovechamiento de las energías renovables en Castilla-La Mancha, cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional están establecidas en la [Orden 201/2017](#), de 5 de diciembre, de la Consejería de Economía, Empresas y Empleo. Los requisitos, importe y criterios para la solicitud de ayuda para el aprovechamiento de energías renovables de 2019 están establecidos en dicha orden.

Estas subvenciones supondrán un 40% de la inversión, pudiendo alcanzarse en algunos casos hasta un 50%, añadiendo un porcentaje adicional del 20% en el caso de régimen de jóvenes agricultores. Esto siempre que se cumplan los requisitos y exigencias establecidos en la Orden 201/2017 (Orden 201/2017).

3. DESCRIPCIÓN, DISEÑO Y EMPLAZAMIENTO DE LAS DOS INSTALACIONES

El trabajo desarrollará el estudio de dos instalaciones:

3.1 INSTALACIÓN DE “LA ZAMORANA”

Esta instalación de bombeo suministra agua a cuatro parcelas, las parcelas 1012, 1013, 42 y la mitad de la parcela 43 del polígono 7 de San Clemente (Cuenca), más comúnmente conocidas como “La Zamorana”. Todas parcelas juntas tienen aproximadamente 8,735 hectáreas de superficie, 3,43 ha; 1,76 ha; 1,474 ha y 2,071 ha respectivamente, dedicadas al cultivo de vid con riego por goteo dividido en sectores.



Figura 3. Parcela “La Zamorana” y situación del pozo. Fuente: (SIGPAC)

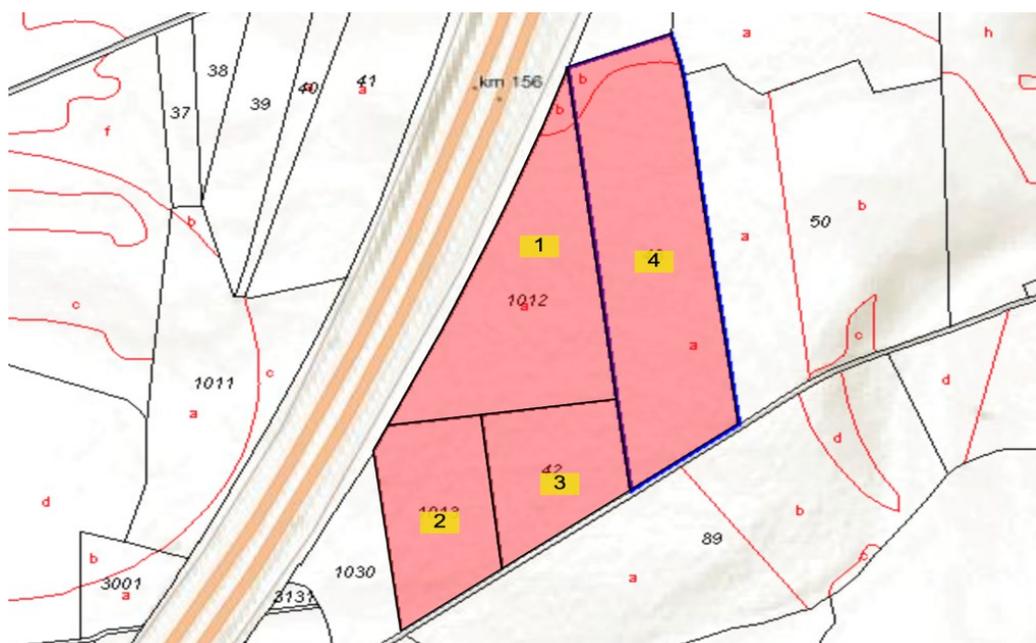


Figura 4. Parcela "La Zamorana". Fuente: Sede electrónica del Catastro.

Este cultivo tradicionalmente de secano no es muy exigente hídricamente hablando, pero dando mayor eficiencia y productividad al convertirlo en cultivo de regadío en los meses anteriores a su cosecha (finales de agosto o septiembre dependiendo de diferentes factores).

Esta instalación de bombeo cuenta con una bomba sumergible de 7,5 kW de potencia modelo S6S-18/12 que en condiciones normales de uso mueve un caudal de unos 18 m³/h. El pozo tiene una profundidad de 115 metros y el nivel estático del agua está situado a 62 metros bajo la superficie. La profundidad de montaje de la bomba es de 96 metros y tiene una longitud de 3 metros.

Se pretende diseñar una instalación solar fotovoltaica aislada de la red sin acumulación ni recuperación de energía sobrante. Esta instalación será básica y solo funcionará cuando haya suficiente irradiación solar para generar la energía demandada, ya que, al ser la vid un cultivo de secano no es necesario un riego elevado y continuo a lo largo del año. Además, este riego solo se realizará en los meses de mayo, junio, julio y agosto, siendo estos los meses con mayor irradiación solar por lo que no supondrá un problema para la instalación generar la energía necesaria para realizar el riego.

En resumen, esta instalación fotovoltaica deberá suministrar la energía suficiente para el accionamiento y funcionamiento de la bomba y poder regar durante las horas del día en las que haya irradiación solar suficiente en los meses antes mencionados, sin tener importancia que los días en los que no haya suficiente irradiación solar no se lleve a cabo el riego.

3.2 INSTALACIÓN DE "EL PIVOT" O "VENTA DEL PINAR"

Esta instalación de bombeo suministra agua a la parcela 51 del polígono 38 de San Clemente (Cuenca), más comúnmente conocida como "El Pívor" o "Venta del Pinar" (de aquí en adelante será nombrada como "El Pívor"). Esta parcela tiene una extensión de unas 18,7 hectáreas. Anteriormente, tenía como sistema de riego un pívot para cultivo de hortalizas, pero debido a la bajada del nivel de agua del pozo este sistema de riego no puede mantenerse y la parcela se dedicará al cultivo de vid con un sistema de riego por goteo, cultivo que tiene mucha menos demanda hídrica.

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)



Figura 5. Parcela “El Pívol” o “Venta del Pinar” y situación del pozo. Fuente: (SIGPAC)

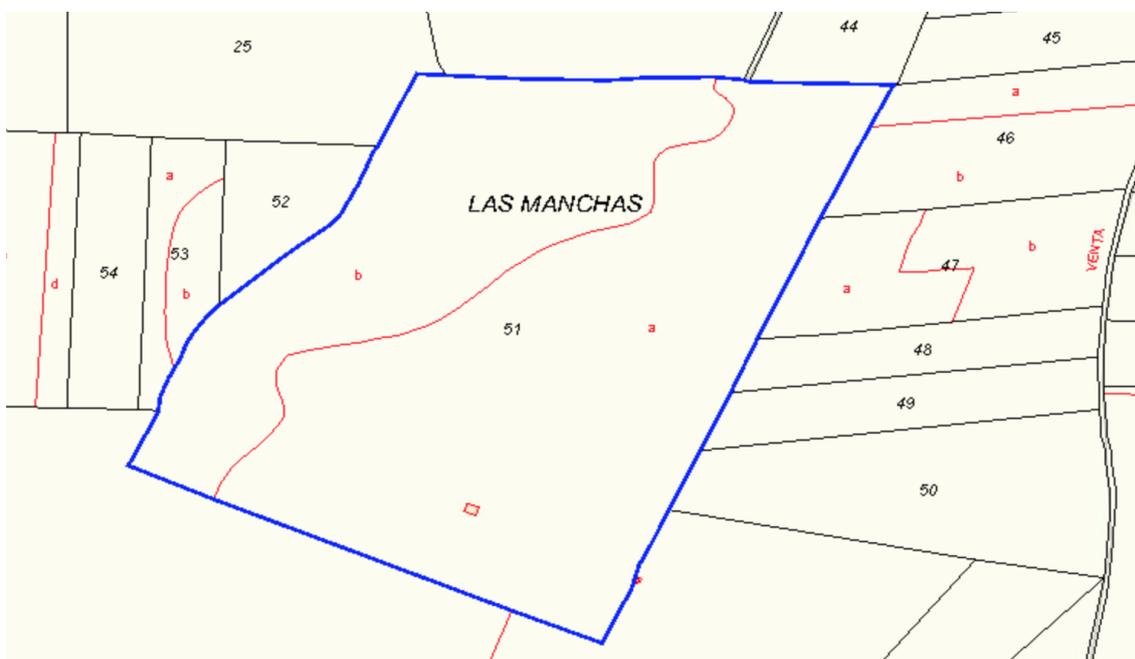


Figura 6. Parcela “El Pívol” o “Venta del Pinar”. Fuente: Sede electrónica del Catastro.

En esta parcela se pretende realizar un embalse de $3000m^3$, el cual se irá llenado a lo largo del año y se utilizará para el riego en los meses de mayor demanda hídrica del cultivo, mayo, junio, julio y agosto. Se deberá determinar la bomba más adecuada para el llenado del embalse y que mejor se adecúe a las características del pozo y al caudal que deberá impulsar. Además, se diseñará un sensor para el accionamiento de la bomba cuando el nivel del embalse sea demasiado bajo y parada de la bomba cuando el embalse esté completamente lleno.

Se pretende diseñar, además, una instalación solar fotovoltaica que suministre la energía suficiente para el funcionamiento de la bomba elegida. Esta instalación funcionará a lo largo de todo el año para el llenado del embalse. Asimismo, no dispondrá de almacenamiento de energía

por lo que solo funcionará en los días que haya suficiente irradiación solar y el nivel del embalse no sea el máximo. Los meses de mayor demanda energética de la bomba serán los meses en los que se lleve a cabo el riego y por lo tanto en los que bajará el nivel del embalse; pero estos meses coinciden con los meses de mayor irradiación solar, por lo tanto, serán los meses de mayor aporte energético por parte de la instalación fotovoltaica.

Esta instalación solar fotovoltaica por lo tanto será básica y no dispondrá, como ya ha sido anteriormente mencionado, de almacenamiento de energía, ya que no tendrá que soportar grandes exigencias energéticas. Esto es debido a que no tendrá importancia que esté varios días sin producir energía, ya que, el gran volumen del embalse será el suficiente para abastecer la demanda de agua para el riego durante varios días sin aporte de caudal por parte de la bomba. Aparte, la bomba dispondrá de varios meses para el llenado completo del embalse en los meses en los que no se lleva a cabo el riego de la explotación agraria.

4. TECNOLOGÍAS Y COMPONENTES

La extracción de agua de los pozos para riego de cultivos es una de las aplicaciones con mayor rentabilidad de la energía solar fotovoltaica, ya que, es posible conseguir una instalación independiente de la red eléctrica con un mantenimiento mínimo, logrando con ello reducir los costes de la explotación.

A continuación, se explicará de forma breve y resumida los principales fundamentos y principios de la energía solar fotovoltaica para la obtención de energía eléctrica, así como los principales componentes de las instalaciones solares fotovoltaicas utilizadas para la extracción de agua de los pozos para riego. La elección y el dimensionamiento de cada uno de estos componentes y la descripción de sus especificaciones técnicas se llevarán a cabo en el apartado de diseño de cada instalación.

4.1 PRINCIPIO FOTOELÉCTRICO

El principio fotoeléctrico es el fundamento en el cual se basa la energía solar fotovoltaica para obtener energía eléctrica a través de la radiación solar.

Un módulo fotovoltaico está formado por células fotoeléctricas conectadas en serie o en paralelo para lograr obtener la tensión e intensidad requeridas. Cuando uno de estos módulos o paneles solares recibe radiación solar, los fotones que componen esta radiación, inciden sobre las células fotovoltaicas de los módulos. Estos fotones incidentes, pueden ser reflejados, absorbidos o traspasar el panel, siendo solamente los fotones que son absorbidos los que generan energía eléctrica.

Cuando un fotón es absorbido, la energía que tiene este fotón es transferida a los átomos del material que forma la célula fotovoltaica. Con esta energía, los electrones situados en las capas más externas son capaces de desprenderse de su posición natural en el átomo y se genera un nuevo circuito eléctrico con ellos (Kotz, Treichel, Townsend, & Treichel, 2015).

4.1.1 Materiales semiconductores

Uno de los requisitos más importantes para que se produzca el efecto fotoeléctrico es que las células fotovoltaicas estén formadas por materiales cuyos átomos sean capaces de liberar electrones para crear una corriente eléctrica al recibir radiación solar. Los materiales que tienen esta propiedad son los llamados materiales semiconductores, que son materiales aislantes, pero que al incidir cierto nivel de energía sobre ellos se comportan como conductores desprendiéndose de sus electrones.

Además, para mejorar las propiedades de estos materiales, estos son dopados con otros elementos. Con ello se logra variar el número de huecos y electrones del material semiconductor. Este dopaje se utiliza para crear dos tipos de material semiconductor, de tipo N y tipo P.

Los semiconductores del grupo IV de la tabla periódica son dopados con elementos del grupo V (Arsénico o Fósforo, por ejemplo) para crear material del tipo N, los cuales son los que entregan electrones, necesitando una energía menor para hacerlo que el propio silicio. Por otro lado, si

los semiconductores del grupo IV son dopados con elementos de grupo III (como el Boro o el Galio) se crea material de tipo P, los cuales son “aceptores” de electrones.

Con la formación de estos dos tipos de materiales lo que se logra es crear un campo eléctrico positivo en una parte y negativo en otra, de manera que cuando se liberen electrones debido a la energía de la radiación solar estos formen una corriente eléctrica, logrando así la obtención de energía eléctrica a través de la radiación solar incidente (Semiconductores: Tipos, Aplicaciones y Ejemplos).

Actualmente el material semiconductor utilizado en las células fotovoltaicas es el Silicio, dopado normalmente con Fósforo y Boro, ya sea en su forma monocristalina o policristalina.

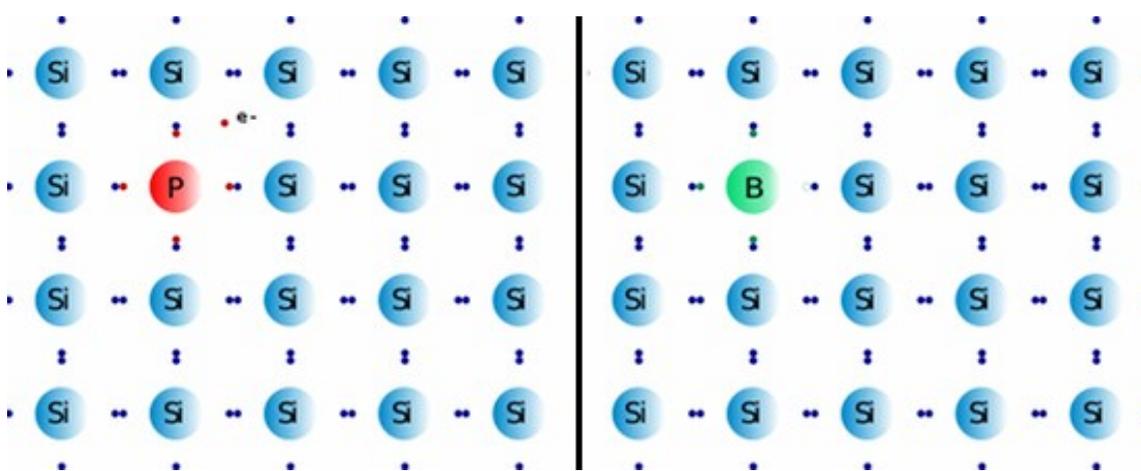


Figura 7. Dopaje de Silicio con Fósforo y Boro. Material tipo N a la izquierda y tipo P a la derecha

4.2 BOMBEO SOLAR

El método de accionamiento de una bomba mediante generación energética solar es conocido como Bombeo Solar. Cada vez está siendo más utilizado ya que es aplicable a varios tipos y tamaños de instalaciones, desde baja potencia (1kW) hasta alta potencia (del orden de MW) y esto es debido a su gran versatilidad y capacidad de adaptación dependiendo de su forma de conexión, tamaño y componentes (Tecnología Fotovoltaica, Bombeo Solar, 2017).

El bombeo solar en función del suministro de energía puede ser clasificado en tres formas:

- **Sistema aislado:** la obtención energética depende exclusivamente de la energía solar, con o sin baterías, y el sistema no se encuentra conectado a la red.
- **Sistema híbrido eléctrico:** la obtención energética depende principalmente de la energía solar pero el sistema se encuentra conectado a la red de suministro eléctrico o, en su defecto, a algún sistema de apoyo para garantizar el suministro eléctrico demandado.
- **Sistema híbrido hidráulico:** la obtención energética depende exclusivamente de la energía solar al igual que en los sistemas aislados, pero con la diferencia que, en este caso, el sistema cuenta con una bomba auxiliar conectada a red o a un sistema de apoyo para garantizar el suministro de agua demandado.

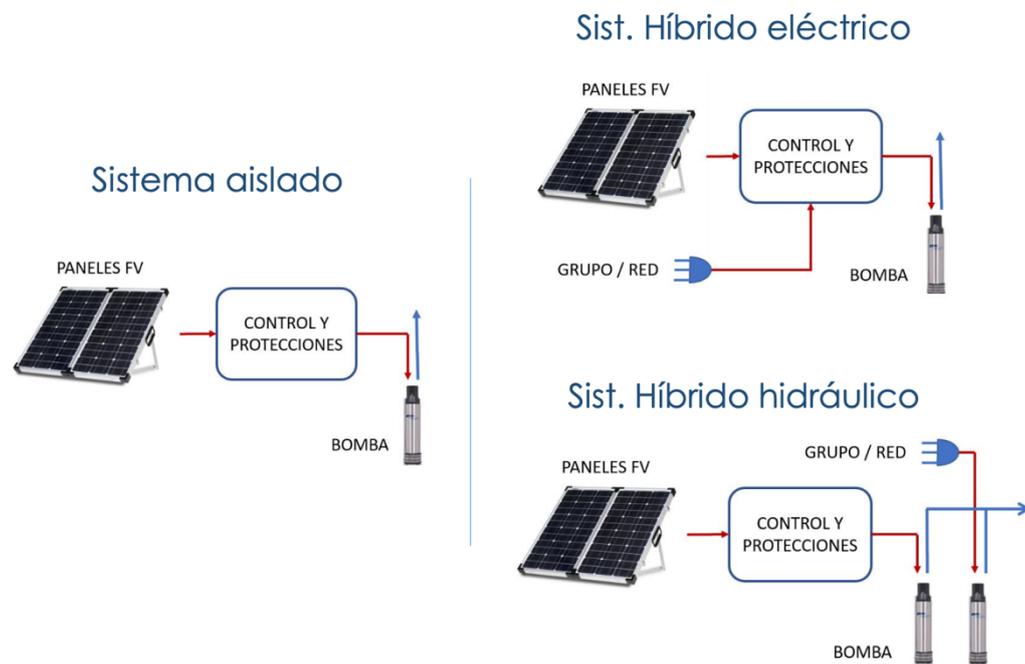


Figura 8. Esquemas y tipos de bombeo solar en función del suministro de energía. Fuente: (Tecnología Fotovoltaica, Bombeo Solar)

Además, también podemos clasificar el bombeo solar en función del suministro del agua:

- **Suministro directo a balsa:** el caudal trasegado por la bomba está destinado al llenado de un embalse o balsa.
- **Suministro directo a riego:** el caudal trasegado por la bomba pasa directamente al riego del cultivo sin pasar por un sistema de almacenamiento previo.

Ambos sistemas de suministro de agua pueden estar compuestos por cualquiera de los sistemas de obtención de energía antes mencionados, dando así una gran versatilidad a estos sistemas.

El caso de estudio de este trabajo se compone de una instalación con suministro de agua directo a riego (instalación “La Zamorana”) y de otra instalación con suministro de agua directo a embalse (instalación “El Pívor”), pero ambas serán sistemas aislados en lo que a suministro energético se refiere. Por lo tanto, ambas instalaciones estarán constituidas básicamente por los mismos componentes, pudiendo diferenciarse una instalación de otra en: modelos, número, tamaño o potencia de esos componentes; aparte de la diferencia en el suministro del agua.

Los componentes principales de ambas instalaciones serán, por lo tanto: bomba, variador de frecuencia o controlador, módulos fotovoltaicos, estructuras de soporte de los módulos, elementos de protección y cableado (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego).

4.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO SOLAR.

4.3.1 Bomba

Una bomba hidráulica es una máquina generadora que transforma la energía mecánica en incrementar la energía de un fluido. Al incrementar la energía de un fluido se incrementa su altura, su presión o su velocidad. Por este motivo, las bombas hidráulicas normalmente son empleadas para desplazar un fluido, en nuestro caso agua, desde un lugar de menor altitud o presión hacia otro con mayor altitud o presión.

Una clasificación común en los tipos de bombas es la referida a la fuente de energía que requieren estas (Bomba de Riego). Según esta clasificación las bombas pueden ser:

- **Motobombas:** Este tipo de bombas emplean motores de combustión interna y por lo tanto requieren de combustibles fósiles para su funcionamiento, normalmente gasolina o gasoil. En este tipo de bombas podríamos situar las bombas utilizadas actualmente en las instalaciones que son caso de estudio de este trabajo.
- **Electrobombas:** Este tipo de bombas emplean motores eléctricos monofásicos a trifásicos dependiendo de la potencia requerida. Este sería el tipo de bombas empleado en nuestras instalaciones de bombeo solar, por lo que nos centraremos en ellas.

Además, dependiendo de la altura de aspiración de las bombas, estas también pueden ser clasificadas en:

- **Bombas sumergibles:** Suelen ser las bombas más utilizadas para riego, ya que se utilizan en situaciones en las que la altura de aspiración es muy grande, pudiendo evitar así los problemas que ello conlleva. Estas se sumergen en el líquido a impulsar a la mayor profundidad posible o bien en la superficie del líquido con el uso de flotadores. Este tipo de bombas son muy versátiles, de menor tamaño y más económicas que las no sumergibles, además, proporcionan una gran fuerza de salida. Estas son siempre eléctricas, aunque a menudo se utiliza un generador eléctrico para su alimentación.
- **Bombas no sumergibles:** Este tipo de bombas se sitúan en la superficie y se utilizan cuando la altura de aspiración no es muy grande o incluso nula cuando la bomba está situada por debajo o a nivel del embalse y es utilizada para dar presión. Estas pueden ser tanto eléctricas como motobombas.

En nuestro caso, la instalación de “La Zamorana” dispone de una bomba sumergible de 7,5 kW de potencia que es alimentada mediante un generador eléctrico diésel. La intención es mantener esta bomba sustituyendo solo el método de alimentación de esta, pasando del uso del generador diésel a alimentar la bomba sumergible mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos.

En la otra instalación, “El Pívor”, actualmente dispone de una motobomba no sumergible. Esta será sustituida por otra bomba, sumergible o no, que se adecúe mejor a las características del pozo y caudal requerido. La nueva bomba elegida será alimentada por paneles solares fotovoltaicos por lo que será una electrobomba.

Se darán más especificaciones de cada bomba en los apartados de diseño de cada instalación.

4.3.2 Módulos fotovoltaicos.

Como ya se ha explicado anteriormente, los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de varias células fotovoltaicas. Actualmente, el material más utilizado para la fabricación de estas células es el Silicio, debido a que sus propiedades físicas y químicas son muy favorables para propiciar el efecto fotoeléctrico. Además, una ventaja que tiene el Silicio es que es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre. Por otra parte, los paneles solares pueden estar formados por células de Silicio monocristalino o policristalino principalmente (Usos, aplicaciones y tipos de Placas Solares).

4.3.2.1 Módulos fotovoltaicos de Silicio monocristalino.

Las células fotovoltaicas monocristalinas están fabricadas con Silicio de muy alta pureza. Por este motivo, este tipo de células proporciona una mayor eficiencia que las de Silicio policristalino, pudiendo llegar actualmente a rendimientos de alrededor de hasta el 21-22% en paneles comercializados, aumentando este valor en ensayos de laboratorio. Este tipo de panel es el más adecuado para instalar en zonas donde la exposición solar no es muy elevada, debido a su alto rendimiento en estas condiciones, o también en situaciones en la que el espacio disponible es reducido, ya que requiere de la utilización de menor espacio con respecto a los paneles de Silicio policristalino.

Por otro lado, los paneles solares de Silicio monocristalino son más caros y su proceso de fabricación es más lento, aparte de requerir una mayor cantidad de Silicio y una pérdida de material debido al tipo de corte. Por este motivo, este tipo de paneles requieren de una mayor inversión inicial que los paneles de Silicio policristalino, aunque a largo plazo su rentabilidad es mayor debido a su mayor rendimiento y a su mayor vida útil, con garantías en muchos casos de funcionamiento de hasta 25 años y capacidad de funcionar hasta los 50.

4.3.2.2 Módulos fotovoltaicos de Silicio policristalino.

Este tipo de células fotovoltaicas son mucho más baratas debido a que su proceso de producción requiere de menor cantidad de Silicio, tiene un proceso de producción de menor coste y tiempo y no existen pérdidas de material en el corte. Por contra respecto a las células de Silicio monocristalino, la eficiencia de las células policristalinas es menor, alcanzando actualmente valores máximos de rendimiento de alrededor de 17,5% en paneles comercializados, subiendo este valor en ensayos de laboratorio hasta el orden de alrededor del 21%. Debido a su menor rendimiento, estas requieren ocupar una mayor superficie. Además, los paneles solares policristalinos tienen una vida útil más reducida, llegando esta hasta los 10 años, pudiendo funcionar en algunos casos hasta los 25, dependiendo del modelo y las condiciones en las que está siendo utilizado.

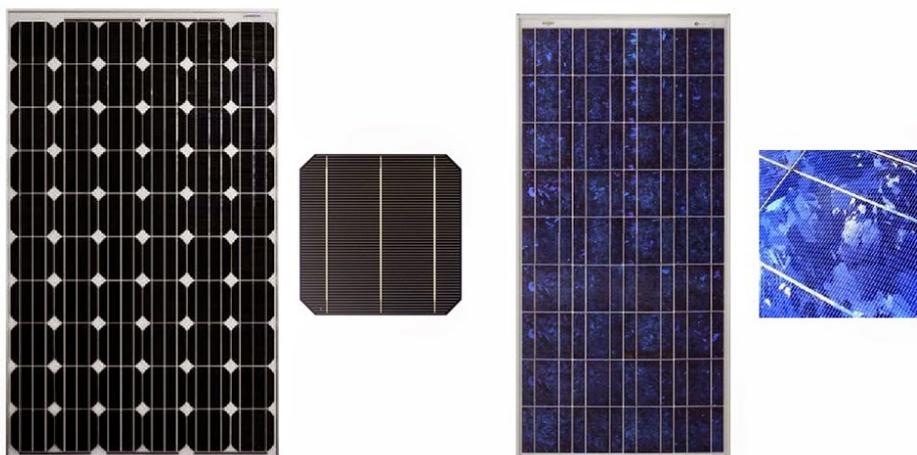


Figura 9. Panel y célula fotovoltaica de Silicio monocristalino a la izquierda y policristalino a la derecha

4.3.2.3 Selección del tipo de panel más adecuado.

En nuestro caso de estudio, como hemos explicado en el apartado 3, las demandas energéticas de nuestras instalaciones de bombeo no son muy exigentes. Además, ambas instalaciones se encuentran en una zona en la que recibirán radiación solar suficiente a lo largo del año y sobre todo en sus puntos de funcionamiento. A parte de esto, el espacio ocupado por las placas tampoco supone un problema para tener en cuenta. Por todos estos motivos, **las placas solares de Silicio policristalino son la mejor opción para nuestras instalaciones**, debido principalmente a su menor coste y a la menor inversión inicial a realizar.

4.3.3 Estructuras de soporte de los módulos solares.

Las estructuras de soporte de los módulos solares actualmente cumplen una doble función. La primera de ellas es la de ensamblar perfectamente los paneles solares dándoles rigidez estructural y un anclaje adecuado para soportar situaciones adversas de nieve o viento y, además, que sean resistentes a la corrosión y duraderas en el tiempo. Aparte de esto, una de las especificaciones más importantes que debe cumplir los soportes de los paneles solares es la de no producir sombras en los mismos. La segunda función que cumplen estos soportes es la de garantizar un mayor aprovechamiento de la radiación solar, proporcionando el ángulo óptimo al panel dependiendo de la localización de este o de la estación en la que se encuentre.

Según esta segunda función de los soportes podemos clasificarlos en dos tipos, los soportes fijos y los soportes de posición variable (Estructuras móviles y fijas en paneles fotovoltaicos).

4.3.3.1 Soportes fijos.

Los soportes fijos son estructuras en las cuales los paneles solares mantienen la misma inclinación durante todo su uso. Por esta misma razón, estos soportes deben proporcionar el ángulo óptimo a los paneles solares para aprovechar al máximo la radiación solar. Este ángulo de inclinación se deberá calcular teniendo en cuenta la localización y la demanda en cada estación, ya que el ángulo óptimo varía dependiendo de la estación del año en la que nos encontremos.

Aunque con este tipo de soporte el aprovechamiento de la radiación solar es menor, la gran ventaja que tienen es su reducido precio con respecto a los soportes de posición variable.

4.3.3.2 Soportes de posición variable.

Los soportes de posición variable son una modificación de los soportes fijos, los cuales permiten aumentar el aprovechamiento de la radiación solar modificando el ángulo de inclinación de los paneles hacia el ángulo óptimo. Estos soportes pueden ser de un eje o dos ejes.

Los **soportes de dos ejes** son automáticos e incluyen complejos sensores, motores y controladores que permiten al panel seguir la trayectoria del sol asegurando que estos se mantengan siempre perpendiculares a los rayos solares. Por este motivo, el precio de estos soportes es muy elevado, aunque permiten un aprovechamiento óptimo de la radiación solar a lo largo del día.

Los **soportes de un eje** poseen un mecanismo de seguimiento mucho más sencillo. Estos soportes permiten variar la inclinación del panel de forma manual y por lo tanto no seguirán la trayectoria del sol a lo largo del día. Por lo general, con estos soportes se suele variar la inclinación de 2 a 4 veces al año dependiendo de las estaciones, para aprovechar más la radiación solar en cada una de ellas. Son más sencillos que los soportes de dos ejes por lo que también serán mucho más baratos.

4.3.3.3 Selección de la estructura más adecuada.

En el caso de nuestras dos instalaciones los soportes que mejor se adaptan a las especificaciones son **los soportes fijos**.

La instalación de “La Zamorana” trabajará fundamentalmente en los meses de verano y los meses próximos a esta estación, por lo que una estructura de soporte fija con una inclinación óptima para esta estación y la localización de la instalación proporcionará suficiente aprovechamiento de la radiación solar, siendo además los meses de funcionamiento los que cuentan con más horas de radiación solar al cabo del año.

En el caso de la instalación de “el Pívor” esta trabaja a lo largo de todo el año, pero sus meses de mayor demanda son los meses de verano y los próximos a esta estación, siendo la demanda en los otros meses muy inferior. Por lo tanto, al igual que en la instalación de “la Zamorana”, una instalación de soporte fija será la mejor opción.

4.3.4 Variador de frecuencia o controlador.

El variador de frecuencia o controlador es el elemento encargado de controlar y regular la corriente eléctrica producida por los paneles solares para que esta sea la adecuada para el funcionamiento de la bomba. Por esta razón, se debe colocar en serie entre los paneles y la bomba (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego).

Este elemento en la instalación es de gran importancia, ya que aparte de evitar sobrecargas cuando los paneles están recibiendo mucha radiación solar, permite, además, maximizar el rendimiento de la instalación. Este dispositivo consigue obtener un seguimiento del punto de máxima potencia eficaz (Maximum Power Point Track) rápido y real que permite que aún en días nublados y con variaciones de la radiación y la temperatura, obtener la máxima potencia eficaz disponible variando la velocidad de giro de la bomba. Además, si detecta que la potencia

suministrada a la bomba es inferior a la mínima de arranque detiene la bomba y la vuelve a arrancar cuando se disponga de la potencia suficiente.

El variador de frecuencia o controlador deberá estar dimensionado de forma que sea capaz de soportar la intensidad máxima generada por el sistema. Esta corriente máxima puede ser la correspondiente a la corriente de entrada al regulador desde los paneles solares, que es la correspondiente a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico más un margen de seguridad del 25%. Pero también puede ser la correspondiente a la línea de salida, que viene dada por el consumo del motor eléctrico de la bomba, también incrementada en un 25% por motivos de seguridad. El controlador elegido debe ser capaz de soportar la mayor de las dos intensidades anteriores.

El variador de frecuencia o controlador será dimensionado en el apartado de diseño de cada instalación.

4.3.5 Elementos de protección y cableado.

4.3.5.1 Cableado.

En una instalación fotovoltaica la mayoría de sus elementos quedan permanentemente al aire libre, por lo que los materiales de los que están compuestos tendrán que estar diseñados para soportar las condiciones climáticas más adversas dependiendo de su localización, como pueden ser temperaturas extremas, humedad, corrosión, exposición prolongada a radiación solar... En el caso del cableado, estos no son una excepción y deben ser de calidad para aportar fiabilidad y larga duración a la instalación.

En nuestro caso, trabajaremos siempre en baja tensión debido al tamaño y al propósito de la instalación, y el cable recomendado para este tipo de instalaciones es el tipo PV ZZ-F, diseñado específicamente para soportar las condiciones más exigentes entre los paneles y la red de baja tensión en corriente continua. Se trata de cables unipolares con doble aislamiento capaces de transportar en continua hasta 1,8 kV, ofreciendo, además, gran resistencia térmica y climática, gran flexibilidad y larga vida útil (Cables para instalaciones fotovoltaicas).

4.3.5.2 Elementos de protección.

La función principal de las protecciones en cualquier instalación eléctrica es la de proteger tanto la instalación como a las personas. Estos dispositivos deberán proporcionar protección frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones. Los elementos más adecuados para proporcionar esta protección son los fusibles y los interruptores automáticos, calibrados y dimensionados siempre correctamente a las características de cada instalación. Además de los anteriores elementos mencionados, también es común el uso de descargadores de sobretensiones para la protección frente a sobretensiones, que normalmente tienen su origen en descargas atmosféricas (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego).

5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN “LA ZAMORANA”

5.1 DESCRIPCIÓN Y DEMANDA DE LA BOMBA.

5.1.1 Punto de funcionamiento y especificaciones de la bomba.

La instalación de “La Zamorana” actualmente tiene un punto de funcionamiento con las siguientes características:

- Se trata de una instalación de riego por goteo en los que los valores normales de presión con los que se suele trabajar son de 2 kgf/cm², que es equivalente a 20 mca.
- Se estiman las pérdidas de carga con la siguiente ecuación:

$$h_f = \frac{8fLQ^2}{g\pi D^5}$$

Ecuación 1. Pérdidas de carga

Debido a que se considera suficiente por motivos de experiencia la presión normal de trabajo en riego por goteo de 2 kgf/cm² para vencer las pérdidas de carga en las gomas del riego por goteo, solo será necesario calcular las pérdidas de carga en el tramo que va desde la bomba a la superficie.

Esta tubería cuenta con las siguientes dimensiones:

Material	Diámetro Nominal (mm)	Diámetro interior (mm)	Espesor (mm)	Longitud (m)
PVC	63,5	53,5	5	96,5

Tabla 1. Dimensiones de la tubería desde la bomba hasta la superficie

Por tanto, las pérdidas de carga en esta tubería, con las características indicadas y con el caudal mostrado más adelante serán:

$$h_f = 15,28 \text{ mca}$$

Tomando un valor aproximado de $f=0,012$.

Por tanto, el punto de funcionamiento será:

Altura del nivel dinámico del pozo (m)	Caudal (m ³ /h)	Pérdidas de carga (m)	Altura manométrica total requerida (m)
75	17	15,28	110,28

Tabla 2. Punto de funcionamiento de la bomba en “La Zamorana”

La altura manométrica total será la suma de la altura del nivel dinámico del pozo (H_g), las pérdidas de carga en la tubería (H_p) y la presión de trabajo necesaria (H_0).

$$H_T = H_g + H_p + H_0$$

Ecuación 2. Altura manométrica total

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Para este punto de funcionamiento, actualmente la instalación de “La Zamorana” cuenta con una bomba sumergible de 7,5 kW modelo S6S-18/12 cuyas especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante son las siguientes:

Fabricante	C.R.I Pumps
Modelo	S6S-18/12
Caudal nominal	18 m ³ /h
Caudal máximo	24 m ³ /h
Altura nominal de impulsión	108 m
Rendimiento máximo	70%
Potencia nominal	7,5 kW

Tabla 3. Ficha técnica bomba S6S-18/12. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps)

Además, las curvas características de la bomba son:

Q (l/s)	Q (m ³ /h)	H (mca)	Rendimiento(%)
1,66	6	135,5	38
2,22	8	133	48
2,78	10	130	55
3,33	12	126	62
3,89	14	122	66,5
4,44	16	116	69
5	18	108	69,5
5,56	20	97	67
6,11	22	84	62
6,67	24	70	53

Tabla 4. Curvas características bomba S6S-18/12. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps)

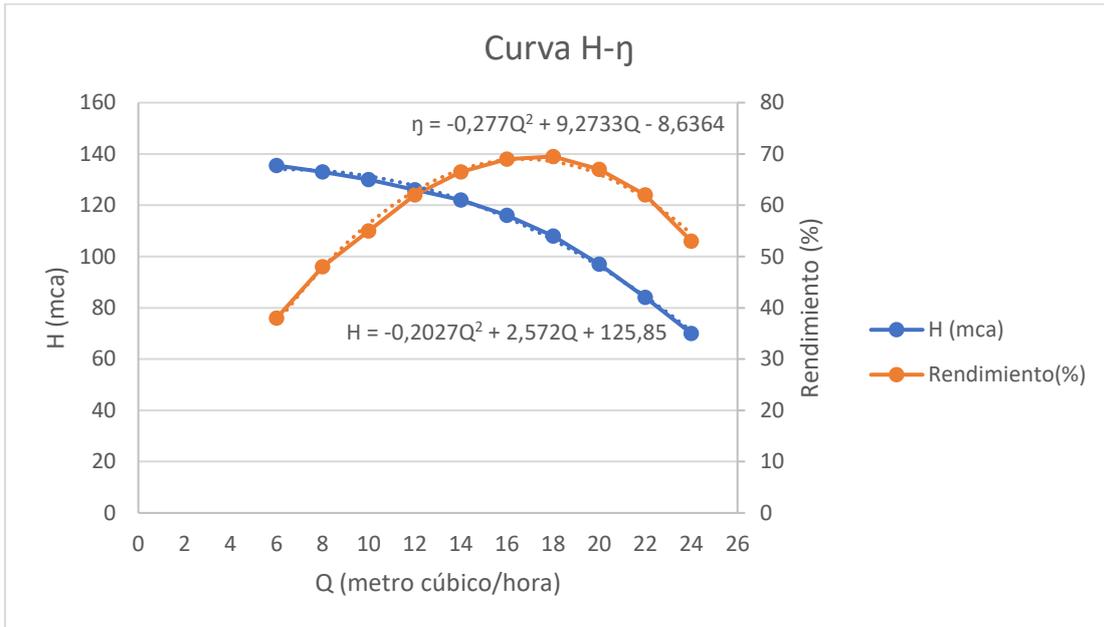


Figura 10. Curvas características bomba S6S-18/12. Fuente: Propia

El punto de funcionamiento en el que trabajará la bomba será, por tanto:

Sabemos que el caudal normal con el que trabaja la bomba es de $17 \text{ m}^3/\text{h}$, y a partir de una aproximación polinomial de segundo grado a la ecuación característica de la curva Q-H obtenemos:

$$H = -0,2027Q^2 + 2,572Q + 125,85 \quad (Q = \text{m}^3/\text{h})$$

Ecuación 3. Ecuación de la curva Q-H de la bomba S6S-18/12

Sustituyendo el valor del caudal obtenemos el valor de la altura proporcionada por la bomba para ese mismo caudal:

$$H = -0,2027 \cdot 17^2 + 2,572 \cdot 17 + 125,85 = 111 \text{ mca}$$

Podemos observar que la altura proporcionada por la bomba para un caudal de $17 \text{ m}^3/\text{h}$ es superior al mínimo requerido anteriormente calculado.

5.1.2 Demanda energética de la bomba.

La bomba S6S-18/12 tiene una potencia nominal de $7,5 \text{ kW}$ y su uso normal al cabo del día es de unas 9 horas.

La potencia requerida por la bomba en el punto de funcionamiento de la instalación se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} \approx 7,35 \text{ kW (unidades en S.I.)}$$

Ecuación 4. Potencia de la bomba

Por tanto, al cabo del día demandará:

$$7,35 \cdot 8 = 58,8 \text{ kWh}$$

Esta bomba trabaja solo en los meses de mayo, junio, julio y agosto, por lo tanto, su consumo anual será:

$$7,35 \cdot 8 \cdot 123 = 7232,4 \text{ kWh}$$

5.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA MÁS ADECUADA

5.2.1 Irradiación solar

Para la obtención de los datos de la cantidad de radiación solar que tenemos en nuestra instalación a lo largo del año utilizaremos la plataforma europea Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS, 2019).

Debido a que el caudal se mantendrá constante a lo largo de los meses de funcionamiento de la instalación, utilizaremos el criterio de mes más desfavorable para dimensionar nuestra instalación fotovoltaica, ya que, si cumple los objetivos en el mes más desfavorable en cuanto a radiación, cumplirá en los demás meses. Además, veremos los datos de radiación para estos meses variando el ángulo de inclinación de los paneles solares para obtener así el ángulo óptimo para nuestro caso de estudio.

Los datos geográficos de nuestra instalación son:

-Latitud: 39° 41' N

-Longitud: 2° 38' W

-Altitud: 725 m

Para la obtención de los datos de PVGIS utilizaremos la base de datos PVGIS-ERA5, ya que es la más restrictiva de las que ofrece la plataforma. Además, los datos utilizados serán de los cuatro años más próximos proporcionados, que son 2013, 2014, 2015 y 2016. A parte de esto, los meses en los que trabajará la instalación serán mayo, junio, julio y agosto.

Una aproximación para el cálculo del ángulo óptimo sería:

$$\text{Inclinación óptima (fija todo el año)} = 3,1 + \text{LATITUD} \cdot 0,76$$

Ecuación 5. Inclinación Óptima. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

$$\text{Inclinación óptima (fija todo el año)} = 3,1 + 39,41 \cdot 0,76 = 33,05^\circ$$

Una aproximación para la inclinación óptima en los meses de verano sería:

$$\text{Inclinación óptima verano} = \text{Inclinación óptima} - 20^\circ = 33,05 - 20 = 13,05^\circ$$

Ecuación 6. Aproximación de la inclinación óptima en los meses de verano

La irradiancia recibida en esos meses y para distintas inclinaciones por tanto será:

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

	IRRADIANCIA RECIBIDA ($kWh/m^2 \cdot mes$)											
Año	2013						2014					
Inclinación (°)	5	10	12	13	14	20	5	10	12	13	14	20
Mayo	205.79	206.7	206.78	206.75	206.68	205.57	228.89	230.29	230.51	230.54	230.54	229.57
Junio	227.49	226.85	226.23	225.83	225.39	222.04	230.44	229.95	229.37	229.01	228.59	225.33
Julio	244.33	244.69	244.51	244.35	244.14	241.63	244.16	244.54	244.36	244.2	244.0	241.47
Agosto	212.28	215.81	216.86	217.31	217.7	218.99	227.11	231.16	232.39	232.92	233.39	235.05

Tabla 5. Irradiancia recibida en los años 2013-2014. Fuente: (PVGIS, 2019)

	IRRADIANCIA RECIBIDA ($kWh/m^2 \cdot mes$)											
Año	2015						2016					
Inclinación (°)	5	10	12	13	14	20	5	10	12	13	14	20
Mayo	233.29	234.57	234.72	234.72	234.69	233.5	206.39	207.36	207.45	207.42	207.35	206.23
Junio	225.54	224.94	224.33	223.95	223.51	220.23	242.24	241.67	241.04	240.64	240.18	236.63
Julio	244.27	244.69	244.53	244.38	244.19	241.75	239.93	240.32	240.15	239.99	239.79	237.36
Agosto	209.25	212.96	214.09	214.58	215.02	216.61	223.68	227.73	228.96	229.49	229.97	231.67

Tabla 6. Irradiancia recibida en los años 2015-2016. Fuente: (PVGIS, 2019)

Como podemos observar, generalmente los valores menores de irradiancia recibida se suelen dar en el mes de mayo o agosto, siendo los de mayo menores, por lo tanto, se considerará el mes de mayo como el más desfavorable. Además, podemos observar que la aproximación de 13° de inclinación óptima para estos meses es correcta. Por tanto, se tomarán los datos del mes de mayo y 13° de inclinación para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

Ahora, dividiendo los valores de energía obtenidos entre el número de días del mes y 1000 W/m², se obtendrá las Horas Solar Pico (HSP).

	Irradiancia en HSP (h/día)				
Año	2013	2014	2015	2016	Horas de sol / día
Mayo	6,67	7,44	7,57	6,69	14,3
Junio	7,53	7,63	7,47	8,02	15
Julio	7,88	7,88	7,88	7,74	14,5
Agosto	7,01	7,51	6,92	7,40	13,7

Tabla 7. Irradiancia en HSP

Utilizaremos los datos del 2013, al haber sido este el año más desfavorable.

5.2.2 Elección de las placas solares.

El siguiente paso por realizar en nuestra instalación es la elección de los paneles solares a utilizar. Después de consultar la página Autosolar (Autosolar), tienda especializada en todos los componentes de energías renovables, con gran variedad de marcas y productos, se decide que uno de los paneles que se puede adaptar bien a las especificaciones de nuestra instalación es el siguiente:

Marca	ERA
Modelo	ESPMC-340
Potencia nominal	340 W
Número de células	72
Tipo de célula	Policristalino
Dimensiones (mm)	1956 x 992 x 40
Tensión de trabajo	24 V
Tensión Máxima Potencia	38,5 V
Eficiencia del módulo	17,5%
Precio por panel	149,30€
Garantía de rendimiento a 10 años	90%
Garantía de rendimiento a 25 años	80%

Tabla 8. Ficha técnica del panel solar. Fuente: (Autosolar)

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Como se comentó anteriormente, el tipo de panel que mejor se adapta a nuestra instalación es el de silicio policristalino. Se elige este panel principalmente debido a su alta eficiencia y bajo coste para la potencia proporcionada. Además, proporciona una garantía de rendimiento superior al 90% a los 10 años de funcionamiento, y superior al 80% a los 25 años.

5.2.3 Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica.

Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se utilizará el programa HOMER (HOMER Energy), compañía líder mundial en software de generación distribuida y modelado de micro redes, optimización del diseño y la viabilidad.

Como en nuestro caso se trata de una instalación solar fotovoltaica aislada de red, los componentes que forman la instalación para el programa son: la carga, los paneles solares, y un inversor.

5.2.3.1 Recurso solar.

Introduciéndole los datos de radiación solar a lo largo de año obtenidos de PVGIS con las coordenadas de nuestra instalación:

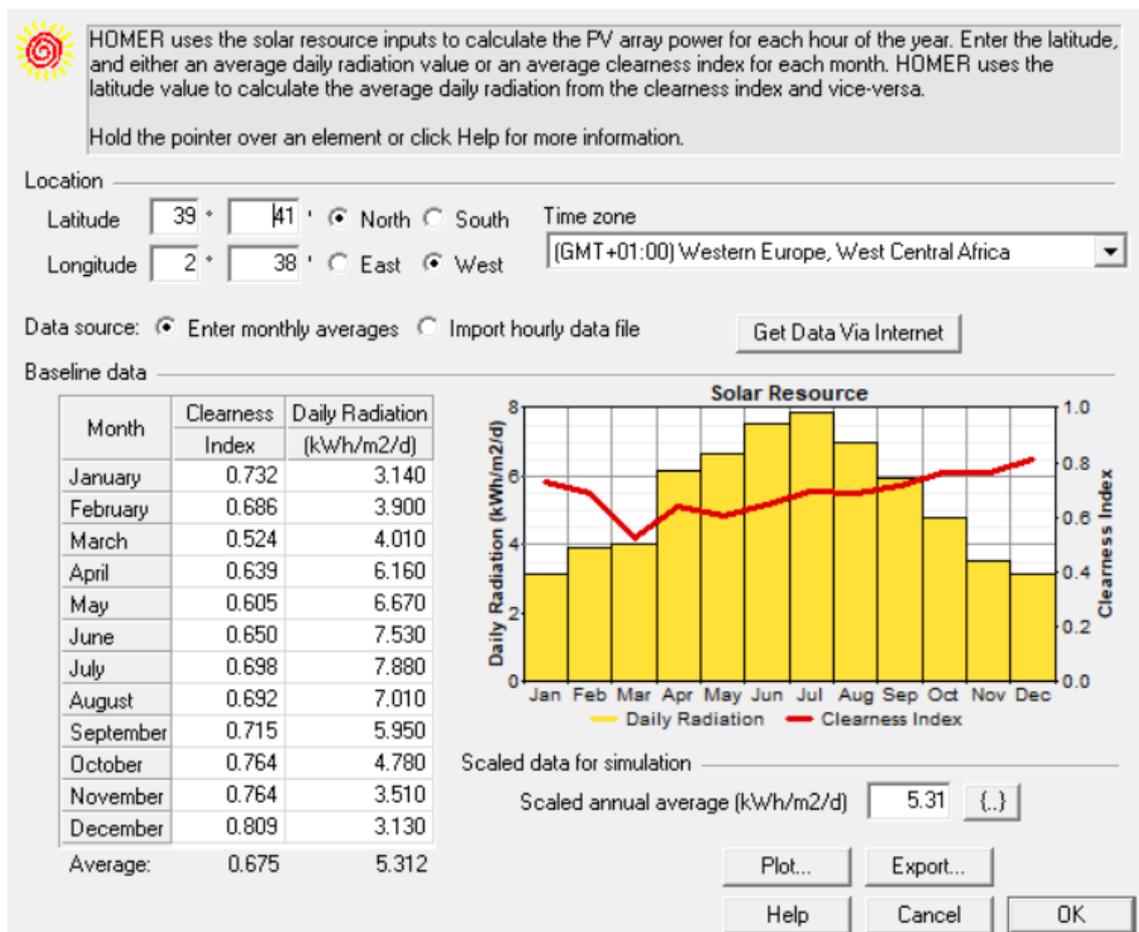


Figura 11. Captura Solar Resource. Fuente: HOMER

5.2.3.2 Carga.

Introduciendo los valores de la carga, en nuestro caso, la demanda de la bomba S6S-18/12, para la cual HOMER nos ofrece un tipo de carga llamada "Deferrable load". Este tipo de cargas tienen la característica de que no hay que especificar las horas en las que se demanda la energía, caso muy práctico y que se adapta al bombeo de agua:

Deferrable load is electric demand that must be served within some time period, but the exact timing is not important. Water pumping, battery charging, and ice making can be modeled as deferrable loads.

Enter 12 monthly values of average deferrable load, the storage capacity, and peak load. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label: Load type: AC DC

Baseline data

Month	Average Load (kWh/d)
January	0.000
February	0.000
March	0.000
April	0.000
May	58.800
June	58.800
July	58.800
August	58.800
September	0.000
October	0.000
November	0.000
December	0.000
Annual average:	19.60

Monthly Deferrable Load

Scaled data for simulation

Scaled annual average (kWh/d) (.)

Other inputs

Storage capacity (kWh) (.)

Peak load (kW) (.)

Minimum load ratio (%) (.)

Buttons: Help, Cancel, OK

Figura 12. Captura de la carga de "la Zamorana". Fuente: HOMER

En nuestro caso se puede observar que se trata de una demanda constante a lo largo del día y del mes de 58,8 kWh, ya que, se pretende obtener un caudal constante. Además, esta demanda se producirá todos los días durante los meses de mayo, junio, julio y agosto, siendo nula el resto del año.

Debido a que este tipo de carga en este programa está diseñado para el bombeo de agua a un depósito y nuestra instalación es de riego directo, se considera un depósito ficticio con capacidad energética de 5 días (294 kWh), que, debido a la baja demanda hídrica del cultivo, se considera que son los días que puede estar sin riego.

Además, tiene la opción de introducir a partir de potencia empieza a funcionar la bomba, lo cual lo calculamos con las [ecuaciones 3 y 4](#) y el caudal para el cual la bomba empieza a funcionar, obtenido de su ficha técnica, que es de 7 m³/h. Para este caudal la bomba requiere una potencia de 5,94 kW, dividiendo este valor por el valor nominal de potencia de la bomba obtenemos el valor del ratio mínimo de carga de 79,2%.

5.2.3.3 Paneles solares.

El siguiente paso que seguir, es introducir las características solicitadas por el programa de los paneles solares:

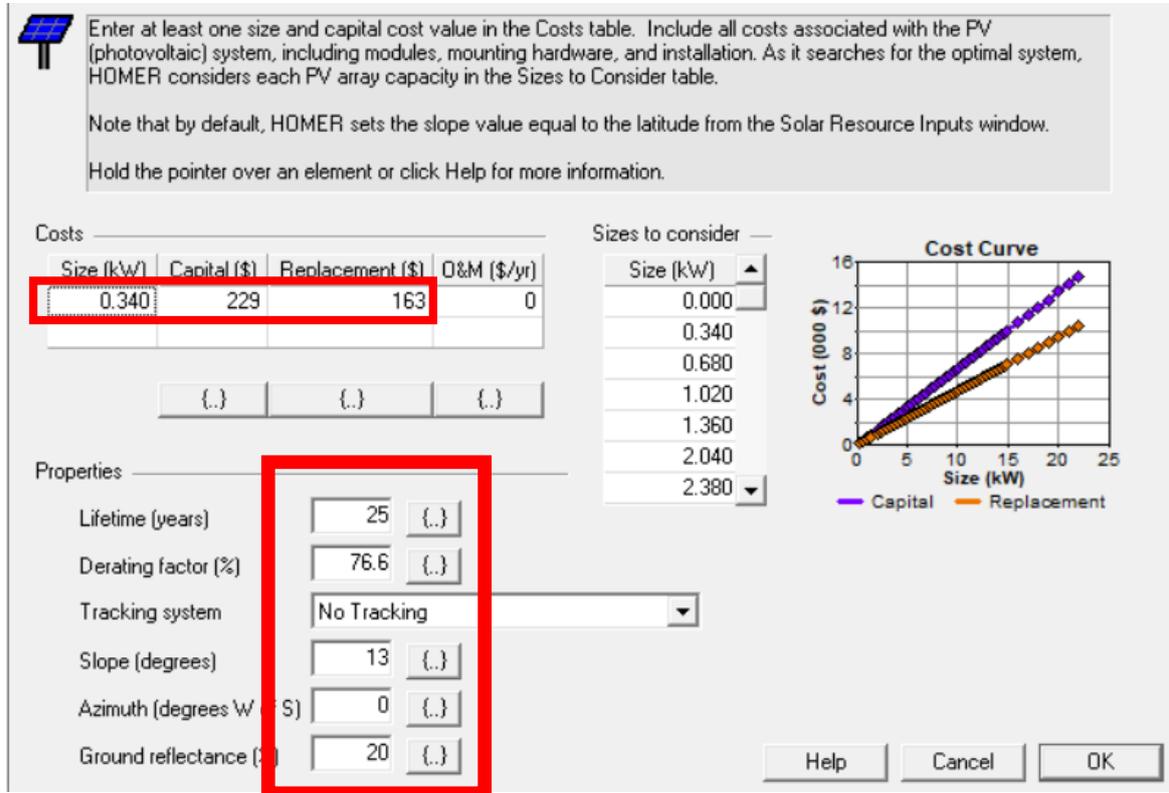


Figura 13. Captura de los paneles solares. Fuente: HOMER

Estas características solicitadas son: la potencia nominal del panel y su precio, su ángulo de inclinación y azimut, su sistema de soporte y seguimiento solar, y un factor de reducción o pérdidas de rendimiento por temperatura, suciedad, perdidas eléctricas y demás. El cálculo de este factor será la suma de las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas por dispersión de potencia en los módulos:** en la ficha técnica de los módulos podemos ver que la tolerancia de potencia es de 0→3%, por tanto, estas pérdidas se pueden estimar como 3%.
- **Pérdidas por incremento de temperatura en las células fotovoltaicas,** que se pueden estimar mediante la siguiente expresión:

$$P_T = K_T \cdot (T_C - 25)$$

Ecuación 7. Pérdidas por incremento de la temperatura en las células fotovoltaicas. Fuente: (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego)

Donde $K_T = 0,0038^{\circ}\text{C}^{-1}$ según la ficha técnica de los módulos y T_C es la temperatura media mensual a la que trabajan los paneles que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_C = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20) \cdot E}{800} = 52,625^{\circ}\text{C}$$

Ecuación 8. Temperatura media mensual a la que trabajan los paneles solares. Fuente: (Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego)

T_{amb} es la temperatura ambiente media mensual del lugar, en este caso hemos cogido la del mes de julio al ser la más exigente. T_{onc} es la temperatura de operación nominal de la célula en condiciones estándar. E es la radiación media de un día soleado del lugar en el mes elegido.

Por lo tanto, las pérdidas por incremento de la temperatura serán:

$$P_T = K_T \cdot (T_C - 25) \approx 0,10 = 10\%$$

- **Pérdidas debidas a la suciedad**, que se pueden estimar en un 3%.
- **Pérdidas por sombras**, que se pueden estimar en torno a un 2%.
- **Pérdidas por degradación de los módulos por su exposición al sol**, que usualmente son de 1%.
- **Pérdidas eléctricas** estimadas en torno a 1,5%.
- **Pérdidas por reflectancia** que fueron estimadas por la Universidad de Ginebra en torno a un 2,9%.

Por tanto, finalmente el factor de reducción será:

$$FR = 100\% - 3\% - 10\% - 3\% - 2\% - 1\% - 1,5\% - 2,9\% = 76,6\%$$

Ecuación 9. Factor de reducción

5.2.3.4 Inversor.

El último elemento que queda por especificar en HOMER es el inversor. Para este caso, debido a que HOMER no tiene la opción de meter más de un inversor conectando los paneles en diferentes "strings", se supondrá uno cuya potencia sea superior a la potencia pico máxima de la carga para que el programa pueda calcular los paneles necesarios para la instalación más óptima, pero el dimensionado del inversor se realizará más tarde a mano y se introducirá el equivalente en precio, eficiencia y vida útil al programa, siendo el resultado de la siguiente iteración la solución óptima.

Como la mayor potencia pico demandada por la bomba puede ser de 7,5 kW se busca uno de mayor potencia nominal y se introducen sus valores en HOMER. El inversor elegido es el SOFAR 7.5KTLM-G2 (Rebasas-Inversores de red para autoconsumo 7,5KTLM-G2).

Con este inversor la solución óptima obtenida del programa es la siguiente:

	PV (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)
	13.60	8.3	\$ 6,795	\$ 7,079	0.094

Figura 14. Solución de la primera iteración en "la Zamorana". Fuente: HOMER

Pero esta solución solo es válida para saber la potencia a instalar en paneles fotovoltaicos, ya que, el inversor elegido no es válido para la instalación. Con el valor de potencia obtenido y los datos del panel solar obtenidos de su ficha técnica, sí que podríamos calcular el inversor necesario para la instalación. Su dimensionamiento es el siguiente:

$$\frac{\text{Potencia Total}}{\text{Potencia del panel}} = 40 \text{ paneles}$$

Ecuación 10. Paneles necesarios en l instalación de la Zamorana

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Como son necesarios 40 paneles solares se decide hacer 4 strings de 10 paneles cada uno.

El voltaje máximo que puede ser obtenido en cada string por tanto será:

$$V_{OC} \cdot N_{paneles} = 464V$$

Ecuación 11. Voltaje máximo para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

La potencia máxima en cada string será:

$$P_{panel} \cdot N_{paneles} = 3400 W$$

Ecuación 12. Potencia máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

Y, por último, la intensidad máxima por cada string será:

$$I_{SC} \cdot 1,15 = 10,87 A$$

Ecuación 13. Intensidad máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

Ya que en cada string los paneles solares se conectarán en serie, la intensidad por tanto será la misma. Se toma un sobredimensionamiento del 15% por motivos de seguridad y protección del inversor.

Para estas características el inversor elegido es el SOFAR 6KTLM-G2. El principal motivo para la elección de este inversor es su capacidad de actuar al mismo tiempo como inversor y controlador MPPT, aumentando con ello el rendimiento de la instalación. Además, este inversor cuenta con dos entradas independientes, por lo tanto, se reduce el número de inversores necesarios. Con todo ello, se consigue una instalación con menos elementos, con mayor rendimiento y menor coste que con otro tipo de inversores. Sus principales características técnicas son:

Marca y modelo	SOFAR 6KTLM-G2
Máxima potencia por entrada MPPT	3500 W
Rango de voltaje MPPT	90 V-580 V
Intensidad por entrada MPPT máxima	11 A
Potencia nominal de salida AC	6000 VA
Eficiencia	97,5%
Vida útil	10-15 años
Precio	792€

Tabla 9. Características del inversor SOFAR 6KTLM-G2. Fuente: (Rebacas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2)

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Podemos observar que cumple las especificaciones ya que:

Potencia: 3400W < 3500W

Intensidad: 10,87A < 11A

Voltaje: 90V < 464V < 580V

Por tanto, se necesitarán dos inversores SOFAR 6KTLM-G2, ya que tenemos 4 strings y 4 entradas MPPT independientes, dos por inversor.

Estos inversores se introducirían en HOMER como se muestra a continuación:

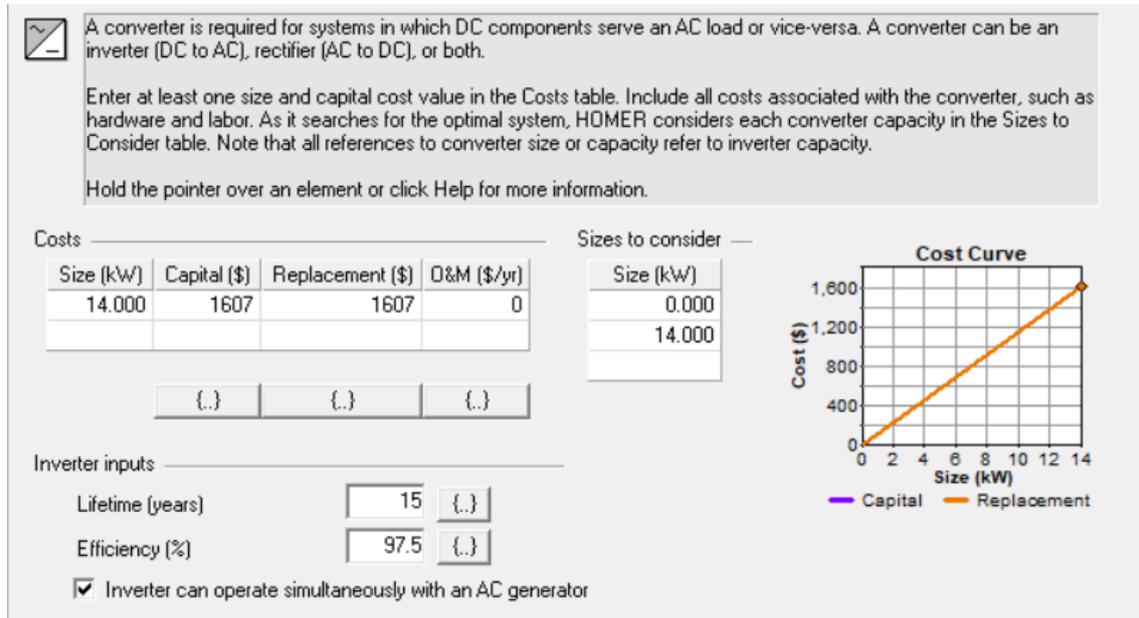


Figura 15. Captura primera iteración inversor de la instalación de "la Zamorana". Fuente: HOMER

Donde se introducen los dos inversores como un solo inversor equivalente en precio y potencia, para que la solución sea válida y con las mismas características a la solución real. Además, se ha añadido el precio de la mano de obra necesario para la instalación de ambos inversores en la instalación.

Otros valores necesarios serían la vida útil del inversor y su eficiencia para que quede correctamente configurado en la solución final.

5.2.3.5 Solución Óptima

Introduciendo el inversor equivalente en HOMER en potencia, precio, años de vida útil y eficiencia a los dos calculados anteriormente, obtendríamos por tanto la solución óptima:

	PV (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)
	13.60	14	\$ 10,767	\$ 11,313	0.150

Figura 16. Solución óptima para la instalación de "la Zamorana". Fuente: HOMER

En las siguientes gráficas podemos ver en amarillo la potencia suministrada por la instalación solar fotovoltaica, en azul la potencia consumida por la bomba, y en la gráfica de la derecha

podemos observar en rojo la curva de la demanda de la bomba a lo largo del día. Se tendrá en cuenta que la bomba funcionará todas las horas posibles, aunque estén sean mayores que las de la demanda, ya que funcionará mientras haya suficiente radiación solar.

- Esta instalación en un día completamente soleado tendría la siguiente solución:

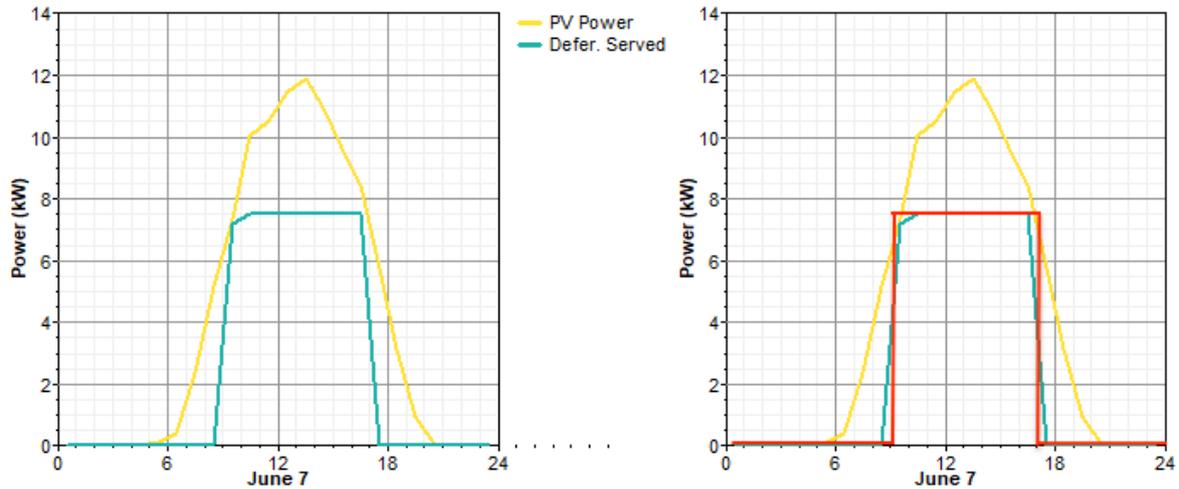


Figura 17. Solución para un día soleado en la instalación de "la Zamorana"

Observamos que en un día completamente soleado la instalación solar es capaz de suministrar suficiente potencia para que la bomba bombee al caudal deseado durante ocho horas de manera constante, ya que, como podemos ver, la curva de potencia consumida por la bomba se adapta bastante bien a la curva de demanda, cumpliendo por tanto las especificaciones de diseño a la perfección.

Por tanto, con la instalación fotovoltaica diseñada, en un día completamente soleado se regaría durante ocho u ocho horas y media con un caudal de 17 m³/h de manera constante y sin ningún problema.

- Pero la solución obtenida para un día con nubes es la siguiente:

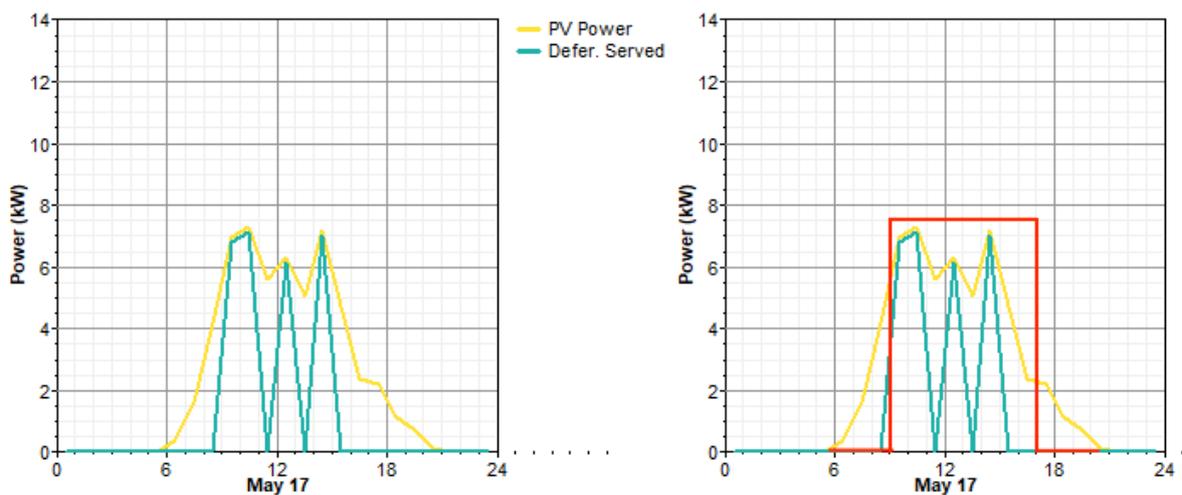


Figura 18. Solución para un día con nubes en la instalación de "la Zamorana"

Para un día con nubes bastante desfavorable, ya que es el mes más desfavorable de los 4 meses de funcionamiento y con bastantes nubes, podemos observar que la potencia suministrada por la instalación solar es mucho menor.

Para días como este se consigue regar durante cuatro o cinco horas, pero no al caudal deseado salvo alguna hora, ya que, la potencia suministrada es suficiente para el funcionamiento de la bomba, pero es insuficiente para su funcionamiento en el punto de trabajo deseado, como se puede ver en la comparación con la curva de la demanda. Para una potencia suministrada de 6,6 kW se obtiene un caudal de 12 m³/h y para una potencia de 7 kW se obtiene un caudal de 14 m³/h, según las [ecuaciones 3 y 4](#).

Los días con nubes pueden variar mucho, pero en días similares al elegido en la Figura 16 conseguiríamos regar alrededor de unas cuatro horas a un caudal inferior al deseado y de manera intermitente. Aunque no se consigan cumplir las especificaciones de diseño en días así, se consigue regar un cierto número de horas y a un caudal razonable, ya que, en estos meses, este tipo de días en la zona en la que se encuentra la instalación no suelen ser los días predominantes.

Además, como podemos ver, en ocasiones, aun habiendo una radiación relativamente alta, existen picos en los que la bomba no funciona, y esto es debido a que la instalación no genera la potencia mínima de arranque de la bomba, y es por eso, por lo que, aun habiendo radiación solar, la bomba no funciona.

A parte de esto, puede haber días con más y menos nubes, en los que se consiga suministrar más y menos potencia, con lo que, las horas que se consigue regar y el caudal obtenido pueden variar considerablemente en este tipo de días, pudiendo haber días que se consigan seis horas y otros que se consigan dos horas solamente, consiguiendo en algunos casos el caudal deseado o uno menor en otros.

- Y, por último, para días completamente nublados obtendríamos la siguiente solución:

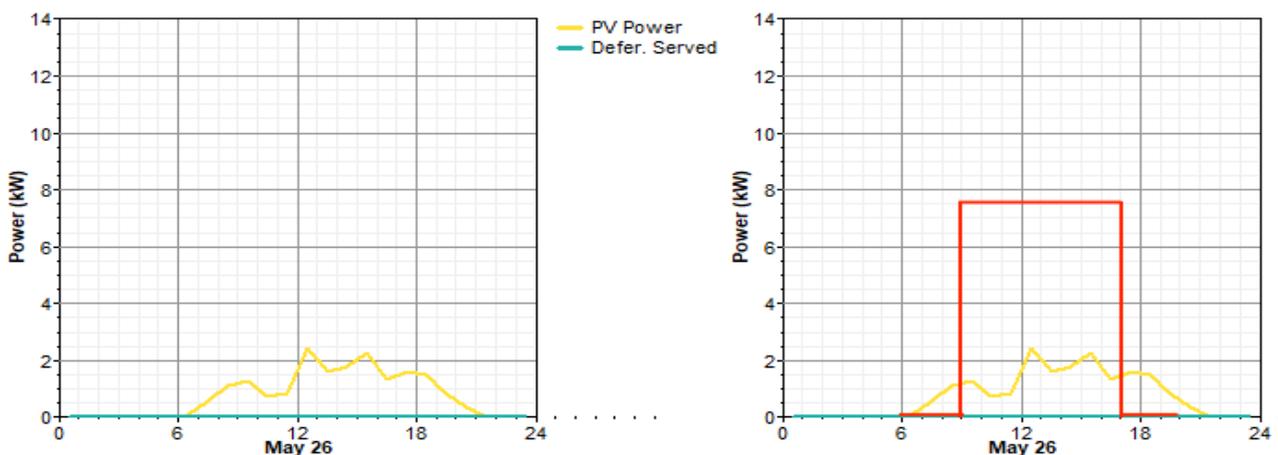


Figura 19. Solución para un día completamente nublado en la instalación de "la Zamorana"

Como podemos observar, en días completamente nublados no hay suficiente radiación solar para suministrar la potencia mínima de trabajo de la bomba en cualquier momento del día, por lo tanto, no se regará en ningún momento ya que no se dispone de un sistema de almacenamiento como las baterías, o un sistema de apoyo. Aunque esto no es problema ya que,

en los meses de funcionamiento de la instalación, estos días completamente nublados son minoritarios.

Observando ahora la solución completa del mes de mayo en la figura 18, qué, aun siendo este mes el más desfavorable, se consigue regar durante alrededor de ocho horas obteniendo el caudal deseado se consigue alrededor del 60% de los días del mes, y alrededor de cinco horas al mismo caudal en alrededor del 75% de los días.

Además, los días en los que no se consigue suministrar suficiente potencia para regar ninguna hora a lo largo del día son solo tres en todo el mes, y en ningún caso consecutivos, por lo que, en ningún momento, la instalación está más de dos días completos sin regar. En este caso, el peor momento serían los días 26 y 27 en los que riega alrededor de tres horas entre los dos días.

El resto de los días, que son alrededor del 15% de los días del mes, serían días con nubes en los que las horas de riego irían variando entre dos y seis horas por días, suministrando diferente potencia y, por tanto, obteniendo diferentes caudales, pero siendo capaces de suministrar agua al cultivo.

Observando ahora los meses de julio y agosto (figuras 21 y 22), vemos que los días predominantes son los días completamente soleados, habiendo solo un par de días entre los dos meses en los que no se llega a regar ningún día. Ambos meses son bastantes parecidos y obtienen resultados bastantes mejores que el mes de mayo, ya que en ambos se consigue regar alrededor de 8 horas en el 75% de los días y alrededor de 5 horas sobre el 18% de los días, habiendo algún día que solamente se riega un par de horas al cabo del día.

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

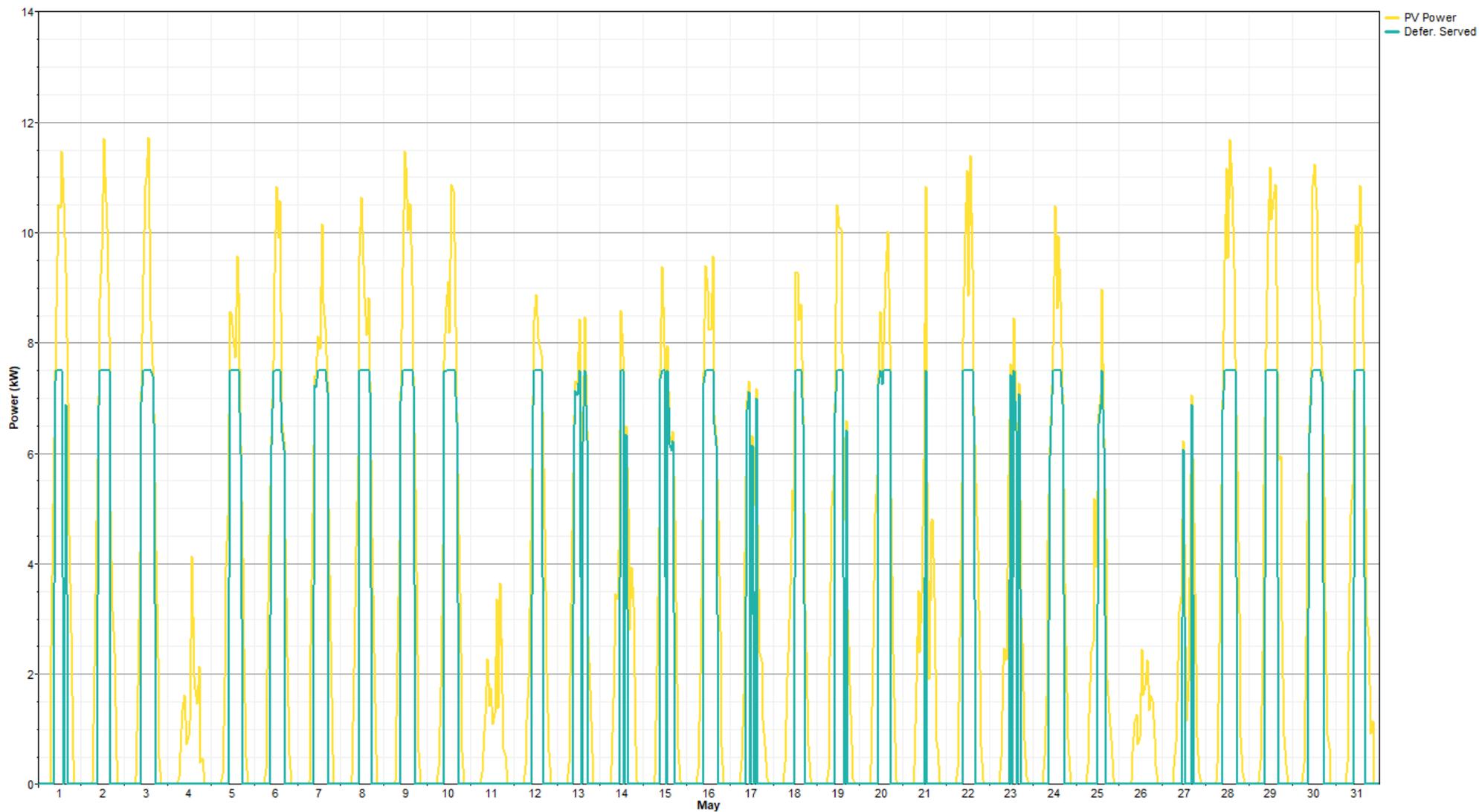


Figura 20. Solución para el mes de mayo en "la Zamorana"

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)



Figura 21. Solución para el mes de julio en "la Zamorana"

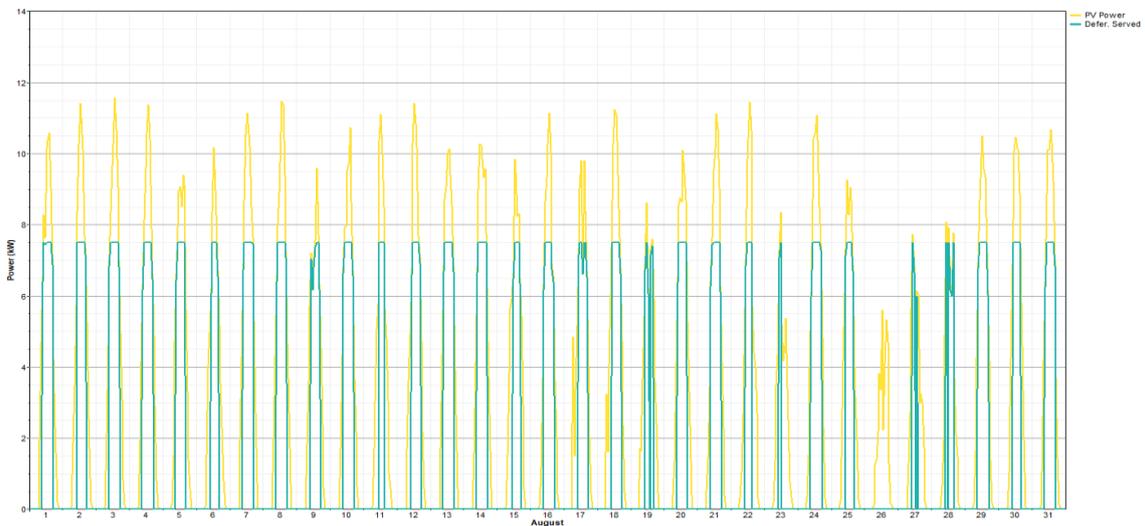


Figura 22. Solución para el mes de agosto en "la Zamorana"

En conclusión, como podemos ver, en los meses de julio y agosto (que son los meses más cercanos a la cosecha y por tanto es más necesario el riego que en mayo), al ser meses con mayor número de horas solares pico y meses con mayor radiación solar, se consigue un mayor número de días en los que se riega 8 horas o más y de manera más constante, aumentando considerablemente las horas de riego al cabo del mes con respecto a mayo.

5.3 ESTUDIO ECONÓMICO

En la instalación de “La Zamorana” actualmente se está utilizando un grupo electrógeno diésel para el suministro energético de la bomba para el riego. Este grupo, tiene un consumo de alrededor de 5 l/h de gasóleo B, más conocido como gasoil rojo o gasoil agrícola. Por tanto, como en nuestro caso de estudio se quiere regar durante 8 horas diarias durante los meses de mayo, junio, julio y agosto serían necesarios alrededor de 4920 litros de combustible.

Para equiparar, las horas de funcionamiento de la instalación fotovoltaica con las del grupo electrógeno, estas horas deben ser reducidas en alrededor del 70-75% de su valor, ya que el grupo trabajará siempre las 8 horas diarias, mientras que, como ya hemos visto, la instalación fotovoltaica, no podrá suministrar continuamente energía para hacer funcionar la bomba durante 8 horas diarias. Con la reducción del 30% de las horas para que sea equiparable, el grupo electrógeno consume 3444 litros de combustible durante los 4 meses de funcionamiento.

Teniendo en cuenta que en instalaciones tan pequeñas el coste de mantenimiento es despreciable, y que actualmente nos encontramos con precios de combustibles muy bajos, tendríamos:

Consumo	5 l/h
Consumo de combustible en los meses de funcionamiento	3444 litros
Precio del combustible	0,54 €/l
Gasto total	1859,76 €
Inversión total	21.057,19 €

Tabla 10. Resumen parámetros estudio económico "La Zamorana"

Por lo tanto, el periodo de retorno de nuestra inversión sería:

$$\frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro}} = \frac{21057,19}{1859,76} = 11,32 \text{ años}$$

Por tanto, obtendríamos el dinero invertido en 11,32 años siempre y cuando no haya que realizar ninguna reparación o sustitución de algún elemento de la instalación, en tal caso sería algo mayor.

En el caso de que como ya hemos mencionado anteriormente, nos subvencionen el 40% de nuestra instalación, nuestro periodo de retorno sería:

$$\frac{\text{Inversión} \cdot 0,6}{\text{Ahorro}} = \frac{21057,19 \cdot 0,6}{1859,76} = 6,793 \text{ años}$$

En este caso el periodo de retorno sería mucho menor, ya que al estar subvencionado el 40% de la inversión, esta se reduce en gran cantidad.

En ambos casos hay que tener en cuenta que lo más probable es que el precio del combustible suba entre un 50-80% en los próximos años, por lo que, en realidad, el periodo de retorno sería menor, ya que con ello se aumentará el ahorro que obtenemos.

5.4 CONCLUSIONES

En conclusión, vemos que la solución proporcionada es válida, ya que en el mes más desfavorable cumple las especificaciones de diseño. En los meses posteriores al tener mayor radiación y más horas solares pico, se conseguirá un mayor número de horas de riego. Como en los meses en los que funciona la instalación (mayo, junio, julio y agosto) mayoritariamente los días son completamente soleados, se conseguirá, como se ha podido ver con el mes de mayo en la *Figura 18*, que en la mayoría de los días se conseguirá regar una gran cantidad de horas al caudal deseado, y si no a un caudal menor pero lo suficientemente grande. Además, la instalación no está sin regar más de dos días completos. Por todo ello, y debido a las especificaciones hídricas del cultivo anteriormente mencionadas, la instalación diseñada es más que suficiente para cumplir los requisitos impuestos sin necesidad de la utilización de un sistema de almacenamiento por baterías o un sistema de apoyo, que era lo que se buscaba, además de lograr la total autonomía energéticamente hablando de la instalación.

Otro factor para tener en cuenta es la cantidad de energía desperdiciada, ya que en la mayoría de los meses del año la instalación solar no tiene carga y por tanto no tiene demanda energética. También, en los meses que, si tiene, existe un exceso de suministro en los días soleados, en las horas cercanas al medio día, y en las primeras y últimas horas de la tarde debido al alto punto de mínimo funcionamiento de la bomba.

Pero aún con todo esto, las alternativas para la utilización de este excedente de energía son inviables o económicamente no rentables. El vertido a la red es inviable debido al coste que supondría y a la localización de la parcela; la acumulación en baterías resulta muy cara debido al precio de estas y que, debido a las bajas necesidades de la instalación, no es rentable económicamente. La opción más viable sería la de la creación de un embalse para el llenado de este con la energía sobrante, pero que, debido al poco espacio disponible, el coste de este, y la baja demanda hídrica del cultivo sería algo ineficiente.

Con todo ello, debido a que la instalación solo funciona durante cuatro meses al año, si se logra un adecuado cuidado de los elementos de la instalación solar fotovoltaica se podría lograr un aumento de la vida útil de la instalación, logrando con ello una mayor amortización de esta y una reducción en los costes por año.

Finalmente, la instalación estará formada por 40 paneles solares policristalinos ESPMC-340 de 340W, con soporte de inclinación fija a 13° y azimut 0°; dos inversores SOFAR 6KTLM-G2 con dos entradas MPPT independientes que harán la función de inversor y de controlador de la instalación; la bomba S6S-18/12 y los correspondientes elementos de seguridad y cableado pertinente para la seguridad de la instalación y de las personas que puedan estar en contacto con ella.

6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN “EL PÍVOT”

Como ya se ha comentado anteriormente en el apartado 3, la función de la instalación de “el Pívo” será el llenado de un embalse que será utilizado para el riego de cultivos. Esta instalación de riego cuenta actualmente con una bomba demasiado grande para el volumen de agua disponible en el pozo, por lo que esta deberá ser sustituida por otra que dimensionaremos más adelante. Además, en esta parcela se va a llevar a cabo la construcción de una balsa de unos $3000m^3$ de capacidad para el almacenamiento de agua para el riego.

Hay que aclarar que en esta instalación tanto la bomba, como la instalación fotovoltaica que le suministra energía a esta, se van a diseñar solo para el llenado del embalse; la bomba que lleva a cabo el riego desde el embalse a los cultivos es totalmente independiente a la instalación que se va a diseñar y no se entrará en detalles de esta en este trabajo, salvo para saber el caudal saliente del embalse.

Aparte de esto, para esta instalación se tomarán los datos solares obtenidos del PVGIS de la instalación de “la Zamorana” debido a su cercanía, ya que las dos parcelas se encuentran en el mismo municipio, por tanto, la diferencia entre ambas en este aspecto es mínima.

6.1 DIMENSIONADO DE LA BOMBA

6.1.1 Punto de funcionamiento de la bomba

6.1.1.1 Cálculo del caudal nominal de la bomba

En el caso de esta instalación de bombeo, el riego se va a llevar a cabo con un método distinto al utilizado en la instalación de “la Zamorana”. En la instalación de “el Pívo”, ya que cuenta con un embalse, se va a regar todos los días durante los meses de mayo, junio, julio y agosto, pero con diferente duración en cada mes, la cual va a ser la siguiente:

Mes	Horas de riego por día
Mayo	6 horas
Junio	7 horas
Julio	8 horas
Agosto	8 horas
Horas de riego media	7,25 horas

Tabla 11. Horas de riego por día en la instalación de “el Pívo”

Y, al igual que en la instalación de “la Zamorana” se va a regar con un caudal de $17 m^3/h$.

Con este sistema de riego lo que se pretende es lograr regar todos los días sin que el embalse se vacíe completamente, y que lo haga paulatinamente; y también, que los meses más cercanos a la cosecha se consiga regar durante un número de horas mayor.

Conociendo la capacidad del embalse, para llevar a cabo el dimensionado de la bomba deberemos conocer también el volumen saliente de este al cabo del día. En este caso el volumen de agua diario que saldrá del embalse será:

$$17 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 7,25 \text{ h/día} = 123,25 \text{ m}^3/\text{día}$$

Ecuación 14. Volumen diario saliente del embalse

Con ese volumen diario de salida y el embalse completamente lleno, este tiene capacidad para suministrar agua sin ser llenado durante algo más de 24 días:

$$\frac{3000 \text{ m}^3}{123,35 \text{ m}^3/\text{día}} = 24,34 \text{ días}$$

Ecuación 15. Capacidad del embalse sin volver a ser llenado

El volumen total que va a ser necesario para el riego y que por tanto debe ser capaz de suministrar el embalse será:

$$17 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 7,25 \text{ h/día} \cdot 123 \text{ días} = 15159,75 \text{ m}^3$$

Ecuación 16. Volumen total suministrado por el embalse

Además, habría que tener en cuenta las pérdidas por evaporación que sufriría el embalse, que pueden llegar a ser alrededor del 30% del total de su capacidad anualmente (Osorio, Díaz, Curiel, Alcalá, & Martínez, 2018). Estimando que de ese 30%, el 20% se producirían en los meses de funcionamiento de la instalación al ser los meses con mayor radiación solar, las pérdidas por evaporación serán de 600 m^3 .

Ahora, considerando que, al inicio del mes de mayo, cuando se inicia el riego, el embalse ya cuenta con el total de su capacidad, 3000 m^3 , habrá que reponer el resto del volumen para que no se vacíe el embalse totalmente, sino que lo haga paulatinamente hasta que se finalice el riego en el mes de agosto. Por tanto, el volumen que habrá que reponer será:

$$15159,75 \text{ m}^3 + 600 \text{ m}^3 - 2750 \text{ m}^3 = 13009,75 \text{ m}^3 \approx 13004 \text{ m}^3$$

(dejando un margen de 250 m^3 por seguridad para que no se vacíe completamente)

Ecuación 17. Volumen de agua a reponer en el embalse

Ahora, tomando como ejemplo los resultados obtenidos en la instalación de “la Zamorana” en el mes de mayo de 2013, obtendremos una estimación de las horas solares útiles, es decir, las horas en las que la bomba va a funcionar. Tomando que solo alrededor 75% de los días aproximadamente eran completamente soleados o con el paso de alguna nube (60% se regaban 8 horas o más y 15% se regaban alrededor de 6 horas) y un 15% de los días se regaba entre 2 y 6 horas, las horas por tanto serán:

$$123 \text{ días} \cdot 8 \text{ h} \cdot 60\% + 123 \text{ días} \cdot 6 \text{ h} \cdot 15\% + 123 \cdot 2 \text{ h} \cdot 15\% = 738 \text{ h}$$

En esta estimación se ha desarrollado con los datos del mes más desfavorable, dejando así de margen el aumento de horas en los meses posteriores con mayor radiación solar.

Por tanto, el caudal que deberá suministrar la bomba será:

$$\frac{13004 \text{ m}^3}{738} = 17,62 \text{ m}^3/\text{h} \approx 18 \text{ m}^3/\text{h}$$

Ecuación 18. Caudal de la bomba de "el Pívor"

Es importante puntualizar que estos cálculos son estimaciones y se han realizado lo más exacto posible e intentando trabajar siempre con un margen de seguridad ante la posible varianza, ya que se han tomado aproximaciones para realizar los cálculos, y tampoco es posible saber con certeza las horas solares disponibles en esos meses en los años venideros. Siempre se podría variar, dentro de los límites de la bomba, su caudal, y se podrían variar el número de horas de riego, aumentándolas o disminuyéndolas, obteniendo así un amplio margen de varianza en el caudal de entrada y salida al embalse, y por tanto en su nivel.

6.1.1.2 Presión de trabajo de la bomba

Para poder seleccionar la bomba más adecuada para esta instalación necesitamos saber también la presión mínima que debe suministrar, y así saber el punto de trabajo de la bomba más adecuada. El cálculo de la presión se realizará de la misma forma que en el [apartado 5.1.1](#).

La tubería que va desde la bomba hasta el embalse tendrá las mismas dimensiones que la que va desde la bomba a la superficie en la instalación de "la Zamorana", solo variando su longitud, ya que, el caudal en ambas instalaciones es muy similar. Por tanto:

Material	Diámetro Nominal (mm)	Diámetro interior (mm)	Espesor (mm)	Longitud (m)
PVC	63,5	53,5	5	87

Tabla 12. Dimensiones de la tubería desde la bomba hasta el embalse

La bomba actual tiene una profundidad de montaje de 78 metros y la distancia desde el pozo al embalse será de alrededor de 5 metros. Además, habrá que tener en cuenta la altura del embalse y otros factores por lo que se añadirán 4 metros adicionales de tubería.

Ahora con el caudal calculado anteriormente y esta longitud, con la *Ecuación 1* obtenemos las pérdidas de carga en esta tubería:

$$h_f = \frac{8fLQ^2}{g\pi D^5} = 15,46 \text{ mca}$$

Tomando un valor aproximado de $f=0,012$.

Ecuación 19. Pérdidas de carga en la instalación de "el Pívor"

Por tanto, el punto de funcionamiento será:

Altura del nivel dinámico del pozo (m)	Caudal (m ³ /h)	Pérdidas de carga (m)	Altura manométrica total requerida (m)
54	18	15,46	69,46

Tabla 13. Punto de funcionamiento de la bomba de la instalación de "el Pívor"

Con la *Ecuación 2* sacamos la altura manométrica total que será la siguiente:

$$H_T = H_g + H_p + H_0 = 69,46 \text{ mca}$$

Ecuación 20. Altura manométrica total de la bomba de la instalación de "el Pívor"

La presión de trabajo (H_0) es nula debido a que se realiza una descarga a presión atmosférica sobre el embalse abierto.

6.1.1.3 Elección de la bomba más adecuada

La bomba más adecuada para este caso será la bomba S6S-18/09 cuyas especificaciones técnicas son las siguientes:

Fabricante	C.R.I Pumps
Modelo	S6S-18/09
Caudal nominal	18 m ³ /h
Caudal máximo	24 m ³ /h
Altura nominal de impulsión	80 m
Rendimiento máximo	70%
Potencia nominal	5,5 kW

Tabla 14. Ficha técnica bomba S6S-18/09. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps)

Y las curvas características de la bomba son:

Q (l/s)	Q (m ³ /h)	H (mca)	Rendimiento(%)
1,66	6	102	38
2,22	8	100	48
2,78	10	98	55
3,33	12	96	62
3,89	14	92	66,5
4,44	16	87	69
5	18	80	69,5
5,56	20	72,5	67
6,11	22	63	62
6,67	24	54	53

Tabla 15. Curvas características bomba S6S-18/09. Fuente: (4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps)

Podemos observar que para el caudal deseado de 18 m³/h, la bomba nos proporciona una altura de 80 mca, que es mayor a la mínima requerida de 69,46 mca. Además, esta bomba nos permite aumentar el caudal de trabajo hasta algo menos los 20 m³/h en el caso de que fuera necesario, ya que para este caudal con las Ecuaciones 19 y 20 la presión mínima sería de 73 mca. Por tanto, esta bomba se adapta perfectamente a las especificaciones de diseño de caudal y altura y nos permite también aumentar el caudal en el caso de que fuera necesario.

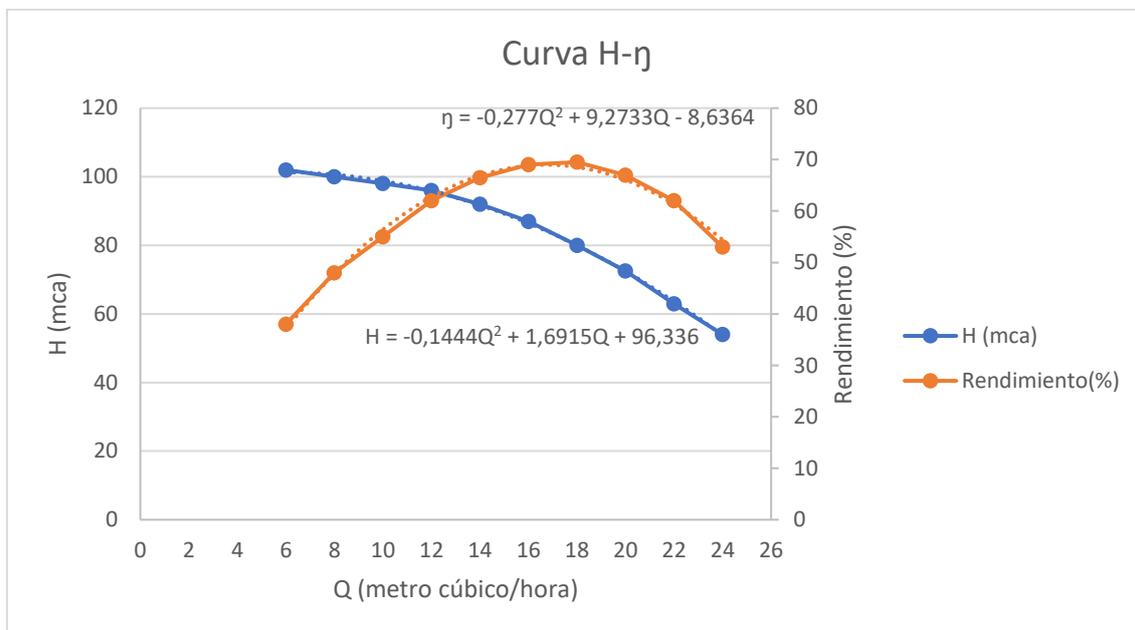


Figura 23. Curvas características bomba S6S-18/09. Fuente: Propia

6.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA MÁS ADECUADA

Como ya se ha mencionado anteriormente, para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica de “el Pívor” se van a tomar los datos obtenidos de PVGIS de la irradiancia solar para la instalación de “la Zamorana” debido a la cercanía de ambas instalaciones. Por este motivo y debido a que coinciden los meses en los que ambas instalaciones funcionan principalmente, también se tomará el ángulo de inclinación óptima de los paneles solares calculado para la otra instalación. Además, los módulos fotovoltaicos seleccionados también serán el mismo modelo, ERA ESPMC-340 de 340 W de potencia nominal.

Los datos geográficos de la instalación de “el Pívor” son:

-Latitud: 39° 31' N

-Longitud: 2° 46' W

-Altitud: 725 m

6.2.1 Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica

En este caso también se utilizará el programa HOMER (HOMER Energy) para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica. Además, algunos de los componentes a introducir en el programa son los mismos que en el caso de la otra instalación: carga, paneles solares e inversor.

Otro factor para tener en cuenta es que el apartado de Recurso solar coincide con la Figura 11, ya que se han tomado los mismos datos de irradiancia, y el apartado de paneles solares coincide con la Figura 13 ya que se trata del mismo modelo de panel solar.

6.2.1.1 Carga

Al igual que en el caso de la otra instalación, introducimos los valores de la carga, en nuestro caso la demanda de la bomba S6S-18/09, en el apartado llamado “Deferrable load”. Como ya se ha comentado anteriormente, este tipo de cargas tienen la característica de que no hay que especificar las horas en las que se demanda la energía, caso muy práctico y que se adapta al bombeo de agua:

Deferrable load is electric demand that must be served within some time period, but the exact timing is not important. Water pumping, battery charging, and ice making can be modeled as deferrable loads.

Enter 12 monthly values of average deferrable load, the storage capacity, and peak load. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label: Load type: AC DC

Baseline data

Month	Average Load (kWh/d)
January	0.000
February	0.000
March	0.000
April	0.000
May	33.000
June	38.500
July	44.000
August	44.000
September	0.000
October	0.000
November	0.000
December	0.000
Annual average:	13.29

Monthly Deferrable Load

Scaled data for simulation

Scaled annual average (kWh/d) (.)

Other inputs

Storage capacity (kWh) (.)

Peak load (kW) (.)

Minimum load ratio (%) (.)

Buttons: Help, Cancel, OK

Figura 24. Captura de la carga de “el Pívor”. Fuente: HOMER

Como podemos ver, la demanda va creciendo ya que en cada mes se aumenta una hora las horas de riego, excepto en julio y agosto que se mantienen constantes, y, además, en el resto de los meses es nula.

Otro factor para tener en cuenta es el “Storage capacity (kWh/d)” que sería el equivalente a los 3000 m³ de capacidad de nuestro embalse. Además, también hay que introducir el “Minimum load ratio (%)” que es el porcentaje para saber a partir de que potencia empieza a funcionar la bomba. En este caso, la bomba empieza a funcionar con un caudal de 7 m³/h para el cual, según la [Ecuación 4](#) y las curvas características de la bomba la potencia necesaria para obtener ese caudal es de 4,517 kW. Por tanto, como la potencia nominal de la bomba es de 5,5 kW, el ratio mínimo de carga es de 82%.

6.2.1.2 Inversor

Al igual que en la instalación de “la Zamorana”, debido a que HOMER no tiene la opción de meter más de un inversor conectando los paneles en diferentes “strings”, se supondrá uno cuya potencia sea superior a la potencia pico máxima de la carga para que el programa pueda calcular los paneles necesarios para la instalación más óptima, pero el dimensionado del inversor se realizará más tarde manualmente y se introducirá el equivalente en precio, eficiencia y vida útil al programa, siendo el resultado de la siguiente iteración la solución óptima.

Como la mayor potencia pico demandada por la bomba es de 5,5 kW se busca uno de mayor potencia nominal y se introducen sus valores en HOMER. El inversor elegido es el SOFAR 5KTLM-G2 (inversores-de-red-para-autoconsumo, Inversor Sofar Solar 5000w KTLM-G2).

Y para este inversor y con todos los demás factores la solución obtenida es la siguiente:

	PV (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)
	10.20	5.5	\$ 5,225	\$ 5,481	0.087

Figura 25. Solución de la primera iteración en “el Pívo”. Fuente: HOMER

Con esta primera solución obtenemos la potencia instalada necesaria para la instalación. Con ella y los datos del panel solar obtenidos de su ficha técnica, dimensionaremos el inversor o inversores que mejor se adaptan a la instalación. Su dimensionamiento es el siguiente:

$$\frac{\text{Potencia Total}}{\text{Potencia del panel}} = 30 \text{ paneles}$$

Ecuación 21. Paneles necesarios en la instalación de “el Pívo”

Como son necesarios 30 paneles solares se decide hacer 4 strings, dos de 8 paneles y dos de 7 paneles.

El voltaje máximo que puede ser obtenido en cada string por tanto será:

$$8 \text{ paneles: } V_{OC} \cdot N_{\text{paneles}} = 371,2V$$

$$7 \text{ paneles: } V_{OC} \cdot N_{\text{paneles}} = 324,8V$$

Ecuación 22. Voltaje máximo para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

La potencia máxima en cada string será:

$$8 \text{ paneles: } P_{\text{panel}} \cdot N_{\text{paneles}} = 2720 W$$

$$7 \text{ paneles: } P_{\text{panel}} \cdot N_{\text{paneles}} = 2380 W$$

Ecuación 23. Potencia máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

Y, por último, la intensidad máxima por cada string será:

$$I_{SC} \cdot 1,15 = 10,87 A$$

Ecuación 24. Intensidad máxima para el dimensionamiento del inversor. Fuente: (Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica)

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Para ambos tipos de strings será la misma intensidad ya que en cada string los paneles solares se conectarán en serie. Además, se toma un sobredimensionamiento del 15% por motivos de seguridad y protección del inversor.

Para estas características los inversores elegidos son: el SOFAR 4KTLM-G2 para las dos entradas de 7 paneles cada una; y el SOFAR 4,6KTLM-G2 para las dos entradas de 8 paneles cada una. Al igual que en la instalación de “la Zamorana” el principal motivo para la elección de estos inversores es su capacidad de actuar al mismo tiempo como inversor y controlador MPPT, aumentando con ello el rendimiento de la instalación. Además, estos inversores cuentan con dos entradas independientes, por lo tanto, se reduce el número de inversores necesarios. Con todo ello, se consigue una instalación con menos elementos, con mayor rendimiento y menor coste que con otro tipo de inversores. Sus principales características técnicas son:

Marca y modelo	SOFAR 4KTLM-G2
Máxima potencia por entrada MPPT	2600 W
Rango de voltaje MPPT	90 V-580 V
Intensidad por entrada MPPT máxima	11 A
Potencia nominal de salida AC	4000 VA
Eficiencia	97,5%
Vida útil	10-15 años
Precio	705€

Tabla 16. Características del inversor SOFAR 4KTLM-G2. Fuente: (Rebacas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2)

Marca y modelo	SOFAR 4,6KTLM-G2
Máxima potencia por entrada MPPT	3000 W
Rango de voltaje MPPT	90 V-580 V
Intensidad por entrada MPPT máxima	11 A
Potencia nominal de salida AC	4600 VA
Eficiencia	97,5%
Vida útil	10-15 años
Precio	720€

Tabla 17. Características del inversor SOFAR 4,6KTLM-G2. Fuente: G2 (Rebacas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2)

Podemos comprobar que cumplen las especificaciones ya que:

- Potencia:
 - En el caso de SOFAR 4KTLM-G2: $2380W < 2600W$
 - En el caso de SOFAR 4,6KTLM-G2: $2720W < 3000W$
- Intensidad: $10,87A < 11A$
- Voltaje:
 - En el caso de SOFAR 4KTLM-G2: $90V < 324,8V < 580V$
 - En el caso de SOFAR 4,6KTLM-G2: $90V < 371,2V < 580V$

Por tanto, finalmente serán necesarios dos inversores, un SOFAR 4KTLM-G2 con dos entradas MPPT independientes para los dos strings de 7 paneles cada uno; y un SOFAR 4,6KTLM-G2 con dos entradas MPPT independientes para los dos strings de 8 paneles cada uno.

Ambos inversores al ser introducidos en HOMER quedarían de la siguiente forma:

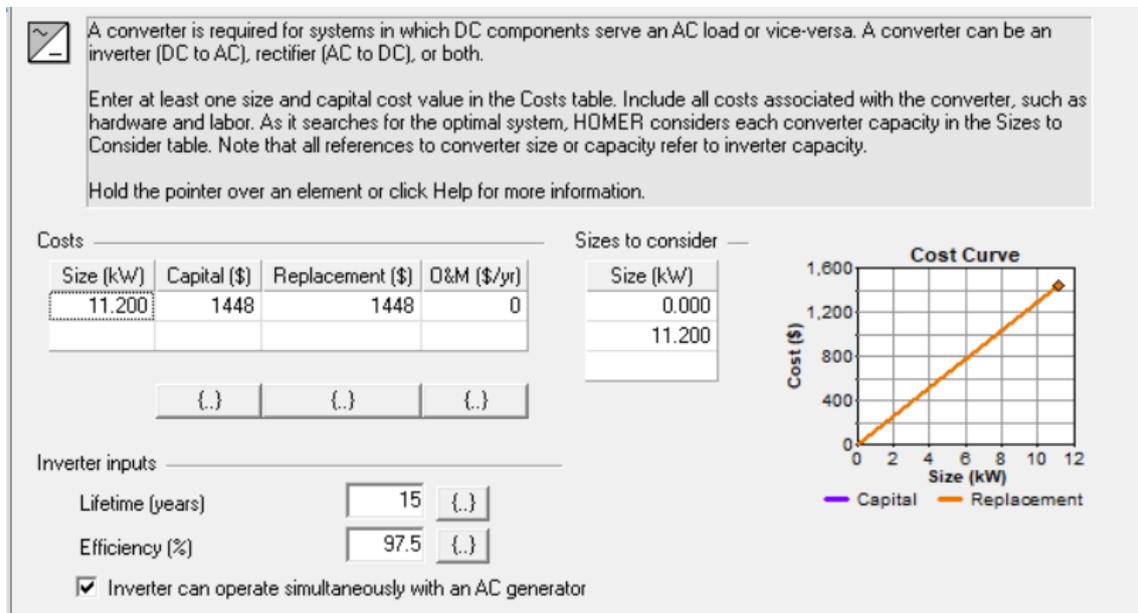


Figura 26. Captura primera iteración inversor de la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

Donde, como en la anterior instalación se han introducido los valores como un solo inversor equivalente en precio y potencia, teniendo en cuenta el coste de la mano de obra, además de su vida útil y eficiencia.

6.2.1.3 Solución Óptima

Finalmente, introduciendo los valores de potencia, precio, vida útil y eficiencia equivalentes de los dos inversores a HOMER obtenemos la solución óptima para la instalación solar fotovoltaica.

	PV (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)
	10.20	11.2	\$ 8,318	\$ 8,810	0.141

Figura 27. Solución óptima para la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

En las siguientes gráficas podremos ver la potencia (kW) suministrada por la instalación solar fotovoltaica en amarillo, el nivel del embalse (kWh) en verde, la curva de demanda teórica en rojo y la potencia consumida por la bomba (kW) en morado (para este caso se puede observar en la leyenda de la foto, que en morado sería la potencia del inversor, pero esta coincide con la consumida por la bomba y por motivos de coincidencia en el color con el parámetro del nivel del embalse, se ha decidido poner este factor).

Se considera una curva de demanda teórica, ya que sería la equivalente a regar las horas estipuladas con la bomba directamente al cultivo, sin pasar por el embalse. Se tendrá en cuenta que la bomba funcionará todas las horas posibles, aunque sean mayores que la de la supuesta demanda teórica.

Se verán las soluciones globales y más específicamente la de los meses de mayo y agosto al ser estos en los que menos y más horas de riego hay respectivamente y al ser en los que menos radiación se recibe de los cuatro.

- Para un día soleado:

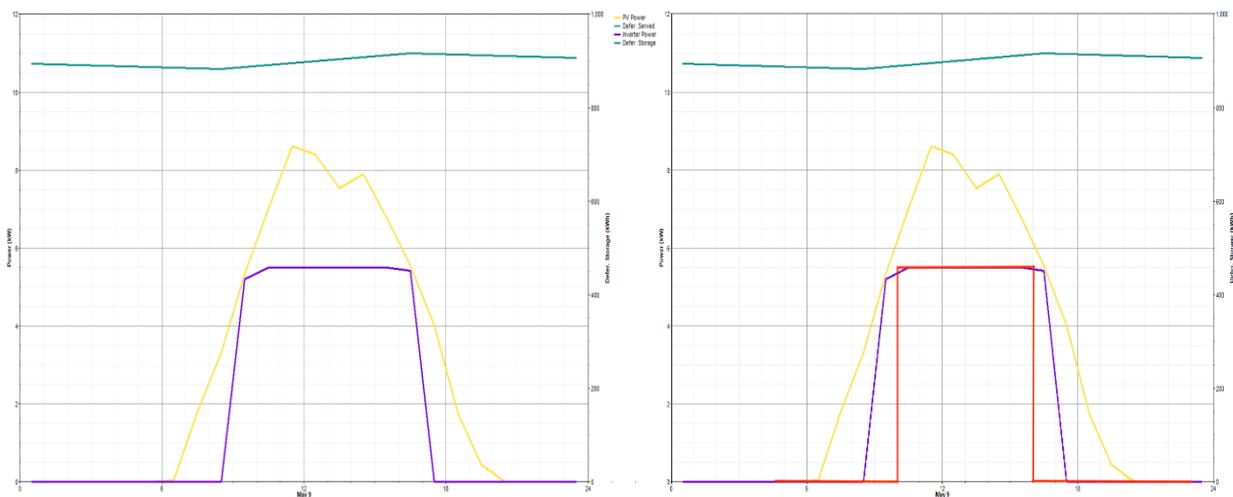


Figura 28. Solución para un día soleado en mayo en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

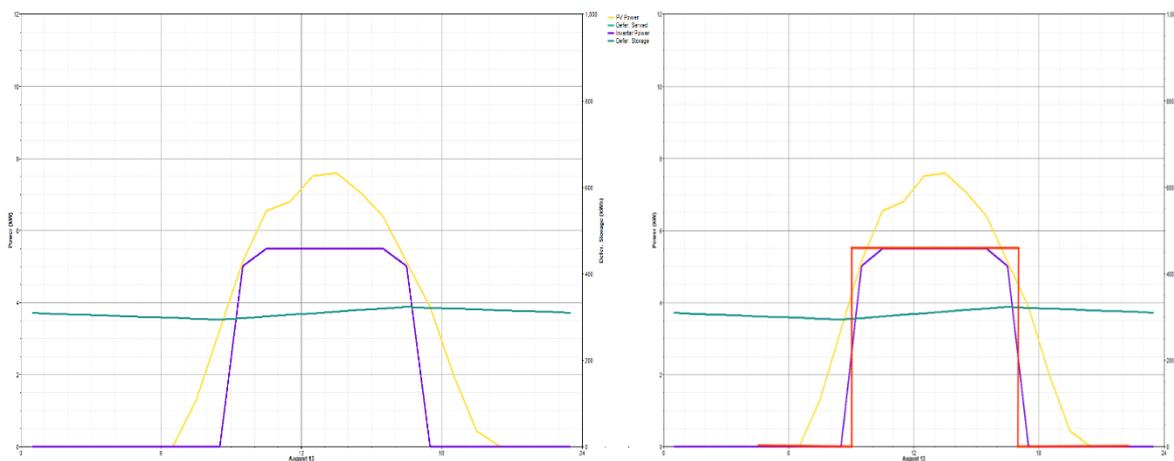


Figura 29. Solución para un día soleado en agosto en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Para un día soleado en mayo podemos observar que el nivel del embalse aumenta ligeramente, ya que se suministra un caudal mayor durante más horas de las que se riega, como podemos ver en la comparación con la curva de demanda. Hay que tener en cuenta que la bomba va a funcionar todas las horas posibles, mientras haya radiación. Por tanto, en días similares a este en este mes se repone el volumen de agua que ha salido del embalse y se suministra adicionalmente alrededor de 40 o 70 m³ de agua, dependiendo de las horas en las que funcione adicionalmente la bomba.

Para un día soleado en agosto podemos ver como el nivel del embalse se mantiene prácticamente constante o incluso puede llegar a bajar, ya que el número de horas de funcionamiento de la bomba y las horas de riego son prácticamente las mismas, siendo algo menores las primeras, pero suministrando un caudal mayor. Por tanto, en días similares a este en este mes se repone casi en su totalidad el volumen de agua que ha salido del embalse.

- Para un día con nubes:

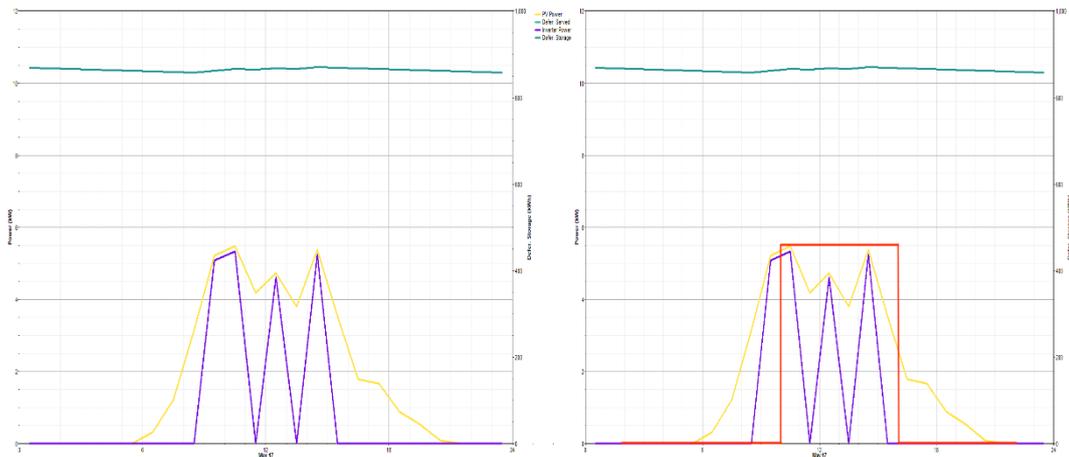


Figura 30. Solución para un día con nubes en mayo en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

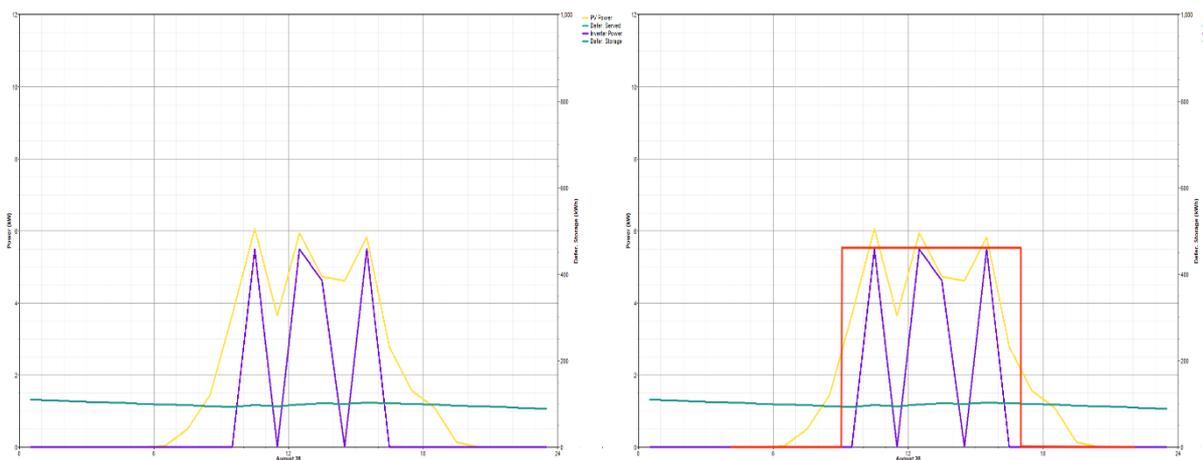


Figura 31. Solución para un día con nubes en agosto en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

Como podemos ver en los gráficos que muestran la solución, en ambos meses en días con nubes con un perfil de generación similar, se repondría agua al embalse a un caudal un poco inferior y un menor número de horas, por tanto, el nivel del embalse baja. La reducción de

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

nivel en el mes de agosto es mayor que la de mayo debido al mayor número de horas de riego y por tanto al mayor volumen de agua saliente del embalse.

Además, esos picos que se pueden ver, aunque se genere potencia en la instalación son debidos a que esta potencia producida no llega al mínimo de arranque de la bomba.

Por tanto, en días con nubes similares a estos el nivel del embalse baja ya que el volumen de agua saliente es mayor que el entrante y esto es debido a la insuficiencia de horas en las que funciona la bomba de agua que suministra el agua al embalse.

- Para un día totalmente nublado:

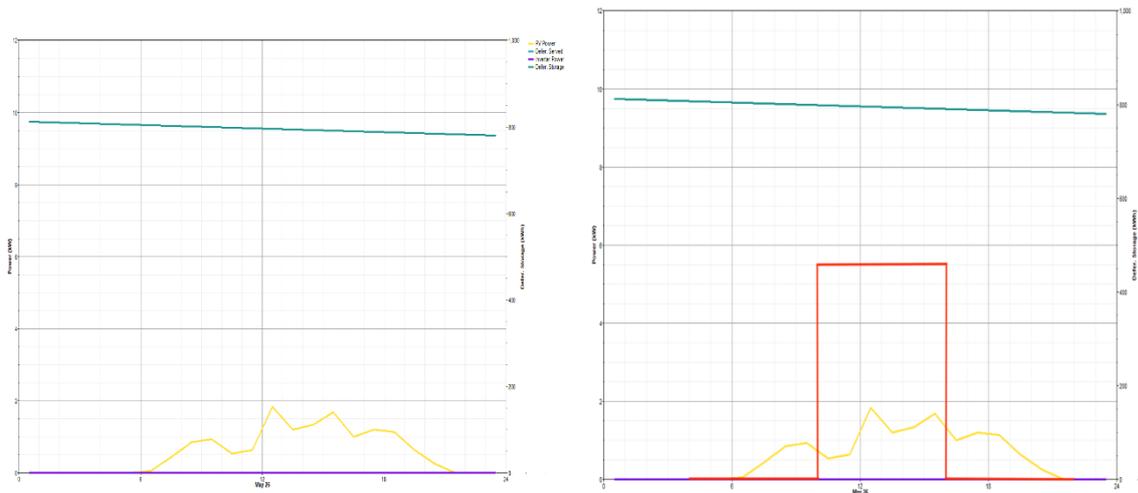


Figura 32. Solución para un día nublado en mayo en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

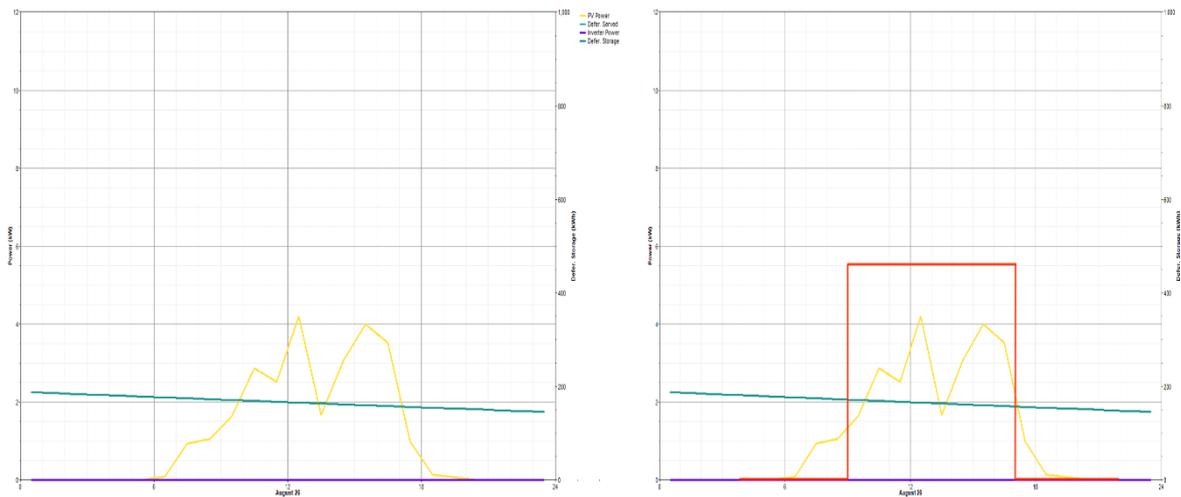


Figura 33. Solución para un día nublado en agosto en la instalación de "el Pívor". Fuente: HOMER

Como podemos observar, para un día completamente nublado en el que no hay suficiente radiación solar para generar la energía suficiente para poner en funcionamiento la bomba a ninguna hora al cabo del día, el nivel del embalse baja considerablemente. En estos días no se repone nada del volumen de agua que sale del embalse y, por tanto, cuantas más horas de riego se llevan a cabo, mayor es el descenso del nivel del embalse. Por este motivo el nivel del embalse baja más en los meses de julio o agosto en días similares a estos.

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Viendo ahora las soluciones mensualmente se aprecia mejor como baja el nivel del embalse:



Figura 34. Solución para el mes de mayo en "el Pílot"



Figura 35. Solución para el mes de junio en "el Pílot"

En estas gráficas podemos observar como en los meses de mayo y junio el nivel del embalse solo sufre descensos bruscos los días completamente nublados en los que no entra en funcionamiento la bomba que suministra agua al embalse. Por otro lado, también podemos ver como si se suceden días soleados de forma consecutiva, la tendencia del nivel del embalse es ir aumentando.

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

Al cabo de estos dos meses el nivel del embalse solo se reduce alrededor de un 25%, ya que estos dos meses son los que menor número de horas de riego tienen y por lo tanto son los más favorables para producir un menor descenso del nivel del embalse.

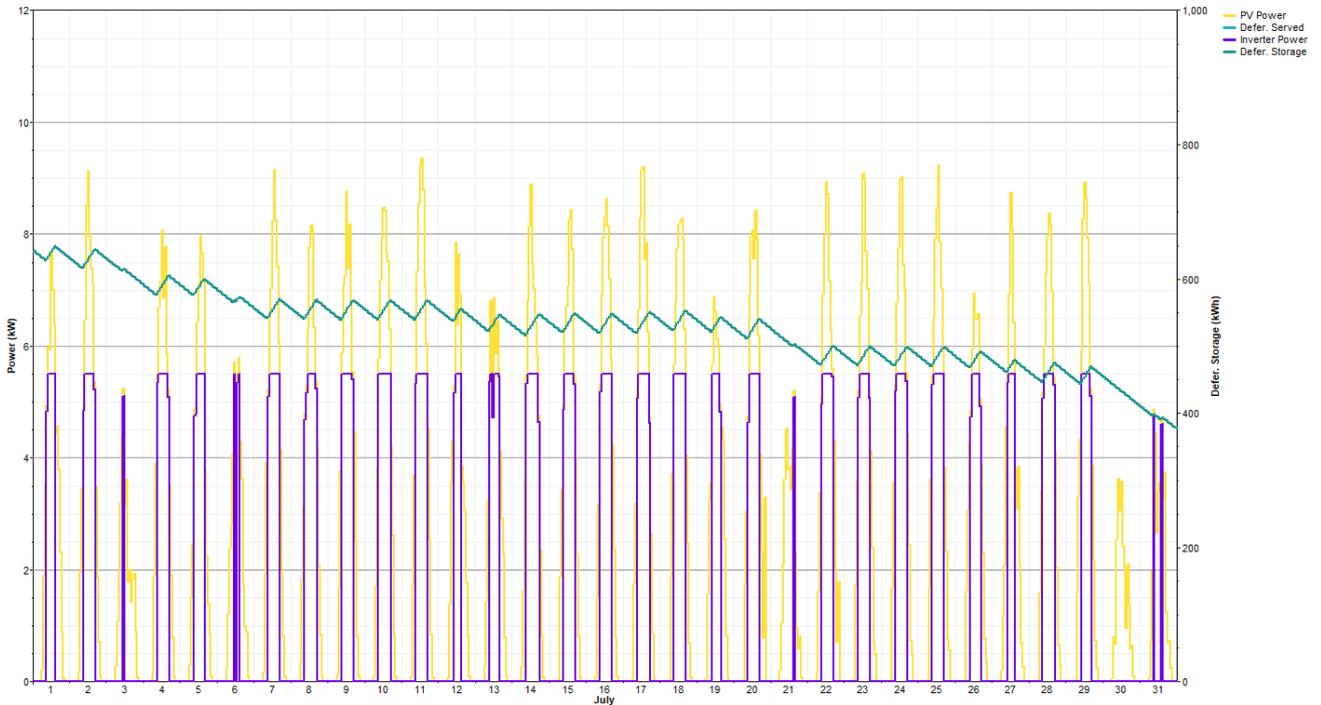


Figura 36. Solución para el mes de julio en "el Pívor"

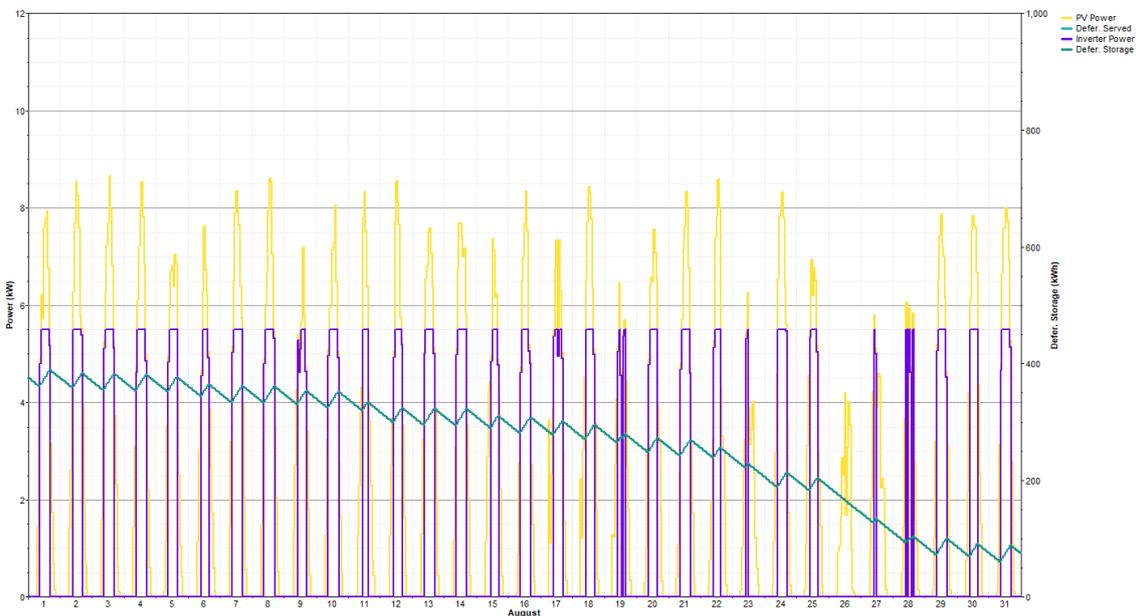


Figura 37. Solución para el mes de mayo en "el Pívor"

Aquí podemos ver como en el mes de julio, aun habiendo aumentado las horas de riego a 8 horas, la tendencia es mantener constante el nivel del embalse, produciéndose un descenso del nivel de este solo en los días sin suficiente radiación solar. En este mes se produce un descenso del nivel del embalse de alrededor del 31% del total, pero sobre todo debido a los dos últimos

días del mes. Hasta esos dos días la reducción había sido de alrededor de alrededor del 23%. El total.

Por otro lado, observando la gráfica del mes de agosto, podemos ver que la tendencia es el descenso continuado del nivel del embalse aún con la consecución de varios días soleados consecutivos. Esto es debido a que, en este mes, en comparación con julio, la radiación recibida es menor. Además, a diferencia de lo visto en la *Figura 27* la mayoría de los días son soleados, pero no se consiguen las mismas horas de funcionamiento de la bomba que es ese día, si no que las horas en las que entra la bomba en funcionamiento son, por lo general, menores. Por tanto, en la mayoría de estos días no se consigue reponer totalmente el volumen de agua saliente del embalse y el nivel de este va bajando paulatinamente, además de los grandes descensos que sufre los días sin suficiente radiación solar. Este mes, por tanto, es el mes en el que más baja el nivel del embalse, siendo el descenso de alrededor de 35%.

Finalmente, observando los días finales de agosto vemos que el embalse no se llega a vaciar en ningún momento. En este caso, se queda con alrededor del 9% de su capacidad total y lo que da la oportunidad de aumentar alguna hora más de riego en los últimos días del mes, o incluso, si fuera necesario, alargar el riego algún día más del mes de septiembre. Además, este valor nos indica que los cálculos desarrollados y el dimensionamiento de la instalación han sido correctos, ya que el principal requisito de diseño era evitar que el embalse se vaciara por completo, logrando suministrar agua suficiente para el riego las horas exigidas.

6.2.1.4 Llenado del embalse

Otro factor para tener en cuenta es el tiempo que tardaría el llenado completo del embalse de nuevo una vez se ha terminado de regar y por tanto el caudal de salida es nulo.



Figura 38. Llenado del embalse una vez ya no se requiere su uso en la instalación “el Pívor”

En esta gráfica podemos observar cómo se llevaría a cabo el llenado del embalse una vez el caudal de salida de este es nulo. Para esta solución, el embalse se llenaría completamente a lo largo del mes de septiembre. El llenado del embalse no suponía un problema de diseño ya que se disponía de los 8 meses restantes del año en los que no se lleva a cabo el riego para llenarlo de nuevo. Además, la potencia instalada para la demanda en los meses de mayo, junio, julio y agosto iba a ser más que suficiente para llenarlo a lo largo del año cuando el caudal de salida fuera nulo.

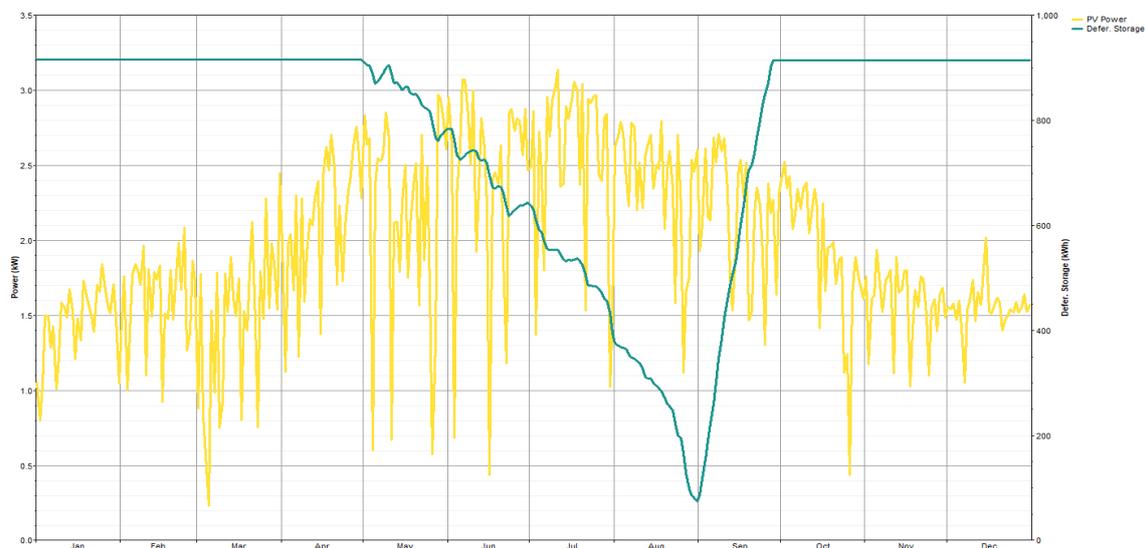


Figura 39. Evolución del nivel del embalse a lo largo de todo el año en la instalación "el Pívor"

Aquí podemos ver como evolucionaría finalmente el nivel del embalse al cabo del año. Se puede ver como baja paulatinamente los meses en los que se produce la demanda y como se produce su rápido llenado en el mes de septiembre, manteniéndose lleno el resto del año. Por tanto, con esta solución se cumplirían las condiciones de diseño especificadas para esta instalación.

6.3 SENSOR DE ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA Y DE NIVEL MÁXIMO

Para finalizar el diseño de la instalación de "el Pívor" por completo habría que tener en cuenta la evaporación del agua del embalse a lo largo de todo el año y, por tanto, el descenso de nivel de este. Por esta razón, para que cuando se inicie a regar en el mes de mayo el nivel del embalse no sea demasiado bajo debido a la evaporación, se va a llevar a cabo la instalación de una sonda de nivel.

Esta sonda activará la bomba cuando el nivel del embalse llegue a cierto nivel por debajo de su máximo, y cuando haya suficiente radiación solar para su funcionamiento, esta empezará el llenado del embalse. Cuando el embalse esté completamente lleno la sonda desactivará la bomba evitando así que se desborde. Una sonda que se adapta perfectamente a este funcionamiento es el Float Switch de la empresa Lorentz. Esta sonda cuenta con un bajo precio (24,40€), instalación simple, resistencia a la corrosión, protección de funcionamiento en seco y la precisión que ofrece es más que suficiente en nuestro caso (Accesorios de bombas de agua-sensor de depósito lleno).

Ahora habría que calcular el nivel al que debería activarse la bomba. Para calcular este factor habría que tener en cuenta que se podría dar la situación de que el 1 de mayo cuando se empiece a regar, el embalse se podría encontrar justo en el nivel mínimo antes de la activación de la bomba. Si ocurre esta situación y el nivel mínimo elegido para que se active la bomba es demasiado bajo, el embalse no tendría el volumen suficiente de agua para ser capaz de suministrar toda la demanda durante los cuatro meses, y los cálculos anteriores no serían válidos.

Por tanto, este nivel mínimo para el arranque de la bomba debería estar dentro de nuestro margen de seguridad indicado anteriormente para que el embalse no se vaciara por completo. Con los cálculos obtenidos anteriormente obtuvimos que el nivel del embalse al acabar los cuatro meses de demanda era alrededor del 9% del total, lo que supone un volumen de 270 m³. Tomando la mitad de este volumen para así dejar cierto margen, resultaría que se debería activar el llenado cuando el volumen se redujera en 135 m³, lo que equivale a algo más de un día de riego, y una reducción del 4,5% del volumen total del embalse.

Como se ha mencionado anteriormente, las pérdidas por evaporación suponen anualmente alrededor del 30% del volumen total del embalse, pero de este porcentaje ya se han tenido en cuenta el 20% de esas pérdidas en el dimensionamiento del caudal que debía suministrar la bomba. Por tanto, para el resto del año se estima que estas pérdidas son del 10%, lo que equivale a un volumen de 300 m³, que sería el volumen para reponer en los meses en los que no hay demanda.

Por consiguiente, tomando el valor de 135 m³, o lo que es lo mismo una reducción del 4,5% del volumen del embalse como límite mínimo para activar la bomba, esta se activaría solamente entre dos o tres veces en los meses en los que no hay demanda, llevando a cabo el llenado completo del embalse de nuevo. Además, para este volumen, si se diera la situación comentada anteriormente de que el embalse estuviera justo por encima del nivel mínimo cuando comienza la época de riego, esto no supondría problema para el suministro completo de los cuatro meses de demanda.

Adicionalmente, la bomba tardaría 7,5 horas para suministrar este volumen, teniendo para ello tiempo más que suficiente con la potencia suministrada por la instalación, aun teniendo en cuenta las pérdidas que tiene la instalación en los meses que no se lleva a cabo el riego por un ángulo tan desfavorable. Se ha comprobado que, para la solución propuesta, aún con un ángulo fijo de 13° para todo el año, en meses como enero, febrero o marzo la instalación es capaz de suministrar potencia suficiente para poner en funcionamiento la bomba durante algunas horas al día, para así poder reponer el volumen de agua evaporado cuando se llegue al nivel mínimo.

Como podemos observar en la *Figura 38* la instalación es capaz de poner en funcionamiento la bomba durante una o dos horas los días soleados en enero, por lo que se podría suministrar el volumen para reponer las pérdidas por evaporación.

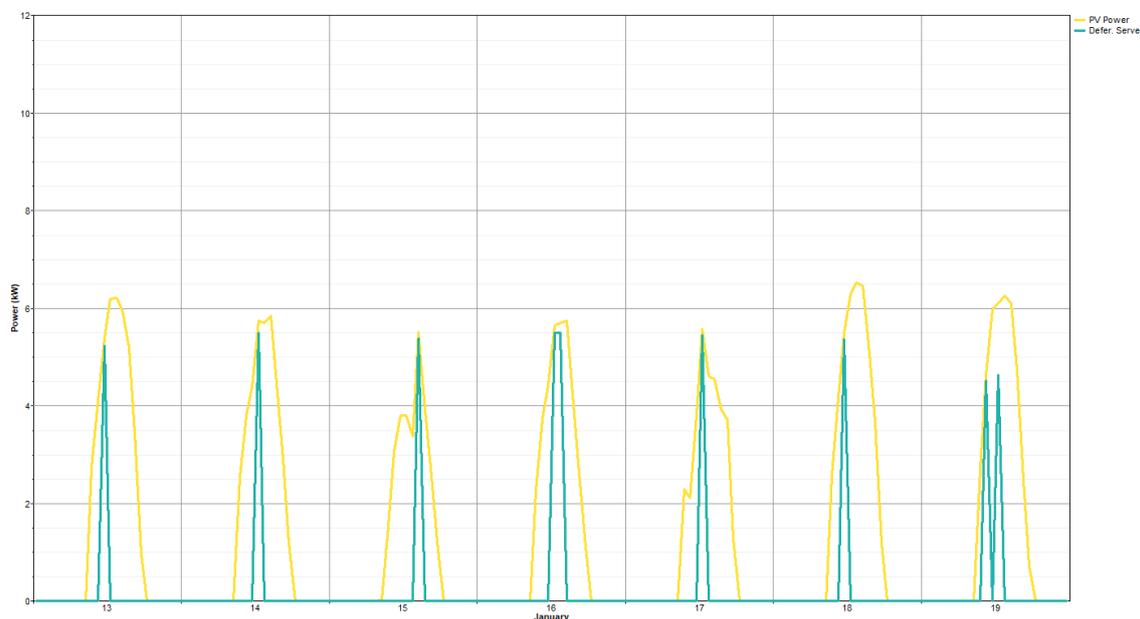


Figura 40. Funcionamiento de la instalación de "el Pívor" en enero. Fuente: HOMER

6.4 OPCIÓN DE PANELES SOLARES FLOTANTES

La evaporación de agua en los depósitos y embalses supone un gran problema para tener en cuenta, ya que, como se ha mencionado anteriormente, supone una pérdida del 30% del volumen total del embalse anualmente. Esta evaporación a lo largo del año provoca pérdidas económicas, ya que se pierde un gran número de litros de agua, que además hay que volver a reponer.

Una solución que se adapta perfectamente a nuestra instalación y que además solucionaría gran parte del problema de la evaporación sería utilizar paneles solares fotovoltaicos flotantes. Este sistema proporciona grandes ventajas, de las cuales, las más importantes son (Seablock):

- Se reduce considerablemente la evaporación de agua, ya que, al estar colocadas las placas solares sobre la superficie del agua, reducen la radiación solar directa que recibe el fluido, disminuyendo con ello su temperatura y, por tanto, su evaporación. Esto, además, provoca una reducción en el consumo de agua, ya que, al evaporarse menos cantidad, hay que reponer menos volumen.
- Se aprovecha un espacio que principalmente no tenía uso, así, no hay que utilizar terreno apto para el cultivo para la instalación de las placas solares. Esto permite un mejor aprovechamiento del espacio.
- La producción de electricidad de los paneles solares puede aumentar hasta un 10% (Palou, 2018). Esto es debido a que al estar situados sobre el agua se produce un efecto de refrigeración de los paneles, los cuales al aumentar su temperatura van disminuyendo su eficiencia. Por tanto, al colocar los paneles solares sobre el agua se consigue la refrigeración de estos y, por tanto, se logra aumentar su rendimiento.

- Otra ventaja que también consigue aumentar el rendimiento de los paneles, aunque en menor medida, es que, al estar colocados sobre el agua, también se facilita en gran medida la limpieza y mantenimiento de los paneles solares.
- Además, se aumenta la calidad del agua, ya que, al disminuir la temperatura del agua se disminuye la proliferación de algas en el depósito o embalse.
- A parte de lo anterior mencionado, otra característica sería que al estar las placas solares situadas en el embalse hay mucho menor riesgo de que te roben o dañen las placas solares debido a su difícil acceso.



Figura 41. Instalación con paneles solares flotantes en un embalse.

Por tanto, visto las características de nuestra instalación y todas las ventajas que proporciona el uso de paneles solares flotantes, sería una gran opción para tener en cuenta a la hora de la elección del montaje e instalación de los paneles solares en nuestra instalación solar fotovoltaica en “el Pívor”, ya que nos solucionaría en gran parte el problema de la evaporación y además nos aportaría otras muchas ventajas.

6.5 ESTUDIO ECONÓMICO

En esta instalación, al contrario que en la instalación de “La Zamorana”, actualmente no se está regando debido al hundimiento del nivel del pozo como ya se ha mencionado anteriormente y se va a llevar a cabo un cambio de cultivo y de bomba. Por tanto, es mucho más difícil hacernos una idea del consumo de combustible en esta instalación. Para hacernos una idea aproximada de como sería, cogeremos el grupo electrógeno diésel de la otra instalación como referencia.

Los consumos en este caso serían variables al cabo de los meses, y son los siguientes:

Mes	Horas de riego por día	Consumo de combustible
Mayo	6	930 litros
Junio	7	1050 litros
Julio	8	1240 litros
Agosto	8	1240 litros
TOTAL	892 horas en los 4 meses	4460 litros

Tabla 18. Consumo mensual diésel "El Pívo"

Al igual que en la otra instalación, estas horas se reducirán en un 70% para equipararlas con las de la instalación fotovoltaica y por tanto el consumo será de 3122 litros de combustible.

Consumo	5 l/h
Consumo de combustible en los meses de funcionamiento	3122 litros
Precio del combustible	0,54 €/l
Gasto total	1685,88 €
Inversión total	18.174,45 €

Tabla 19. Resumen parámetros estudio económico "El pivot "

Por lo tanto, el periodo de retorno de nuestra inversión sería:

$$\frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro}} = \frac{18174,45}{1685,88} = 10,78 \text{ años}$$

Para recuperar la inversión inicial necesitaríamos 10,78 años, siempre y cuando al igual que en la otra instalación, no haya que hacer ninguna reparación a sustitución de algún elemento, en ese caso este periodo aumentaría.

En el caso de nos subvencionen un 40% de la inversión el periodo de retorno sería:

$$\frac{\text{Inversión} \cdot 0,6}{\text{Ahorro}} = \frac{18174,45 \cdot 0,6}{1685,88} = 6,47 \text{ años}$$

El periodo de retorno disminuiría considerablemente debido a la subvención.

Al igual que en la otra instalación, hay que tener en cuenta que el precio del combustible está muy bajo actualmente, y lo más normal es que aumente considerablemente, con lo que nuestro periodo de retorno disminuiría ya que aumentaría el ahorro.

6.6 CONCLUSIONES

En conclusión, podemos observar que la solución obtenida es válida, ya que con los datos del año más desfavorable de los últimos 4 años que tiene datos PVGIS (2013), se obtiene una solución viable, en la cual se cumplen las especificaciones de diseño. Se logra que el embalse no se llegue a vaciar por completo en ningún momento, y, además, se logra cumplir con todas las horas de riego necesarias, teniendo además un margen de seguridad en el nivel del embalse.

Además de esto, la bomba seleccionada permite aumentar el caudal, como ya se ha mencionado anteriormente. Esto, nos da la oportunidad de aumentar el caudal de entrada en el caso de que el nivel del embalse fuera más bajo de lo normal en consecuencia de varios días con insuficiente radiación solar. Con este aumento de caudal se podría contrarrestar esta situación y, además de esto, también se podría reducir el caudal de salida o reducir el número de horas de riego para controlar el nivel en el caso de que fuera necesario.

En caso contrario, si las condiciones climatológicas son muy favorables y se cuenta con más horas de radiación solar de las esperadas, también se podría aumentar o el caudal de salida, o aumentar el número de horas de riego, siempre que no se llegue a vaciar el embalse por completo.

Por otra parte, el llenado del embalse después de terminar la época en la que se riega, se consigue de forma muy rápida durante el mes siguiente, por lo que no es un problema para nuestra instalación.

Además, como hemos podido ver, con el sensor se controla perfectamente las subidas y bajadas de nivel. Con este sensor hemos logrado tener el nivel del embalse siempre sobre un mínimo ya mencionado, el cual no causa problemas de nivel cuando llega el mes de mayo, y además que hace que pare la bomba cuando el nivel del embalse es el máximo. Este sensor controla las bajas de nivel debido a evaporación y puede poner en funcionamiento la bomba en cualquier mes del año para que se llene el embalse.

Finalmente, la instalación estará formada por 30 paneles solares policristalinos ESPMC-340 de 340W, con soporte de inclinación fija a 13° y azimut 0°; dos inversores, un SOFAR 4KTLM-G2 con dos entradas MPPT independientes para los dos strings de 7 paneles cada uno; y un SOFAR 4,6KTLM-G2 con dos entradas MPPT independientes para los dos strings de 8 paneles cada uno, los cuales harán la función de inversor y de controlador de la instalación; la bomba S6S-18/09 y los correspondientes elementos de seguridad y cableado pertinente para la seguridad de la instalación y de las personas que puedan estar en contacto con ella.

7. BIBLIOGRAFÍA

- (s.f.). Obtenido de SIGPAC: <http://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>
- 2020 climate & energy package.* (s.f.). Obtenido de Comisión Europea: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es
- 4",6",8" & 10" Stainless Steel Submersible Pumps.* (s.f.). Obtenido de C.R.I. Groups: <http://global.crigroups.com/img/pdf/Stainless-steel-series-6in-18m3h.pdf>
- Accesorios de bombas de agua-sensor de depósito lleno.* (s.f.). Obtenido de Solarmat: <https://solarmat.es/es/accesorios-bombas-de-agua/sensor-de-deposito-lleno-float-switch.html>
- Autosolar.* (s.f.). Obtenido de Autosolar: <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-340w-24v-policristalino-era>
- Ayudas para el aprovechamiento de las energías renovables.* (s.f.). Obtenido de Castilla-La Mancha: <https://www.castillalamancha.es/gobierno/desarrollosostenible/estructura/dgtranene/actuaciones/ayudas-para-el-aprovechamiento-de-las-energ%C3%AD-renovables>
- Bomba de Riego.* (s.f.). Obtenido de Novagric: <https://www.novagric.com/es/riego/materiales-de-riego/bombas-de-riego>
- Cables para instalaciones fotovoltaicas.* (s.f.). Obtenido de Top Cable : <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/cables-para-instalaciones-fotovoltaicas/>
- Catálogo tarifa 2017.* (2017). Obtenido de RBJ distribución: <http://www.reboja.es/wp-content/uploads/2017/09/CATALOGO-TARIFA-REBOJA-2017.pdf>
- Documento BOE-A-2007-9936.* (17 de Mayo de 2007). Obtenido de BOE: <https://www.boe.es/eli/es-cm/l/2007/02/15/1>
- EnergyPlus. (2016). *Weather Data.* Recuperado el 20 de October de 2016, de <https://energyplus.net/weather>
- España en cifras 2018.* (2018). Obtenido de Instituto Nacional de Estadística: https://www.ine.es/prodyser/espa_cifras/2018/38/
- Estructuras móviles y fijas en paneles fotovoltaicos.* (s.f.). Obtenido de Energiza: https://www.energiza.org/index.php?option=com_k2&view=item&id=1164:estructuras-m%C3%B3viles-y-fijas-en-paneles-fotovoltaicos
- Germán Cordero, R. (s.f.). *Usos, aplicaciones y tipos de Placas Solares.* Obtenido de Sunfields: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/>
- Gironés, M. G., & Álvarez, V. M. (2007). *Metodología para el análisis del retorno de la inversión en cubiertas fijas para sombreado de balsas de regadío. Aplicación a un caso práctico.*
- HOMER Energy.* (s.f.). Obtenido de HOMER Energy: <https://www.homerenergy.com/index.html>

- Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego.* (s.f.). Obtenido de Ingemecánica: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html>
- inversores-de-red-para-autoconsumo, Inversor Sofar Solar 5000w KTLM-G2.* (s.f.). Obtenido de Rebas: https://www.rebas.com/inversores-de-red-para-autoconsumo/1322-inversor-sofar-solar-5000w-ktlm-g2.html?search_query=Inversor+Sofar+Solar+5+KTLM-G2&results=8
- Kotz, J. C., Treichel, P. M., Townsend, J. R., & Treichel, D. A. (2015). *Efecto fotoeléctrico.* Obtenido de Khan Academy: <https://es.khanacademy.org/science/physics/quantum-physics/photons/a/photoelectric-effect>
- Ledo, S. (3 de Marzo de 2019). La caída de los precios de las placas fotovoltaicas y el cambio regulatorio impulsan el autoconsumo en España. *el Periódico.*
- Ministerio de Agricultura, P. y. (19 de Noviembre de 2019). Obtenido de <https://www.lamoncloa.gob.es/espana/eh18-19/agricultura/Paginas/index.aspx>
- Molina, P. S. (17 de Septiembre de 2019). La Comunidad de Regantes de Orbiso reduce los costes en un 75% gracias al sistema de bombeo solar. *PV magazine.*
- Orden 201/2017, d. 5. (19 de Diciembre de 2017). Obtenido de Diario Oficial de Castilla-La Mancha: https://docm.jccm.es/portaldocm/descargarArchivo.do?ruta=2017/12/19/pdf/2017_14831.pdf&tipo=rutaDocm
- Osorio, G. C., Díaz, D. V., Curiel, M. G., Alcalá, I. M., & Martínez, F. P. (2018). Estudio del impacto económico de la evaporación de agua en balsas de riego ubicadas en zonas de clima semiárido: aplicación en la isla de La Palma. *CONAMA 2018-Congreso Nacional del Medio Ambiente.*
- Palou, N. (13 de Diciembre de 2018). Parques solares que flotan sobre el agua. *EconomíaDigital.*
- Peñalvo, E. (s.f.). *Introducción a las Energías Renovables. UD3 Solar Fotovoltaica.* Obtenido de Poliformat: https://poliformat.upv.es/access/content/group/GRA_13239_2019/2019-2020/UD2.%20FOTOVOLTAICA/UD3%20Solar%20FV%20v4.pdf
- Planas, O. (24 de abril de 2015). *Energía Solar* . Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/ventajas-desventajas>
- Power.* (s.f.). Obtenido de <https://powen.es/placas-solares-para-autoconsumo-agricola/>
- PVGIS.* (2019). Obtenido de PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.* (6 de Abril de 2019). Obtenido de BOE: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- Rebas- Inversores de red para autoconsumo 6KTLM-G2.* (s.f.). Obtenido de Rebas: https://www.rebas.com/inversores-de-red-para-autoconsumo/1204-inversor-sofar-solar-6000w-ktlm-g2.html?search_query=+KTLM-G2&results=11
- Rebas-Inversores de red para autoconsumo 7,5KTLM-G2.* (s.f.). Obtenido de Rebas: <https://www.rebas.com/inversores-de-red-para-autoconsumo/1205-inversor-sofar-solar-7500w-ktlm-g2.html>

Seablock. (s.f.). Obtenido de Plataformas Fotovoltaicas Flotantes para Balsas-Embalses de Riego:
<http://www.seablock.online/plataformas-fotovoltaicas-flotantes/>

Soria, A. (2 de Julio de 2019). *Legislación fotovoltaica en España (2019)*. Obtenido de Censolar:
<https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>

Torres, J. (s.f.). *Semiconductores: Tipos, Aplicaciones y Ejemplos*. Obtenido de lifeder:
<https://www.lifeder.com/semiconductores/>

Turbinas de Inoxidable 6" – Serie X6S. (s.f.). Obtenido de Axyra:
<https://www.axyra.es/tienda/electrobombas-sumergidas/turbinas-de-inoxidable-4/#30>

Vernia, V. (2017). *Tecnología Fotovoltaica, Bombeo Solar*. Obtenido de Física Universidad Jaume I:
http://www.fisica.uji.es/priv/web%20master%20SIH007/treballs%202017/Bombeo%20Solar_presentacio.pdf

PRESUPUESTO

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

1. PRESUPUESTO “LA ZAMORANA”

1.1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
1	Ud.	Módulo solar fotovoltaico totalmente instalado y comprobado	40	166,36 €	6.654,48 €
1.1	Ud.	Placa solar fotovoltaica con aislamiento de 1000 V de 72 células policristalinas, potencia pico 340 W, tensión pico 38,5 V e intensidad pico 8,84 A – Modelo ESPMC 340	1	149,30 €	149,30 €
1.2	h	Oficial 1º electricista	0,37	19,42 €	7,19 €
1.3	h	Ayudante electricista	0,37	17,86 €	6,61 €
1.4	%	Costes directos complementarios	2	163,10 €	3,262 €
2	Ud.	Estructura para los módulos fotovoltaicos fija, instalada y comprobada	4	728,24 €	2912,96 €
2.1	Ud.	Estructura para los módulos fotovoltaicos SUNFER CVE915XL 1X10 fija para módulos de hasta 72 células, para suelos o cubierta plana, con inclinación graduable entre 10° y 35° y capacidad para 10 módulos colocados en vertical	1	527,56 €	527,56 €
2.2	h	Oficial 1º electricista	5	19,42 €	97,1 €
2.3	h	Ayudante electricista	5	17,86 €	89,3 €
2.4	%	Costes directos complementarios	2	713,96 €	14,28 €
3	Ud.	Inversor-Regulador de carga, instalado y comprobado	2	830,66 €	1661,32 €
3.1	Ud.	Inversor para autoconsumo Sofar Solar 6000 ktlm-G2 con doble entrada MPPT con potencia máxima por entrada de 3500W, voltaje e intensidad máximos de entrada 600V y 11A y eficiencia máxima de 98%	1	792,00 €	792,00 €
3.2	h	Oficial 1º electricista	0,6	19,42 €	11,65 €
3.3	h	Ayudante electricista	0,6	17,86 €	10,72 €
3.4	%	Costes directos complementarios	2	814,37 €	16,29 €

1.2 CABLEADO

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
4	m	Cableado enterrado de los strings hasta el cuadro de protección y de este hasta el inversor totalmente comprobado e instalado	78	1,50 €	117,00 €
4.1	m	Cable eléctrico unipolar P-Sun CPRO PRYSMIAN, resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua de 1,8 kV, con conductor de cobre recocido flexible clase 5 de 1x4 mm ² de sección y aislamiento de polímero reticulado clase II	1	0,76 €	0,76 €
4.2	h	Oficial 1º electricista	0,018	19,42 €	0,37 €
4.3	h	Ayudante electricista	0,018	17,86 €	0,34 €
4.4	%	Costes directos complementarios	2	1,47 €	0,03 €
5	m	Cableado entre los inversores y el cuadro de protección de la carga y la bomba sumergida	100	12,80 €	1280 €
5.1	m	Cable eléctrico multiconductor, Bupreno Bombas Sumergidas PRYSMIAN, para instalaciones permanentemente sumergidas, tipo DN-F bombas sumergidas, tensión nominal 0,6/1 kV, con conductores de cobre recocido flexible clase 5 de 4G16 mm ² de sección con aislamiento de EPR y cubierta de policloropreno	1	11,32 €	11,32 €
5.2	h	Oficial 1º electricista	0,033	19,42 €	0,64 €
5.3	h	Ayudante electricista	0,033	17,86 €	0,59 €
5.4	%	Costes directos complementarios	2	12,55 €	0,25 €

1.3 PROTECCIONES

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
6	Ud.	Cuadro general de protección para 4 strings totalmente instalado y comprobado	1	102,46 €	102,46 €
6.1	Ud.	Caja general de protección equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 16 A para protección de línea general de alimentación	1	28,36 €	28,36 €
6.2	Ud.	Fusible de cuchillas tipo gG de intensidad nominal 16 A y poder de corte 120 kA	4	7,92 €	31,68 €
6.3	m	Tubo de PVC liso, serie B de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor	2,5	3,73 €	9,325 €
6.4	Ud.	Material auxiliar para instalaciones eléctricas	1	1,48 €	1,48 €
6.5	h	Oficial 1º de construcción	0,3	18,89 €	5,67 €
6.6	h	Peón ordinario de construcción	0,3	17,67 €	5,30 €
6.7	h	Oficial 1º electricista	0,5	19,42 €	9,71 €
6.8	h	Ayudante de electricista	0,5	17,86 €	8,93 €
6.9	%	Costes directos complementarios	2	100,45 €	2,01 €
7	Ud.	Cuadro general de protección para corriente alterna totalmente instalado y comprobado	1	180,30 €	180,30 €
7.1	Ud.	Caja para protecciones y conexionado eléctrico de plástico	1	29,27 €	29,27 €
7.2	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico de caja moldeada de tres polos de 10 kA de poder de corte, tensión nominal de 400 V y corriente nominal de 50 A, curva C	1	107,07 €	107,07 €
7.3	m	Tubo de PVC liso, serie B de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor	2,5	3,73 €	9,325 €
7.4	Ud.	Material auxiliar para instalaciones eléctricas	1	1,48 €	1,48 €

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

7.5	h	Oficial 1º de construcción	0,3	18,89 €	5,67 €
7.6	h	Peón ordinario de construcción	0,3	17,67 €	5,30 €
7.7	h	Oficial 1º electricista	0,5	19,42 €	9,71 €
7.8	h	Ayudante de electricista	0,5	17,86 €	8,93 €
7.9	%	Costes directos complementarios	2	176,76 €	3,54 €
8	Ud.	Puesta a tierra con configuración 20-20/5/00 del método UNESA, totalmente instalado y comprobado	1	121,19 €	121,19 €
8.1	Ud.	Pica para toma a tierra de acero cobrizado de 2 metros de longitud	4	6,8 €	27,20 €
8.2	Ud.	Arqueta de registro de polipropileno de 300x300 mm con tapa	1	57,29 €	57,29 €
8.3	Ud.	Puente de comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	1	25,00 €	25,00 €
8.4	h	Oficial 1º electricista	0,25	19,42 €	4,86 €
8.5	h	Ayudante de electricista	0,25	17,86 €	4,46€
8.6	%	Costes directos complementarios	2	118,81 €	2,38 €

1.4 OBRA CIVIL

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
9	m	Zanja para el cableado enterrado desde los módulos hasta el cuadro de protección general para 4 strings totalmente ejecutada	56	24,03 €	1.345,68 €
9.1	m	Zanja de 1 metro de profundidad y 0,6 metros de ancho, con excavación mecánica y relleno de la misma con el mismo material	1	18,35 €	18,35 €
9.2	h	Equipo y maquinaria necesaria para la realización de la zanja y relleno de esta	0,1	15,46 €	1,55 €
9.3	h	Oficial 1º de construcción	0,1	18,89 €	1,89 €

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

9.4	h	Peón ordinario de construcción	0,1	17,67 €	1,77 €
9.5	%	Costes directos complementarios	2	23,56 €	0,47 €
10	Ud.	Arqueta de registro para la conexión de cableado de la zanja totalmente ejecutada	4	62,17 €	248,68 €
10.1	Ud.	Arqueta de registro de polipropileno de 300x300 mm con tapa	1	57,29 €	57,29 €
10.2	h	Oficial 1º de construcción	0,1	18,89 €	1,89 €
10.3	h	Peón ordinario de construcción	0,1	17,67 €	1,77 €
10.4	%	Costes directos complementarios	2	60,95 €	1,22 €

1.5 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Descripción	Importe
Instalación fotovoltaica	11.228,76 €
Cableado	1.397 €
Protecciones	403,95 €
Obra civil	1.594,36 €
Importe total del presupuesto de ejecución material	14.624,07 €
13% Gastos generales	1.901,13 €
6% Beneficio Industrial	877,44 €
21% de I.V.A.	3.654,55 €
TOTAL Presupuesto General	21.057,19 €

El presupuesto general de este proyecto asciende a la expresada cantidad de VEINTIUN MIL CINCUENTA Y SIETE EUROS con DIECINUEVE CÉNTIMOS.

2. PRESUPUESTO “EL PÍVOT”

2.1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
1	Ud.	Módulo solar fotovoltaico totalmente instalado y comprobado	30	166,36 €	4.990,80 €
1.1	Ud.	Placa solar fotovoltaica con aislamiento de 1000 V de 72 células policristalinas, potencia pico 340 W, tensión pico 38,5 V e intensidad pico 8,84 A – Modelo ESPMC 340	1	149,30 €	149,3 €
1.2	h	Oficial 1º electricista	0,37	19,42 €	7,19 €
1.3	h	Ayudante electricista	0,37	17,86 €	6,61 €
1.4	%	Costes directos complementarios	2	163,10 €	3,262 €
2	Ud.	Estructura para los módulos fotovoltaicos fija, instalada y comprobada	1	1.756,09 €	1.756,09 €
2.1	Ud.	Estructura para los módulos fotovoltaicos SUNFER CVE915XL 1X8 fija para módulos de hasta 72 células, para suelos o cubierta plana, con inclinación graduable entre 10° y 35° y capacidad para 8 módulos colocados en vertical	2	412,37 €	824,74 €
2.2	Ud.	Estructura para los módulos fotovoltaicos SUNFER CVE915XL 1X7 fija para módulos de hasta 72 células, para suelos o cubierta plana, con inclinación graduable entre 10° y 35° y capacidad para 7 módulos colocados en vertical	2	355,26 €	710,52 €
2.2	h	Oficial 1º electricista	5	19,42 €	97,1 €
2.4	h	Ayudante electricista	5	17,86 €	89,3 €
2.5	%	Costes directos complementarios	2	1.721,66 €	34,43 €
3	Ud.	Inversor-Regulador de carga, instalado y comprobado	1	1.545,68 €	1.545,68 €
3.1	Ud.	Inversor para autoconsumo Sofar Solar 4KTLM-G2 con doble entrada MPPT con potencia máxima por entrada de 2600W, voltaje e intensidad máximos de entrada 600V y 11 A y eficiencia máxima de 98%	1	738,00 €	738,00 €

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

3.2	Ud.	Inversor para autoconsumo Sofar Solar 4,6KTLM-G2 con doble entrada MPPT con potencia máxima por entrada de 3000W, voltaje e intensidad máximos de entrada 600V y 11A y eficiencia máxima de 98%	1	755,00 €	755,00 €
3.3	h	Oficial 1º electricista	0,6	19,42 €	11,65 €
3.4	h	Oficial 1º electricista	0,6	19,42 €	10,72 €
3.5	%	Costes directos complementarios	2	1.515,37 €	30,31 €

2.2 BOMBA

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
4	Ud.	Bomba sumergible de 5,5 kW de potencia para la extracción de agua de pozo a 78 metros de profundidad instalada y comprobada	1	1.373,30 €	1.373,30 €
4.1	Ud.	Bomba sumergible de motor trifásico de 5,5 kW de potencia nominal, una altura de impulsión y un caudal nominal de 80 mca y 18 m ³ /h con un rendimiento del 70%, modelo S6S-18/09	1	715,00 €	715,00 €
4.2	h	Oficial 1º electricista	3	19,42 €	58,26 €
4.3	h	Ayudante electricista	3	17,86 €	53,58 €
4.4	h	Oficial 1º de fontanero	3	19,32 €	57,96 €
4.5	h	Ayudante de fontanero	3	17,63 €	52,89 €
4.6	Ud.	Oficial 1º de construcción de obra civil	2	18,89 €	37,78 €
4.7	h	Ayudante de construcción de obra civil	2	17,67 €	35,34 €
4.8	h	Camión con grúa	2	167,78 €	335,56 €
4.9	%	Costes directos complementarios	2	1.346,37 €	26,93€

2.3 CABLEADO

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
5	m	Cableado enterrado de los strings hasta el cuadro de protección y de este hasta el inversor totalmente comprobado e instalado	75	1,50 €	112,50 €
5.1	m	Cable eléctrico unipolar P-Sun CPRO PRYSMIAN, resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua de 1,8 kV, con conductor de cobre recocido flexible clase 5 de 1x4 mm ² de sección y aislamiento de polímero reticulado clase II	1	0,76 €	0,76 €
5.2	h	Oficial 1º electricista	0,018	19,42 €	0,37 €
5.3	h	Ayudante electricista	0,018	17,86 €	0,34 €
5.4	%	Costes directos complementarios	2	1,47 €	0,03 €
6	m	Cableado entre los inversores y el cuadro de protección de la carga y la bomba sumergida	82	12,80 €	1049,60 €
6.1	m	Cable eléctrico multiconductor, Bupreno Bombas Sumergidas PRYSMIAN, para instalaciones permanentemente sumergidas, tipo DN-F bombas sumergidas, tensión nominal 0,6/1 kV, con conductores de cobre recocido flexible clase 5 de 4G16 mm ² de sección con aislamiento de EPR y cubierta de policloropreno	1	11,32 €	11,32 €
6.2	h	Oficial 1º electricista	0,033	19,42 €	0,64 €
6.3	h	Ayudante electricista	0,033	17,86 €	0,59 €
6.4	%	Costes directos complementarios	2	12,55 €	0,25 €

2.4 PROTECCIONES

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
7	Ud.	Cuadro general de protección para 4 strings totalmente instalado y comprobado	1	102,46 €	102,46 €
7.1	Ud.	Caja general de protección equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 16 A para protección de línea general de alimentación	1	28,36 €	28,36 €
7.2	Ud.	Fusible de cuchillas tipo gG de intensidad nominal 16 A y poder de corte 120 kA	4	7,92 €	31,68 €
7.3	m	Tubo de PVC liso, serie B de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor	2,5	3,73 €	9,325 €
7.4	Ud.	Material auxiliar para instalaciones eléctricas	1	1,48 €	1,48 €
7.5	h	Oficial 1º de construcción	0,3	18,89 €	5,67 €
7.6	h	Peón ordinario de construcción	0,3	17,67 €	5,30 €
7.7	h	Oficial 1º electricista	0,5	19,42 €	9,71 €
7.8	h	Ayudante de electricista	0,5	17,86 €	8,93 €
7.9	%	Costes directos complementarios	2	100,45 €	2,01 €
8	Ud.	Cuadro general de protección para corriente alterna totalmente instalado y comprobado	1	180,30 €	180,30 €
8.1	Ud.	Caja para protecciones y conexionado eléctrico de plástico	1	29,27 €	29,27 €
8.2	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico de caja moldeada de tres polos de 10 kA de poder de corte, tensión nominal de 400 V y corriente nominal de 50 A, curva C	1	107,07 €	107,07 €
8.3	m	Tubo de PVC liso, serie B de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor	2,5	3,73 €	9,325 €
8.4	Ud.	Material auxiliar para instalaciones eléctricas	1	1,48 €	1,48 €

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

8.5	h	Oficial 1º de construcción	0,3	18,89 €	5,67 €
8.6	h	Peón ordinario de construcción	0,3	17,67 €	5,30 €
8.7	h	Oficial 1º electricista	0,5	19,42 €	9,71 €
8.8	h	Ayudante de electricista	0,5	17,86 €	8,93 €
8.9	%	Costes directos complementarios	2	176,76 €	3,54 €
9	Ud.	Puesta a tierra con configuración 20-20/5/00 del método UNESA, totalmente instalado y comprobado	1	121,19 €	121,19 €
9.1	Ud.	Pica para toma a tierra de acero cobrizado de 2 metros de longitud	4	6,8 €	27,20 €
9.2	Ud.	Arqueta de registro de polipropileno de 300x300 mm con tapa	1	57,29 €	57,29 €
9.3	Ud.	Puente de comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	1	25,00 €	25,00 €
9.4	h	Oficial 1º electricista	0,25	19,42 €	4,86 €
9.5	h	Ayudante de electricista	0,25	17,86 €	4,46€
9.6	%	Costes directos complementarios	2	118,81 €	2,38 €

2.5 OBRA CIVIL

Nº	Ud.	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
10	m	Zanja para el cableado enterrado desde los módulos hasta el cuadro de protección general para 4 strings totalmente ejecutada	47,5	24,03 €	1141,43 €
10.1	m	Zanja de 1 metro de profundidad y 0,6 metros de ancho, con excavación mecánica y relleno de la misma con el mismo material	1	18,35 €	18,35 €
10.2	h	Equipo y maquinaria necesaria para la realización de la zanja y relleno de esta	0,1	15,46 €	1,55 €
10.3	h	Oficial 1º de construcción	0,1	18,89 €	1,89 €

Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)

10.4	h	Peón ordinario de construcción	0,1	17,67 €	1,77 €
10.5	%	Costes directos complementarios	2	23,56 €	0,47 €
11	Ud.	Arqueta de registro para la conexión de cableado de la zanja totalmente ejecutada	4	62,17 €	248,68 €
11.1	Ud.	Arqueta de registro de polipropileno de 300x300 mm con tapa	1	57,29 €	57,29 €
11.2	h	Oficial 1º de construcción	0,1	18,89 €	1,89 €
11.3	h	Peón ordinario de construcción	0,1	17,67 €	1,77 €
11.4	%	Costes directos complementarios	2	60,95 €	1,22 €

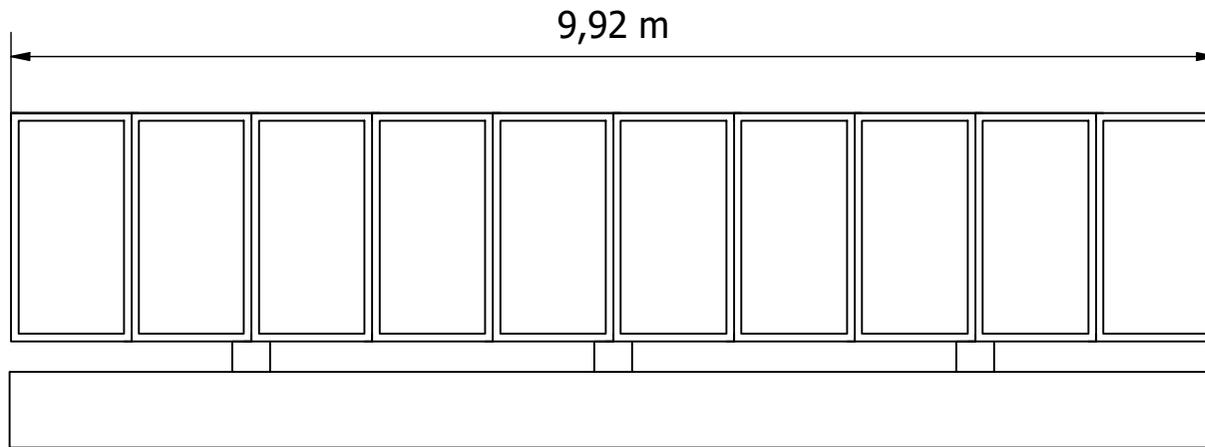
2.6 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Descripción	Importe
Instalación fotovoltaica	8.292,57 €
Bomba	1.373,30 €
Cableado	1.162,10 €
Protecciones	403,95 €
Obra civil	1.390,11 €
Importe total del presupuesto de ejecución material	12.622,03 €
13% Gastos generales	1.640,86 €
6% Beneficio Industrial	757,32 €
21% de I.V.A.	3.154,24 €
TOTAL Presupuesto General	18.174,45 €

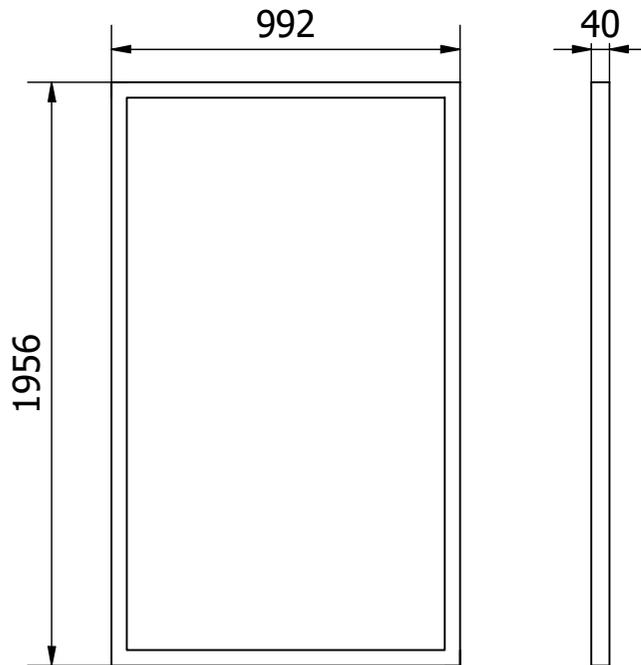
El presupuesto general de este proyecto asciende a la expresada cantidad de DIECIOCHO MIL CIENTO SETENTA Y CUATRO EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

PLANOS

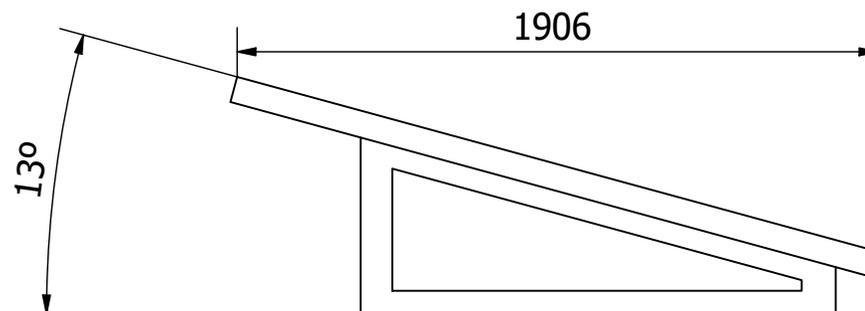
Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica aislada de la red en San Clemente (Cuenca)



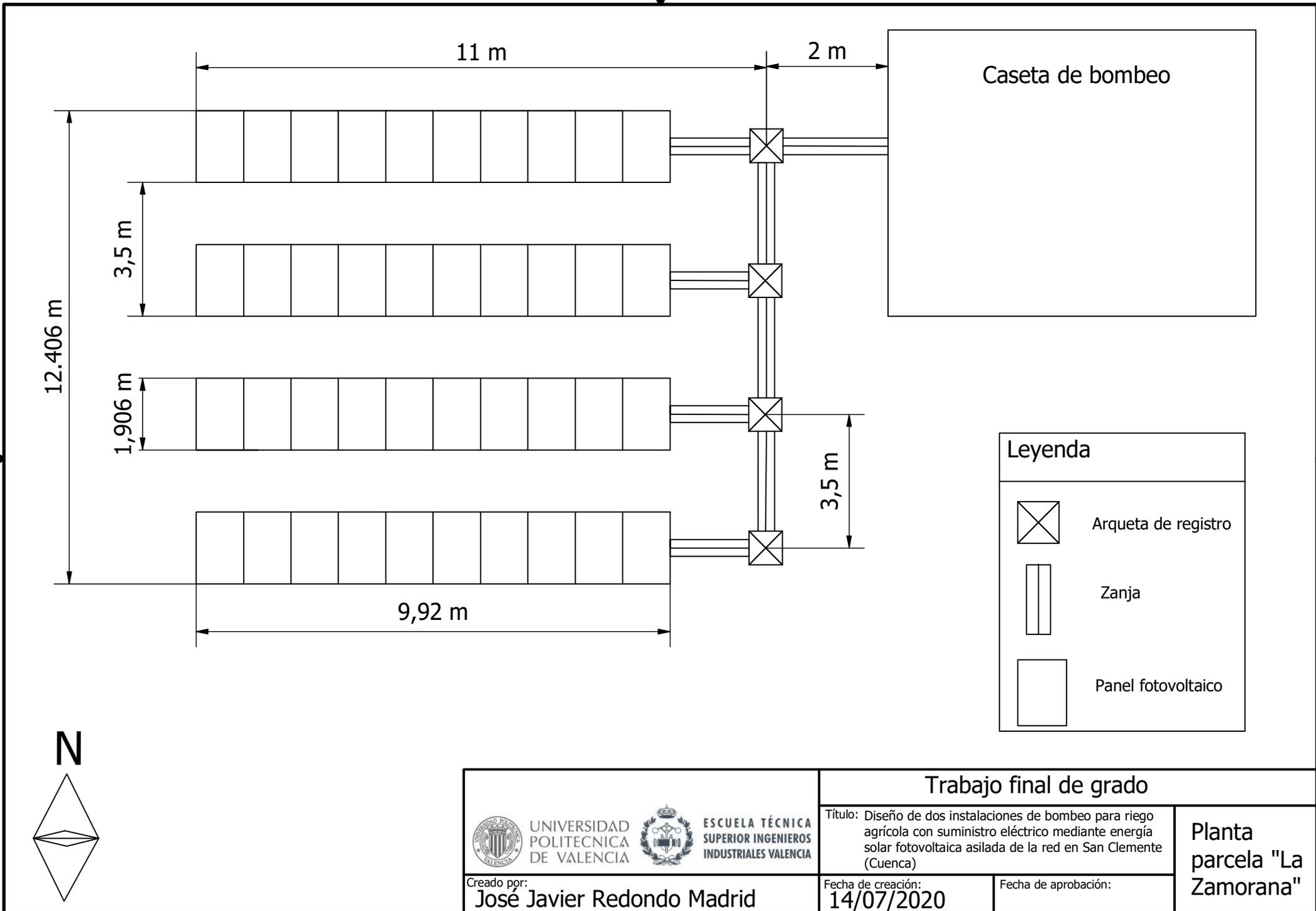
Estructura de soporte de 10 módulos fotovoltaicos

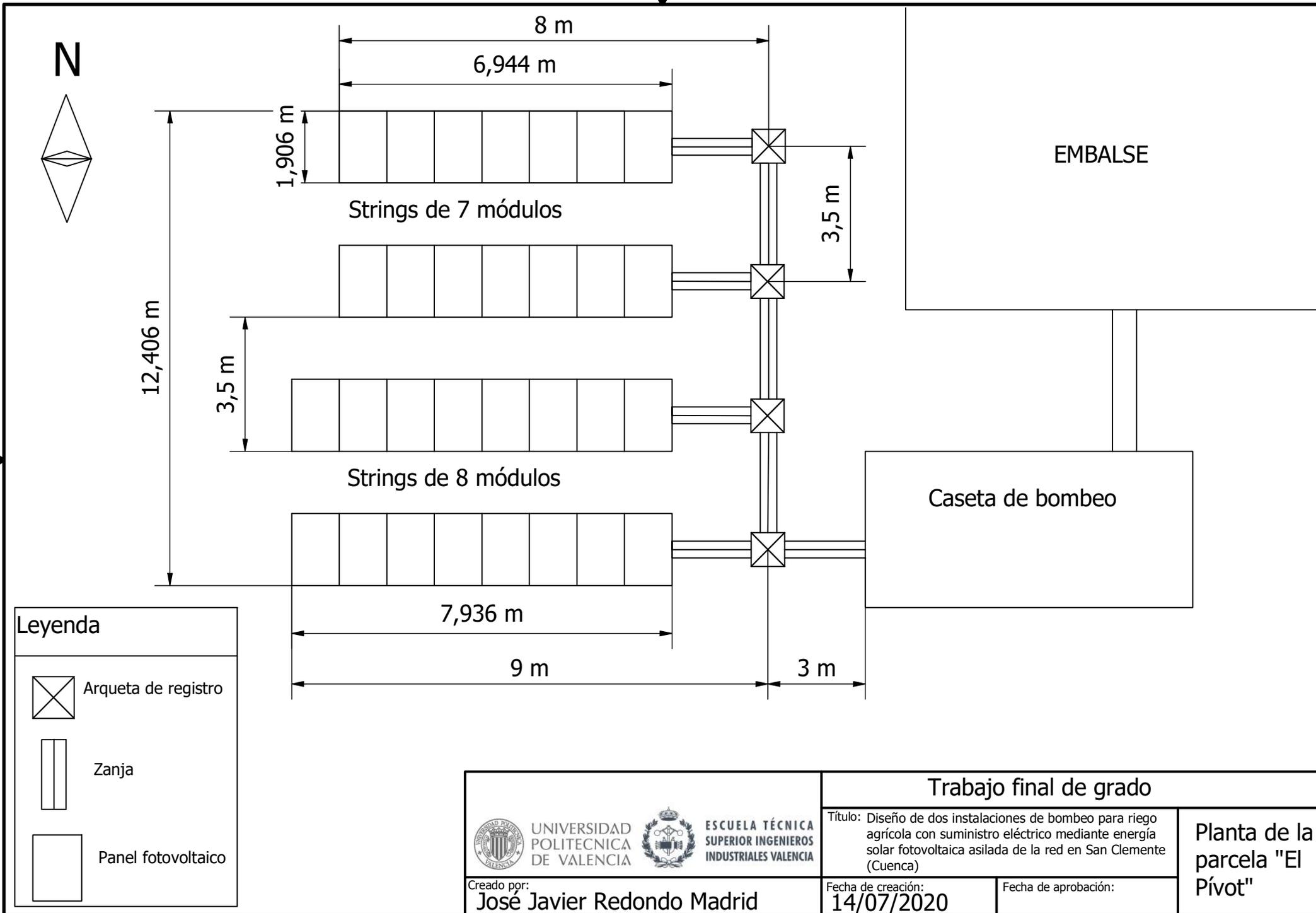


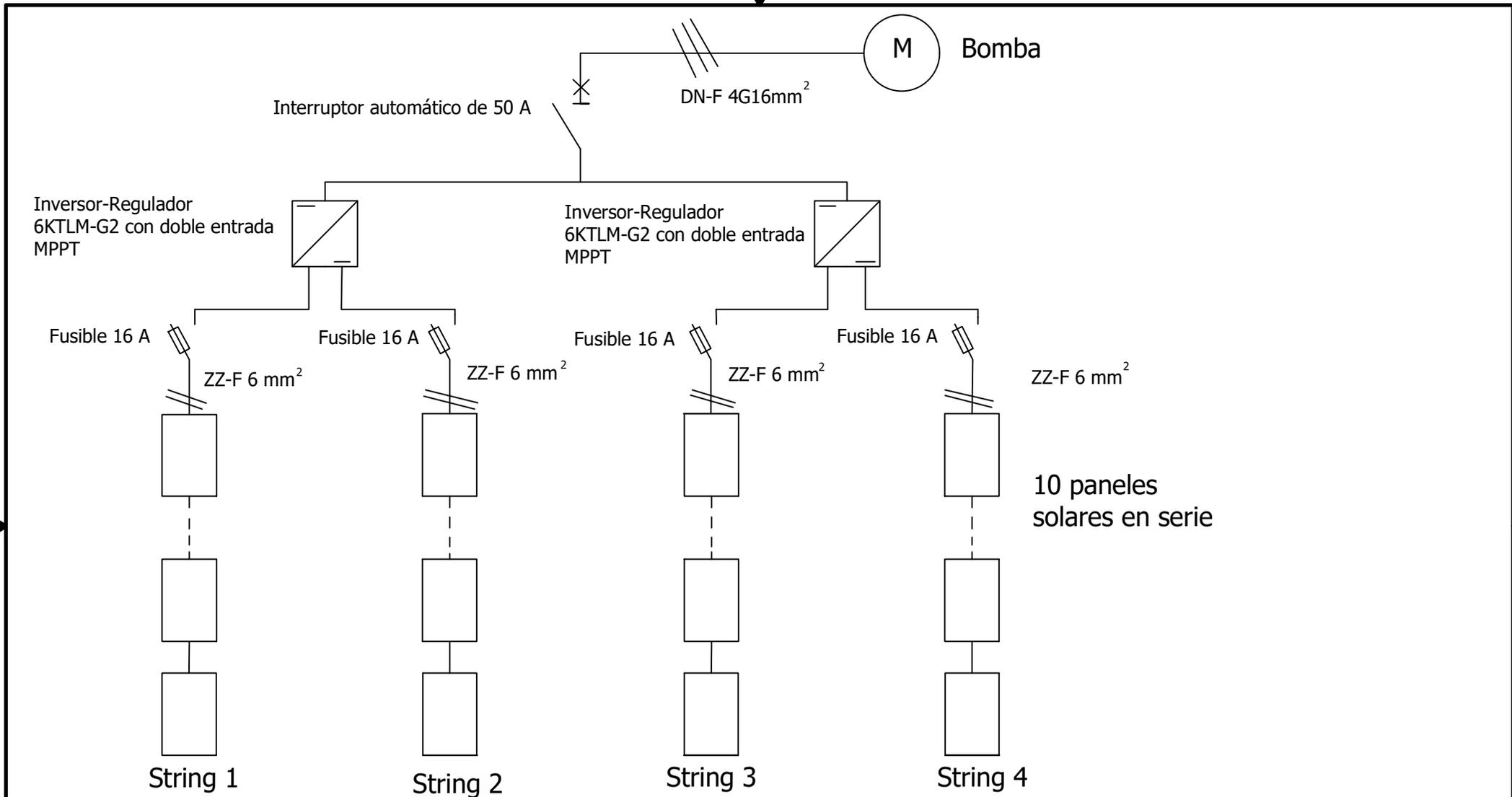
Panel solar ERA ESPMC 340



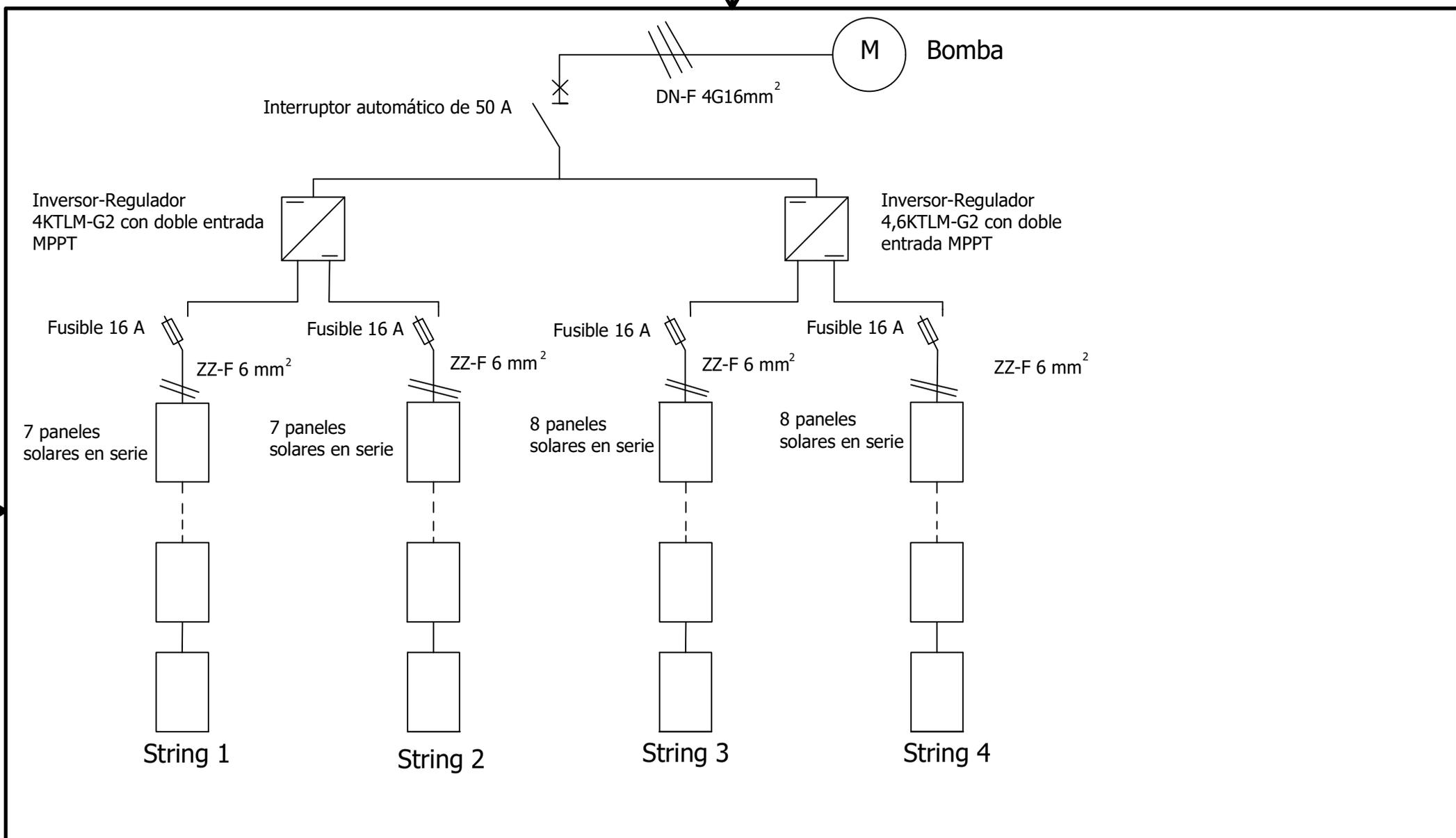
		Trabajo final de grado	
		Título: Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica asilada de la red en San Clemente (Cuenca)	Panel fotovoltaico y estructura de soporte de 10 módulos
Creado por: José Javier Redondo Madrid		Fecha de creación: 14/07/2020	Fecha de aprobación:







 UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA		 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA		Trabajo final de grado	
				Título: Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica asilada de la red en San Clemente (Cuenca)	
Creado por: José Javier Redondo Madrid			Fecha de creación: 14/07/2020	Fecha de aprobación:	



		Trabajo final de grado	
		Título: Diseño de dos instalaciones de bombeo para riego agrícola con suministro eléctrico mediante energía solar fotovoltaica asilada de la red en San Clemente (Cuenca)	
Creado por: José Javier Redondo Madrid		Fecha de creación: 14/07/2020	Fecha de aprobación:

ANEXOS

1. ANEXO DE CÁLCULO

1.1 INSTALACIÓN “LA ZAMORANA”

1.1.1 Dimensionado de la bomba

1.1.1.1 Pérdidas de carga

$$h_f = \frac{8fLQ^2}{g\pi D^5} = \frac{8 \cdot 0,012 \cdot 96,5 \cdot 0,00472^2}{9,81 \cdot \pi \cdot 0,0535^5} = 15,28 \text{ mca}$$

1.1.2 Demanda energética de la bomba

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 111 \cdot 0,00472}{0,7} = 7342,36 \text{ W} \approx 7,35 \text{ kW}$$

Al cabo del día será:

$$7,35 \cdot 8 = 58,8 \text{ kWh}$$

Esta bomba trabaja solo en los meses de mayo, junio, julio y agosto, por lo tanto, su consumo anual será:

$$7,35 \cdot 8 \cdot 123 = 7232,4 \text{ kWh}$$

1.1.3 Ratio mínimo de carga de la bomba:

De las curvas características de las bombas obtenemos:

$$H = -0,2027 \cdot 7^2 + 2,572 \cdot 7 + 125,85 = 133,92 \text{ mca} \quad (Q = m^3/h)$$

$$\eta = -0,277 \cdot 7^2 + 9,2733 \cdot 7 - 8,6364 = 42,7\%$$

La potencia para ese punto característico de la bomba es:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 133,92 \cdot \frac{7}{3600}}{0,427} = 5,94 \text{ kW}$$

Y el ratio mínimo obtenido es:

$$\frac{5,94}{7,5} = 79,2 \%$$

1.1.4 Pérdidas y factor de reducción del panel solar:

- **Pérdidas por dispersión de potencia en los módulos:** se pueden estimar en 3%.
- **Pérdidas por incremento de temperatura en las células fotovoltaicas:**

$$P_T = K_T \cdot (T_C - 25)$$

Donde $K_T = 0,0038^\circ\text{C}^{-1}$ según la ficha técnica de los módulos y T_C es la temperatura media mensual a la que trabajan los paneles que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_C = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20) \cdot E}{800} = 28 + \frac{(45 - 20) \cdot 788}{800} = 52,625^\circ\text{C}$$

T_{amb} es la temperatura ambiente media mensual del lugar, en este caso hemos cogido la del mes de julio al ser la más exigente. T_{onc} es la temperatura de operación nominal de la célula en condiciones estándar. E es la radiación media de un día soleado del lugar en el mes elegido.

Por lo tanto, las pérdidas por incremento de la temperatura serán:

$$P_T = K_T \cdot (T_C - 25) = 0,0038 \cdot (52,625 - 25) \approx 0,10 = 10\%$$

- **Pérdidas debidas a la suciedad**, que se pueden estimar en un 3%.
- **Pérdidas por sombras**, que se pueden estimar en torno a un 2%.
- **Pérdidas por degradación de los módulos por su exposición al sol**, que usualmente son de 1%.
- **Pérdidas eléctricas** estimadas en torno a 1,5%.
- **Pérdidas por reflectancia** que fueron estimadas por la Universidad de Ginebra en torno a un 2,9%.

Por tanto, finalmente el factor de reducción será:

$$FR = 100\% - 3\% - 10\% - 3\% - 2\% - 1\% - 1,5\% - 2,9\% = 76,6\%$$

1.1.5 Dimensionado del inversor:

$$\frac{\text{Potencia Total}}{\text{Potencia del panel}} = \frac{13,6}{0,34} = 40 \text{ paneles}$$

Como son necesarios 40 paneles solares se decide hacer 4 strings de 10 paneles cada uno.

El voltaje máximo que puede ser obtenido en cada string por tanto será:

$$V_{OC} \cdot N_{paneles} = 46,4 \cdot 10 = 464V$$

La potencia máxima en cada string será:

$$P_{panel} \cdot N_{paneles} = 340 \cdot 10 = 3400 W$$

Y, por último, la intensidad máxima por cada string, sobredimensionando un 15% por motivos de seguridad, será:

$$I_{SC} \cdot 1,15 = 9,45 \cdot 1,15 = 10,87 A$$

1.1.5.1 Comprobación de que cumple las especificaciones:

Potencia: 3400W < 3500W

Intensidad: 10,87A < 11A

Voltaje: 90V < 464V < 580V

1.2 INSTALACIÓN “EL PÍVOT”

1.2.1 Dimensionado de la bomba:

1.2.1.1 Caudal

Teniendo en cuenta la capacidad de 3000 m³ del embalse.

En este caso el volumen de agua diario que saldrá del embalse será:

$$17 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 7,25 \text{ h/día} = 123,25 \text{ m}^3/\text{día}$$

Por tanto el embalse tendrá capacidad para regar sin ser rellenado si está completamente lleno durante:

$$\frac{3000 \text{ m}^3}{123,35 \text{ m}^3/\text{día}} = 24,34 \text{ días}$$

El volumen total que va a ser necesario para el riego y que por tanto debe ser capaz de suministrar el embalse será:

$$17 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 7,25 \text{ h/día} \cdot 123 \text{ días} = 15159,75 \text{ m}^3$$

Teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación estimadas en un 20% del total en los meses de funcionamiento de la bomba, se obtienen unas pérdidas de:

$$0,2 \cdot 3000 = 600 \text{ m}^3$$

El volumen necesario para reponer, por tanto, será:

$$15159,75 \text{ m}^3 + 600 \text{ m}^3 - 2750 \text{ m}^3 = 13009,75 \text{ m}^3 \approx 13004 \text{ m}^3$$

(dejando un margen de 250 m³ por seguridad para que no se vacíe completamente)

Ahora, tomando como referencia los resultados obtenidos en la instalación de “la Zamorana” en el mes de mayo de 2013, obtendremos una estimación de las horas solares útiles, es decir, las horas en las que la bomba va a funcionar. Tomando que solo alrededor 75% de los días aproximadamente eran completamente soleados o con el paso de alguna nube (60% se regaban 8 horas o más y 15% se regaban alrededor de 6 horas) y un 15% de los días se regaba entre 2 y 6 horas, las horas por tanto serán:

$$123 \text{ días} \cdot 8 \text{ h} \cdot 60\% + 123 \text{ días} \cdot 6 \text{ h} \cdot 15\% + 123 \cdot 2 \text{ h} \cdot 15\% = 738 \text{ h}$$

Finalmente, el caudal que deberá suministrar la bomba será:

$$\frac{13004 \text{ m}^3}{738} = 17,62 \text{ m}^3/\text{h} \approx 18 \text{ m}^3/\text{h}$$

1.2.1.2 Pérdidas de carga

$$h_f = \frac{8fLQ^2}{g\pi D^5} = \frac{8 \cdot 0,012 \cdot 87 \cdot \left(\frac{18}{3600}\right)^2}{9,81 \cdot \pi \cdot 0,0535^5} = 15,46 \text{ mca}$$

1.2.2 Storage capacity (kWh/d)

$$\frac{3000 \text{ m}^3}{18 \text{ m}^3/\text{h}} = 166,67 \text{ h}$$

$$166,67 \text{ h} \cdot 5,5 \text{ kw} = 916,67 \text{ kWh}$$

1.2.3 Ratio mínimo de carga de la bomba:

De las curvas características de las bombas obtenemos:

$$H = -0,1444 \cdot 7^2 + 1,6915 \cdot 7 + 96,336 = 101,1 \text{ mca}$$

$$\eta = -0,277 \cdot 7^2 + 9,2733 \cdot 7 - 8,6364 = 42,7\%$$

La potencia para ese punto característico de la bomba es:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 101,1 \cdot \frac{7}{3600}}{0,427} = 4,517 \text{ kW}$$

Y el ratio mínimo obtenido es:

$$\frac{4,517}{5,5} = 82 \%$$

1.2.4 Dimensionado del inversor:

$$\frac{\text{Potencia Total}}{\text{Potencia del panel}} = \frac{10,2}{0,34} = 30 \text{ paneles}$$

Como son necesarios 30 paneles solares se decide hacer 4 strings, dos de 8 paneles y dos de 7 paneles.

El voltaje máximo que puede ser obtenido en cada string por tanto será:

$$V_{OC} \cdot N_{paneles} = 46,4 \cdot 8 = 371,2V$$

$$V_{OC} \cdot N_{paneles} = 46,4 \cdot 7 = 324,8V$$

La potencia máxima en cada string será:

$$P_{panel} \cdot N_{paneles} = 340 \cdot 8 = 2720 \text{ W}$$

$$P_{panel} \cdot N_{paneles} = 340 \cdot 7 = 2380 \text{ W}$$

Y, por último, la intensidad máxima por cada string, con un sobredimensionamiento del 15% por motivos de seguridad, será:

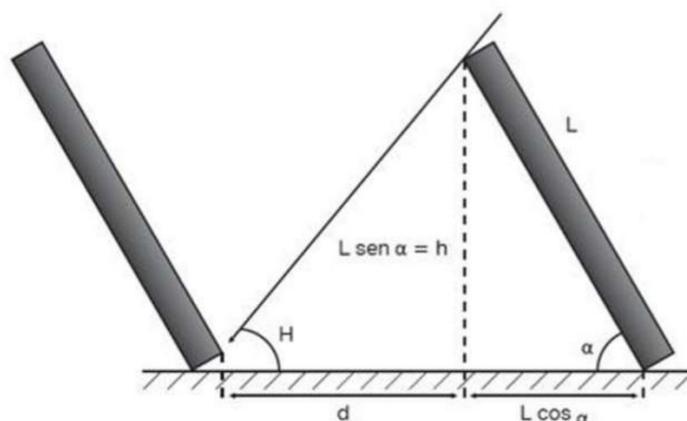
$$I_{SC} \cdot 1,15 = 9,45 \cdot 1,15 = 10,87 \text{ A}$$

1.2.4.1 Comprobación de que cumple las especificaciones:

- Potencia:
 - En el caso de SOFAR 4KTLM-G2: $2380W < 2600W$
 - En el caso de SOFAR 4,6KTLM-G2: $2720W < 3000W$
- Intensidad: $10,87A < 11A$
- Voltaje:
 - En el caso de SOFAR 4KTLM-G2: $90V < 324,8V < 580V$
 - En el caso de SOFAR 4,6KTLM-G2: $90V < 371,2V < 580V$

1.3 CALCULO DE DISTANCIA ENTRE PANELES PARA EVITAR PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Para saber la distancia mínima a la que debemos colocar las placas solares unas de otras para no producir pérdidas por sombras utilizamos el siguiente esquema:



Del cual podemos obtener esa distancia mínima:

$$d_{Total} = d + L \cos \alpha = L \cdot \frac{\text{sen } \alpha}{\tan H} + L \cdot \cos \alpha = 1,956 \cdot \frac{\text{sen } 13}{\tan 15} + 1,956 \cdot \cos 13 = 3,5 \text{ m}$$

1.4 PROTECCIONES

Debemos tener en cuenta tanto las protecciones a sobrecargas como a sobreintensidades. Para estas últimas utilizamos las fórmulas de la norma UNE-HD 60364-4-43. Y frente sobrecargas debemos cumplir estas dos condiciones:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $-I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ en el caso de interruptores automáticos.
 $-I_2 \leq 1,6 \cdot I_Z$ en el caso de fusibles tipo gG.

Donde:

- I_B es la intensidad de diseño del circuito
- I_N es la intensidad nominal del dispositivo de protección
- I_Z es la intensidad máxima admisible por la sección del cable
- I_2 es la intensidad que asegura que el dispositivo de protección funcione en el tiempo convencional.

En nuestro caso:

$$I_B = 10,87 A$$

$$I_Z = 34 A$$

$$I_2 = 2 \cdot I_N$$

Eligiendo el fusible de 16 A de intensidad nominal:

$$1) \quad 10,87 A \leq 16 A \leq 34 A$$

$$2) \quad 2 \cdot 16 = 32A \leq 1,6 \cdot 34 = 54,4 A$$

Además, se recomienda que se cumpla la condición de:

$$I_{N-Fusible} \geq 1,4 \cdot I_{SC}$$

$$16 A \geq 1,4 \cdot 9,45 = 13,23 A$$

Por tanto, el fusible de 16 A es adecuado para la instalación.

Para el dimensionamiento del interruptor automático, escogiendo el de 50 A de intensidad nominal:

$$I_B = 17,3 A$$

$$I_Z = 79 A$$

$$I_2 = 2 \cdot I_N$$

$$1) \quad 27,3 A \leq 50 A \leq 79 A$$

$$2) \quad 2 \cdot 50 = 100A \leq 1,45 \cdot 79 = 114,55 A$$

Por tanto, el interruptor automático de 50 A es adecuado para la instalación.

2. FICHAS TÉCNICAS

STAINLESS STEEL SERIES

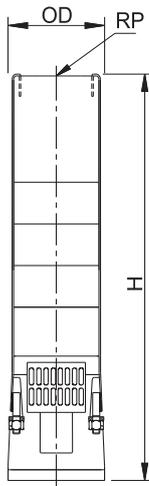
Nominal Diameter : **6"**

Nominal Flow : **18m³/h**

Outlet Size : **2½"**

Performance Table

DIMENSIONS & WEIGHT



PUMP MODEL	REQUIRED MOTOR POWER		*NO OF CABLE GUARD	DIMENSIONS (mm)			APPROX NETT. WEIGHT (kg)
	kW	HP		OD	RP	H	
S6S-18/03	2.2	3	1	139	65	424	10.0
S6S-18/04	2.2	3	1	139	65	468	11.0
S6S-18/05	3.7	5	1	139	65	512	12.0
S6S-18/06	3.7	5	1	139	65	556	13.0
S6S-18/07	4.5	6	1	139	65	600	14.0
S6S-18/08	5.5	7.5	1/2	139/143	65	644	15.0
S6S-18/09	5.5	7.5	1/2	139/143	65	688	16.0
S6S-18/10	7.5	10	1/2	139/143	65	732	17.0
S6S-18/11	7.5	10	1/2	139/143	65	776	18.0
S6S-18/12	7.5	10	1/2	139/143	65	820	19.0
S6S-18/13	9.3	12.5	1/2	139/143	65	864	20.0
S6S-18/14	9.3	12.5	1/2	139/143	65	908	21.0
S6S-18/15	9.3	12.5	1/2	139/143	65	952	22.0
S6S-18/16	11	15	1/2	139/143	65	996	23.0
S6S-18/17	11	15	1/2	139/143	65	1040	24.0
S6S-18/18	11	15	1/2	139/143	65	1084	25.0
S6S-18/19	13	17.5	1/2	139/143	65	1128	26.0
S6S-18/20	13	17.5	1/2	139/143	65	1172	27.0
S6S-18/21	13	17.5	1/2	139/143	65	1216	28.0
S6S-18/22	15	20	1/2	139/143	65	1260	29.0
S6S-18/23	15	20	1/2	139/143	65	1304	30.0
S6S-18/24	15	20	1/2	139/143	65	1348	31.0
S6S-18/25	18.5	25	1/2	139/143	65	1392	32.0
S6S-18/26	18.5	25	1/2	139/143	65	1436	33.5
S6S-18/27	18.5	25	1/2	139/143	65	1480	34.5
S6S-18/28	18.5	25	1/2	139/143	65	1524	35.5
S6S-18/29	18.5	25	1/2	139/143	65	1568	36.5
S6S-18/30	18.5	25	1/2	139/143	65	1612	37.5
S6S-18/31	22	30	1/2	139/143	65	1656	38.5
S6S-18/32	22	30	1/2	139/143	65	1700	39.5
S6S-18/33	22	30	1/2	139/143	65	1744	40.5
S6S-18/34	22	30	1/2	139/143	65	1788	41.5
S6S-18/35	22	30	1/2	139/143	65	1832	42.5
S6S-18/36	22	30	1/2	139/143	65	1876	43.5
S6S-18/38	22	30	1/2	139/143	65	1964	44.5
S6S-18/40	26	35	1/2	139/143	65	2052	45.5
S6S-18/42	30	40	1/2	139/143	65	2140	46.5
S6S-18/44	30	40	1/2	139/143	65	2228	47.5
S6S-18/46	30	40	1/2	139/143	65	2316	48.5
S6S-18/48	30	40	1/2	139/143	65	2404	50.5

* 1 denotes Single Cable Guard (D.O.L - 3 wire) and 2 denotes Double Cable Guard (S.D - 6 wire). Please specify preference, while placing order.

Available types of materials of construction : S (S.S-304) and N (S.S-316). In case of M.O.C Type - N the third digit of the pump model "S" will be replaced with "N". The given performance curves are same for Type - S & N.

In view of continuous developments, the information / descriptions / specifications / illustrations are subject to change without notice.

STAINLESS STEEL SERIES

Nominal Diameter : **6"**

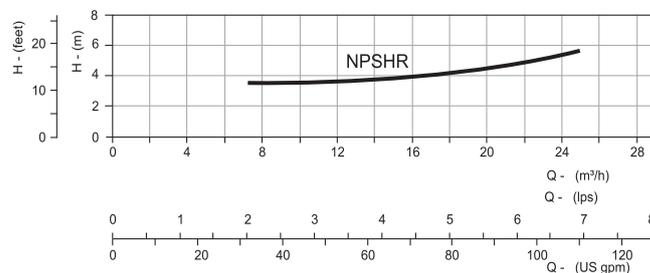
Nominal Flow : **18m³/h**

Outlet Size : **2½"**

Performance Table

PUMP MODEL	MOTOR kW	lps	0	1.66	2.22	2.78	3.33	3.89	4.44	5.00	5.56	6.11	6.67
		m ³ /h	0	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
S6S-18/03	2.2	35	37.5	33	32	30	18	25	20	16	11	6	
S6S-18/04	2.2	48	47	46	45	44	41	38	33.5	29	24	18	
S6S-18/05	3.7	58	56	55	54	52	49	46	42	37	31	25.5	
S6S-18/06	3.7	70	66	65	63	61	59	56	52	46	40	33	
S6S-18/07	4.5	82	78	77	75	73	70	66	61	54	47	40	
S6S-18/08	5.5	95	91	89	86	84	80	76	70	63	54	45	
S6S-18/09	5.5	106	102	100	98	96	92	87	80	72.5	63	54	
S6S-18/10	7.5	118	103	111.5	109	106	102	98	92	83	72	60	
S6S-18/11	7.5	130	125	122	119	116	112	107	100	90	78	66	
S6S-18/12	7.5	142	135.5	133	130	126	122	116	108	97	84	70	
S6S-18/13	9.3	152	146	144	140	136	131	124	116	105	91	76	
S6S-18/14	9.3	164	157	154	151	146.5	141	134	124	112	98	82	
S6S-18/15	9.3	175	169	166	162	158	152	145.5	136	122	106	90	
S6S-18/16	11	188	179	176	172	168	162	155	145	131	104	97	
S6S-18/17	11	198	190	186	183	178	172	164	154	140	122	103	
S6S-18/18	11	209	199	196	192	188	182	174	164	150	132	111	
S6S-18/19	13	226	216	210	204	198	190	180	168	152	133	113	
S6S-18/20	13	238	225	220	215	208	201	192	180	164	144	120	
S6S-18/21	13	250	236	232	227	220	212	204	192	174	152	129	
S6S-18/22	15	260	248	242	237	232	224	215	202	184	162	137	
S6S-18/23	15	274	258	252	247	240	232	222	209	191	168	143	
S6S-18/24	15	284	264	262	256	248	240	230	216	197	175	149	
S6S-18/25	18.5	296	278	271	264	256	248	236	223	204	180	154	
S6S-18/26	18.5	304	287	280	272	264	256	244	228	210	185	159	
S6S-18/27	18.5	316	298	290	283	274	264	252	237	216	191	164	
S6S-18/28	18.5	330	308	301	292	284	274	261	244	223	197	168	
S6S-18/29	18.5	340	319	311	302	292	284	272	255	231	204	175	
S6S-18/30	18.5	354	337	329	312	303	292	280	264	240	210	182	
S6S-18/31	22	364	348	340	323	313	303	290	272	248	219	188	
S6S-18/32	22	376	360	351	332	323	312	298	280	256	227	198	
S6S-18/33	22	384	370	361	342	331	320	305	287	264	236	207	
S6S-18/34	22	396	379	370	351	340	326	312	294	271	244	215	
S6S-18/35	22	408	389	379	359	348	336	320	302	279	252	223	
S6S-18/36	22	420	399	388	368	356	343	328	309	287	260	231	
S6S-18/38	22	432	404	392	384	370	356	340	320	296	268	236	
S6S-18/40	26	453	427	416	405	391	375	356	332	305	274	244	
S6S-18/42	30	481	450	438	425	412	395	370	348	320	286	249	
S6S-18/44	30	504	472	460	448	432	413	392	367	336	300	262	
S6S-18/46	30	520	495	482	468	452	432	411	386	352	312	272	
S6S-18/48	30	541	517	506	492	475	456	433	405	368	324	279	

TOTAL MANOMETRIC HEAD IN METRES - (COLUMN WATER)



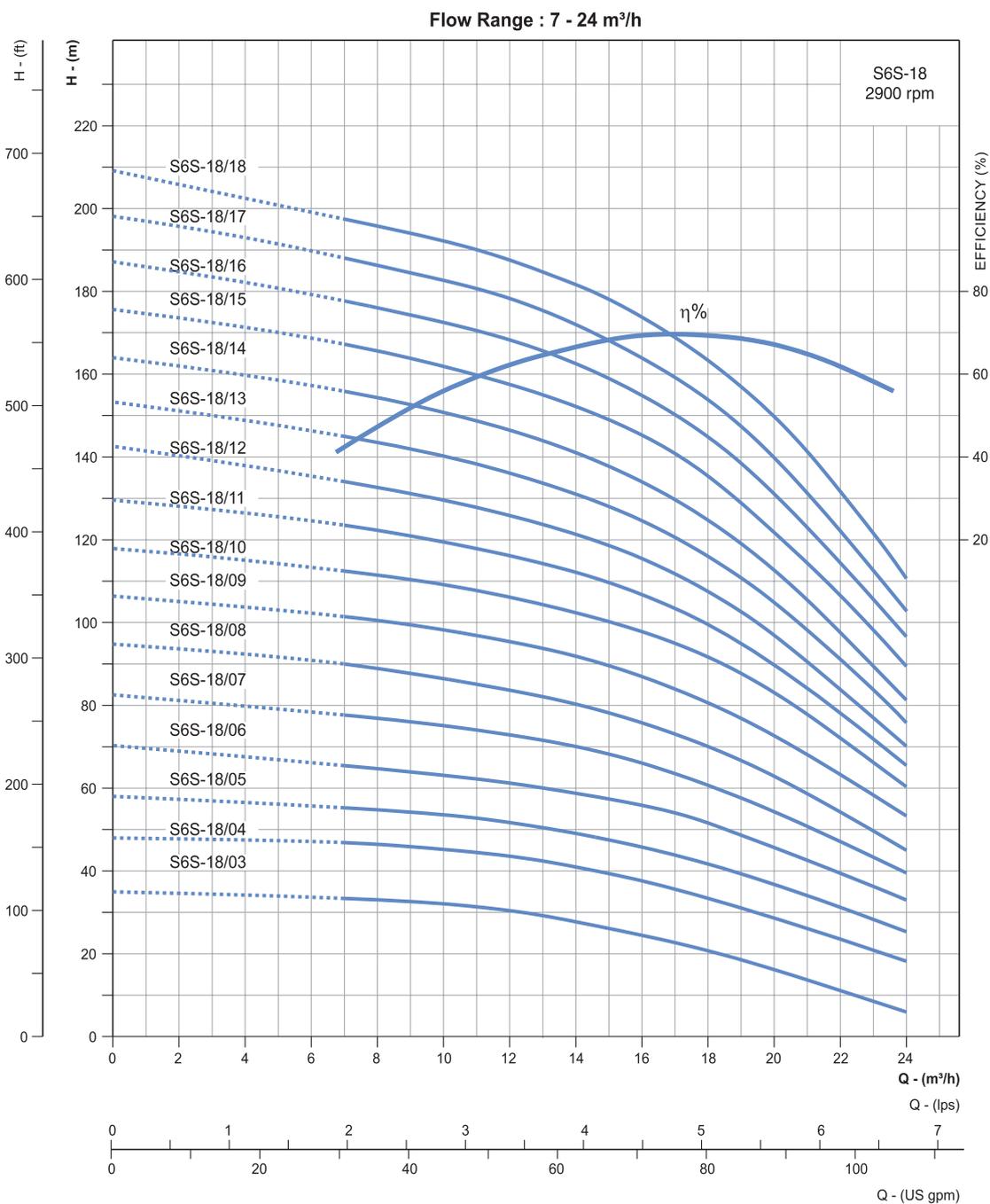
STAINLESS STEEL SERIES

Nominal Diameter : **6"**

Nominal Flow : **18m³/h**

Outlet Size : **2½"**

Performance Curves



Refer General Information for performance curve conditions and for other details.
Curve tolerance according to ISO : 9906, Grade - 3B

STAINLESS STEEL SERIES

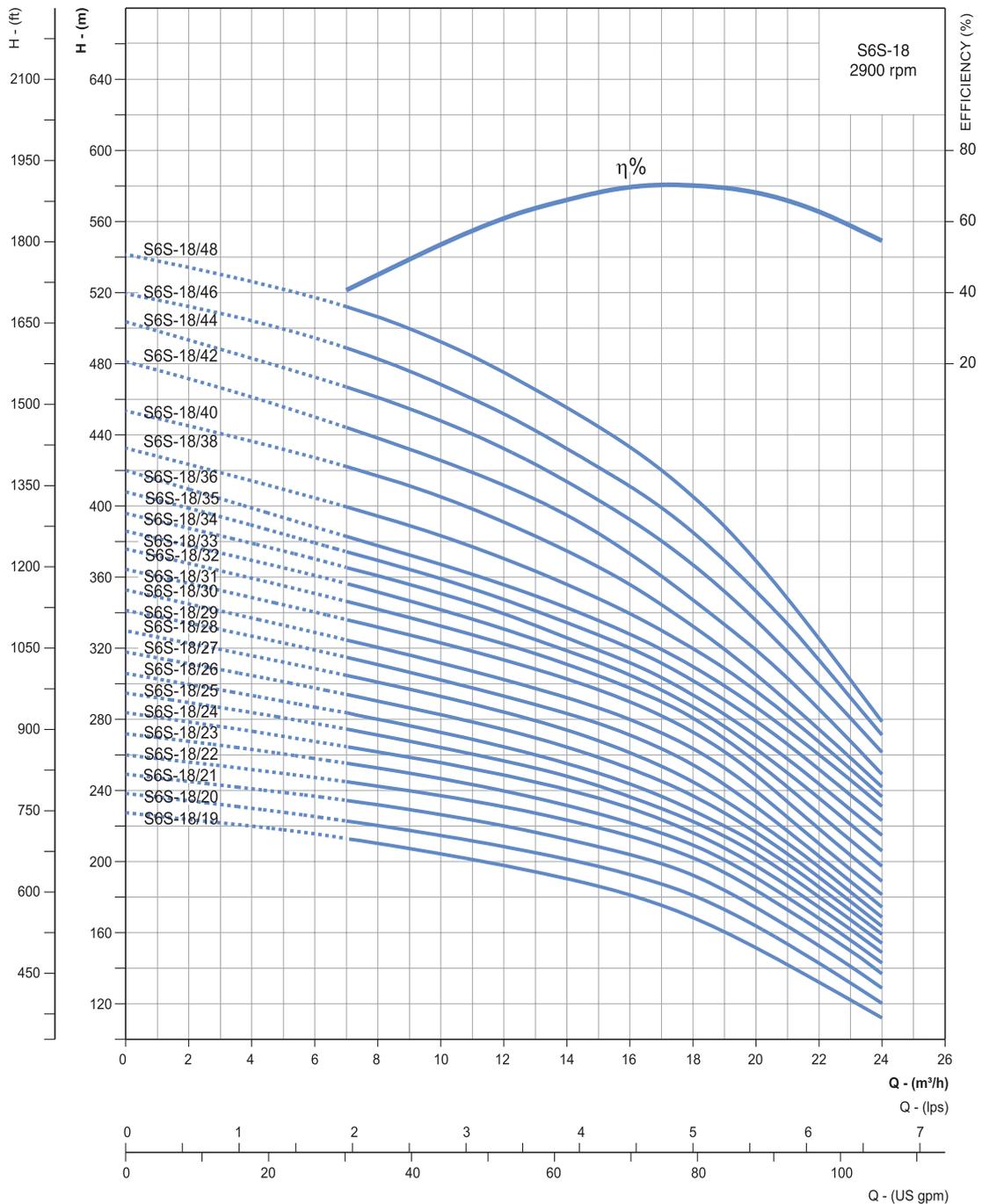
Nominal Diameter : **6"**

Nominal Flow : **18m³/h**

Outlet Size : **2½"**

Performance Curves

Flow Range : 7 - 24 m³/h



Refer General Information for performance curve conditions and for other details.
Curve tolerance according to ISO : 9906, Grade - 3B

ESPMC

Polycrystalline Solar Module

KEY FEATURES

- 5 Busbar Solar Cell:**
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Power Output:**
 Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.
- Low-light Performance:**
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Reliable Warranty:**
 10 years' product warranty.
 Power warranty of 90% up to 10 years and 80% up to 25 years.



WATTS POSITIVE TOLERANCE



12 YEARS PRODUCT WARRANTY



10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%



25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%

POLYCRYSTALLINE, 72-CELL SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Module type: ESPMC	340
Maximum Power(Wp)	340W
Open circuit Voltage(Voc)	46.4V
Short circuit Current(Isc)	9.45A
Maximum Power Voltage(Vm)	38.5V
Maximum Power Current(Imp)	8.84A
Module efficiency	17.5%
Maximum Series Fuse	15A
Watts positive tolerance	0~+3%
Number of Diode	3
Standard Test Conditions	1000W/M ² ,25°C,AM1.5
Maximum System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0.08558%/°C
Temperature-Coefficient Uoc	-0.29506%/°C
Temperature-Coefficient Pmpp	-0.38001%/°C
Normal Operating Cell Temperature	-40°C...+85°C
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)
Product Certificate	TUV(IEC 61215,IEC 61730),CE, ROHS,PID Resistant,INMETRO
Company Certificate	ISO9001,ISO14001,ISO18001

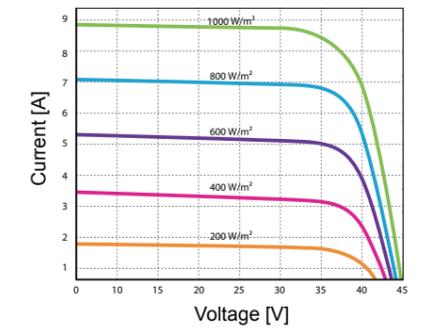
MECHANICAL CHARACTERISTICS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Backsheet (color)	TPT in white
Cell (quantity / material / dimensions)	72 / Polycrystalline silicon / 156.75x156.75mm
Frame (material / color)	aluminum hollow-chamber frame on each side anodized aluminum alloy / silver
Junction box (protection degree)	> IP68
Cables & Plug connectors	2x900mm / 4mm ² & MC4 compatible
Module Dimensions (L / W / H)	1956x992x40mm
Module Weight	20.9kg
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C

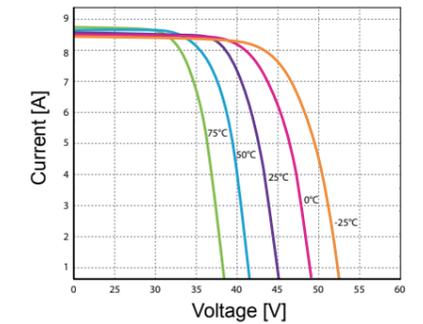
PACKING

Container Size	Units/Pallet (PCS)	Weight/Pallet (KG)	Pallet Measurement (mm)	Units/Container (PCS)
20GP	26	570	2000x1130x1120	260
40HQ	26	570	2000x1130x1120	627
	31	676	2000x1130x1340	

CURRENT-VOLTAGE CURVES:

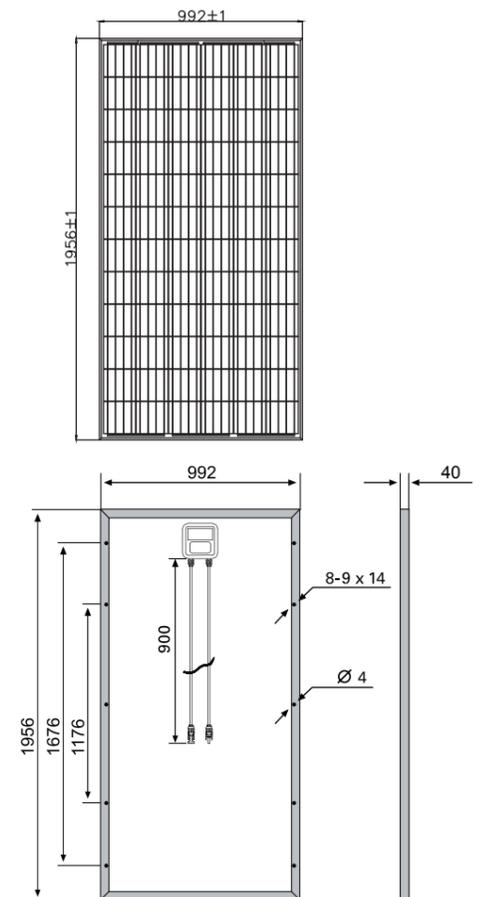


Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.



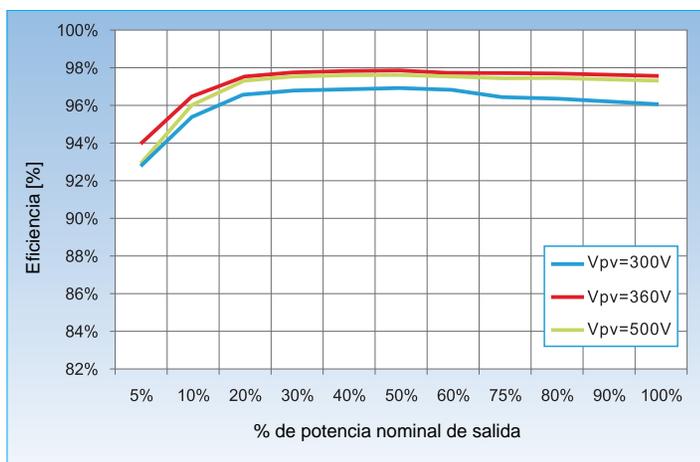
Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1.000 W/m²).

MODULE DIMENSIONS:



3-7.5KW Single Phase Inverter (Dual MPPT)

3KTLM-G2/3.6KTLM-G2/4KTLM-G2/4.6KTLM-G2/
5KTLM-G2/6KTLM-G2/7.5KTLM



Curva de eficiencia

Alto rendimiento

- Eficiencia máxima 97,8%
- Algoritmo MPPT preciso para máxima generación
- Amplio rango de operación de voltaje de entrada
- Tracking MPPT dual para óptima adaptación a diferentes tipos de tejado

Sistema todo en uno, flexible y económico

- Monitorización en tiempo real a través de APP móvil
- Instalación y mantenimiento fácil gracias a las conexiones "Plug & Play"
- RS485 y WiFi/GPRS (opcional) externo
- Sistema de sonido y alarma incorporado
- Colocación al aire libre gracias a la protección IP65

Bajo coste de mantenimiento

- Coste y medidas reducidas
- Tapa desmontable para fácil instalación
- Tapa de aluminio no oxidable
- Soluciones flexibles de monitorización

Administración inteligente de red

- Capacidad gestión de potencia reactiva
- Reducción de autoconsumo con frecuencia elevada
- Control remoto de límite de potencia activa/reactiva



REBACAS, S.L.
POL. IND. ACCESO SUR, C/SUECIA 6, Mzna.4
12006 Castellón
www.rebacas.com - info@rebacas.com
Tel.: 964 994 276



3KTLM-G2/3.6KTLM-G2/4KTLM-G2/4.6KTLM-G2/5KTLM-G2/6KTLM-G2/7.5KTLM
(New upgrade)

Datasheet

SOFAR
3KTLM-G2

SOFAR
3.6KTLM-G2

SOFAR
4KTLM-G2

SOFAR
4.6KTLM-G2

SOFAR
5KTLM-G2

SOFAR
6KTLM-G2

SOFAR
7.5KTLM

Entrada DC

Potencia máxima entrada	3500W	4000W	4400W	5000W	5500W	6600W	8300W
DC máx. por cada MPPT	2000W(160V-520V)	2400W(180V-520V)	2600W(200V-520V)	3000W(250V-520V)		3500W(300V-520V)	
Cantidad MPPT				2			
Cantidad entrada DC				1/1		2/1	
Entrada DC máx.				600V			
Voltaje arranque				120V			
Voltaje entrada nominal				360V			
Voltaje MPPT				90V-580V			
Rango voltaje máxima potencia	160V-520V	180V-520V	200V-520V	230V-520V	250V-520V	300V-520V	250V-520V
Entrada A. máx/MPPT				11A/11A		2*11A/11A	

Salida AC

Potencia nominal	3000W	3680W	4000W	4600W	5000W	6000W	7500W
Potencia máxima AC	3000VA	3680VA	4000VA	4600VA	5000VA	6000VA	7500VA
Potencia máx. salida A	13.7A	16.8A	18.2A	21A	22.8A	27.3A	32.6A
Voltaje red nominal	L/N/PE, 220, 230, 240						
Rango voltaje	180-276V (conforme estándar local)						
Frecuencia nominal	50/60Hz						
Rango frecuencia	47-55 / 54-66Hz (conforme estándar local)						
Rango potencia activa ajustable	0~100%						
THDi	<3%						
Factor de potencia	1 (ajustable +/-0.8)						
Límite potencia export.	Vertido cero o límite exportación ajustable						

Rendimiento

Eficiencia máxima	98.0%	98.2%
Eficiencia EU/CEC	97.5%	97.6%
Autoconsumo nocturno	<1W	
Potencia inyección inicial	50W	
Eficiencia MPPT	>99.9%	

Protecciones

Protección polaridad invertida	Si
Desconector DC	Opcional
Clase protección/categoría sobrevoltaje	I/III
Entrada/salida MOV (III)	Si
Protecciones seguridad	Anti islanding, RCMU, Ground fault monitoring
Certificados	NB/T32004-2013, AS4777, VDE0126-1-1, G83/2, G59/3, C10/11, RD1699/UTEC15-712-1, EN50438, VDE-AR-N4105 IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068(1,2,14,30), IEC 62109-1/2
SPD	MOV : Type III standard

Comunicaciones

Unidad gestión de energía	Según solicitud y certificación
Modo comunicación estándar	RS485 , WiFi/GPRS(optional) , SD card (optional)
Almacenamiento datos	25 años

Datos generales

Temperatura ambiente	-25°C~ +60°C	-30°C~ +60°C
Topología	Transformerless	
Tipo protección	IP65	
Humedad relativa máxima	0...100% sin condensación	
Altura máxima	4000m	
Ruido	<25dB	
Peso	11.5kg	18kg
Refrigeración	Convección natural	
Dimensiones	405*315*135mm	467*352*157mm
Display	LCD display	
Garantía	5 años / 7 años / 10 años	



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Goma libre de halógenos

3. Cubierta

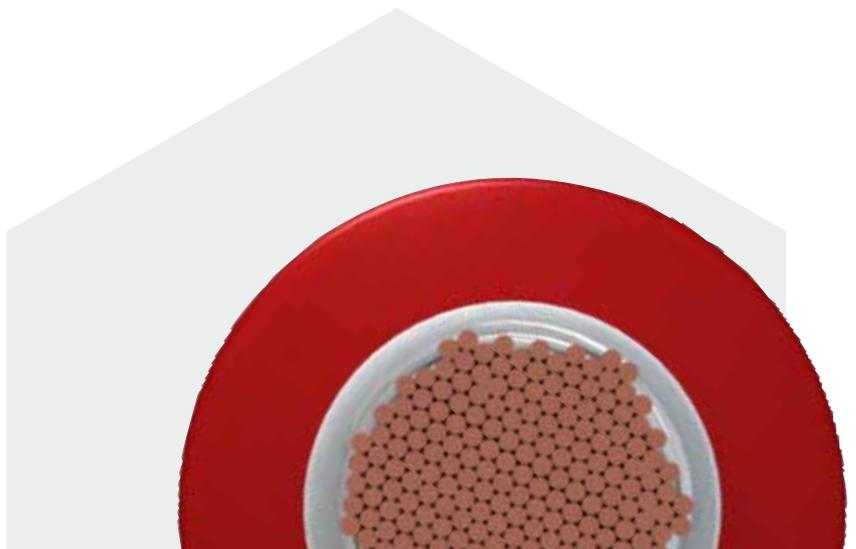
Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

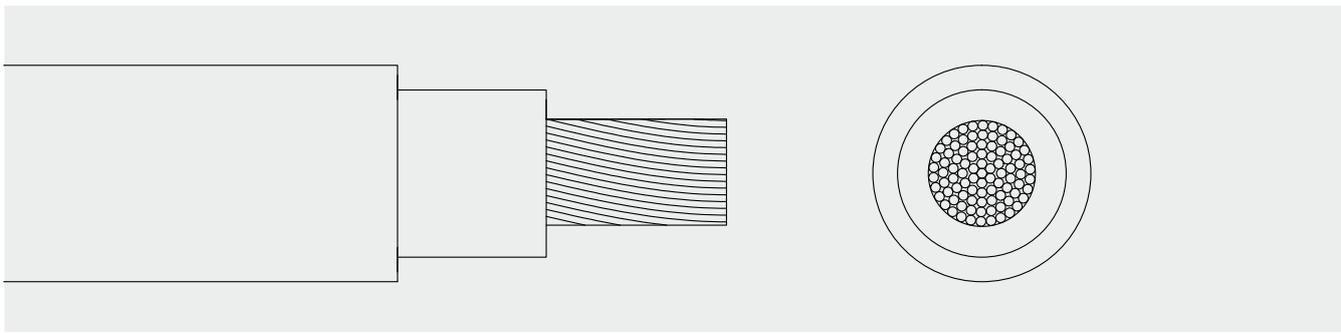
APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.

Este render es un ejemplo de las diversas configuraciones de este cable. Puede ser suministrado en diversas secciones y número de conductores.

TOP CABLE TOPSOLAR PV ZZ-F





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · (1,8) kV



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



Float Switch

Mechanically Activated Device for Water Level Detection in Applications with LORENTZ Solar Pump Systems

The switch can be used to detect the water level within a tank. When the water level in the tank reaches the maximum, the LORENTZ Controller will stop the pump and indicates Tank Full LED.

FEATURES

- Reliable water level detection
- Simple to install
- Trouble free operation
- Not sensitive to rotation
- Corrosion-free
- Three wires for normally open and normally closed application



TECHNICAL DATA

- Operating temperature: -10°C to 55°C
- Storage temperature: : -10°C to 55°C
- Enclosure class: IP68
- Cable length: 3m, waterproof
- Wire size: 3x 1.0mm² or AWG 18

STANDARDS

- Meets the requirements for CE



DIMENSION/WEIGHT

- Packaging dimensions: 230 x 160 x 55 mm
9.1in x 6.3in x 2.2in
- Total weight: 0.8kg / 1.8lbs

