



TÍTULO

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
ALIMENTAR UNA POTABILIZADORA DESALINIZADORA
AUTÓNOMA**

AUTOR

Antonio Manuel Raboso López

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2013

Director	Mariano Sidrach
Tutora	Nieves Vela Barrionuevo
Curso	Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica
ISBN	978-84-7993-883-3
©	Antonio Manuel Raboso López
©	Universidad Internacional de Andalucía (para esta edición)



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA
SEDE TECNOLÓGICA DE MÁLAGA



PROYECTO FIN DE MÁSTER:
*TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA*

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA ALIMENTAR UNA POTABILIZADORA
DESALINIZADORA AUTÓNOMA**

AUTOR: Antonio Manuel Raboso López

TUTOR: Nieves Vela Barrionuevo

Madrid, Noviembre 2012

RESUMEN	2
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	
1.1.ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	
1.1.1.Energía Solar	5
1.1.2.Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica	6
1.2.DESALINIZACIÓN Y POTABILIZACIÓN DEL AGUA	
1.2.1.Marco social	7
1.2.2.Procesos de desalinización y potabilización de agua	8
CAPÍTULO 2: OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO	
2.1.OBJETIVOS Y ALCANCE	
2.1.1.Objetivos	14
2.1.2.Alcance	15
CAPÍTULO 3: DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	
3.1.DEFINICIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	
3.1.1. Introducción	18
3.1.2. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA)	18
3.1.3. Localización de la Instalación	20
3.1.4. Descripción general de la instalación y funcionamiento	22
3.1.5. Descripción de los componentes de la instalación	24
3.2.CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	
3.2.1. Introducción	32
3.2.2. Configuraciones típicas de un SFA	33
CAPÍTULO 4: DISEÑO DE LA UNIDAD DE POTABILIZACIÓN	
4.1.DEFINICIÓN DE LA UNIDAD DE POTABILIZACIÓN	
4.1.1. Descripción de la unidad de potabilización	38
4.1.2. Especificaciones técnicas del sistema de bombeo de la unidad de potabilizadora/desalinizadora	38

4.2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA/ELÉCTRICA	
4.2.1. Cálculo de la energía eléctrica requerida para la desalinización y potabilización	39
4.2.2. Cálculo de la energía hidráulica para el transporte de agua potable al depósito de almacenamiento	41

CAPÍTULO 5: DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.1. DIMENSIONADO SIN BATERÍAS DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO

5.1.1. Dimensionado del sistema de bombeo solar directo	43
---	----

5.2. DIMENSIONADO CON BATERÍAS DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO

5.2.1. Dimensionado basándose en el balance de energía del sistema	44
5.2.2. Dimensionado basándose en las curvas de isofiabilidad	50

CAPÍTULO 6: DISEÑO Y ANÁLISIS DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

6.1. SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO ELEGIDO

6.1.1. Subsistema fotovoltaico de generación eléctrica	59
6.1.2. Subsistema de regulación	60
6.1.3. Subsistema de acumulación. Batería	61
6.1.4. Subsistema de acondicionamiento de potencia	63
6.1.5. Subsistema de inversores	64
6.1.6. Subsistema motor/bomba	65
6.1.7. Subsistema de protecciones	66
6.1.8. Subsistema de cableado	67
6.1.9. Subsistema soporte desplegable	68

6.2. RESUMEN DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO ELEGIDO

6.2.1. Datos técnicos	69
6.2.2. Datos económicos	70
6.2.3. Otros datos	71

6.3. ESQUEMAS Y PLANOS	72
------------------------	----

CAPÍTULO 7: SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTVOLTAICO

7.1. SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTVOLTAICA	
7.1.1. PVSYST 5.06	78
7.1.2. Variables de entrada del simulador	79
7.1.3. Resultados de la simulación	83

CAPÍTULO 8: CONCLUSIONES

8.1. CONCLUSIONES	87
-------------------	----

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

ANEXO I. Informe de resultados de la simulación del Sistema Fotovoltaico en Toledo

ANEXO II. Documentación técnica

RESUMEN

El presente trabajo aborda el diseño de una planta potabilizadora desalinizadora portátil alimentada con energía solar fotovoltaica.

El primer capítulo corresponde con una introducción a la energía solar fotovoltaica y a la desalinización/potabilización de agua. En él, se pone de manifiesto que las crecientes demandas energéticas requeridas para satisfacer las metas y objetivos de la sociedad, y por otro lado, la necesidad de proporcionar suministro de agua potable en términos de calidad y cantidad en zonas aisladas o en situaciones de emergencia, nos obligan a buscar métodos de aprovechamiento de las energías renovables, como por ejemplo la energía solar fotovoltaica.

El trabajo sigue con una descripción teórica de los sistemas fotovoltaicos autónomos, lo cuales representan una tecnología de gran utilidad práctica para la electrificación de lugares aislados de las redes eléctricas convencionales, aprovechando las ventajas de la libre disposición de la fuente de energía y de la autonomía de las instalaciones. Es en este capítulo donde se sientan parte de las bases para realizar el diseño del sistema fotovoltaico, definiéndose la localización (irradiancia, temperatura, velocidad del viento...), el funcionamiento, y, los principales componentes y configuraciones posibles de la instalación.

Pero para tener totalmente definido el sistema, es necesario describir la unidad de potabilización. Por ello en el Capítulo 4 se explican las especificaciones técnicas de la unidad potabilizadora, es decir, el caudal y volumen de agua producido principalmente; que nos permitirán calcular la energía eléctrica necesaria para el proceso de potabilización de agua, así como de la energía hidráulica para el transporte de ésta al depósito de almacenamiento, el cual será un camión cisterna.

Definido el sistema, se realiza el dimensionado del sistema fotovoltaico según diferentes configuraciones o consideraciones energéticas, es decir, empleándose o no acumuladores de energía. Así, de los resultados obtenidos en este capítulo, se elige el dimensionado que nos permite obtener el correcto diseño del sistema fotovoltaico estudiado.

Por tanto, en el capítulo siguiente se realiza la selección de las diferentes partes del sistema de bombeo fotovoltaico diseñado, tales como: el módulo fotovoltaico, el regulador de carga, la batería, los elementos de acondicionamiento de potencia (convertidor de frecuencia), el inversor, el conjunto motor/bomba, las protecciones, el cableado y el soporte desplegable. Se realiza un análisis técnico de cada uno de estos

componentes, cuya adecuada selección se basa en las especificaciones técnicas del sistema, así como de otros criterios basados en la experiencia y en bibliografía, no obstante, también se realiza una valoración económica de la solución adoptada para corroborar la bondad de la selección. Además, dado que el mantenimiento y la vida útil de algunos componentes de la unidad potabilizadora, como membranas de ósmosis inversa, son un elemento importante en la viabilidad económica del sistema fotovoltaico diseñado, se presenta un análisis de éstos, así como de los costos que implican. Finalmente, en este capítulo se presenta el esquema unifilar, los planos de distintos componentes y el del sistema.

Para la validación de los resultados del diseño planteado, se hace necesario estimar la energía que produciría la instalación a lo largo del año, por lo que se realiza la simulación del sistema mediante la herramienta de software de sistemas fotovoltaicos PVSYST. En ella se considera la irradiación media anual en el emplazamiento, la tecnología aplicada y los distintos factores de pérdidas. El resultado de este estudio permitirá extraer las primeras conclusiones positivas acerca de la viabilidad del proyecto.

En la parte final del trabajo se presentan las conclusiones obtenidas tanto desde el punto de vista técnico como económico, destacándose la importancia de un diseño del sistema que incluye la fiabilidad asociada al dimensionado con elementos reales, a la aleatoriedad de la radiación y la incertidumbre del consumo eléctrico. Finalmente, se incluye un análisis desde el punto de vista técnico, medioambiental y económico de las diferentes alternativas de diseño que no emplean la energía solar fotovoltaica como fuente energética.

CAPÍTULO 1: Introducción

1.1. Energía Solar Fotovoltaica

1.1.1. Energía Solar

La energía solar está constituida por la fracción de luz que emite el sol, y que es interceptada por la Tierra en su superficie, y por tanto, se encuentra condicionada por factores de tipo astronómico y geográfico (posición relativa sol-tierra y lugar donde esté ubicado el sistema) así como de tipo climatológico.

Debido a estos condicionantes, el total de la radiación procedente del sol que incide en la superficie terrestre esta compuesto por:

- Radiación directa, que llega a la tierra directamente en línea con el disco solar.
- Radiación difusa, originada por los efectos de dispersión de componentes de la atmósfera, incluidas las nubes.
- Radiación reflejada, es la radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada por el suelo. Al cociente entre la radiación reflejada y la incidente en la superficie de la tierra se le llama albedo.

Este flujo de radiación solar que llega a la tierra es la fuente primaria de todas las formas de energía conocidas, siendo muy variadas sus aplicaciones.

Una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como fuente de iluminación, como por ejemplo para la iluminación de recintos.

Otra aplicación, es el secado de la ropa y algunos productos en procesos de producción con tecnología simple.

Pero existen otras formas de aprovechar la energía proveniente del sol, menos cotidianas, como por ejemplo la energía solar térmica. Cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio, y que se utiliza en aplicaciones térmicas de climatización de viviendas, refrigeración, secado, etc.

Finalmente, otra forma, es la denominada energía solar fotovoltaica, en la cual se centrará este proyecto, y que consiste en el aprovechamiento de la radiación solar incidente sobre células fotovoltaicas, capaces de convertir la luz solar recibida en energía eléctrica.

1.1.2. Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica

La disponibilidad de energía en el mundo se está convirtiendo en un problema crucial, dado que las sociedades, sin importar el nivel de desarrollo en el que se encuentren, se ven afectadas por las crecientes demandas requeridas para satisfacer sus metas y objetivos.

La oferta de energía está sufriendo una transición, empezando desde su inicial dependencia de los hidrocarburos hacia aplicaciones energéticas más diversificadas, lo cual implica un mayor aprovechamiento de las diferentes fuentes de energía renovables de las que se dispone.

Dentro de las variadas fuentes naturales de energía existentes, el sol es una fuente inagotable de recursos para el hombre, y concretamente, la energía solar fotovoltaica ocupa un papel preponderante. Esta tecnología se basa en la obtención directa de energía eléctrica a partir de la energía lumínica que recibimos del Sol. Los elementos capaces de realizar esta conversión directa se denominan dispositivos fotovoltaicos, y su unidad mínima, es lo que se conoce como célula solar.

Los principales problemas técnicos que se plantea para el aprovechamiento de la energía solar son los siguientes:

- i. Gran dispersión de la energía solar sobre la superficie terrestre.
- ii. Carácter aleatorio y variable en el tiempo de la intensidad de la radiación solar.

La radiación solar que recibe una superficie horizontal es del orden de 1 kWh/m^2 al mediodía, fuertemente dependiente de la latitud del lugar, la nubosidad, la humedad y otros factores como la intermitencia de radiación. En el caso de los países en donde se suceden las estaciones, en el invierno que es cuando más se necesita la energía solar, esta es menor, de modo que no siempre la disponibilidad de dicha energía es un factor proporcional a la demanda. Por ello se requieren sistemas de almacenamiento para un tiempo de autonomía determinado, y en caso de superarse el mismo, es necesario el apoyo de un sistema de respaldo suplementario.

En resumen, la cantidad de radiación solar (energía) que recibirá un sistema fotovoltaico está condicionada por factores de tipo astronómico y geográfico (posición relativa sol-tierra y lugar donde esté ubicado el sistema) y factores de tipo atmosférico (presencia de nubes, vapor de agua, ozono,...). En el diseño y los estudios de viabilidad de los sistemas de aprovechamiento de la radiación solar es necesario cuantificar la energía que producirán los sistemas que depende principalmente de la radiación solar (energía) que incide sobre el sistema.

1.2. Desalinización y Potabilización del Agua

1.2.1 Marco Social

A nivel mundial, se están produciendo grandes desequilibrios en la disponibilidad de agua, existiendo por un lado más de mil millones de personas sin acceso al agua potable, y por otro lado, un enorme incremento de las demandas, que se han visto sextuplicadas en el último siglo, por lo que la población sometida a tensión hídrica (menos de 1.700 m³ por persona y por año) también se sextuplica, afectando a cerca de 2.800 millones de habitantes en el año 2025.

Las catástrofes, el aislamiento de poblaciones en regiones remotas, el incremento de la demanda de agua que el actual modelo de desarrollo exige debido al crecimiento industrial y el de la población, y a su vez, la indisciplina o falta de control en el empleo de este recurso, ha conllevado a que las fuentes naturales de agua estén cada vez más limitadas debido a la contaminación, al difícil acceso, la escasez de lluvia en algunas regiones...

Todas estas consideraciones obligan a replantearse el modelo de gestión de recursos hídricos a escala mundial, haciéndose necesario tomar medidas de contención de la demanda por un lado y, por otro, buscar soluciones tecnológicas. Si además se tiene en cuenta que gran parte de la población se establecerá en la franja litoral, no es baladí pensar, que siendo el sol y el agua de mar recursos inagotables, utilizar energía solar fotovoltaica en la desalinización de agua de mar y salobre para cubrir las necesidades de agua en zonas costeras, así como en la potabilización de agua de ríos y pozos en regiones aisladas, supone una combinación tecnológica perfectamente viable para mitigar esta tensión hídrica de manera resolutiva, competitiva y sostenible con el

medio ambiente, ya que es usual en estas regiones el empleo de motores diésel para la generación de electricidad.

Definida la sostenibilidad sobre la base de cubrir las necesidades del presente sin comprometer la de las futuras, se hace necesario que la desalinización y potabilización, se haga sin recurrir, en tanto sea posible, a los combustibles fósiles. El mero hecho de utilizar eficientemente éstos últimos, no es suficiente para alcanzar la sostenibilidad.

1.2.2 Procesos de Desalinización y Potabilización de agua

La desalinización de agua de mar o salobre puede realizarse por dos métodos fundamentales (aunque se utilizan otros): por evaporación y por membranas; entre estos últimos está la ósmosis inversa (OI), la cual en comparación con los demás métodos es de menor intensidad energética.

Como anteriormente se indicó, la desalinización se puede realizar de acuerdo a los siguientes procesos:

a) Procesos térmicos

Los procesos térmicos imitan el ciclo natural, calentando el agua hasta la producción de vapor que, posteriormente y a través de su condensación, se convierte en el agua producto (desalada).



Figura 1.1. Esquema desalinización vía térmica

b) Desalinización por membranas

Existen dos tipos de procesos que utilizan membranas:

• *ELECTRODIÁLISIS (EDR)*

La electrodiálisis utiliza la propiedad de la corriente eléctrica de atraer los iones salinos disueltos. Al introducir una corriente eléctrica en una solución salina los iones tienden a migrar hacia el electrodo de carga opuesta. La electrodiálisis se utiliza exclusivamente para aguas salobres.

• *ÓSMOSIS INVERSA*

La ósmosis es un fenómeno natural que se produce cuando el agua procedente de una solución menos concentrada pasa, a través de una membrana semipermeable, hacia otra solución de mayor concentración, hasta alcanzar su equilibrio. Pero si se invierte el sentido de este flujo de agua debido a una acción externa, este fenómeno se conoce como Ósmosis Inversa.

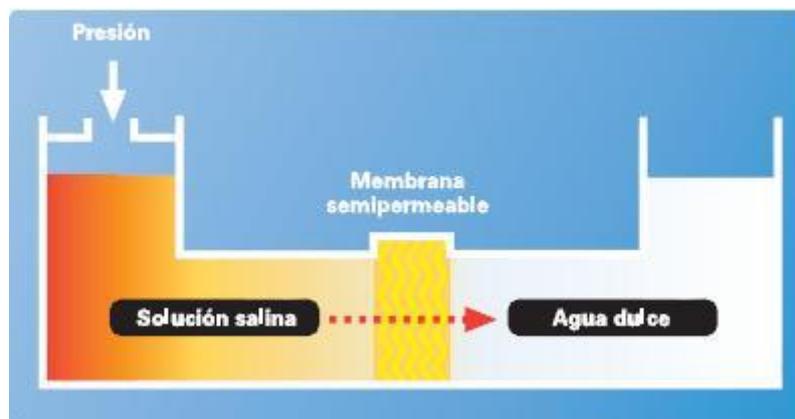


Figura 1.2. Proceso de Ósmosis Inversa

La aplicación, por tanto, de una presión exterior -superior a la presión osmótica- a una solución salina, en dirección opuesta y a través de una membrana semipermeable, produce la separación de una solución más concentrada en sales.

Es decir, la ósmosis inversa utiliza la presión para la separación de las sales, dejando pasar el agua desalada a través de las membranas e impidiendo el paso del

concentrado (salmuera). La ósmosis inversa se aplica tanto para la desalinización de agua de mar como salobre.

Una instalación de ósmosis inversa consta fundamentalmente de las siguientes etapas:

- I) Toma de agua
- II) Pretratamiento
- III) Sistema de alta presión y recuperación de energía
- IV) Ósmosis inversa
- V) Postratamiento de agua desalada
- VI) Vertido de salmuera

A continuación, se detalla cada una de estas etapas:

I) Toma de agua

La captación de agua se puede hacer mediante toma abierta o mediante pozos.

En relación con el aspecto cualitativo, la toma abierta genera más incertidumbres ya que es más vulnerable a todo tipo de vertidos contaminantes, presenta mayor variabilidad de calidad, y está sujeta a variaciones de temperatura. Por el contrario, el agua de pozo presenta una calidad mejor y es más homogénea.

Ahora bien, desde el punto de vista de la garantía de caudal, las ventajas son para la toma abierta, ya que la experiencia demuestra la dificultad de asegurar el caudal de producción en el agua de pozo, sin embargo en instalaciones de gran tamaño se aconseja la toma abierta de agua, aunque presenta el inconveniente de una mayor complejidad en la etapa de pretratamiento.

II) Pretratamiento

El pretratamiento de una instalación de desalinización está concebido para conseguir los siguientes objetivos:

- Eliminar turbidez y sólidos en suspensión
- Ajustar y controlar el pH
- Inhibir y minimizar la formación de componentes que puedan obstruir o precipitar sobre las membranas

- Impedir desarrollos biológicos en el sistema
- Mejorar el SDI, parámetro que evalúa la capacidad de ensuciamiento sobre membranas, del agua de alimentación, hasta valores inferiores a 4

El esquema general, en función de dichos objetivos, incluye los siguientes procesos unitarios:

- Dosificación de reactivos
- Desarenado
- Coagulación y floculación
- Decantación ó flotación
- Filtración sobre arena
- Filtración sobre cartuchos

III) Recuperación de energía / Bombeo de alta presión

Las bombas de alta presión son los equipos que alimentan las membranas de ósmosis inversa a la presión adecuada para que pueda producirse la separación entre el perneado (agua desalada) y el rechazo (salmuera). El gran consumo de energía que se produce en esta fase del proceso ha provocado el desarrollo de diferentes sistemas de recuperación de energía que, desde las turbinas de contrapresión, han evolucionado a las turbinas tipo Pelton y a sistemas muy recientes de cámaras intercambiadoras de presión.

IV) Ósmosis inversa

Este proceso es la pieza clave de toda la instalación. Su implantación va en aumento progresivamente, habida cuenta de la positiva evolución tecnológica, tanto de la recuperación energética como de las propias membranas.

En función de las exigencias de calidad del agua desalada y al factor de recuperación (50-60%), se podrán diseñar sistemas de doble paso o de doble etapa, optimizándose así el resultado obtenido.

V) Postratamiento

El agua osmotizada ha de someterse a una fase de postratamiento para adecuar los parámetros de calidad a los usos a los que se destine el agua producida. El agua

desalinizada se caracteriza por su desequilibrio iónico, bajo pH y alto contenido de CO₂ disuelto, definiéndose por tanto por su agresividad.

Por ello es necesaria la adopción de medidas correctoras mediante técnicas de remineralización que permitan obtener un agua ligeramente incrustante.

VI) Vertido de salmuera

Con los diseños y tecnologías actuales se pueden esperar factores de recuperación del orden del 60%, lo que significa que la concentración de sales en el rechazo es de 70-80 gr/l. El vertido de las salmueras, si bien muy concentrado, representa un pequeño caudal relativo, por lo que no cabe esperar serias amenazas para el medio ambiente, aunque debe ser controlado para evitar daños en determinadas especies vegetales.

CAPÍTULO 2: Objetivos y alcance del trabajo

2.1. Objetivos y alcance del trabajo

2.1.1. Objetivos

El objeto del presente proyecto es el diseño de una planta potabilizadora desalinizadora portátil alimentada con energía solar fotovoltaica.

Para ello se presenta el dimensionamiento y simulación de un campo solar fotovoltaico que suministra la energía eléctrica necesaria para alimentar un sistema de bombeo autónomo y una unidad potabilizadora desalinizadora portátil capaz de suministrar agua potable, para su uso humano o agrario, a partir de agua de mar, agua salina o agua dulce contaminada en cualquier localización de la Península Ibérica, e incluso en terceros países.

Específicamente, las tareas principales de este trabajo son la definición del sistema en cuanto a la localización y las variables dependientes de éste, la determinación de la energía necesaria, y la selección apropiada de todos los componentes que forman parte del mismo: el generador fotovoltaico, las baterías o acumuladores de energía, los reguladores de carga para la protección y aislamiento de las baterías respecto al resto del sistema, los inversores CC/CA, el cableado de conexionado y los elementos de protección.

También se realiza un estudio de la relación óptima de tamaño del generador y del acumulador para distintas configuraciones (con almacenamiento energético mediante baterías y con acoplo directo), de modo que se garantice un suministro correcto de energía a la unidad potabilizadora, cumpliéndose las especificaciones técnicas de ésta.

Se determinará entonces principalmente el número de módulos en serie y en paralelo, la potencia a instalar, la necesidad o no de instalar baterías, y en caso afirmativo, la capacidad de la batería para la autonomía requerida etc, todo ello en función de la energía necesaria para alcanzar un volumen diario de agua potable que se almacenará en un camión cisterna.

Finalmente, entre las posibles configuraciones de la instalación fotovoltaica se realiza una valoración económica de la solución adoptada; y, se simula el sistema fotovoltaico en diferentes localizaciones mediante la herramienta de software PVSYST, para así validar los resultados obtenidos y realizar un mejor estudio de la viabilidad técnica y económica del proyecto.

2.1.2. *Alcance*

Independientemente del método de dimensionado utilizado en el diseño del sistema fotovoltaico, los principales parámetros para la definición del sistema son: la ubicación, la irradiancia y temperatura en dicha localización, y por otro lado, la demanda o consumo de energía de las cargas presentes en el mismo.

Dado el carácter portátil del equipo sobre la Península Ibérica e incluso terceros países, las variables dependientes de la localización del sistema se consideran valores medios anuales.

En cuanto a la estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico, hay que notar que esta es sencilla para aplicaciones en las que se conocen las características exactas de la carga, como por ejemplo en sistemas de telecomunicaciones, sin embargo, en este caso, es necesario afinar más en los detalles del consumo para realizar un correcto cálculo del dimensionado de la instalación:

- Se debe estimar la energía media consumida diariamente por las cargas, L (kWh/día), que al tratarse de un sistema de bombeo de agua, corresponderá principalmente a requerimientos hídricos de la moto-bomba.
- Cálculo del autoconsumo del regulador, inversor, y todos los dispositivos conectados a nuestra instalación que requieran energía.
- Para el dimensionado del acumulador, se calcula el consumo medio diario (L) de nuestro sistema en A·h /día; dependiendo de dicho valor se escogerá el valor nominal de tensión adecuado para los cálculos de la batería, que a su vez fija la tensión nominal del resto de componentes del sistema, como por ejemplo el inversor.

Por tanto tras definir el sistema de bombeo fotovoltaico, se aplican los distintos métodos de dimensionados, y se elige la mejor solución posible de diseño, a partir de la cual se seleccionan el resto de los componentes de la instalación fotovoltaica.

Por otro lado se realiza la simulación de la solución fotovoltaica elegida en diferentes localizaciones donde puede tener un buen uso. Para ello se emplea la herramienta de software PVSYST, que además nos permitirá optimizar la elección del ángulo de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos.

Finalmente destacar que la instalación debe tener una autonomía total y una alta eficiencia energética, ya que la aplicación a la que se dirige este proyecto hace que sea necesaria en zonas aisladas o catastróficas sin suministro eléctrico.

CAPÍTULO 3: Diseño del Sistema Fotovoltaico

3.1. Definición del Sistema Fotovoltaico

3.1.1. Introducción

En términos generales, se define como sistema fotovoltaico, al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos utilizados en el aprovechamiento de la energía solar disponible para su transformación en energía eléctrica.

Estos sistemas, dependiendo de su configuración y de la potencia producida, se dividen en dos categorías:

1. Sistemas Aislados o Autónomos
2. Sistemas de conexión a red

Dado que este proyecto trata sobre el diseño del Sistema Fotovoltaico de una potabilizadora desalinizadora autónoma, como su propio nombre indica, nos encontramos en la primera de las categorías anteriormente citadas, por ello es conveniente centrarnos exclusivamente en estos sistemas y explicar sus principales características.

3.1.2. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

Utilizados para proveer electricidad a sitios aislados, que por su ubicación geográfica y dificultad de acceso, no es posible la conexión a la red convencional, o bien, en situaciones de emergencia, los sistemas autónomos, al no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con baterías de acumulación para la energía producida. La acumulación es necesaria, porque el sistema fotovoltaico depende de la insolación captada durante el día, y a menudo la demanda de energía por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y nocturnas.

Es necesario dimensionar la instalación de manera que durante el periodo de insolación permita la carga de la batería y a su vez sea capaz de alimentar las cargas conectadas al sistema.

En estos sistemas la energía producida por los módulos solares es almacenada en las baterías de acumulación a través de un sistema reguladores de carga, los cuales

están preparados para alimentar pequeños consumos en corriente directa. El inversor va conectado a las baterías y es el encargado de transformar la energía almacenada en los acumuladores en corriente alterna para alimentación de consumos.

Para conseguir un suministro de corriente absolutamente fiable, puede incorporarse al sistema un generador auxiliar de apoyo (diesel, eólico), garantizándose que en el caso de que los acumuladores se queden sin energía, el sistema pueda seguir suministrando electricidad. La aplicación de los sistemas fotovoltaicos autónomos se orientan al suministro de energía para:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Señalización de carreteras u obras
- Sistemas de medición o telecontrol aislados
- Aplicaciones mixtas con otras renovables

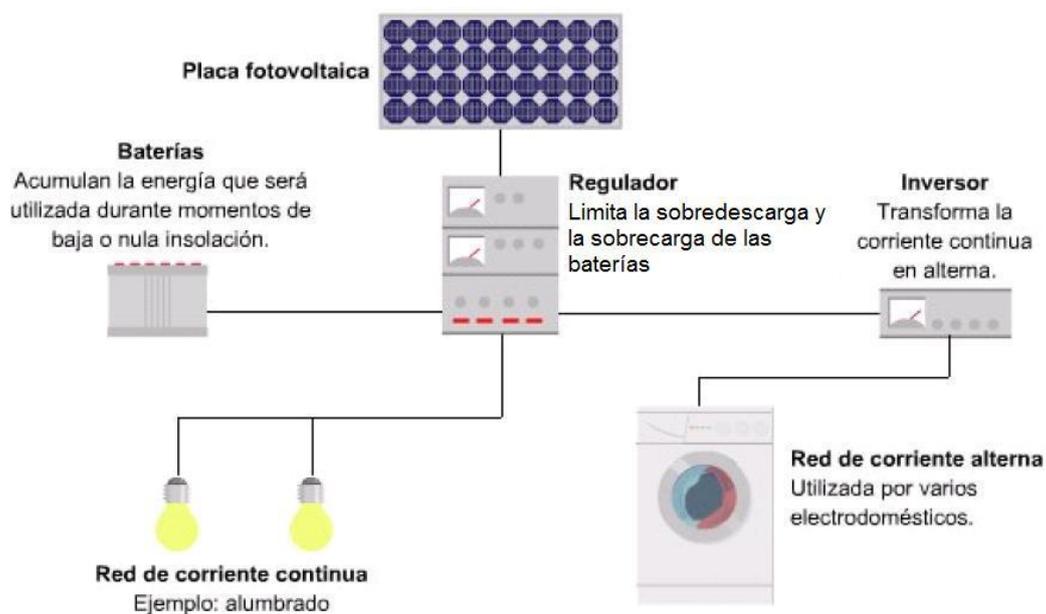


Figura 3.1. Principales elementos de un SFA

3.1.3. Localización de la Instalación

En el diseño de sistemas de aprovechamiento de energía solar es necesario conocer la disponibilidad energética del emplazamiento de la instalación, tanto cuantitativa como cualitativamente, es decir, es preciso determinar la cantidad y clase de radiación que recibirá el sistema, para estimar con precisión cual es el tamaño de la instalación que permite satisfacer adecuadamente las demandas energéticas.

Por tanto, en primer lugar se precisa recoger información de las variables asociadas a la localización de la instalación, como la radiación directa, difusa, global, la temperatura, la humedad, las horas de sol, la velocidad del viento, entre otras.

En cuanto al tipo de valores de radiación necesarios para el dimensionado del sistema, éstos dependen de la exactitud con que sea necesario realizar el mismo, es decir, de la aplicación de que se trate. Así, habrá sistemas que puedan dimensionarse con valores medios mensuales o anuales de radiación global, mientras que en otros, será necesario utilizar series de datos horarios de varios de años. Estos datos generalmente suelen ser valores de radiación históricos, sin embargo, para muchas localizaciones no se disponen estos datos, resultando necesario estimarlos a partir de correlaciones empíricas.

En este trabajo, debido al carácter portátil del equipo sobre la Península, la irradiancia recibida en los módulos fotovoltaicos variará no sólo con las variables climáticas anteriormente citadas, sino con la localización concreta en la que se haga uso del sistema, por lo que para los cálculos de diseño de la instalación se empleará una irradiancia sobre la superficie horizontal de los módulos fotovoltaicos igual a 1000 W/m^2 , correspondiente con el valor medio anual de irradiancia recibida en el superficie de la Península Ibérica.

Además, se sabe que la energía diaria media incidente sobre la superficie terrestre en la Península Ibérica en verano y en invierno es aproximadamente de $5,5$ y 2 kWh/m^2 , respectivamente. Así, el valor medio anual de la energía incidente es de unos $3,5 \text{ kWh/m}^2$. El problema con el que nos encontramos es que la tierra describe una trayectoria alrededor del sol que hace que la inclinación con la que inciden los rayos solares sobre la superficie terráquea varíe a lo largo del día, del año y de las estaciones.

En una latitud como la de España, la inclinación solar sobre la superficie variará entre 0° y 20° en invierno, y entre los 0° y los 60° en verano. Lógicamente las células solares están preparadas para trabajar con el máximo potencial cuando reciben la

radiación perpendicularmente. Es por ello necesario optimizar las instalaciones, de manera que se considere en su diseño que el ángulo de los paneles solares adopte una inclinación variable entre los 0° y 60° dependiendo de la estación, y además, garantizar que la orientación este - oeste sea la adecuada, de manera que al amanecer los paneles intercepten la salida del sol, siguiendo su recorrido para acabar la jornada orientados al oeste, en el ocaso.

Por tanto para nuestro diseño, se considera una media de 3,5 horas pico de sol al día (HSP), ya que como se comentó anteriormente, en la Península Ibérica en verano existen 5 HSP y en invierno entre 2 y 4 HSP, aproximadamente. Estas HSP son definidas como las horas de luz solar por día equivalentes en base a una Irradiancia, I , constante, de 1 kW/m^2 , a la cual está siempre medida la potencia de los módulos fotovoltaicos; entonces, la curva diaria de irradiancia solar se estandariza, y la energía diaria media incidente sobre la superficie horizontal de los módulos fotovoltaicos resulta de $\overline{G_d} = \text{HSP} \cdot I = 3,5 \text{ kWh/m}^2$, mientras que la energía anual incidente es aproximadamente 1278 kWh/m^2 . En condiciones reales de operación, la potencia de salida del generador es inferior a la potencia pico, ya que la irradiancia varía a lo largo de las horas del día con valores menores que 1 kW/m^2 , además de la existencia de pérdidas de rendimiento por efectos de desacoplo respecto del punto de máxima potencia e influencia de la temperatura de operación, entre las más significativas.

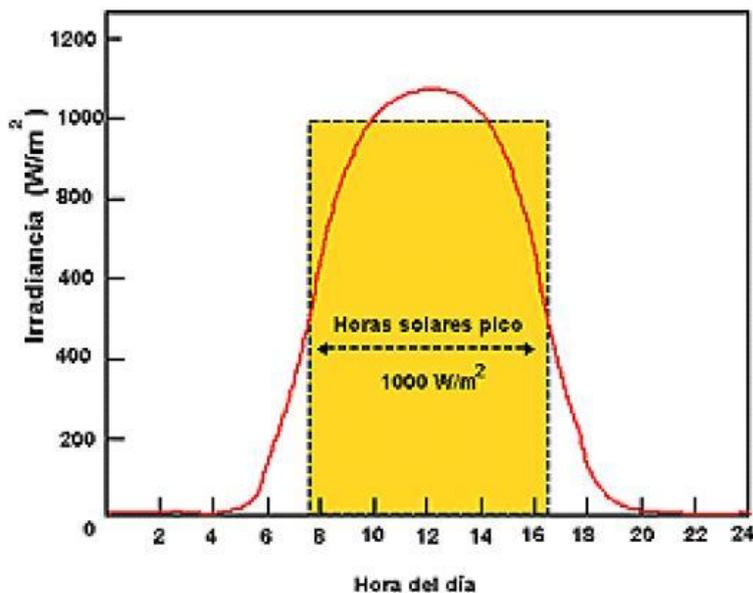


Figura 3.2. Curva de irradiancia solar diaria

Como puede verse en la figura 3.1, el área definida por el rectángulo (irradiación en base a HSP) es igual al área definida por la curva horaria de irradiancia real, de manera que, la irradiación $\overline{G_d}$ (kWh/m²) es igual al producto de la irradiancia de referencia, $I = 1 \text{ kW/m}^2$ por las horas de pico solar HSP. Luego entonces, el valor numérico de $\overline{G_d}$ y HSP son iguales.

Hay que recordar que los módulos fotovoltaicos operando a su máxima potencia producen energía eléctrica durante todo el día equivalente a sólo las horas de pico solar, y esta potencia es el principal parámetro de diseño que define un módulo fotovoltaico.

Finalmente, para al resto de factores ambientales a tener en cuenta en el diseño de sistemas fotovoltaicos, se supone una temperatura ambiente media en la Península Ibérica de 25 °C y una velocidad media del viento de 1 m/s.

3.1.4. Descripción general de la instalación y funcionamiento

La instalación de bombeo fotovoltaico está compuesta principalmente por un generador FV, un sistema motor/bomba, un sistema de tuberías, un sistema de baterías, cableado de interconexión y del inversor DC/AC. Adicionalmente se debe disponer de un tanque de almacenamiento para recoger el agua potabilizada.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en un soporte desplegable, alojado en el interior de la unidad potabilización. Toda la instalación será provista de protecciones frente a sobrecargas, sobredescargas, contactos directos e indirectos... mediante un regulador de carga y mediante las protecciones exigidas por la normativa. Además se utilizarán sensores de nivel en el tanque de almacenamiento y en la fuente de agua para evitar el desperdicio del agua y la operación en vacío respectivamente.

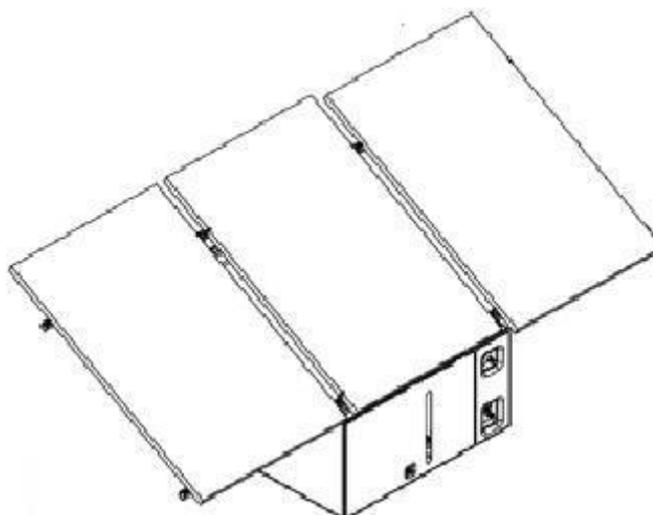


Figura 3.3. Unidad potabilizadora/desalinizadora autónoma

La generación fotovoltaica la realizan los módulos fotovoltaicos, que se despliegan sobre una estructura rígida anclada en la unidad de potabilización. El equipo en su conjunto debe situarse, debido a su portabilidad, completamente expuesto al sol y libre de sombras que impidan la captación de energía solar, así como, próximo al recurso hídrico para minimizar las pérdidas hidráulicas.

La energía solar captada por los módulos fotovoltaicos, y transformada en corriente continua, se almacena en baterías, dimensionadas para abastecer las necesidades de suministro energético en caso de insuficiencia de energía solar. La carga de las baterías se gestiona mediante reguladores de carga; éstos también son útiles para la protección de las baterías frente a las posibles sobrecargas y descargas del sistema, adecuando siempre la tensión de trabajo dentro de los márgenes de tensión permitidos para los niveles de carga de la batería, al igual que se encargan de aislar las baterías del resto del sistema en caso de ser necesario.

Para la transformación de corriente continua a corriente alterna se emplean inversores de onda sinusoidal pura. Estos dispositivos se encargan de la gestión y conversión de la corriente continua, procedente del banco de baterías, en corriente alterna, con una calidad apta para ser utilizada por cualquier equipo de consumo eléctrico conectado a los inversores.

Excepto los módulos fotovoltaicos, el resto de elementos que conforman el sistema fotovoltaico: reguladores, baterías, inversores, se instalan en el interior de la

unidad de potabilización, con el fin de protegerlos de la intemperie y de las condiciones ambientales.

Teniendo en cuenta que las medidas aproximadas de la unidad de potabilización son 1,75 x 1,20 m con una altura de 0,95 m, la superficie disponible sobre ésta para la colocación de los módulos fotovoltaicos es de 1,75m x 1,20m = 2,1 m², sin embargo dada la incorporación de una estructura soporte desplegable, la superficie disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos puede llegar a 5,5 m² como máximo, debido a condiciones de seguridad por inestabilidad por vientos.

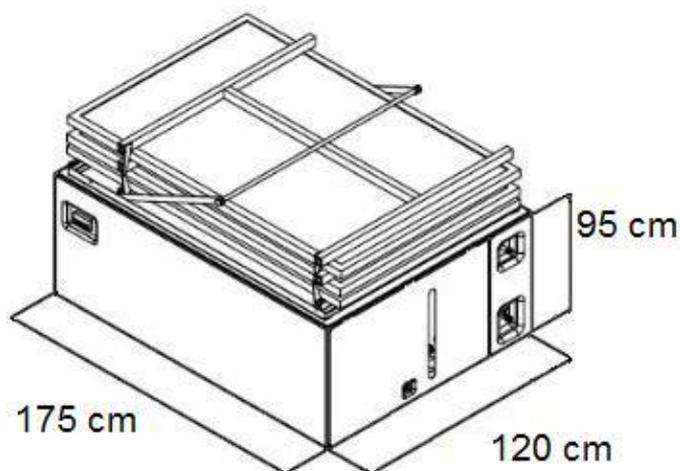


Figura 3.4. Dimensiones unidad potabilizadora/desalinizadora autónoma

Luego si el área de cada módulo es 1,65 m², el número máximo de módulos a disponer es:

$$\frac{5,5m^2}{1,65m^2} = 3,3 \equiv 3$$

3.1.5. Descripción de los componentes de la instalación

1. Módulos fotovoltaicos

Actualmente la mayoría de las células solares utilizadas en instalaciones fotovoltaicas para generación de energía eléctrica, se basan en la tecnología del silicio

(monocristalino, policristalino y amorfo). Existen también módulos comerciales de otras tecnologías, principalmente materiales policristalinos de lámina delgada (CIS, CdTe).

El fundamento de esta tecnología se basa en que al incidir la luz sobre la superficie de la célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido, donde parte de estos electrones salen al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

Las células solares se unen eléctricamente unas con otras y tras un encapsulado sobre el conjunto de células unidas, con el objetivo de proporcionar resistencia a la intemperie, se obtienen los conocidos paneles o módulos fotovoltaicos.

El número de células en un módulo, y por lo tanto su voltaje de salida, depende de la estructura cristalina del semiconductor usado.

El rendimiento de un módulo fotovoltaico, depende de algunas variables externas, como la radiación solar, la temperatura de funcionamiento, la orientación del panel frente al sol, suciedad, el envejecimiento, etc.

a) Características eléctricas

▪ Potencia Máxima de salida (Pmax)

La potencia máxima de salida de un panel fotovoltaico, es una de las características más importantes. Normalmente el diseño de un sistema fotovoltaico requiere la conexión de varios módulos. Éstos, comercialmente, se ofertan con potencias que varían entre 50Wp y los 250Wp, dependiendo del tipo y tamaño de las de células que lo componen.

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del módulo, multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para un determinado punto de la curva I-V.

Un valor de referencia es de Potencia Máxima de salida (Pmax), la potencia eléctrica suministrada por el módulo en Condiciones Estándar de Medida (CEM) (STC en inglés) definidas como:

- Temperatura = 25°C
- Espectro luminoso = AM1.5G (espectro estándar global, 1,5 masa de aire)
- Radiación Solar = 1000W/m²

- Intensidad

La intensidad de salida de un módulo fotovoltaico es función de la radiación incidente y de la temperatura de trabajo, esto es debido a las características intrínsecas de los materiales semiconductores.

La intensidad que genera un módulo aumenta con la radiación y con la temperatura, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

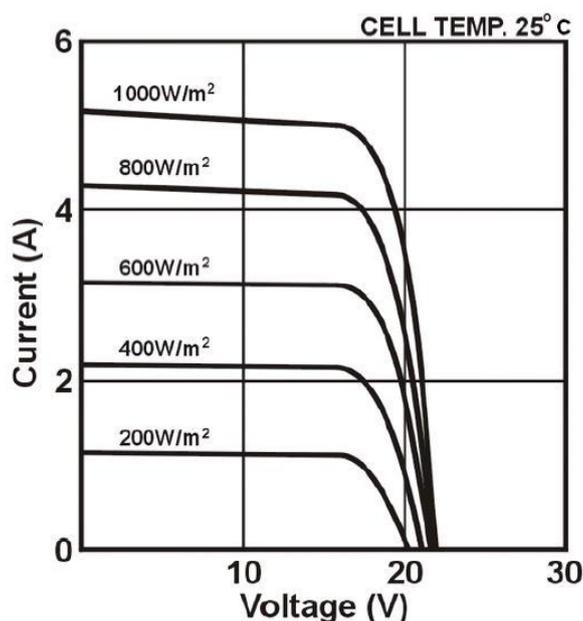


Figura 3.5. Curva característica de corriente-tensión de un módulo fotovoltaico

En la figura puede observarse, como para unas condiciones de temperatura constante, las curvas de I-V varían según la incidencia de la radiación solar, que en este caso afecta en mayor medida a la intensidad. En este sentido tiene mucha importancia la colocación (orientación, inclinación respecto a horizontal) de los módulos fotovoltaicos, ya que los valores de radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación del sol respecto al horizonte.

- Efecto de la Temperatura

Es importante colocar los módulos fotovoltaicos en un lugar aireado, ya que la potencia disminuye al aumentar la temperatura de trabajo de los mismos, esto implica que tanto como la intensidad de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto se vean

afectados por la temperatura. La intensidad aumenta con la temperatura (ligeramente) pero en mayor medida el voltaje disminuye con la temperatura, por eso la potencia disminuye con la temperatura.

b) Generador Fotovoltaico

El conjunto de módulos fotovoltaicos conectados entre sí constituyen el generador fotovoltaico. La finalidad de esta configuración es obtener las características de tensión y potencia deseada de acuerdo a los requerimientos de nuestro sistema.

Los módulos fotovoltaicos que conforman el generador, están montados sobre una estructura mecánica, capaz de sujetarlos y orientarlos, para conseguir la optimización de la radiación solar incidente sobre el generador fotovoltaico. Esta estructura puede ser fija o móvil.

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico, al depender de la luz solar, no es constante; esta energía es función de la insolación, de la latitud del lugar, los ciclos de las estaciones y de la variación de las condiciones meteorológicas del entorno, además del tipo de estructura soporte.

2. El regulador de carga

Los reguladores de carga se encargan de la protección de los acumuladores frente a sobrecargas y descargas profundas, ya que puede ocurrir que la potencia requerida por el usuario no sea proporcional a la energía acumulada en la batería o a la radiación solar incidente sobre los módulos fotovoltaicos sea insuficiente.

En periodos de nula (noche) o baja (al amanecer, atardecer, o en días nublados) insolación los módulos pueden no cargar las baterías; en este caso el regulador cumple un rol pasivo, desconectando el banco de acumulación de los consumos, evitando la sobredescarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los módulos supera al del banco de acumulación, iniciándose nuevamente el proceso de carga; es entonces cuando el regulador de carga tiene un rol activo, desconectando los módulos de la batería, evitando una gasificación excesiva del electrolito por sobrecarga. En términos generales la misión de regulador de carga es la de contrarrestar la estabilidad de la fuente primaria.

El regulador de carga funciona como un servomecanismo en el que se compara el valor deseado en la carga con uno de referencia, y efectúa los cambios necesarios para compensar las variaciones de la fuente primaria y las debidas al consumo o carga conectada a nuestro sistema fotovoltaico. Su tiempo de respuesta es finito y su error en la estabilidad es función de la ganancia del bucle de la realimentación.

El regulador de carga controla constantemente el estado de carga de las baterías, regulando la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil; también debe tener la capacidad de generar alarmas en función del estado de carga de la batería. Los reguladores actuales introducen microcontroladores para la correcta gestión del sistema fotovoltaico al que está conectado, su control adaptativo capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permite también la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especializadas, incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer la evolución de la instalación durante un tiempo determinado, mediante el registro y la comparación de los valores de tensión, temperatura, intensidad de carga y descarga, y la capacidad del acumulador.

3. La batería

Es un sistema de acumulación formado por un conjunto de baterías recargables, dimensionadas de forma que garantizan la suficiente autonomía del sistema. Las características que identifican una batería solar respecto a las baterías comunes utilizadas en otros sistemas son su mayor profundidad de descarga (PD) y su alto valor para el ciclaje. A continuación se detallan los requisitos que deben cumplir las baterías para uso fotovoltaico:

- Larga vida útil.
- Bajo mantenimiento
- Bajo valor de autodescarga.
- Elevado número de ciclos de carga-descarga

La batería de un sistema solar debe estar preparada para sostener corrientes moderadas de una decena de amperios durante horas, además de poder permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente los periodos de reposo son nulos, ya que durante estos la batería está siendo cargada o descargada.

Dependiendo del tipo de instalación se recomienda el uso de un tipo de baterías u otro, actualmente el mercado ofrece un amplio abanico de prestaciones en cuanto a baterías se refiere, existen por ejemplo baterías de plomo ácido de larga duración con exigencias de mantenimiento casi nulas.

4. El inversor

El inversor es un dispositivo de potencia encargado de la transformación de la energía continua, producida por los módulos fotovoltaicos, en energía alterna para consumo; debe poseer ciertas características técnicas que evitarán inconvenientes de funcionamiento e incompatibilidad con el sistema y debe estar dimensionado y ser capaz de alimentar directamente los consumos que pretendan conectarse al sistema.

Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico, deberán disponer de un seguidor del punto de máxima potencia MPP, que continuamente vaya ajustando la impedancia de carga con el fin de que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema que el generador puede proporcionar a lo largo del día.

5. Los cables de conexionado

Es el componente indispensable para el transporte de energía eléctrica entre los diferentes bloques del sistema fotovoltaico.

Como es inevitable que ocurra la pérdida de energía en forma de calor, debido a que la resistencia eléctrica del conductor nunca es nula, la elección de un cable conductor representa un compromiso entre un valor bajo de resistencia y el coste del mismo.

Dentro de la gama de materiales existentes, el cobre presenta una buena solución, al ser un material ligero, lo que favorece su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica.

La resistencia de un material conductor viene dada por la expresión

$$r = \frac{\rho \cdot L}{A}$$

Donde:

- r representa el valor de la resistencia lineal en Ω y depende del material conductor y de la temperatura de trabajo que alcanza el conductor,
- L la longitud del conductor en m,
- A es el área de la sección del conductor en m^2 ,
- ρ resistencia del material,

La expresión anterior indica que para una longitud determinada, un aumento del diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menor pérdida de energía). Esto implica que en el diseño del cableado se deberán tener en cuenta las caídas de tensión producidas en los conductores debido a la resistencia de los mismos. Para ello las secciones de los cables utilizados en nuestra instalación, deben calcularse en función de la máxima potencia de pérdidas admisibles para la instalación.

6. Elementos de protección del sistema

Toda la instalación deberán seguir las normas de protección de personas, dispuestas en el reglamento electrónico de baja tensión o legislaciones posteriores vigentes.

Como principio general se debe garantizar un grado mínimo de aislamiento eléctrico del sistema, recomendándose la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico tipo Clase II; se deberán incluir elementos necesarios que garanticen la seguridad de las personas frente a contactos eléctricos, especialmente en aquel tipo de instalaciones de operación superior a 50VRMS o 120VDC. Se deberá incluir todas las protecciones necesarias para la instalación, contra cortocircuitos, sobrecargas, y sobretensiones.

Los materiales ubicados a la intemperie deberán tener un grado de protección IP65, deberán estar protegidos contra factores ambientales, en particular los efectos de la radiación solar y la humedad. Los materiales ubicados en el interior tendrán un grado de protección IP32. Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética que serán garantizadas por el fabricante.

7. Los consumos conectados a un Sistema Fotovoltaico Autónomo: motor-Bomba

En lo que se refiere a las cargas o consumos, se recomienda utilizar equipos de alta eficiencia. En el caso particular de sistemas de bombeo de agua, el principal consumo es el conjunto motor/bomba, cuyas principales características son:

- Los sistemas con potencia nominal superior a 500W suelen tener un contador volumétrico para medir el volumen del agua bombeada.

- Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea con un sistema de detención de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel o cualquier otro dispositivo específico.

-Las pérdidas de fricción en la tubería y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

- Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo, en particular el caudal bombeado no excederá del caudal máximo extraíble del pozo.

8. Depósito de almacenamiento del agua tratada

Se tratará habitualmente de camiones cisternas para la fácil distribución del agua potable en situaciones de emergencias, o bien, depósitos fijos en comunidades aisladas.

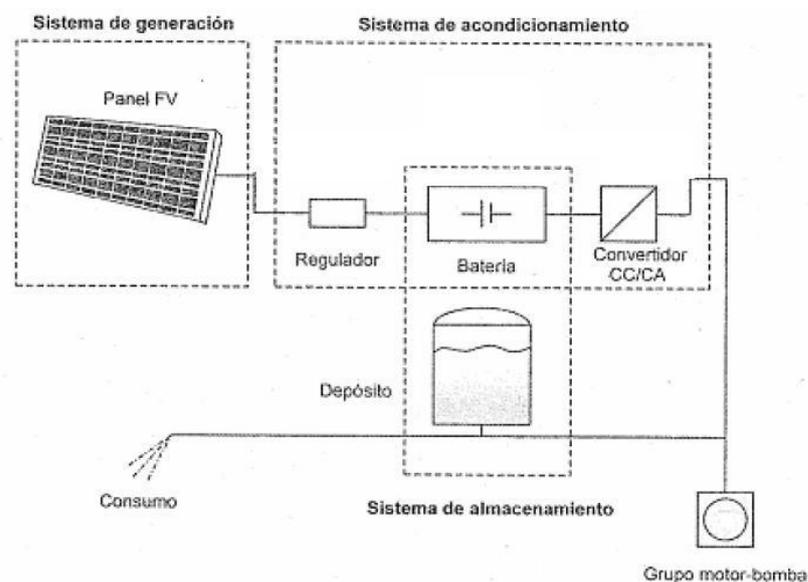


Figura 3.6. Esquema general del sistema fotovoltaico

3.2. Configuración del Sistema Fotovoltaico

3.2.1. Introducción

En cuanto a los factores que influyen en la configuración del sistema son:

- Las condiciones hidráulicas, como son la profundidad y la elevación sobre el nivel de extracción del agua, las características fisicoquímicas del agua y las pérdidas por tuberías y/o accesorios.
- La energía producida por el generador fotovoltaico.

Por tanto se distinguen dos alternativas en el diseño de una instalación fotovoltaica aislada para bombeo de agua: el bombeo solar directo (instalación FV sin baterías), ó con baterías.

En el bombeo solar directo, únicamente se bombea agua cuando se tiene radiación solar disponible, pero ésta se puede suplir con la utilización de depósitos de almacenamiento. El dimensionado de estos sistemas de bombeo fotovoltaico se puede abordar mediante diferentes métodos dependiendo su complicación, del número de variables consideradas y del grado de optimización en la obtención de los resultados. Pero en general, existen tres pasos que es necesario seguir:

- Evaluación de la energía hidráulica necesaria
- Evaluación de la energía solar disponible
- Definición del equipo de bombeo necesario

Alternativamente, se pueden utilizar sistemas de baterías para almacenar la energía eléctrica sobrante en forma de energía electroquímica reutilizable en periodos en los que no se dispone de radiación. La inclusión de sistemas de baterías para almacenamiento de energía permite un bombeo controlado en el tiempo, como puede ocurrir en una instalación doméstica sin depósito de almacenamiento donde se arranca la bomba cada vez que se necesita agua.

El dimensionado de estos sistemas de bombeo FV con baterías de acumulación se realiza aplicando los métodos convencionales existentes para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas autónomas: los basados en las curvas de isofiabilidad o los

de balance de energía, tratando en este caso al motor-bomba como un consumo más de la instalación. En este caso ha de estimarse el consumo diario del sistema en Amperios·hora, y para la estimación del caudal bombeado ha de tenerse en cuenta que el sistema opera en condiciones nominales un determinado número de horas.

3.2.2. Configuraciones típicas de un Sistema Fotovoltaico Autónomo.

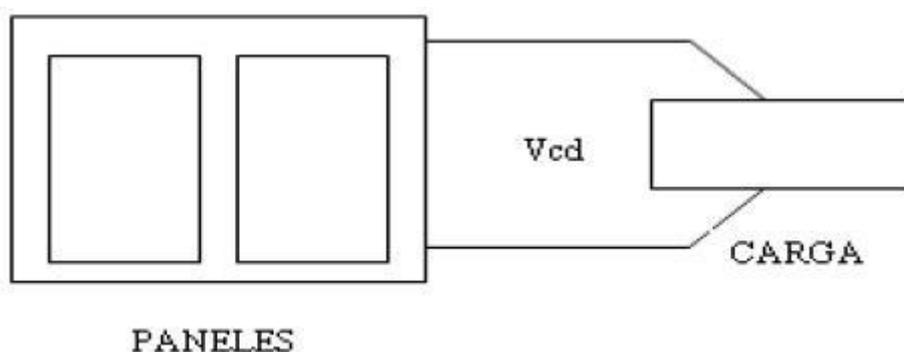


Figura 3.7. *Instalación con módulos fotovoltaicos conectados directamente a la carga*

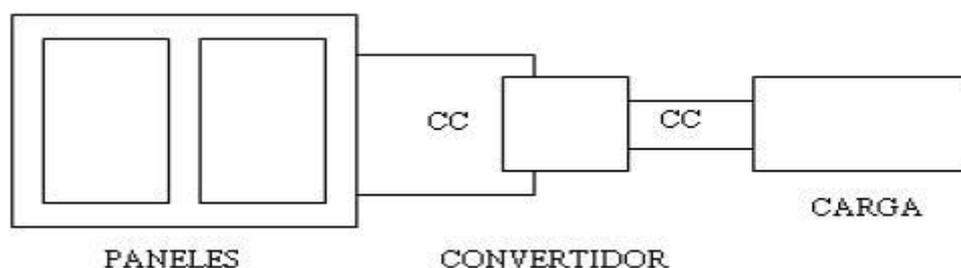


Figura 3.8. *Instalación con módulos fotovoltaicos y un convertidor CC/CC*

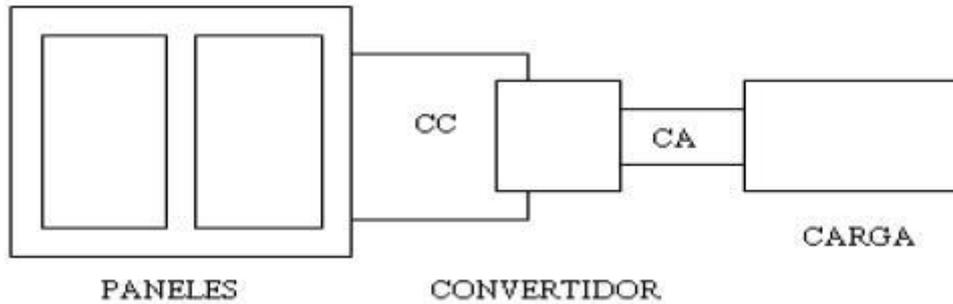


Figura 3.9. Instalación con módulos fotovoltaicos y un convertidor CC/CA

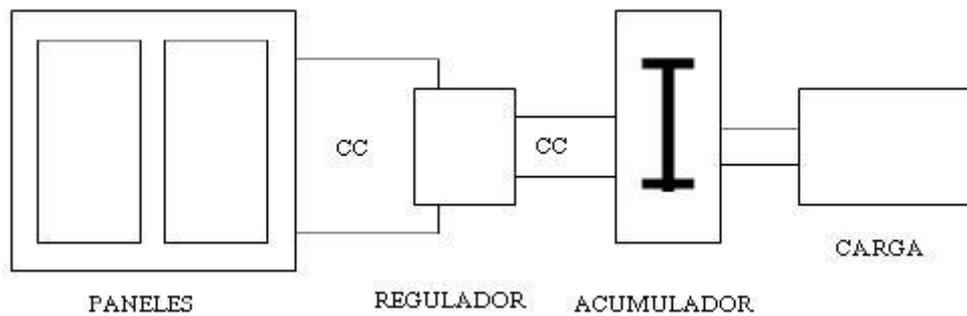


Figura 3.10. Instalación con módulos fotovoltaicos, acumuladores, regulación de energía, convertidor CC/CC y consumos CA y CC

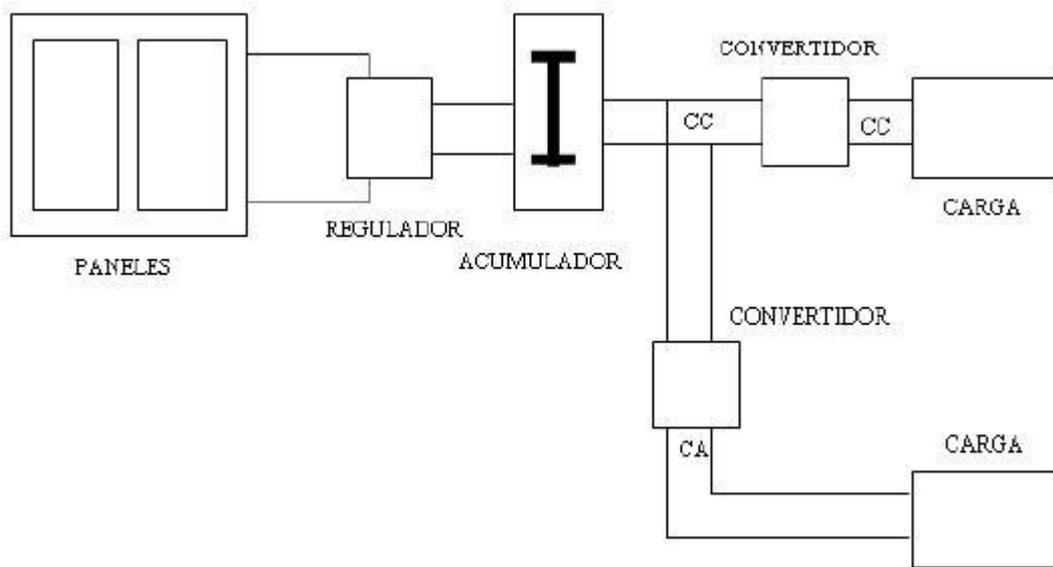


Figura 3.11. Instalación con módulos fotovoltaicos, acumuladores, regulación de energía, convertidores CC/CC y CC/CA, y consumos CA y CC

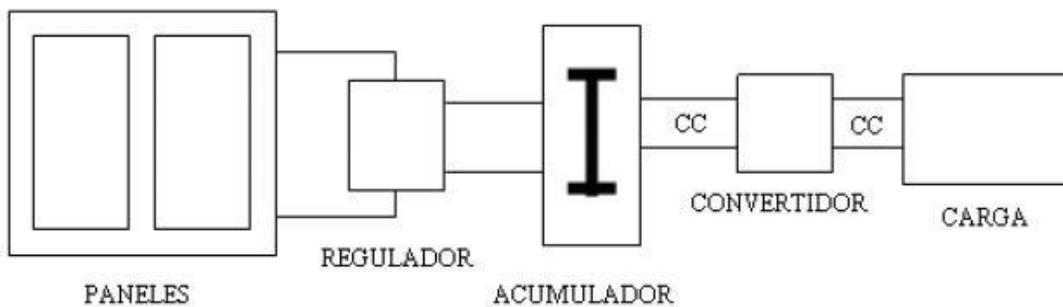


Figura 3.12. Instalación con módulos fotovoltaicos, acumuladores, regulación de energía, convertidor CC/CC y consumos CC

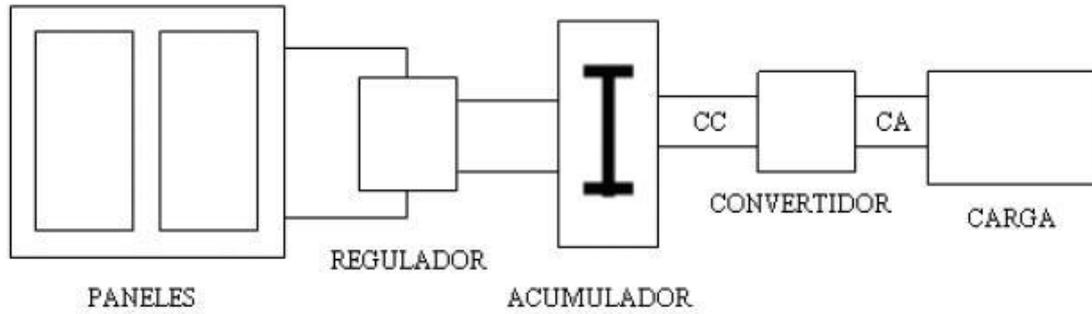


Figura 3.13. *Instalación con módulos fotovoltaicos, acumuladores, regulación de energía, convertidor CC/CA y consumos CA*

CAPÍTULO 4: Diseño de la unidad de potabilización

4.1. Definición de la unidad de potabilización

4.1.1. Descripción de la unidad potabilizadora

La unidad de potabilización y desalinización se diseña para producir agua potable a partir de agua de mar (40.000 ppm de cloruros), agua salina (5.000 ppm de cloruros) o agua dulce contaminada que debe ser recogida en algún dispositivo de almacenamiento.

Se encuentra formada principalmente por las membranas de ultrafiltración y de ósmosis inversa, el sistema de cloración, el conjunto de tuberías encargado de transportar el agua y el conjunto motor-bomba.

Cuando la radiación que reciben los módulos fotovoltaicos es suficiente para empezar la producción, la planta se pone en marcha automáticamente. No obstante, la incorporación de baterías, asegura el inicio del proceso cuando se requiera.

A lo largo del día, independientemente de la subida y bajada de la intensidad solar, se fijará el caudal de agua producido según las especificaciones técnicas analizadas en el siguiente punto.

El agua se irá clorando simultáneamente con la producción, de modo que el agua emergente del equipo ya es potable

A mitad o al final de la jornada, automáticamente se producirá un lavado de las membranas de la unidad. Si no se toca el equipo, al amanecer del día siguiente se reanudará el proceso.

4.1.2. Especificaciones técnicas del sistema de bombeo de la unidad potabilizadora.

En este sistema de bombeo, destaca el motor que acciona la bomba de alta presión (60-70 bar), equipo que capta el agua, y alimenta las membranas de ósmosis inversa a una presión elevada para que pueda producirse la separación entre agua y sal. El gran consumo de energía que se produce en esta fase ha pasado de un consumo específico de 8-9 kWh/m³ en los años ochenta, a 3-4 kWh/m³ en las instalaciones actuales. Mientras que para la descontaminación de agua, el consumo es menor, 0,5-1 kWh/m³.

Además, la bomba también debe proporcionar la presión suficiente para que el agua potable sea conducida al depósito de almacenamiento.

El rendimiento de la unidad de potabilización es del 80%, y el volumen de agua potable producida sí que depende del tipo de agua a tratar:

- Para agua dulce contaminada, el bombeo de 1.000 l/h suponen una producción aproximada de 800 l/h de agua potable.

- Para agua salina, el bombeo de 400 l/h suponen una producción aproximada de 320 l/h de agua potable.

- Para agua de mar, el bombeo de 90 l/h suponen una producción aproximada de 72 l/h de agua potable.

Entonces, el equipo tiene que tener un escalado de caudales de trabajo desde 72 hasta 1.000 litros/hora. Hay que tener en cuenta la recuperación de energía que se produce en el sistema debido a las cámaras intercambiadoras de presión, que suponen aproximadamente una recuperación energética del 60%.

4.2. Cálculo de la energía hidráulica/eléctrica

4.2.1. Cálculo de la energía eléctrica requerida para la desalinización y potabilización

Con las especificaciones técnicas de la unidad potabilizadora, el consumo diario (L) aproximado del conjunto motor-bomba, según el tipo de agua a tratar se calcula:

$$\text{Consumo (kWh)} = \text{Volumen de agua a tratar (l)} \times \text{consumo específico (kWh/m}^3\text{)}$$

- Para tratar agua dulce contaminada: $1000 \text{ (l)} \times 1 \text{ (kWh)/1000 (l)} = 1 \text{ kWh}$ (consumo en potencia = 1kW). Supone generar 800 l/h de agua potable.

- Para agua salobre: $400 \text{ (l)} \times 3 \text{ (kWh)/1000 (l)} = 1,2 \text{ kWh}$ (consumo en potencia = 1,2kW). Supone generar 320 l/h de agua potable.

- Para agua de mar: $90 \text{ (l)} \times 4 \text{ (kWh)/1000 (l)} = 0,36 \text{ kWh}$ (consumo en potencia = 0,36 kW). Supone generar 72 l/h de agua potable.

Si se escoge como base de cálculo para comparar que la unidad proporcione 1000 l/h de agua potable, la potencia consumida por el conjunto motor-bomba en función de las características del agua es:

- Para agua dulce contaminada: $1000 \text{ l/h} \times (1 \text{ kWh}/800 \text{ l/h producidos}) = 1,25 \text{ kWh}$
- Para agua salobre: $1000 \text{ l/h} \times (1,2 \text{ kWh}/320 \text{ l/h producidos}) = 3,75 \text{ kWh}$
- Para agua de mar: $1000 \text{ l/h} \times (0,36 \text{ kWh}/72 \text{ l/h producidos}) = 5 \text{ kWh}$

Hay que tener en cuenta que la recuperación de energía que se produce en el sistema debido a las cámaras intercambiadoras de presión, supone aproximadamente una recuperación energética del 60%.

Luego, la máxima energía diaria consumida en esta fase de captación y bombeo a la unidad de potabilización, en función de los tres tipos de agua bruta y su caudal, corresponde con la desalinización de agua del mar, y es: $L = 40 \% \cdot 5 \text{ kWh} = 2 \text{ kWh}$

En resumen, el equipo tiene una producción diaria de 4.000 l, 1.333 l y 1.000 l de agua potable a partir de agua contaminada, agua salobre y de mar con unos caudales de producción de 800 l/h, 320 l/h y 72 l/h respectivamente; no obstante el consumo máximo de energía diario en esta fase es idéntico en todos los casos, $L = 2 \text{ kWh}$.

Origen del recurso hídrico	Caudal agua potable (l/h)	Volumen diario producido de agua potable (l)
Agua contaminada	800	4.000
Agua salobre	320	1.333
Agua de mar	72	1.000

Tabla 4.1. Capacidad de la unidad potabilizadora

4.2.2. Cálculo de la energía hidráulica para el transporte de agua potable al depósito de almacenamiento

Para ello, se considera que la unidad de potabilización tiene un rendimiento del 80% y que el tanque de almacenamiento será un camión cisterna cuya altura estática, medida desde la unidad de potabilización, es aproximadamente 4 m. Si se suponen un 10% de pérdidas hidráulicas, la altura equivalente es $h = 4,4$ m. Además, la capacidad del depósito es de $V = 4.000$ l, con el fin de amortiguar el máximo volumen de agua posible producido a partir de agua contaminada en comparación al obtenido a partir de agua del mar o agua salobre, ya que si se tiene en cuenta el coste energético de uno y otro tratamiento, se pueden producir el cuádruple de litros de agua potable a partir de agua contaminada que desde agua de mar.

Por tanto, se observa la existencia de un consumo energético importante en el bombeo de agua tratada al tanque de almacenamiento, para lo que se determina la máxima energía hidráulica, E_h :

$$E_h = \rho \cdot g \cdot V \cdot h$$

(E. Hidráulica, $E_h = \text{Julios}$; Volumen de agua, $V = \text{m}^3$; densidad agua, $\rho = 1000 \text{ Kg/m}^3$; gravedad, altura total, $h = \text{m}$; $g = 9,81 \text{ m/s}^2$)

$$E_h = \frac{V \cdot h}{367} = \frac{4000 \cdot 4,4}{367} = 48 \text{Wh}$$

(Energía hidráulica, $E_h = \text{Wh}$; Volumen de agua, $V = \text{litros}$; altura total, $h = \text{m}$)

Sustituyéndose los datos del sistema analizado en las ecuaciones anteriores, se obtiene que $E_h = 48 \text{ Wh} = 0,048 \text{ kWh/día}$

Por tanto, el consumo energético diario de la instalación estudiada (2kWh), corresponde con la captación/bombeo de agua del mar, salobre o de agua contaminada y la producción de 1.000 l/día, 1.333 l/día y 4.000 l/día de agua potable, respectivamente, a lo que se le suma el coste energético del bombeo de agua tratada, que nos proporciona la energía máxima consumida al día, y utilizada en el dimensionado del sistema fotovoltaico, $L = 2,048 \text{ kWh}$, aproximadamente.

CAPÍTULO 5: Dimensionado del Sistema Fotovoltaico

5.1. Dimensionado sin baterías del Sistema de bombeo Fotovoltaico

5.1.1. Dimensionado del sistema de bombeo solar directo

En el bombeo solar directo, únicamente se bombea agua cuando se tiene radiación solar disponible, pero se puede suplir la falta de energía eléctrica para el accionamiento de las bombas, con la utilización de depósitos de almacenamiento, cuya distribución de agua se haga mediante gravedad, por ejemplo.

El dimensionado de estos sistemas de bombeo fotovoltaico se puede abordar mediante las siguientes etapas:

- Evaluación de la energía hidráulica necesaria
- Evaluación de la energía solar disponible
- Definición del equipo de bombeo necesario

Como se calculó anteriormente, el máximo consumo energético diario corresponde con la producción de 4000 l 1333 l y 1000 l de agua potable a partir de agua contaminada, agua salobre y agua de mar respectivamente, que nos proporciona la energía consumida al día aproximadamente, y utilizada en el diseño del sistema fotovoltaico según éste método, $L = 2,048 \text{ kWh}$

En cuanto a la evaluación de energía solar disponible, se estudiará el balance energético del sistema en la Península Ibérica, es decir con $HPS = 3,5$, correspondiente a irradiación global media diaria de $3,5 \text{ kWh/m}^2$.

Entonces, a partir de la energía hidráulica requerida y la radiación global solar, y considerándose una altura manométrica 4,4 metros, un rendimiento pico del sistema del 60% y un rendimiento medio del sistema del 50%, se calcula la potencia pico del generador:

$$P_p = \frac{E_h}{\eta_{medio}} \cdot \frac{1000}{F_m \cdot (1 - \delta \cdot (T_c - 25)) \cdot G_{dm}}$$

Donde se suponen $F_m = 0.9$, $\delta = 0.005$ y $T_c = 45 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$P_p = \frac{E_h}{\eta_{medio}} \cdot \frac{1000}{F_m \cdot (1 - \delta \cdot (T_c - 25)) \cdot G_{dm}} = \frac{2,048}{0,5} \cdot \frac{1000}{0,9 \cdot (1 - 0,005 \cdot (45 - 25)) \cdot 3,5} = 1.444,7W \approx 1,445 kW$$

Teniéndose en cuenta las especificaciones técnicas, el generador fotovoltaico presenta las siguientes características:

- + Modelo: Isofotón ISF 250
- + Potencia nominal (P_{max}) 750 W
- + Configuración: 3 en paralelo, 1 en serie
- + Tensión en circuito abierto (V_{oc}) 37,6 V
- + Corriente de cortocircuito (I_{sc}) 26,43 A
- + Tensión en el punto de máxima potencia (V_{max}) 30,4 V
- + Corriente en el punto de máxima potencia (I_{max}) 24,66 A
- + Área: 4,95 m²

Se observa que con la potencia del generador fotovoltaico requerida mediante este método sin baterías se necesitarían 6 módulos ($P_p/P_{max} = 1445 W/250 W = 5,77 \approx 6$), superándose el área máxima permisible del generador ($6 \times 1,65 m^2 = 9,9 m^2 > 5,5 m^2$), y por tanto esta configuración no es válida.

5.2. Dimensionado con baterías del Sistema de bombeo Fotovoltaico

5.2.1. Dimensionado basándose en el balance de energía del sistema

El método de dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos basado en el balance energético tiene el principal objetivo de ajustar la energía eléctrica requerida/consumida por las cargas, con la energía generada por los módulos fotovoltaicos en un determinado espacio de tiempo, que vendrá determinado fundamentalmente por la aplicación del SFA y, por el periodo de mayor consumo o de menor generación de energía eléctrica.

El sistema FV a dimensionar presenta un consumo de 2,048 kWh/día, una tensión de alimentación de la batería (V_{bat}) de 24 V y un valor medio HPS = 3,5 debido a su utilización en la Península Ibérica como se explicó anteriormente.

Teniendo en cuenta L y HPS, se puede determinar entonces el tamaño mínimo necesario del generador FV:

$$P_{mG} = HPS \cdot L \Rightarrow P_{mG} = \frac{L}{HPS} = \frac{2048}{3,5} = 585,14 \text{ w}$$

A continuación se calcula I_L , que representa la corriente que debería circular por las cargas a lo largo de todo el día si el consumo fuera constante.

$$I_L = \frac{L}{24 \cdot V_{bat}} = \frac{2048}{24 \cdot 24} = 3,56 \text{ A}$$

Se recuerda que los módulos fotovoltaicos a utilizar son Isofotón-250, que presentan las siguientes características:

- Tipo de célula: Si monocristalino - Potencia Pico: 250 W
- Área total: 1,65 m² - Eficiencia: 15,1 %
- Punto de máxima potencia (MPP): $I_{mp} = 8,22 \text{ A}$, $V_{mp} = 30,4 \text{ V}$
- Precio módulo FV: 470 €

Entonces se puede calcular el número de módulos en serie y paralelo:

$$N_s \geq \frac{V_{bat}}{V_{mp}} = \frac{24}{30,4} = 0,79 \Rightarrow N_s = 1$$

$$N_p \geq \frac{24 \cdot I_L}{I_{mp} \cdot HPS} = \frac{24 \cdot 3,56}{8,22 \cdot 3,5} = 2,97 \Rightarrow N_p = 3$$

Por tanto, el área total del generador, A_T se determina como:

$$A_T = N_s \cdot N_p \cdot A_{\text{mod}} = 1 \cdot 3 \cdot 1,65 = 4,95 \text{ m}^2$$

Analizándose este resultado del área total del generador, A_T , se observa que con este método se cumple con el requisito técnico de que la superficie disponible tras el despliegue de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, y que constituyen el generador, sólo pueda alcanzar $5,5 \text{ m}^2$. Luego técnicamente es viable.

Si se continúa, la potencia total instalada sería:

$$P_T = N_s \cdot N_p \cdot P_{mp} = 1 \cdot 3 \cdot 250 = 750 \text{ w}$$

El factor de seguridad requerido para compensar las pérdidas de potencia asociadas al cableado, a la dispersión de las características de los módulos fotovoltaicos, a la batería, al resto de electrónica de control, al efecto de la temperatura de operación... se calcularía como sigue:

$$FS = \frac{N_s \cdot V_{mp} \cdot N_p \cdot I_{mp} \cdot HPS}{L} = \frac{1 \cdot 30,4 \cdot 3 \cdot 8,22 \cdot 3,5}{2048} = 1,28$$

Para el diseño de la batería se utilizaría la ecuación siguiente:

$$C_{bat} = \left\{ \text{Max} \left[C_{bal} + C_{aut}, C_{cicl} \cdot \left(\frac{1}{x} \right) \right] \right\} \cdot \frac{1}{DOD_{\text{max}} \cdot \eta_{cd}}$$

Si se quisiera garantizar un determinado número de días de autonomía del sistema sería necesario considerar un mínimo valor para la capacidad de la batería que asegure el suministro energético a las cargas durante ese periodo de tiempo. Denominamos C_{aut} a la capacidad necesaria para garantizar los días de autonomía requeridos para el sistema.

Si se fijan 2 días de autonomía de la batería como mínimo (D), el dimensionado de la batería sería el siguiente:

$$C_{aut} = \frac{L}{V_{bat}} \cdot D = \frac{2048}{24} \cdot 2 = 170,67 Ah$$

También sería necesario considerar el ciclado diario, C_{cicl} , al que la batería estaría sometida. Para calcularlo es necesario calcular el balance energético del sistema para el periodo de menor irradiación en la Península Ibérica, es decir en invierno, con $HPS = 2$, correspondiente a irradiación global media diaria de 2 kWh/m^2 .

Entonces, en primer lugar se calcula la generación diaria media de electricidad multiplicando las HPS por la potencia generada por el sistema, y considerando seguimiento del punto máxima potencia del generador:

$$\text{Generación (Wh/día)} = HPS \cdot N_p \cdot N_s \cdot P_{mp}$$

$$\text{Consumo (Wh/día)} = 2.048 \text{ Wh}$$

En segundo lugar, se calcula el déficit diario de energía como la diferencia entre generación y consumo eléctrico diario.

En tercer lugar, en cuanto al balance energético estacional, se ha tenido en cuenta el número de días de cada uno de los periodos establecidos:

$$\text{Generación (Wh/periodo)} = HPS \cdot N_p \cdot N_s \cdot P_{mp} \cdot N^\circ \text{ días del periodo}$$

$$\text{Consumo (Wh/periodo)} = 2.048 \text{ Wh} \cdot N^\circ \text{ días del periodo}$$

Por lo que el déficit energético en el periodo se calcula como la diferencia entre generación y consumo eléctrico de cada periodo.

Así, los resultados obtenidos son:

Periodo	Días	HPS	Generación (Wh/mes)	Consumo (Wh/periodo)	Déficit periodo (Wh)	Generación (Wh/día)	Consumo (Wh/día)	Déficit periodo (Wh)
Verano	183	5	1143750	374784	768966	6250,00	2048	4202,00
Invierno	182	2	455000	372736	82264	2500,00	2048	452,00

Tabla 5.1. Balance de energía: resultados obtenidos.

Finalmente, la diferencia de energía entre los valores máximo y mínimo de déficit energético a lo largo de un día completo de funcionamiento del sistema, ΔE , nos indica la capacidad mínima de ciclado que debería presentar la batería para un correcto funcionamiento del sistema:

$$C_{cicl} = \frac{\Delta E}{V_{bat}} = \frac{4202 + 452}{24} = 193,92 Ah$$

Según los resultados obtenidos, no existiría déficit, sino exceso de energía. Si se quiere aprovechar este exceso para el suministro de energía a las cargas durante todo el año se hace necesario que la capacidad de la batería disminuya.

$$C_{bal} = \frac{E_{def}}{V_{bat}} = \frac{-452}{24} = -18,83 Ah$$

A la vista de lo expuesto anteriormente, se observa que el dimensionado de la batería depende principalmente de las características específicas del sistema y de la evolución de la demanda de energía.

Sustituyéndose en $C_{bat} = \left\{ \text{Max} \left[C_{bal} + C_{aut}, C_{cicl} \cdot \left(\frac{1}{x} \right) \right] \right\} \cdot \frac{1}{DOD_{max} \cdot \eta_{cd}}$ los

valores de C_{bal} , C_{aut} , C_{cicl} , x (tanto por ciento de ciclado diario permitido) = 0,4; DOD_{max} = 75% y η_{cd} (efic. carga y descarga del acumulador) = 80%, se calcula la capacidad de la batería:

$$C_{bat} = \left\{ \text{Max} \left[-18,83 + 170,67; 193,92 \cdot \left(\frac{1}{0,4} \right) \right] \right\} \cdot \frac{1}{0,75 \cdot 0,8} = 808 \text{ Ah}$$

Luego si se elige una batería de capacidad, $C_{bat} = 800 \text{ Ah}$.

Finalmente, el valor final de C_S será:

$$C_S = \frac{C_N \cdot V_{bat} \cdot DOD_{max}}{L} = \frac{800 \cdot 24 \cdot 0,75}{2048} = 7,07$$

Luego 8 días es aproximadamente la autonomía de la batería del sistema.

Finalmente, este método de dimensionado nos proporcionaría un resultado técnicamente viable, cuyas características serían las siguientes:

Generador FV

- Potencia total instalada = 750 kW - 3 módulos (1 en serie y 3 en paralelo)

- Área total = $3 \cdot 1,65 = 4,95 \text{ m}^2$

Batería

- $C_S = 8$ días de autonomía - Tensión nominal = 24 V

- $C_N = 800 \text{ Ah}$

Con los resultados así obtenidos, y teniendo en cuenta que el coste de cada módulo es de 470 € y que el coste asociado a la batería es de 8€/Ah, se calculan los costes totales para cada dimensionamiento:

$$Costestotales = (N_s \cdot N_p \cdot 470) + (C_N \cdot 8)$$

$$Costestotales = (1 \cdot 3 \cdot 470) + (800 \cdot 8) = 7.810€$$

Luego el coste económico del dimensionado del SFA analizado según este método ascendería a 7.810 €.

5.2.2. Dimensionado basándose en las curvas de isofiabilidad

El método de dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos basado en curvas de isofiabilidad se fundamenta en el estudio de las posibles pérdidas de carga del sistema, y, dimensiona el generador fotovoltaico y el acumulador con el mínimo coste económico, garantizándose la fiabilidad de la instalación en el suministro de energía eléctrica a las cargas en las condiciones más adversas.

El parámetro en el que se fundamenta este método, se basa en el concepto de probabilidad de pérdida de carga, LLP, que se define como la relación o cociente entre el déficit de energía en el sistema y la demanda de energía eléctrica por los consumos, garantizándose un intervalo de fiabilidad en el suministro de energía a éstos. Los valores típicos de LLP se encuentran comprendidos en 10^{-4} - 10^{-2} , y proporcionan una primera aproximación al dimensionado.

$$LLP = \frac{\int_t \text{Déficit_de_Energía}}{\int_t \text{Demanda_de_Energía}}$$

En primer lugar, el consumo diario medio del sistema fotovoltaico analizado es $L = 2,048$ kW, con una tensión de alimentación de la batería (V_{bat}) de 24 V y con un valor de probabilidad de pérdida de carga requerido de $LLP = 10^{-2}$.

Los módulos fotovoltaicos a utilizar son Isofotón-250, que presentan las características siguientes:

- Tipo de célula: Si monocristalino - Potencia Pico: 250 W
- Área total: 1,65 m² - Eficiencia: 15,1 %
- Punto de máxima potencia (MPP): $I_{mp} = 8,22$ A, $V_{mp} = 30,4$ V
- Precio módulo FV: 470 €

Entonces los parámetros de diseño de este método son:

+ La capacidad del acumulador, C_S , definida como la relación entre la máxima energía que el acumulador puede suministrar (determinada por la capacidad nominal, C_N , y la máxima profundidad de descarga posible, DOD_{max}), y la energía diaria requerida por las cargas del sistema (L). La información que proporciona este parámetro son los días de autonomía del SFA.

$$C_S = \frac{C_N \cdot DOD_{max}}{L}$$

Para nuestro estudio, $DOD_{max} = 75\%$

+ La capacidad del generador fotovoltaico, C_A , definida como la relación entre la salida media de energía diaria del generador y el consumo diario medio de energía en las cargas del sistema.

$$C_A = \frac{A_g \cdot \eta \cdot \overline{G_d}}{L}$$

Siendo A_g (m²) el área del generador fotovoltaico, η (%) la eficiencia de conversión y $\overline{G_d}$ (kWh/m²) representa el valor medio de la irradiación diaria sobre el plano del generador fotovoltaico.

Si se considera que la potabilizadora/desalinizadora se va a emplear en la Península Ibérica, se seleccionan Lugo, Madrid, Barcelona, Bilbao Granada y Sevilla

como localizaciones representativas para modelizar nuestra instalación, y poder relacionar entre sí C_A y C_S , mediante la siguiente ecuación:

$$C_A = f \cdot C_S^{-u}$$

Donde f y u son dos parámetros que dependen del valor de LLP y de la localización; por lo que como primera aproximación, dada la utilización de este sistema en toda la Península Ibérica, se estiman los valores medios de f y de u a partir de las localizaciones consideradas para modelar el sistema:

$$\underline{LLP = 1 \cdot 10^{-2}}$$

Lugo: $f = 1,3$ y $u = 0,36$

Madrid: $f = 1,4$ y $u = 0,24$

Barcelona: $f = 1,2$ y $u = 0,32$ \rightarrow $\bar{f} = 1,18$ y $\bar{u} = 0,27$

Bilbao: $f = 1,2$ y $u = 0,26$

Granada: $f = 1,0$ y $u = 0,24$

Sevilla: $f = 1,0$ y $u = 0,20$

Con los datos de \bar{f} y \bar{u} se calculan las parejas de valores C_A - C_S mediante la ecuación anterior, y cuyos resultados se muestran a continuación:

C_A (Ah)	C_S (Ah)
1,42	0,5
1,18	1
0,98	2
0,88	3
0,76	5
0,67	8
0,63	10
0,60	12
0,57	15
0,53	20
0,49	25
0,47	30

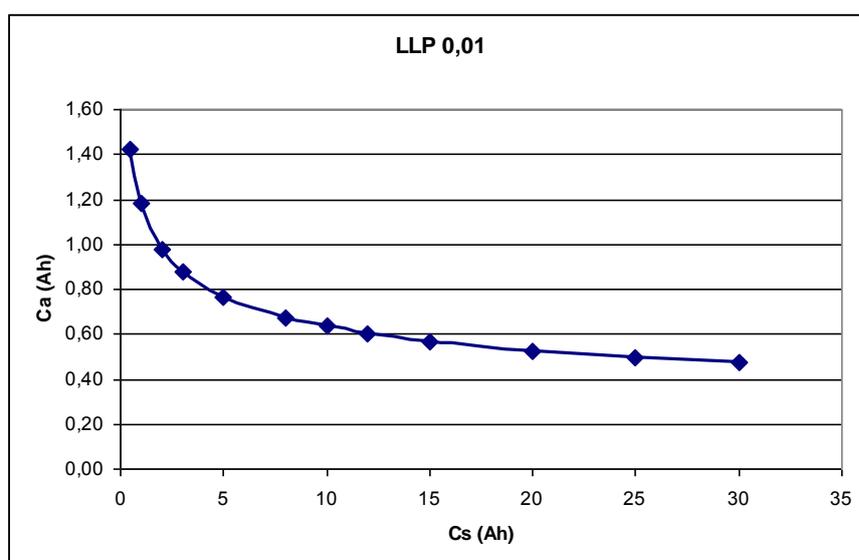


Figura 5.1. Curva de isofiabilidad

A continuación se calcula el número de módulos en serie, N_s :

$$N_s = \frac{V_{bat}}{V_{mp}} = \frac{24}{30,4} = 0,79 \rightarrow N_s = 1$$

Seguidamente se calcula la máxima corriente de salida del generador y C_A en función del número de módulos en paralelo, N_p :

$$I_{G\max} = I_{mp} \cdot N_p = 8,22 \cdot N_p$$

$$A_g \cdot \eta = N_s \cdot N_p \cdot A_{mod} \cdot \eta = \frac{V_{bat} \cdot I_{G\max}}{1000}$$

$$C_A = \frac{A_g \cdot \eta \cdot \overline{G}_d(30^\circ)}{L}$$

De las 3 ecuaciones anteriores se obtiene:

$$C_A = I_{G\max} \cdot V_{bat} \cdot \frac{\overline{G}_d(30^\circ)}{1000 \cdot L} = 8,22 \cdot N_p \cdot 24 \cdot \frac{3,5}{1000 \cdot 2,048} = 0,337 \cdot N_p \Rightarrow [N_p = 2,97 \cdot C_A]$$

Así, en función de los valores de C_A calculados, y con la ecuación anterior, se determina el número de módulos en paralelo, N_p , y la potencia total instalada, calculada como: $P_{DC} = N_p \cdot N_s \cdot P_{mp}$:

C_S (Ah)	C_A (Ah)	N_p	N_p	P_{DC} (W)	C_N (Ah)
0,5	1,42	4,23	5,00	1250,00	56,89
1	1,18	3,50	4,00	1000,00	113,78
2	0,98	2,91	3,00	750,00	227,56
3	0,88	2,61	3,00	750,00	341,34
5	0,76	2,27	3,00	750,00	568,90
8	0,67	2,00	2,00	500,00	910,24
10	0,63	1,88	2,00	500,00	1137,80
12	0,60	1,79	2,00	500,00	1365,36
15	0,57	1,69	2,00	500,00	1706,70
20	0,53	1,56	2,00	500,00	2275,60
25	0,49	1,47	2,00	500,00	2844,50
30	0,47	1,40	2,00	500,00	3413,40

Tabla 5.2. Opciones de dimensionado del Sistema Fotovoltaico

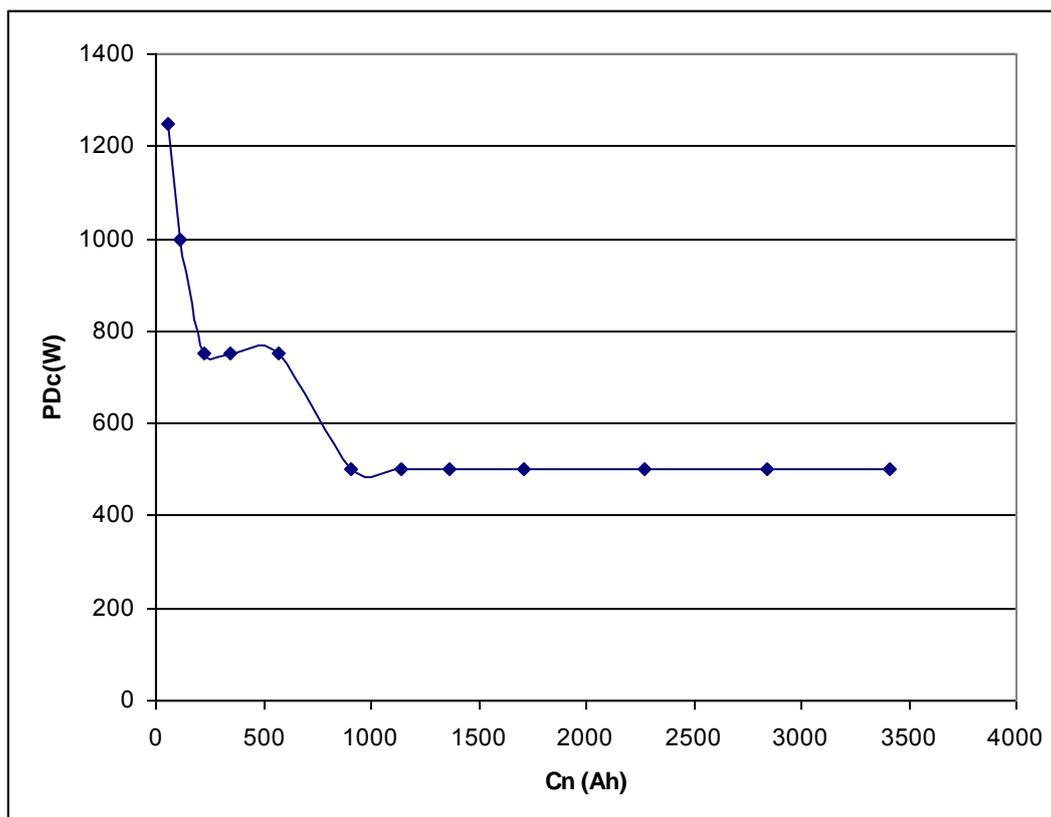


Figura 5.2. Opciones de dimensionado del Sistema Fotovoltaico

Para el dimensionado de la batería se supone una profundidad máxima de descarga, $DOD_{max} = 75\%$, y mediante la ecuación: $C_N = \frac{C_S \cdot L}{DOD_{max} \cdot V_{bat}}$ se calcula esta capacidad nominal (C_N) en función de C_S , y cuyos resultados son:

$$C_N = \frac{C_S \cdot 2048}{0,75 \cdot 24} = 113,78 \cdot C_S$$

C_S (Ah)	C_A (Ah)	C_N (Ah)
0,5	1,42	56,89
1	1,18	113,78
2	0,98	227,56
3	0,88	341,34
5	0,76	568,90
8	0,67	910,24
10	0,63	1137,80
12	0,60	1365,36
15	0,57	1706,70
20	0,53	2275,60
25	0,49	2844,50
30	0,47	3413,40

Tabla 5.3. Capacidad de la batería y días de autonomía

Con los resultados así obtenidos, y teniendo en cuenta que el coste de cada módulo FV es de 470 € y que el coste asociado a la batería es de 8€/Ah, se calculan los costes totales para cada dimensionamiento posible en la curva de fiabilidad con $LLP = 1 \cdot 10^{-2}$, mediante la siguiente ecuación:

$$Costestotales = (N_s \cdot N_p \cdot 470) + (C_N \cdot 8)$$

C _S (Ah)	C _A (Ah)	C _N (Ah)	Nº módulos, N _p ·N _s	P _{DC} (W)	Coste (€)
0,5	1,42	56,89	5,00	1250	3375,56
1	1,18	113,78	4,00	1000	3461,12
2	0,98	227,56	3,00	750	4102,24
3	0,88	341,34	3,00	750	5213,36
5	0,76	568,90	3,00	750	6965,60
8	0,67	910,24	2,00	500	10298,96
10	0,63	1137,80	2,00	500	12521,20
12	0,60	1365,36	2,00	500	14743,44
15	0,57	1706,70	2,00	500	18076,80
20	0,53	2275,60	2,00	500	23162,40
25	0,49	2844,50	2,00	500	28718,00
30	0,47	3413,40	2,00	500	34273,60

Tabla 5.4. Cálculo del coste económico de las opciones de dimensionado del Sistema Fotovoltaico

El coste en función del dimensionado se representa en la siguiente figura.

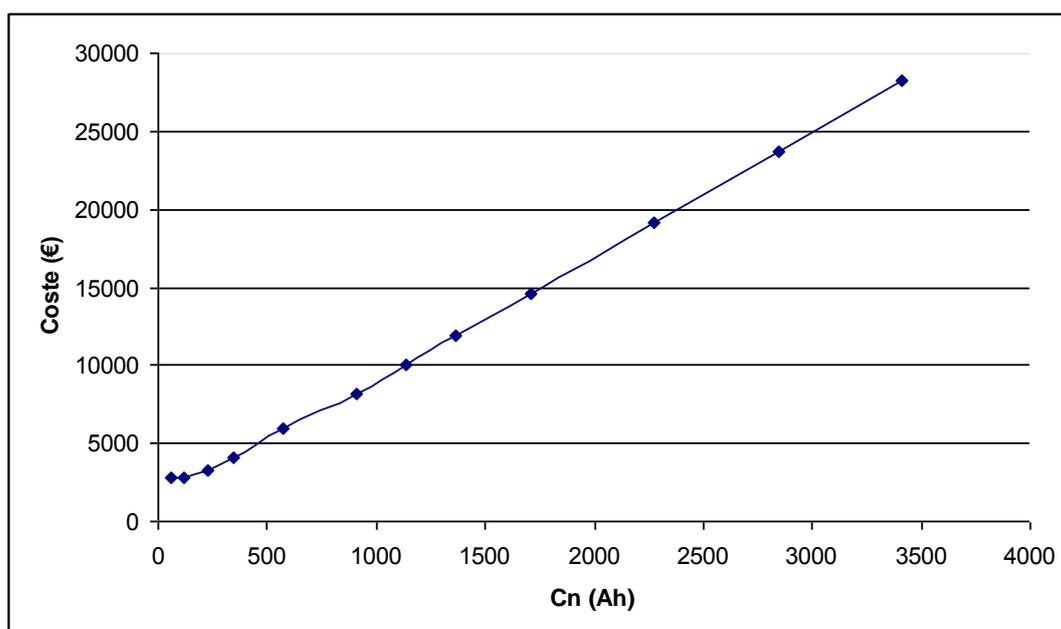


Figura 5.3. Coste económico del sistema en función de la capacidad nominal del acumulador

Se observa un mínimo del coste económico total para $LLP = 1 \cdot 10^{-2}$ en 3.375,56 € (1ª fila de la tabla X). Sin embargo, debido a la colocación de los módulos fotovoltaicos en una estructura desplegable que se alberga en el interior de la unidad de potabilización, cuyas medidas son 1,75 x 1,20 m, los módulos no deben superar estas medidas, lo cual se cumple (1,667 x 0,994) . También ha de tenerse en cuenta que la superficie disponible tras el despliegue de dicha estructura sólo puede alcanzar 5,5 m² como máximo debido a la restricción del viento. Luego si el área de cada módulo es 1,65 m², el número máximo de módulos a disponer es:

$$\frac{5,5m^2}{1,65m^2} = 3,3 \equiv 3$$

Estas restricciones técnicas y económicas nos proporcionan el dimensionado del sistema FV analizado con las siguientes características (3ª fila de la tabla X).

Generador FV

- $C_A = 0,98 \text{ Ah}$
- $A_g = C_A \cdot \frac{L}{\overline{G}_d(0) \eta} = 3,79m^2$
- Potencia total instalada = 750 W - 3 módulos (1 en serie y 3 en paralelo)
- Área total = $3 \cdot 1,65 = 4,95 \text{ m}^2$

Batería

- $C_S = 2 \text{ días de autonomía}$
- Tensión nominal = 24 V
- $C_N = 227,56 \text{ Ah}$

Como este método no tiene en cuenta las pérdidas de potencia asociadas al cableado, a la dispersión de las características de los módulos fotovoltaicos, al acumulador o batería, al resto de electrónica de control, al efecto de la temperatura de operación... éstas deben compensarse en el momento de realizar el dimensionado del sistema, incluyendo el factor de sobredimensionado o de seguridad, FS.

$$FS = \frac{A_{total}}{A_g} = \frac{4,95}{3,79} = 1,31$$

El coste económico del dimensionado del SFA analizado según este método ascendería a 4.102,24 €.

Finalmente destacar que el diseño del sistema fotovoltaico mediante este método nos proporciona una solución técnicamente viable.

CAPÍTULO 6: Diseño y análisis de la solución adoptada

6.1. Selección de los componentes del sistema de bombeo fotovoltaico elegido

En este apartado se seleccionan los componentes de la instalación fotovoltaica técnicamente viable resultado de aplicar el método de dimensionado basado en curvas de isofiabilidad.

6.1.1. Subsistema fotovoltaico de generación eléctrica

En el mercado hay módulos fotovoltaicos de diversas potencias máximas: 5, 30, 50, 75, 100, 150, 165, 250 (W), etc según la demanda de energía que se precise. Así mismo hay módulos de diversas calidades, según las células cristalinas de silicio semiconductor de las que están formados sean monocristalinas (las más eficientes y caras), policristalinas (menos eficientes pero más baratas) ó amorfas (poco eficientes pero muy baratas).

Dada la importancia de que la instalación sea transportable, con una autonomía total y con una alta eficiencia energética, debido a su aplicación a zonas aisladas o catastróficas sin suministro eléctrico; y con el desconocimiento de si va a ser empleada en una región con mayor o menor disponibilidad del recurso solar, por ejemplo, los módulos fotovoltaicos de los que se dispone, y a utilizar, presentan las características que se resumen a continuación.

-MÓDULO MONOCRISTALINO ISF-250-

□ Características Eléctricas (Comportamiento bajo condiciones estándar: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25°C.)

o Potencia nominal (P_{\max}) 250 W

o Tensión en circuito abierto (V_{oc}) 37,6 V

o Corriente de cortocircuito (I_{sc}) 8,81 A

o Tensión en el punto de máxima potencia (V_{\max}) 30,4 V

o Corriente en el punto de máxima potencia (I_{\max}) 8,22 A

o Eficiencia 15,1%

o Tolerancia de potencia (% P_{\max}) +/- 3%

- Características Mecánicas
 - Célula solar Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm
 - Número de células 60 células en configuración 6 x 10
 - Dimensiones 1667 x 994 x 45 mm
 - Peso 19 Kg
 - Vidrio Alta transmisividad, microestructurado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
 - Marco Aluminio anodizado y toma de tierra
 - Máxima carga admisible 2400 Pa
 - Caja de conexión IP 65 con 3 diodos de bypass
 - Cables y Conector Cable solar de 1 m y sección 4 mm².
 - Precio: 470€

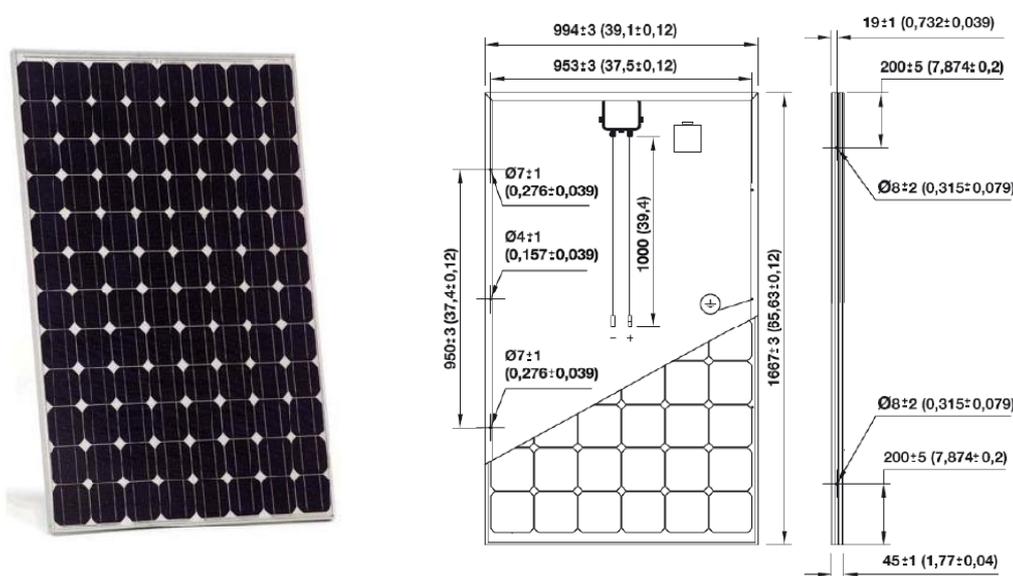


Figura 6.1. Imagen y esquema del módulo fotovoltaico utilizado, ISF-250

6.1.2. Subsistema de regulación

En cuanto a reguladores de corriente, hay que tener en cuenta que actualmente el mercado solar ofrece reguladores de corriente de 20 A y 40 A, por ende, la distribución de los reguladores de corriente se hará de acuerdo a la siguiente consideración.

- Si $I_{\max} < 20$ A, se utiliza un regulador de 20 A
- Si $20A < I_{\max} < 40$ A, se utiliza un regulador de 40 A

En nuestro caso de estudio se tiene que $I_{\max} = 8,22 \text{ A} \times 3$ (módulos en paralelo) = 24,66 A, luego el regulador seleccionado corresponde a la línea VMS de 40 A de Irepsol. Se trata de un regulador bitensión 12/24 V, con un coste aproximado de 170 €.



Figura 6.2. Imagen del regulador de carga utilizado, VMS 40

Este subsistema incorpora las siguientes funciones específicas a la instalación:

- Desconexión del consumo por baja tensión de la batería (DOD_{\max}) indicando que la descarga de la batería esta próxima al 75 %
- La tensión final de carga debe asegurar un factor de recarga de la batería superior al 80%.

Finalmente comentar que las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador (menores a 20 mA) en condiciones normales de operación son inferiores al 3% del consumo diario de energía. El coste de este dispositivo es de 170 €.

6.1.3. Subsistema de acumulación. Batería

Las baterías pueden almacenar la energía excedente en las horas de sol para suministrarla cuando ésta no sea suficiente para bombear el agua demandada. Para su dimensionado se parte del consumo medio diario de nuestro sistema, $L = 2,048 \text{ kW}$;

teniendo en cuenta este valor para la configuración elegida, se escoge la tensión nominal de 24 V, y así se puedan amortiguar las pérdidas de energía presentes en la desconexión del conjunto de baterías.

Voltaje del Sistema (V)	Consumo (W)
12	$L < 2000 \text{ W}$
24	$2000\text{W} < L < 5000\text{W}$
48	$L > 5000$

Tabla 6.1. Elección del voltaje del sistema en función del consumo

El tipo de batería que se elige para nuestro sistema es de descarga profunda (75%), y, debido a los resultados del dimensionado según el método de las curvas de isofiabilidad:

$$C_S = 2 \text{ días de autonomía} \quad - \text{Tensión nominal} = 24 \text{ V} \quad - C_N = 227,56 \text{ Ah}$$

Se elige la batería 6 V 5 power.bloc OPzS 250 de HOPPECKE con $C_{100} = 250$ Ah. Se trata de una batería en bloque de Plomo ácido estacionaria y aireada con duración superior a 18 años y mantenimiento casi nulo. Admite una descarga más profunda que el resto de baterías (75%) y durante periodos de tiempo prolongados. Se compone de 4 bloques en serie de 6 voltios cada uno. Su peso total es de 240 kg e implica un coste de 1.600 €.



Figura 6.3. Imagen de la batería utilizada, OPzS 250 de HOPPECKE

6.1.4. Subsistema de acondicionamiento de potencia

Su función es seguir el punto de máxima potencia para transferir la máxima energía posible al motor proporcionando la combinación tensión/corriente más adecuada.

El dispositivo de acondicionamiento de potencia de nuestra instalación es un convertidor de frecuencia VFD que fija un voltaje de trabajo del generador fotovoltaico, así el sistema puede trabajar cerca del punto de máxima potencia e independientemente del nivel de irradiancia, suministrándose la corriente necesaria al motor, así como la corriente de arranque.

También se pueden incluir el regulador, la batería y el inversor como sistemas de acondicionamiento de potencia.

6.1.5. Subsistema de inversores

La instalación necesita un inversor que convierta la energía continua almacenada en la batería en energía para los consumos, principalmente el motor, que requieren de corriente alterna, AC, para su funcionamiento.

Para la elección adecuada del inversor, es necesario que éste sea capaz de suministrar la energía pico, L, requerida por el sistema; es decir, debe tener un inversor que sea capaz de suministrar como mínimo 2,048 kWp. Además se ha de tener en cuenta la tensión fijada por la batería, es decir, 24 V.

Actualmente, el mercado ofrece dispositivos de potencia capaz de suministrar cualquier potencia requerida por un sistema de generación de energía eléctrica, posibilitando al mismo tiempo la carga de las baterías, por tanto se utiliza un inversor/cargador Mass Combi 24/2500-60 (230 V) de MASTERVOLT, de 2,5 kW y capaz de suministrar una corriente de carga máxima a la batería de 60 A para una $T^a = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Las pérdidas de energía ocasionadas por el autoconsumo del inversor (9 W) son inferiores al 5% del consumo diario de energía. El peso del dispositivo es 11 Kg y con un coste aproximado de 2.315 €.



Figura 6.4. Imagen del inversor utilizado, Mass Combi 24/2500-60

6.1.6. Subsistema motor/bomba

Este subsistema está formado por un motor que acciona la bomba de agua. En general, los motores pueden ser de corriente continua (DC) o de corriente alterna (AC). Las bombas pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo. Por su situación en la fuente de agua, los sistemas motor-bomba pueden ser sumergibles, flotantes o de superficie.

Para el diseño de nuestra instalación se elige un motor-bomba sumergible BMEX 5 de GRUNDFOS capaz de suministrar 21 m³ diarios a la unidad de potabilización a una presión de 70 bar, y con una recuperación de energía del 60%.

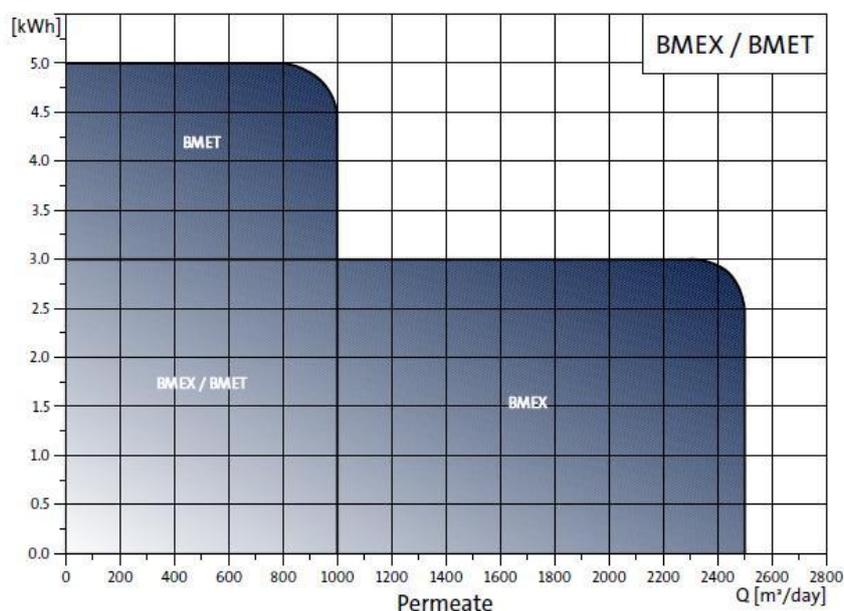


Figura 6.5. Selección del equipo motor/bomba de GRUNDFOS

En general, para sistemas de poca potencia se utilizan motores DC, mientras que para mayores potencias se recomienda el uso de sistemas de bombeo con motores AC. En nuestro caso, se elige un motor AC sumergible 3 x 220 v del tipo MS de GRUNDFOS, que tiene una potencia de 0,37 a 7,5 kW. Se trata de un motor asíncrono de 2 polos fabricado completamente en acero inoxidable ASI 304; el eje está fabricado en acero ASI 431; el estator está herméticamente sellado en acero inoxidable ASI 304 y encapsulado en resina sintética; el líquido anticongelante y anticorrosivo del motor sirve

a su vez como lubricante y refrigerador. El motor está protegido contra congelación hasta -20°C .

En cuanto a la bomba, se elige una bomba sumergible centrífuga multietapa SP 8A, con álabes radiales directamente acoplada al motor Grundfos sumergible. Está fabricada enteramente en acero inoxidable y se lubrica mediante agua. Posee una válvula antirretorno. Proporciona un caudal elevado y la presión necesaria para la ósmosis inversa.

El sistema BMEX consta de una bomba BME SP 8A que crea un flujo a través de las membranas así como la presión de diseño. Incorpora un X-Changer que convierte la energía del concentrado $Q \times H$ de las membranas dentro de la frecuencia de alimentación hacia la membrana. La pérdida de presión en el X-Changer es igualada por la bomba BM y el convertidor de frecuencia VFD manteniendo la presión deseada para el proceso de la ósmosis inversa. Con este sistema se logra una recuperación de energía de hasta un 60% comparado con los sistemas convencionales.

El precio aproximado de esta unidad es aproximadamente 3.500 €.

6.1.7. Subsistema de protecciones

En el diseño de este subsistema se han tenido en cuenta las normativas y los aspectos técnicos necesarios para el dimensionado de una instalación aislada y se asegura de que:

- Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión automática del sistema en caso de avería o de mantenimiento.

- Se asegura toda la estructura soporte y los marcos de los paneles fotovoltaicos conectando todo el sistema a la tierra común de la instalación.

- La entrada y la salida del cableado a los elementos de la instalación y en los diferentes puntos de conexión, será estanco, y se sujetará mediante prensaestopas de acero inoxidable, para evitar el deterioro de los conductores.

- Los conductores utilizados entre los reguladores, las baterías y los inversores tienen las mismas características que el resto del sistema, y sus terminaciones están protegidos con interruptores magnetotérmicos.

- Los elementos escogidos para el exterior de la unidad de potabilización, tienen un nivel de protección IP65 con clase II, para evitar que entren en contacto con agua o polvo y especialmente con la humedad del entorno; y los elementos en el interior, en su gran mayoría poseen IP30, IP43.

6.1.8. Subsistema de cableado

En el diseño de este subsistema se asegura de que:

- Se incluirá toda la longitud de cables necesaria, con el fin de evitar esfuerzos sobre los elementos de la instalación.

- Se realizará una distinción entre los conductores, de acuerdo al actual código de colores, siendo el color rojo para la tensión positiva, negro para la masa y el amarillo / verde para tierra.

- Los positivos y negativos de la instalación se conducirán por separado, protegidos y señalizados.

- Para la conexión entre placas se hará con cables USE-2 con conectores Multi-contac tipo IV, especiales para instalaciones fotovoltaicas; con alta resistencia al las condiciones ambientales y de fácil conexión.

- Para realizar las conexiones entre varios elementos, se utilizarán cajas de derivación.

- Para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación:

- Caída de tensión máxima entre generador y regulador: 3 %.
- Caída de tensión máxima entre regulador y batería: 1 %.
- Caída de tensión máxima entre batería e inversor: 1 %.
- Caída de tensión máxima entre inversor y cargas: 3%

6.1.9. Subsistema soporte desplegable

Se dispondrá de la estructura soporte necesaria para montar los módulos que incluirán todos los accesorios necesarios.

La estructura soporte deberá cumplir requisitos de montaje de acuerdo:

- La estructura será diseñada según la Norma MV-103. Deberá ser capaz de resistir con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve; la estructura deberá estar protegida superficialmente contra la acción de agentes ambientales.

- En lo que se refiere al diseño, la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos, deberemos asegurar que el conjunto soporte es capaz de aguantar las dilataciones térmicas necesarias, sin que se transmitan cargas que afecten la integridad de los módulos.

- Para la sujeción del módulo deberemos tener en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de manera que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas para el diseño específico del módulo. Todos los módulos fotovoltaicos estarán instalados en un único plano.

- La tornillería deberá cumplir la normativa MV-106; en caso de tratarse de una estructura galvanizada, se admitirá el uso de tornillos galvanizados, excepto las sujeciones de los módulos a la estructura, que deberán ser de acero inoxidable.

- Al ser de tipo acero galvanizado en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

6.2. Resumen del sistema de bombeo fotovoltaico elegido

En este punto se recopilan los datos generales de la instalación fotovoltaica seleccionada para proporcionar electricidad al sistema de bombeo de la unidad potabilización, y que corresponde con el resultado del dimensionado basado en Curvas de Isofiabilidad.

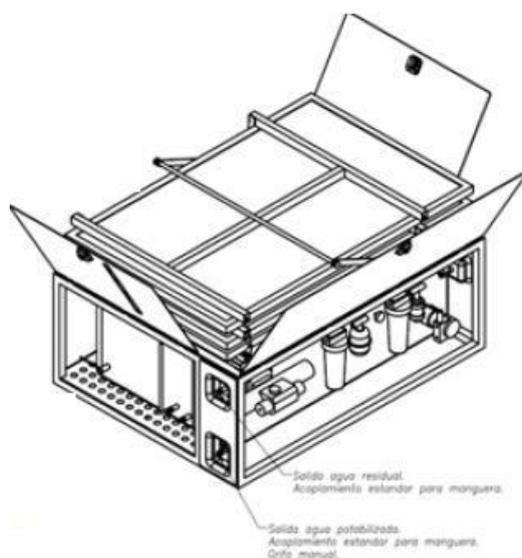


Figura 6.5. Imagen de la unidad potabilizadora/desalinizadora autónoma

6.2.1. Datos técnicos

- Tipo de instalación: Autónoma, aislada de la red
- Inclinación módulos: 30°
- Orientación módulos (Azimuth): 0° (Sur)
- Modelo de módulo fotovoltaico: ISOFOTÓN ISF-250
- Nº de módulos totales: 3
- Nº de módulos en serie: 1
- Nº de módulos en paralelo: 3
- Potencia pico de la instalación: 750 Wp
- Estructura soporte: Fija-desplegable en acero galvanizado.
- Regulador de carga: Serie VMS de IrepSol de 40 A. Bitensión 12/24 V
- Nº baterías y V_{bat} : 1 y 24 V respectivamente.
- Tipo Batería: Plomo ácido, aireada, modelo 5 power.bloc OPzS 250 con 4 bloques de 6 V
- Capacidad nominal batería, C_{100} : 250 A·h
- Inversor: Inversor/cargador Mass Combi 24/2500-60 (230 V) de MASTERVOLT

- Potencia nominal inversor: 2500 Wp
- N° inversores: 1
- Sistema motor- bomba: Sumergible BMEX 5 de GRUNDFOS
- Motor: AC, asíncrono de 2 polos del tipo MS de GRUNDFOS.
- Potencia Motor: 0,37 a 7,5 kW
- Bomba: sumergible centrífuga multietapa
- Interruptores magnetotérmicos
- Cajas estancas termoplástico Clase II IP 66 y armario IP 55
- Cableado: Tipo USE -2

6.2.2. Datos económicos

Antes de poner en marcha la construcción del prototipo del sistema elegido resulta de vital importancia conocer el coste de la instalación con el fin de determinar la viabilidad económica de la misma. Hay que tener en cuenta que hay gran número de distribuidores de material eléctrico con diferentes catálogos y que este precio es orientativo. A continuación se muestra el desglose de precios de todos los componentes del sistema de bombeo fotovoltaico, excluida mano de obra.

Cantidad	Descripción	Precio Unitario (€)	Total (€)
3	Modulo Fotovoltaico ISF - 250 W	470	1.410
1	Estructura soporte en acero galvanizado	144	144
1	Regulador de carga VMS de Irepso de 40 A. Bitensión 12/24 V	170	170
1	Batería Pb-ácido 5 power.bloc OPzS 250	1.600	1.600
1	Mass Combi 24/2500-60 (230 V) de MASTERVOLT	2.315	2.315
1	Motor- bomba sumergible, BMEX 5 de GRUNDFOS	3.500	3.500
6	Interruptores magnetotérmicos	15	90
2	Cajas estancas termoplástico Clase II IP 66	18	36
1	Armario IP 55	592	592
-	Cableado	20	20

TOTAL	9.877
--------------	--------------

Tabla 6.2. Coste económico aproximado del sistema FV diseñado

Se observa que este presupuesto es aproximadamente el doble al obtenido con el método de dimensionado basado en curvas de isofiabilidad, 4.102,24 €, consecuencia de la incorporación del sistema de bombeo de alta presión y del sofisticado sistema de recuperación de energía, y el inversor, que no se tienen en cuenta con los métodos de dimensionado convencionales empleados.

6.2.3. Otros datos

Con este equipo cualquier agua se puede potabilizar, desde agua dulce contaminada hasta agua de mar. Es importante señalar que, además de las sales contaminantes, también se eliminan los virus y bacterias que pueda contener el agua, ya que el tamaño de éstos no les permite pasar por las membranas.

El mantenimiento es mínimo, sin embargo es importante mantener las placas FV limpias, sencillamente enjuagándolas con agua producida por el propio equipo.

El equipo incluye su propio sistema de cloración, alimentado también por la energía de las placas FV, por lo que el agua potable emergente ya está protegida con un mínimo de 0,5 g/m³ de Cloro. No requiere sales para la cloración, dado que ésta es electrolítica, y emplea las propias sales del agua. Los únicos consumibles que pueden ser necesarios son los cartuchos de los filtros de 5 micras, cuya vida se estima en unos 50.000 litros y su coste es de aproximadamente 6 €

El prefiltro es lavable si es sintético o, si es de arena, basta con vaciar y sustituir ésta para mantenerlo en condiciones óptimas.

Las membranas de ósmosis y UF requieren unos enjuagados periódicos para que su vida útil sea la máxima. Estos enjuagados son automáticos durante las horas de funcionamiento. De este modo, se evita que se dejen de hacer por descuido y se elimina la necesidad de personal especializado. En cuanto a la sustitución de la membranas de ósmosis, éstas tienen una vida estimada de 4 años (no depende tanto de los litros tratados como de su envejecimiento) y su coste es de unos 600 €.

6.3. Esquemas, planos e imágenes

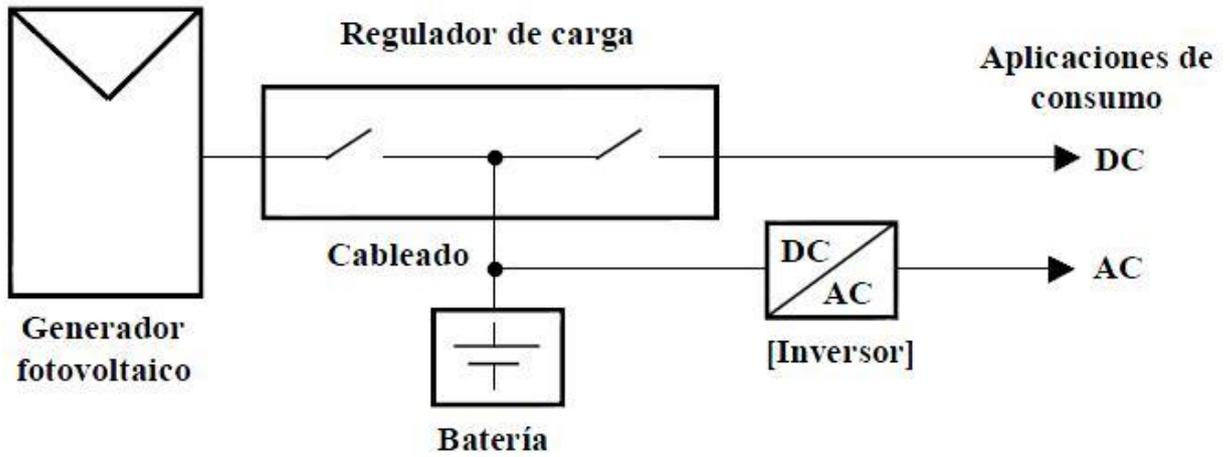


Figura 6.6. Esquema unifilar del sistema de bombeo fotovoltaico elegido

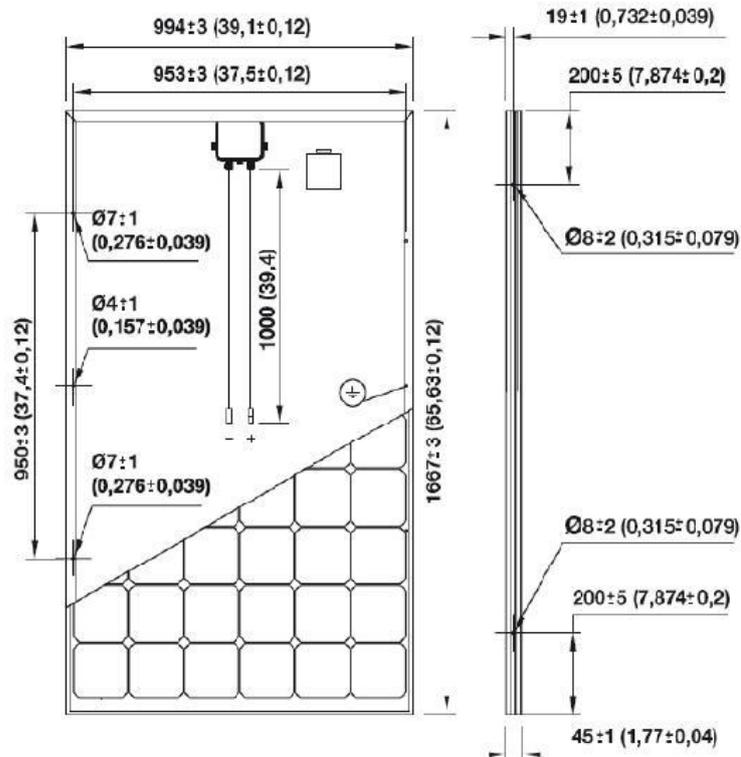


Figura 6.7. Módulo Isofotón ISF 250

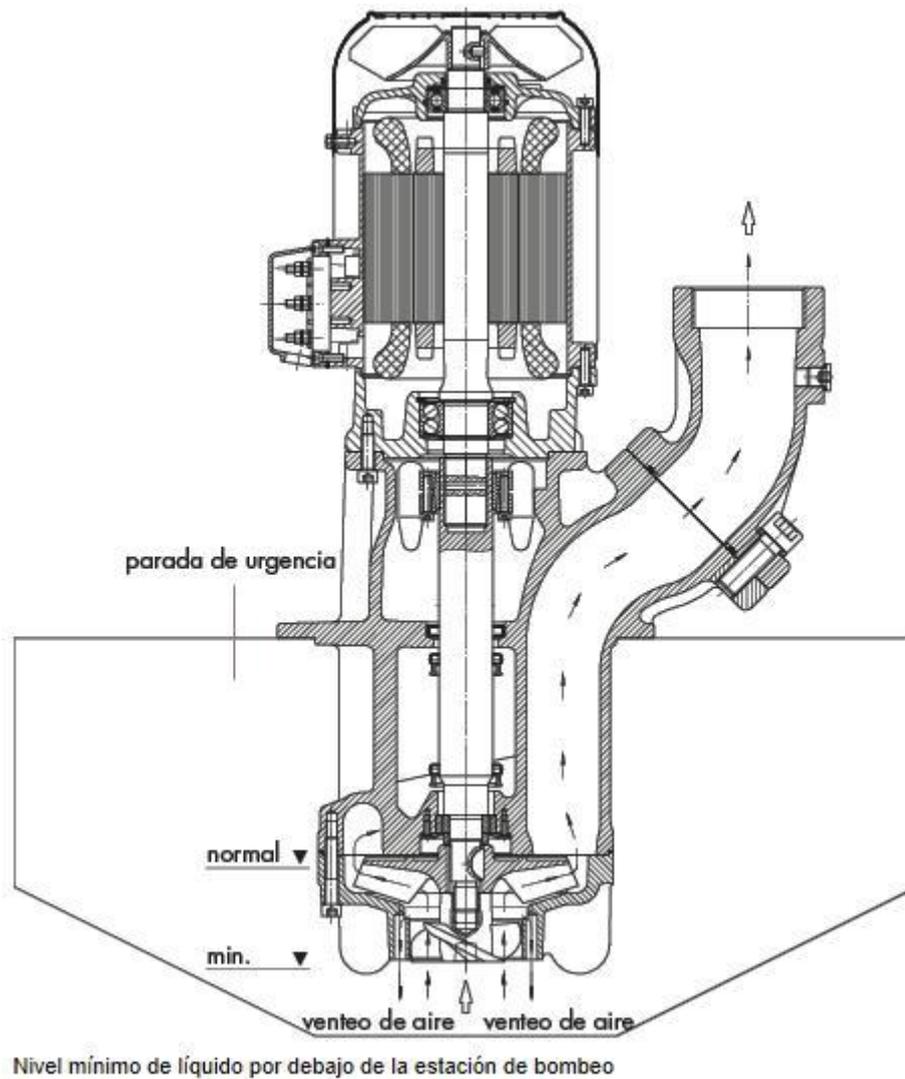


Figura 6.8. Motor/ Bomba sumergible multiestado

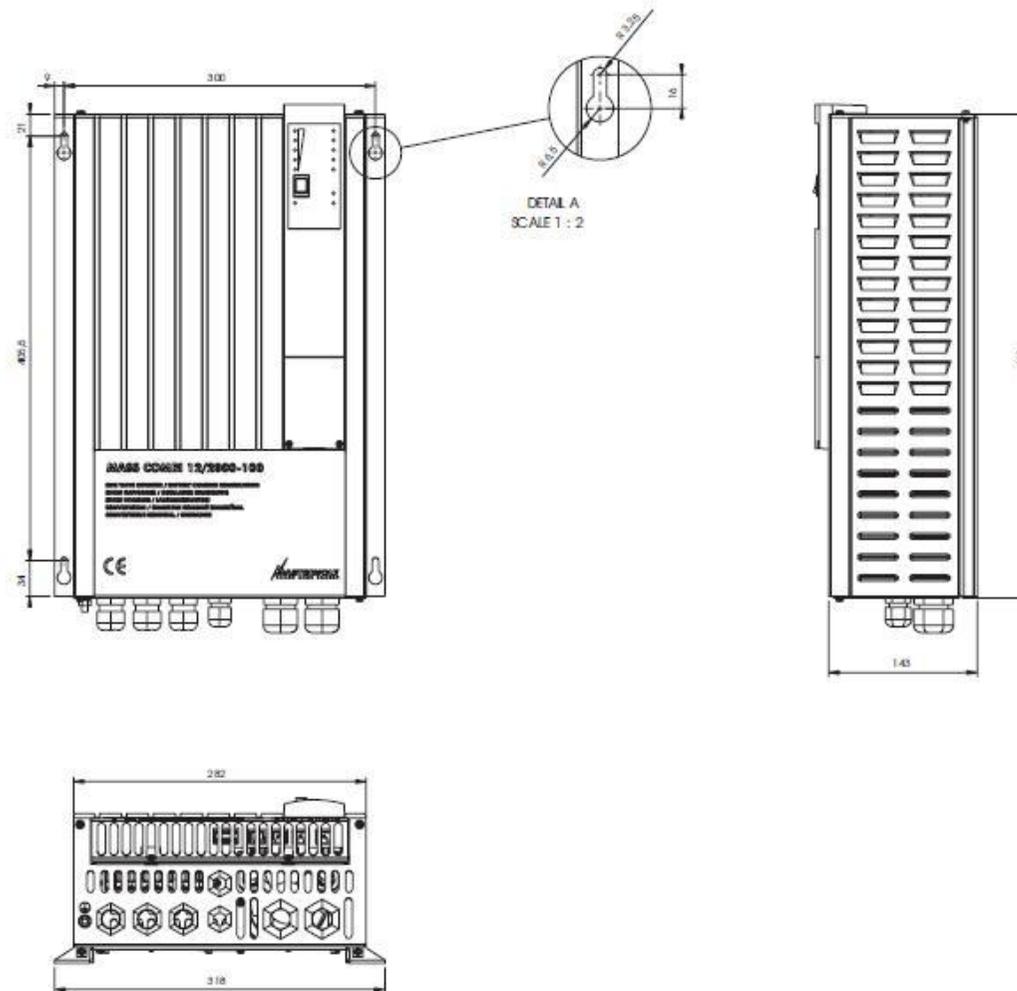


Figura 6.9. Plano del inversor MASS COMBI 24/2500-60

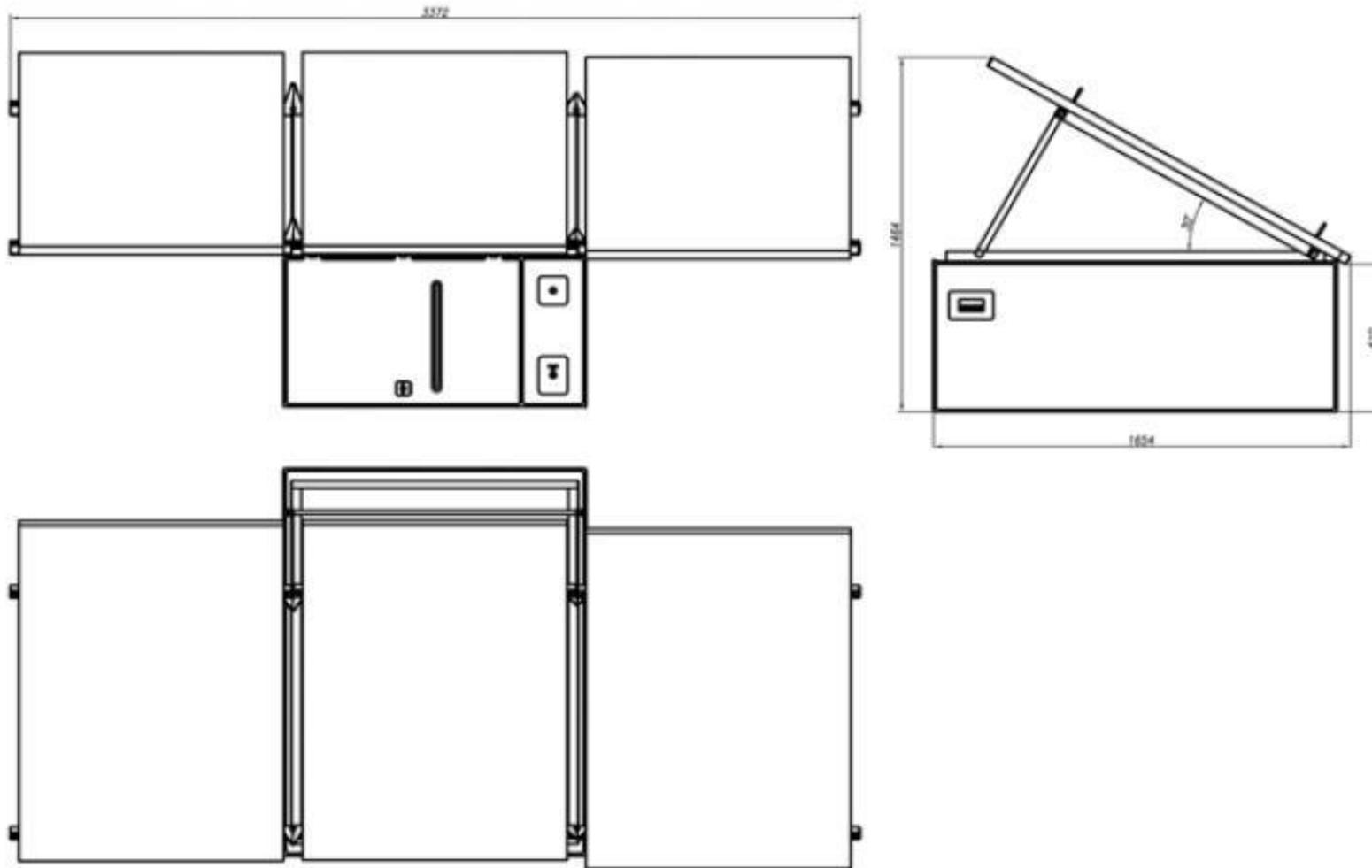


Figura 6.10. Plano de la Unidad de Potabilización y desalinización



Figura 6.11. Imagen del prototipo

CAPÍTULO 7: Simulación del Sistema de bombeo Fotovoltaico

7.1. Simulación de la instalación fotovoltaica

El dimensionado del sistema fotovoltaico presentado en este trabajo se ha basado en el método de curvas de isofiabilidad. Con el objetivo de verificar la idoneidad de los resultados obtenidos se ha realizado una simulación de la instalación fotovoltaica utilizando la herramienta de software PVSYST 5.06.

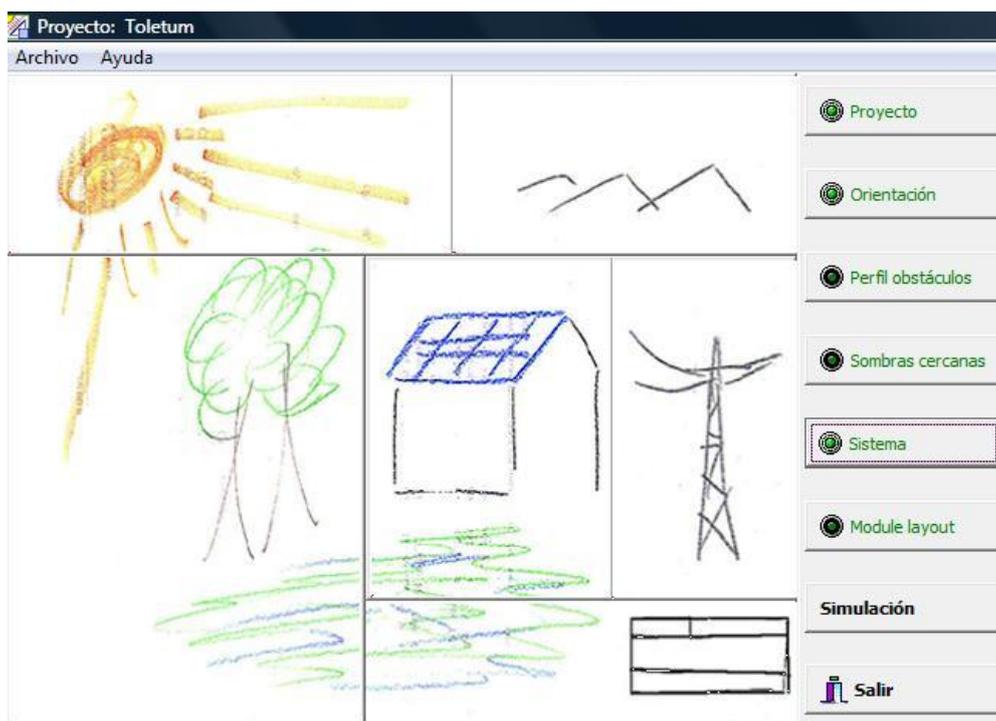


Figura 7.1. Captura de imagen de PVSYST 5.06

7.1.1. PVSYST 5.06

Esta herramienta de software para el diseño de sistemas fotovoltaicos se ha desarrollado en el Centre Universitaire d'Étude des Problèmes de l'Énergie (CUEPE) de l'Université de Genève

PVSYST permite el estudio, dimensionado, simulación y análisis de datos de funcionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos o conectados a la red. Incluye potentes bases de datos climáticas y de componentes del sistema: Baterías, reguladores, inversores y módulos. Sin duda es una de las herramientas más recomendables dentro

del campo de la ingeniería de sistemas fotovoltaicos. Este programa también permite el estudio de los efectos de sombras sobre el generador fotovoltaico.

7.1.2. Variables de entrada del simulador

La simulación del sistema de bombeo fotovoltaico se ha realizado con la herramienta de software anteriormente explicada, PVSYST. Para ello se ha asumido la premisa de que la solución adoptada debe tener una media anual de energía incidente de 3,5 kWh/m², optándose por la elección de la ciudad de Toledo como ubicación para realizar la simulación del sistema, con 4,71 kWh/m² de irradiación media anual recibida, y 3,5 kWh/m² de energía diaria incidente en los módulos fotovoltaicos.

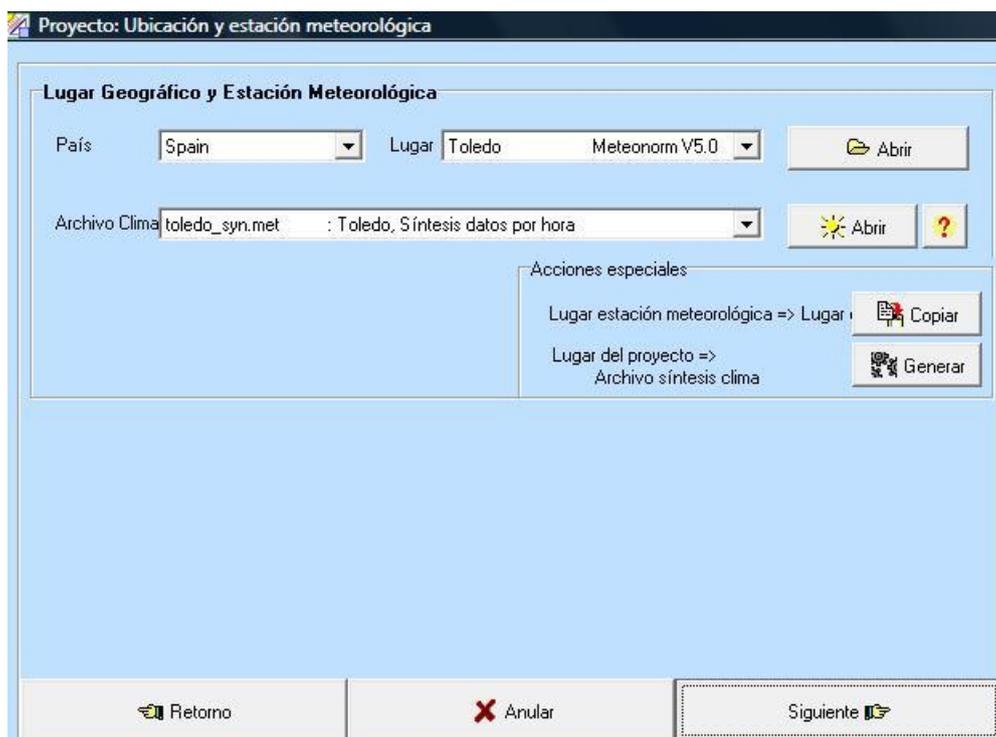


Figura 7.2. Selección de la Localización

Por otro lado, tras diferentes simulaciones variando el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos, se ha concluido que el óptimo para la instalación es de 30°; asumiéndose también que la orientación de los módulos FV siempre es al sur, es decir Azimut 0°. Se optimiza la productividad de energía en los meses de invierno Octubre – Marzo.

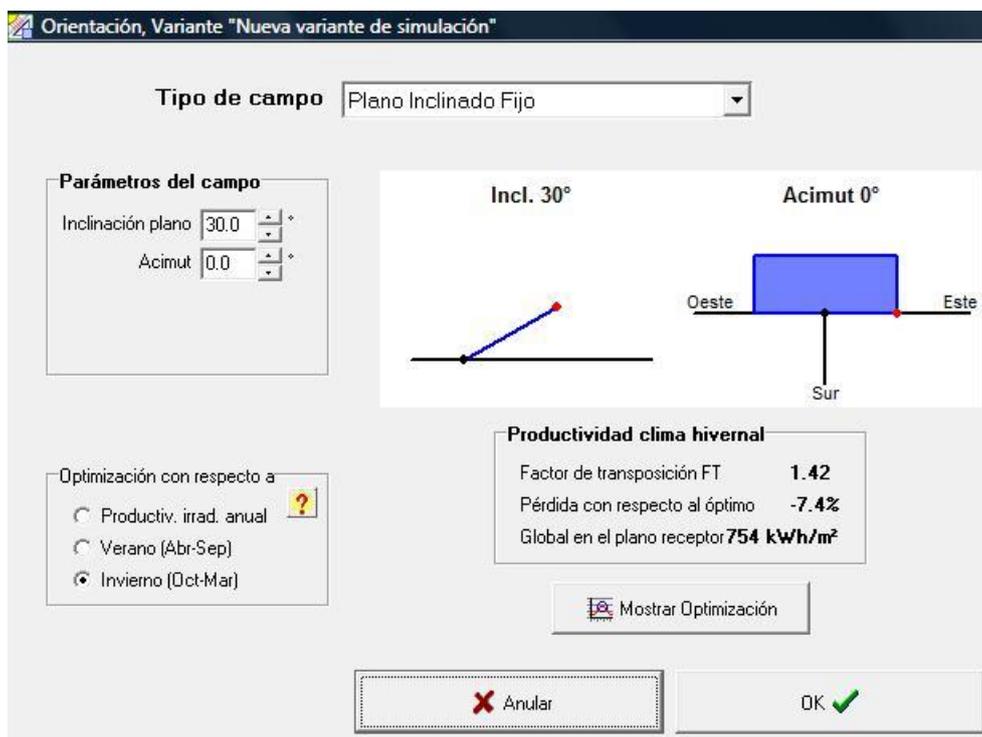


Figura 7.3. Selección de la inclinación y la orientación de los módulos FV, y del periodo de optimización de la productividad del sistema

También se ha considerado que el sistema se encuentra libre de sombras y con un requerimiento energético diario durante todo el año de 2,1 kWh.

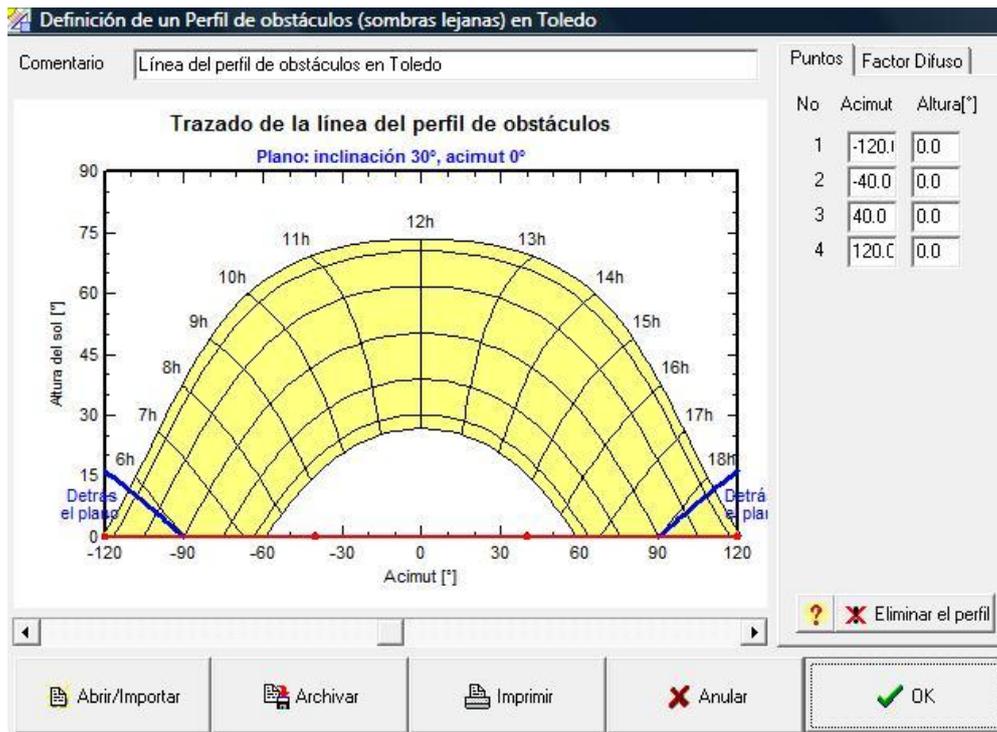


Figura 7.4. Selección del sombreado

Particularmente, por la aplicación de la unidad de potabilización en situaciones de emergencia y en zonas aisladas, concretamente se realiza la simulación de la unidad en el caso de potabilizar agua salobre.

Entonces si se sabe que el volumen diario de agua potable producido a partir de agua salobre es de 1.333 litros y el caudal de producción es de 320 l/h, las horas de funcionamiento de la instalación son:

$$\frac{1333l}{320l/h} = 4,16h \approx 5h$$

Por tanto, el consumo horario durante el funcionamiento de la instalación se puede calcular como:

$$\frac{2100W}{5h} = 420Wh$$

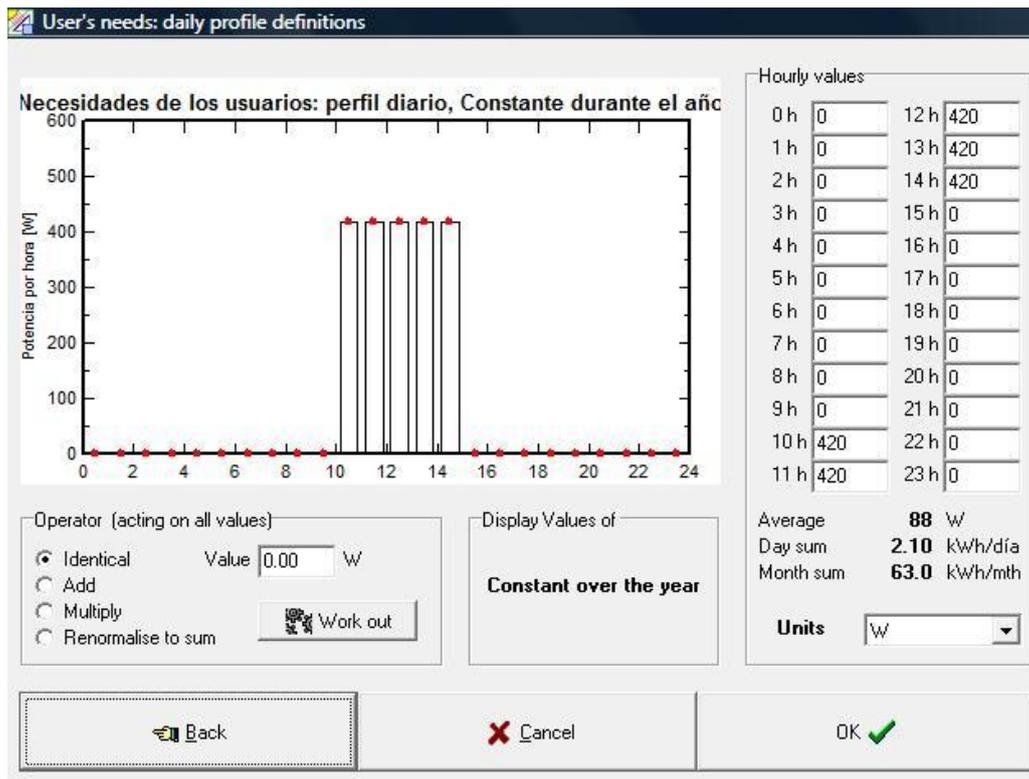


Figura 7.5. Definición de las necesidades energéticas del sistema

Tras introducir los valores de la localización, el ángulo de inclinación y la orientación de los módulos FV, y el perfil del consumo energético diario, se seleccionan un modelo de módulo fotovoltaico, un regulador/convertidor MPPT y una batería (2 días de autonomía) con características muy similares a los utilizados en nuestra instalación (esto se debe a que el simulador no dispone de los modelos empleados), así como la configuración en serie o en paralelo de la batería y de los módulos fotovoltaicos.

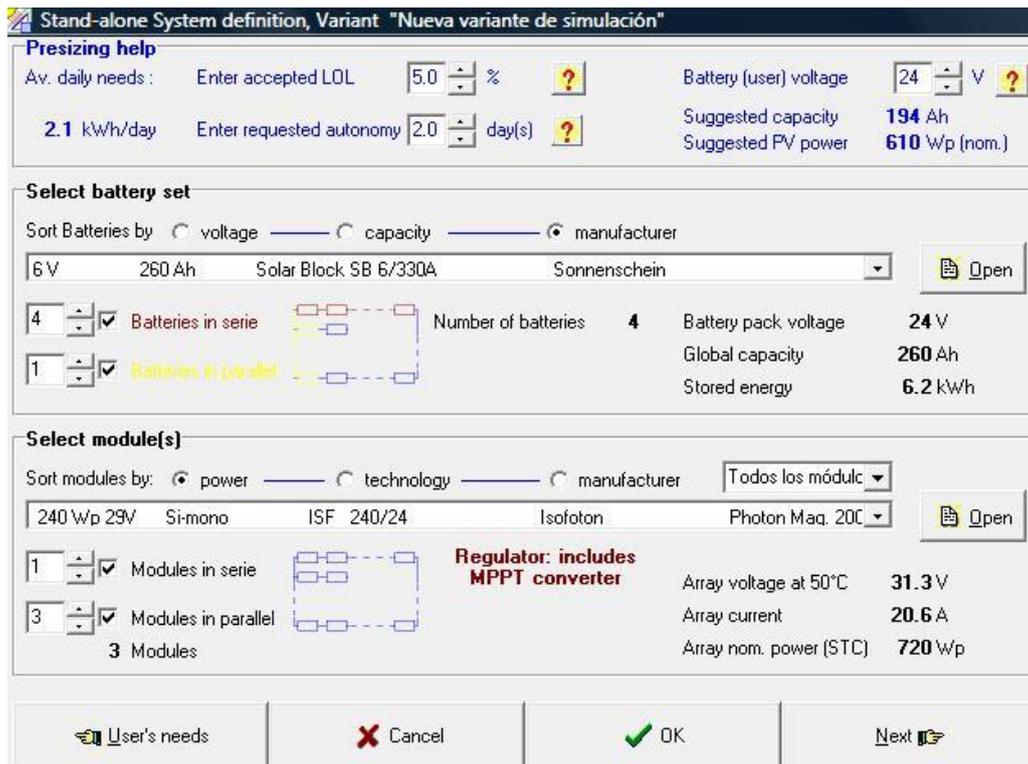


Figura 7.6. Selección de la batería, los módulos FV y su configuración

Finalmente, se realiza la simulación de nuestra instalación.

7.1.3. Resultados de la simulación

Los principales resultados obtenidos tras la simulación de la instalación fotovoltaica en Toledo se resumen a continuación:

- Inclinación de los módulos fotovoltaicos: 30°
- Orientación de los módulos fotovoltaicos: Sur, Azimut 0°
- Rendimiento Generador FV en STC: 12,14 %
- Energía disponible del sistema: 996 kWh/año
- Energía necesaria: 766,50 kWh/año
- Energía suministrada: 732,13 kWh/año
- Energía utilizada directamente: 66 %

- Energía almacenada y utilizada: 34 %
- Energía faltante: 34,4 kWh/año (4,7 %)
- Pérdida de energía no utilizada (batería plena): 167,51 kWh/año
- PR (Rendimiento energético): 52,5 %
- Rendimiento del sistema: 95,5 %

El resto de resultados, como por ejemplo el estudio de las pérdidas del sistema, se presentan en el informe de resultados que figura en el Anexo I de este proyecto.

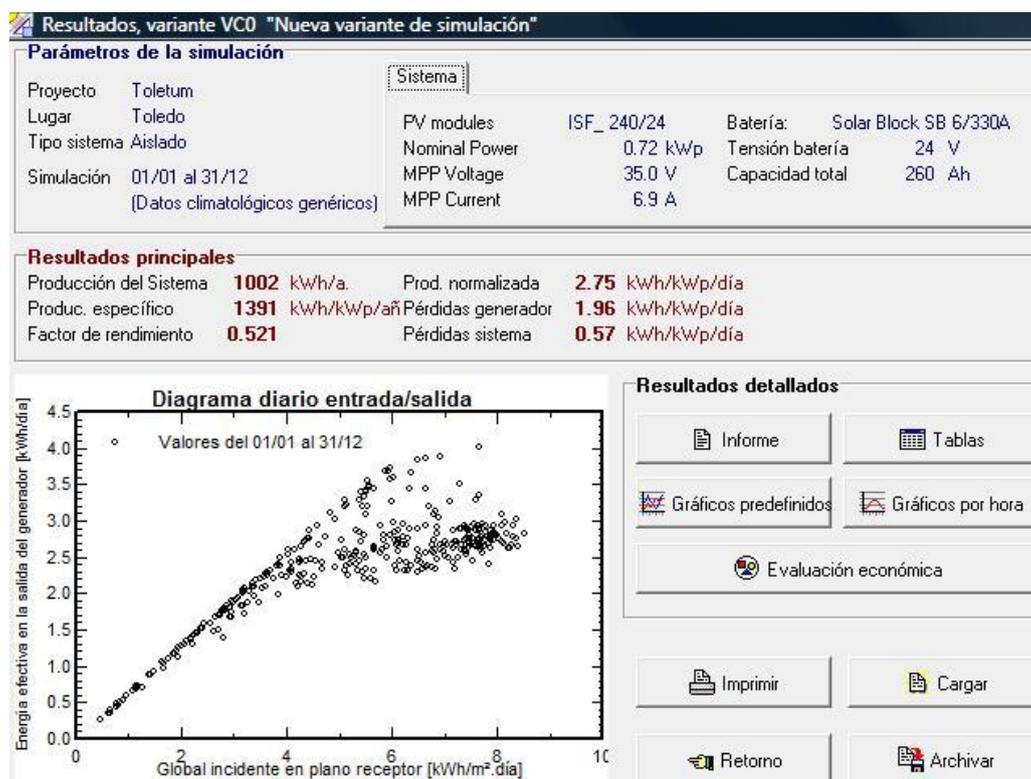


Figura 7.7. Captura de imagen de los resultados tras la simulación

Adicionalmente, también se ha realizado la simulación del sistema fotovoltaico diseñado en distintas localizaciones de España, y en otras donde podría tener una gran aplicación la unidad. La energía anual necesaria por el sistema ha sido de 766 kWh (2,1 kWh/día) en todos los casos de estudio.

Localización	Rto. Gen. FV STC (%)	E disponible (kWh/año)	E suministrada (kWh/año)	E Restante (kWh/año)	PR (%)	Rto. Sistema (%)
Almería	12,14	984,1	746,3	20,2	53,6	97,4
Barcelona	12,14	866,2	685,8	80,7	58,9	89,5
Cáceres	12,14	972,3	714,8	51,7	53,4	93,3
Ciudad Real	12,14	1.030,1	747,4	19,1	52,3	97,5
Logroño	12,14	871,7	667,4	99,1	56,9	87,1
Madrid	12,14	966,7	705,8	60,7	52,5	92,1
Murcia	12,14	1.002,3	751,5	15,0	53,1	98,0
Palma de Mallorca	12,14	935,6	715,1	51,4	55,5	93,3
Santander	12,14	786,8	629,0	138,0	62,1	82,1
Sevilla	12,14	991,3	748,2	18,3	52,6	97,6
Toledo	12,14	995,6	732,1	34,4	52,5	95,5
Promedio	12,14	945,7	713,0	53,5	54,8	93,0

Tabla 7.1. Resultados tras la simulación en diferentes localizaciones de España

Localización	Rto. Gen. FV STC (%)	E disponible (kWh/año)	E suministrada (kWh/año)	E Restante (kWh/año)	PR (%)	Rto. Sistema (%)
Argel	12,14	947,9	714,1	52,4	54,7	93,2
Harare	12,14	1.115,6	766,5	0,0	48,2	100,0
Quito	12,14	906,7	749,5	17,0	62,4	97,8
La Paz	12,14	1.356,7	766,5	0,0	41,7	100,0
Alice Springs	12,14	1.171,8	766,5	0,0	44,3	100,0
Karachi	12,14	997,5	762,5	4,0	54,1	99,5

Tabla 7.2. Resultados tras la simulación en localizaciones con posibilidad elevada de aplicación de la unidad

En vista de los resultados anteriores, se puede decir que el sistema fotovoltaico presenta un buen funcionamiento independientemente de la localización donde se ubique. No obstante se observa que en la mayoría de los casos estudiados existe falta de energía, debido al carácter aleatorio y variable en el tiempo de la intensidad de la radiación solar, así como de la pérdida de energía por tener la batería en plena carga. Esto último se relaciona con la imposibilidad de aumentar el número de baterías con el consiguiente encarecimiento y aumento de peso, ya que el sistema debe ser portátil.

CAPÍTULO 8: Conclusiones

8.1. Conclusiones

Se ha diseñado una planta potabilizadora desalinizadora portátil alimentada con energía solar fotovoltaica capaz de suministrar agua potable, para uso humano o agrario, a partir de agua de mar, agua salina o agua dulce contaminada en cualquier localización de la Península Ibérica, e incluso en terceros países.



Figura 8.1. *Unidad de Potabilización y desalinización*

El proceso de potabilización/desalinización de agua se realiza en un régimen de operación estable, es decir, para una capacidad fija de producción, lo cual no coincide con la característica intermitente de la energía solar fotovoltaica. El objetivo del generador fotovoltaico es proporcionar la energía a la potabilizadora según la demanda máxima posible; esto significa que el suministro de potencia se ha diseñado para una producción fija de energía, aunque la disponibilidad del recurso solar y la demanda hayan sido siempre variables. Entonces, para garantizar el suministro de energía al motor/bomba y resto de componentes electrónicos como inversor, sensores de nivel, regulador, etc. en nuestro diseño se ha incorporado un sistema de acumulación con baterías, descartándose la alternativa de emplear un sistema de bombeo directo sin baterías.

La elección de la configuración del sistema FV con baterías se debe también a que el sistema planteado presenta un consumo energético muy elevado en la fase anterior al bombeo de agua para su almacenamiento y por tanto, con la configuración sin baterías, el sistema requeriría una potencia de 1.445 kW, que se obtendría mediante 6 módulos fotovoltaicos de 250 W con un área total de 9,9 m², incumpléndose la especificación técnica de área máxima permisible del generador fotovoltaico = 5,5 m². Por tanto, con las baterías, se hace que disminuya el tamaño del generador fotovoltaico, cumpliéndose el anterior requisito referente al área del generador, y sobretodo, se permite la obtención de un caudal constante de agua tratada independientemente de la subida y bajada de la intensidad solar.

Cabe destacar también que la introducción de baterías en un sistema de bombeo de agua puede disminuir su fiabilidad e incrementar las necesidades de mantenimiento regular; además, se hace entonces necesario incluir un regulador de tensión para protegerlas de sobrecargas o sobredescargas, tienen un tiempo de vida limitado, se necesitan diodos de bloqueo para prevenir que las baterías se descarguen a través del generador durante la noche, suponen un coste adicional de la instalación, etc. Por tanto, para mitigar algunos de estos efectos, se elige una batería de Pb - ácido que hace casi nulo su mantenimiento, y con un más que aceptable tiempo de vida, superior a 18 años.

Para el diseño de esta batería, ha sido necesario alcanzar un compromiso entre garantizar cierto número de días de autonomía, y evitar el sobredimensionamiento del sistema. En lo que se refiere a la autonomía de las baterías, se ha tenido en cuenta que al hacer uso de la bomba, los tiempos de carga se harían mas largos, incluso pudiéndose agotar la batería y dejando la instalación sin energía (utilización de bombeo directo como último recurso), eligiéndose una autonomía de 2 días, según criterio conservador consultado en bibliografía para aplicaciones similares. No obstante, como se ha comprobado en las simulaciones de diferentes localizaciones de la solución elegida, existen escenarios en los que la energía suministrada es insuficiente para cumplir las especificaciones técnicas (con una media de energía faltante del 6,7%), debido principalmente a pérdidas energéticas por el estado de plena carga de la batería, ya que los paneles le están suministrando energía constantemente desde las primeras horas de sol, por lo que pueden llegar a un estado de carga completo, antes o después de un tiempo, en función de la disponibilidad del recurso solar y de las cargas. Es entonces cuando en el diseño surge la posibilidad de aumentar la autonomía mediante la sustitución de baterías de mayor capacidad, sin embargo, el carácter portátil de la

unidad de potabilización imposibilita su introducción por el consecuente aumento de peso y coste, desestimándose esta opción. Por todo ello se considera que el dimensionado de la batería ha sido correcto, ya que como se observa en las simulaciones, en localizaciones que presentan una irradiación media anual baja, el rendimiento medio del sistema es del 93%, y en zonas donde se tiene una irradiación media anual alta, el sistema podría funcionar prácticamente en bombeo directo.

Dado que el inversor no ofrece la posibilidad de regular la entrega de potencia al motor, bajo determinadas condiciones de operación (alta radiación) el motor dispondría de la energía suficiente para que la bomba proporcionase su caudal máximo. Estas condiciones de operación durante periodos prolongados pueden suponer fallos y envejecimiento de las membranas de ultrafiltración y ósmosis inversa. Este problema se ha solucionado incorporando un convertidor de frecuencia al diseño del motor.

Por otro lado, se observa que los principales factores que influyen en la viabilidad económica de esta instalación potabilizadora/desalinizadora funcionando con energía solar fotovoltaica, son tanto las condiciones climáticas (ubicación) como las condiciones intrínsecas del sistema de bombeo. Esto es debido a que por ejemplo, si el sistema se instalase en una localización con una irradiación media anual alta, se podría prescindir de las baterías, lo que implicaría también la eliminación del regulador de carga, pero no del resto de componentes que si son imprescindibles, suponiendo un ahorro económico de 1.870 € sobre el presupuesto aceptado, que entonces sería de 8.007 €; además, si el sistema de bombeo no requiriese de alta presión y del recuperador de energía, éste reduciría su coste en 1.800 €, que, teniendo en cuenta estas dos consideraciones, harían un total del presupuesto de 6.207 €, un 37 % inferior al presupuesto presentado para el diseño definitivo del sistema, 9.877 €.

Debido a que en el cálculo del presupuesto según el método basado en curvas de isofiabilidad, y el elegido para el diseño de nuestro sistema, sólo se imputan los costes de los módulos fotovoltaicos y la batería, con un resultado de 4.102,24 €, al sumársele el coste del sistema de bombeo de alta presión con el sofisticado sistema de recuperación de energía, 3.500 €, y, el coste del inversor, 2.315 €, el resultado total es 9.917,24 €, similar al obtenido con la elección en el mercado actual del resto de componentes no incluidos en este método, que asciende a 9.877 €.

Hay que comentar que en el presente trabajo se han llevado a cabo aproximaciones en la definición del sistema, como por ejemplo, considerar que la energía incidente en los módulos fotovoltaicos es de 3,5 kWh/diarios; pero también en

los métodos de dimensionado empleados, como por ejemplo suponer la temperatura de la célula, $T_c = 45 \text{ °C}$, que para nada nos garantizan unos resultados precisos. No obstante, estos resultados nos han permitido comprender mejor el funcionamiento del sistema, aproximarnos al dimensionado correcto e intentar proponer mejoras y alternativas del sistema.

En comparación con otras fuentes energéticas para alimentar la unidad, como son el diésel o eólica, la elección de un sistema de bombeo depende principalmente de aspectos técnicos, medioambientales y económicos.

Entre las principales ventajas tecnológicas del uso de energía solar destacan:

- **Simplicidad.** Generación de electricidad directamente a partir de la luz del sol, y en el mismo lugar donde se consume.
- **Modularidad.** La potencia del sistema FV se puede modificar en función de las necesidades.
- **Duración.** Los módulos fotovoltaicos están diseñados para resistir todo tipo de fenómenos ambientales adversos. Los fabricantes garantizan los paneles por periodos de 20 a 40 años, incluyendo la producción y el rendimiento del módulo.

La principal ventaja desde el punto de vista medioambiental es que provee energía limpia, ya que no genera subproductos contaminantes.

Finalmente, desde el punto de vista económico, la experiencia muestra que la energía solar es la mejor solución cuando el ciclo hidráulico, es decir, el volumen de agua (m^3) x distancia de bombeo (m), no sobrepasa los 1.500 m^4 , como es nuestro caso, ya que los sistemas de bombeo diésel o eólicos son más competitivos cuando se requiere un ciclo hidráulico mayor.

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía

- [1] *Santiago Silvestre Berges, “Apuntes de Ingeniería de los Sistemas autónomos. Métodos de dimensionado”. Máster Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. Año 2011/2012.*
- [2] *Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo Romero, “Apuntes de Sistemas fotovoltaicos para bombeo de agua”. Máster Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. Año 2011/2012.*
- [3] *Óscar Perpiñán Lamigueiro, “Energía Solar Fotovoltaica” Versión 1.22. Marzo 2011.*
- [4] *Miguel Alonso Abella, “Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica”. Segunda edición. 2005.*
- [5] *Tom Markvart y Luis Castañer, “Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications” Edición 2003.*
- [6] *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. IDAE.*
- [7] *Ministerio de ciencia y tecnología, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. ITC-BT-40. Real Decreto 842/2002. Agosto 2002.*
- [8] <http://hispagua.cedex.es/> (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente)
- [9] <http://www.isofoton.com/> (Hojas técnicas de módulos fotovoltaicos)
- [10] <http://www.irepsol.es/> (Hojas técnicas de reguladores de carga)
- [11] <http://www.hoppecke.es/> (Hojas técnicas de baterías)
- [12] <http://www.mastervolt.es/> (Hojas técnicas de inversores)
- [13] <http://es.grundfos.com/> (Hojas técnicas de motores/bombas)
- [14] <http://www.pvsyst.com/> (Herramienta de Software para simulación y estudio de sistemas fotovoltaicos)

ANEXOS

ANEXO I

Sistema Aislado: Parámetros de la simulación

Proyecto : Proyecto Aislado at Toledo

Lugar geográfico Toledo **País** España

Ubicación Latitud 39.9°N Longitud 4.0°W

Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT+1 Altitud 516 m

Albedo 0.20

Datos climatológicos : Toledo, Síntesis datos por hora

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 03/11/12 13h26

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 30° Acimut 0°

Características generador FV

Módulo FV Si-mono Modelo **ISF_240/24**
 Fabricante Isofoton
 Número de módulos FV En serie 1 módulos En paralelo 3 cadenas
 N° total de módulos FV N° módulos 3 Pnom unitaria 240 Wp
 Potencia global generador Nominal (STC) **720 Wp** En cond. funciona. 645 Wp (50°C)
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 31 V I mpp 21 A
 Superficie total Superficie módulos **5.9 m²**

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 => Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Viento=1m/s) TONC 56 °C
 Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 26 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas 1.5 %
 Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parámetro bo 0.05

Parámetro del Sistema Tipo de sistema **Sistema Aislado**

Batería Modelo **Solar Block SB 6/330A**
 Fabricante Sonnenschein
 Características del banco de baterías Tensión 24 V Capacidad Nominal 260 Ah
 N° de unidades 4 en serie

Regulador

Modelo Generic Default with MPPT converter
 Tecnología MPPT converter Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
 Convertidor Eficiencias Máx. y EURO 96.0/94.0 %
 Umbrales de Regulación Baterías Carga 27.0/26.2 V Descarga 23.5/25.2 V
 Comando de Generador Auxiliar 23.6/25.8 V

Necesidades de los usuarios : perfil diario Constante durante el año
 media 2.1 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	420.0	420.0	W
	420.0	420.0	420.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	W

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Proyecto Aislado at Toledo

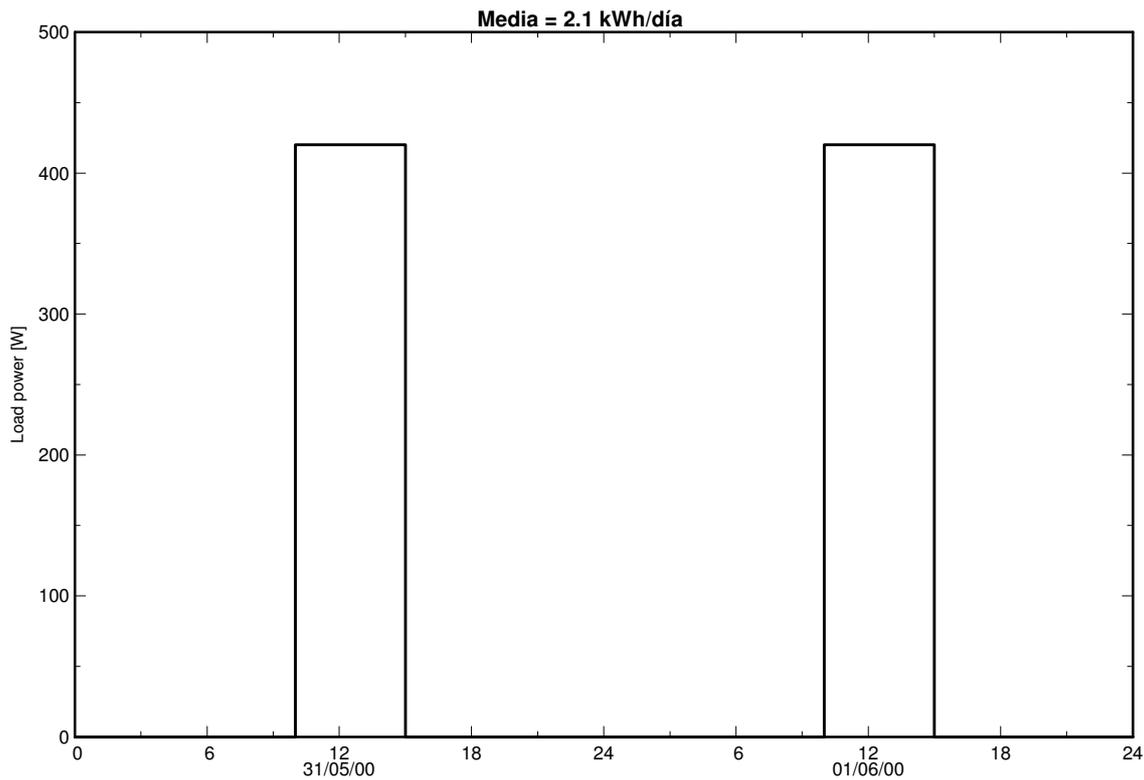
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Generador FV	N° de módulos	3	Pnom total 720 Wp
Batería	Modelo	Solar Block SB 6/330A	Tecnología errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	4	Tensión/Capacidad 24 V / 260 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Constante durante el año	global 769 kWh/año

perfil diario, Constante durante el año, media = 2.1 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	420.0	420.0	W
	420.0	420.0	420.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	W

Necesidades de los usuarios :perfil diario, Constante durante el año



Sistema Aislado: Resultados principales

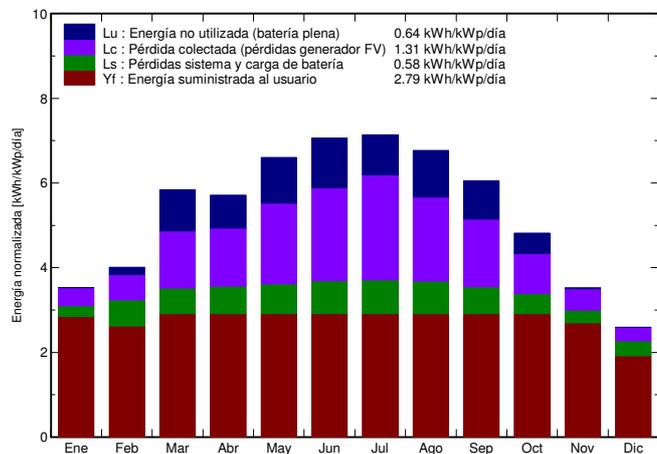
Proyecto : Proyecto Aislado at Toledo

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

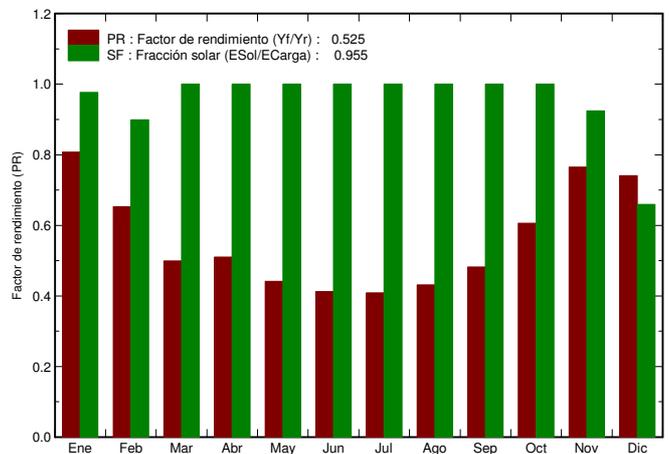
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado
Orientación Campos FV	inclinación	30° acimut 0°
Generador FV	N° de módulos	3 Pnom total 720 Wp
Batería	Modelo	Solar Block SB 6/330A Tecnología errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	4 Tensión/Capacidad 24 V / 260 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Constante durante el año global 769 kWh/año

Resultados principales de la simulación	Energía disponible	996 kWh/año	Produc. específico	1383 kWh/kWp/año
Producción del Sistema	Energía utilizada	732 kWh/año	Exced. (inutilizado)	168 kWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	52.5 %	Fracción solar SF	95.5 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	5.0 %	Energía faltante	34 kWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 720 Wp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Enero	70.0	106.0	65.5	0.01	1.52	63.58	65.10	0.977
Febrero	82.0	109.0	64.7	3.49	5.94	52.86	58.80	0.899
Marzo	145.0	176.1	95.7	21.72	0.00	65.10	65.10	1.000
Abril	161.0	166.4	89.1	16.86	0.00	63.00	63.00	1.000
Mayo	209.0	198.7	99.5	24.07	0.00	65.10	65.10	1.000
Junio	228.0	205.3	100.1	25.45	0.00	63.00	63.00	1.000
Julio	233.0	214.3	98.5	21.02	0.00	65.10	65.10	1.000
Agosto	203.0	203.5	101.2	24.45	0.00	65.10	65.10	1.000
Septiembre	155.0	176.1	91.1	19.38	0.00	63.00	63.00	1.000
Octubre	111.0	145.0	81.6	10.56	0.00	65.10	65.10	1.000
Noviembre	70.0	102.4	61.2	0.44	4.74	58.26	63.00	0.925
Diciembre	52.0	77.9	47.5	0.05	22.17	42.93	65.10	0.659
Año	1719.0	1880.8	995.6	167.51	34.37	732.13	766.50	0.955

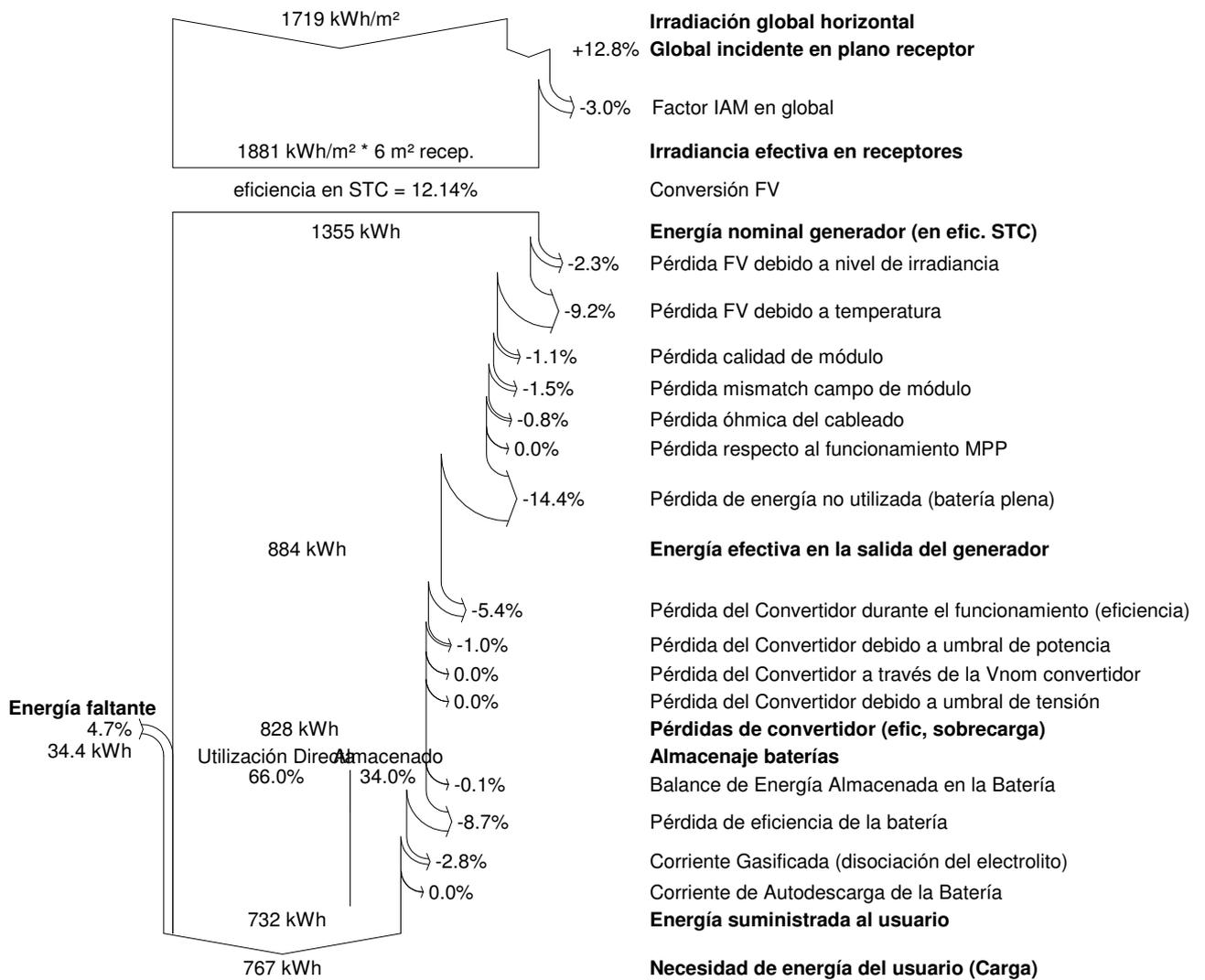
Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado at Toledo
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Generador FV	N° de módulos	3	Pnom total 720 Wp
Batería	Modelo	Solar Block SB 6/330A	Tecnología errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	4	Tensión/Capacidad 24 V / 260 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Constante durante el año	global 767 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO II

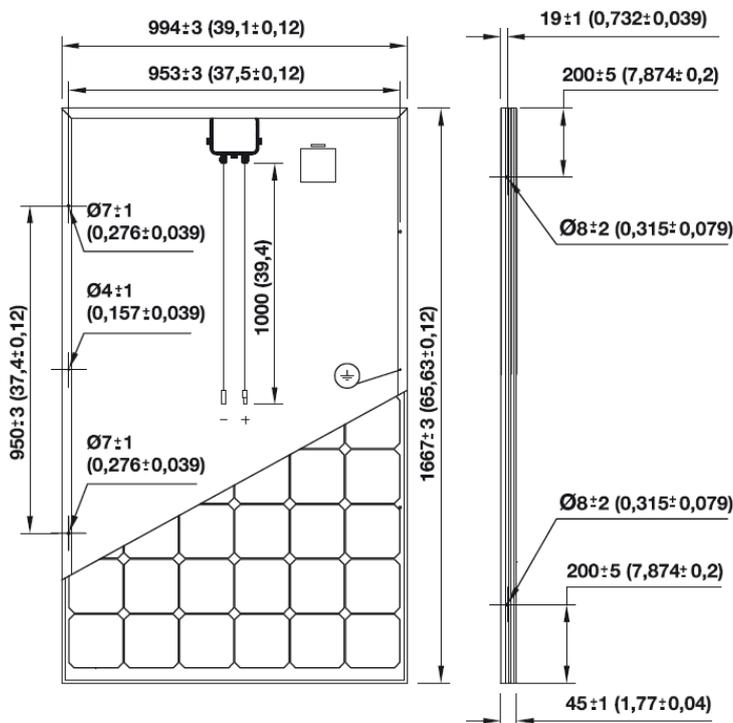
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	ISF-240	ISF-245	ISF-250
Potencia nominal – Pmax (Wp)	240	245	250
Tensión en circuito abierto – Voc (V)	37,0	37,3	37,6
Tensión en el punto de máxima potencia – Vmax (V)	29,9	30,2	30,4
Corriente de cortocircuito – Isc (A)	8,60	8,70	8,81
Corriente en el punto de máxima potencia – Imax (A)	8,03	8,12	8,22
Eficiencia (%)	14,5	14,8	15,1
Tolerancia de potencia (%/Pmax).	±3	±3	±3

Datos en condiciones estándar de medida (STC): 1.000 W/m²; 25° C; 1,5 ATM.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

Dimensiones	1.667 x 994 x 45 mm
Peso	19 kg
Tipo de célula	Silicio monocristalino, con capa antirreflexiva
Tamaño de célula	156 x 156 mm (6")
Número de células por módulo	60 células en configuración 6 x 10
Marco	Aluminio anodizado
Toma de tierra	Sí
Máxima carga admisible	5.400 Pa
Vidrio	Alta transmisividad, microestructurado y templado de 3,2 mm
Cajas de conexión	1 x IP-65, con 3 diodos de bypass
Cables	Cable solar de 1 m y sección de 4 mm ² . Conector MC4 o compatible.
Condiciones embalaje	Caja de 20 módulos
Tamaño embalaje	1.725 x 1.055 x 1.245 mm.



VALORES PARA DISEÑO DEL SISTEMA

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Máxima corriente inversa	20 A
Condiciones de operación	De -40 a +85 °C

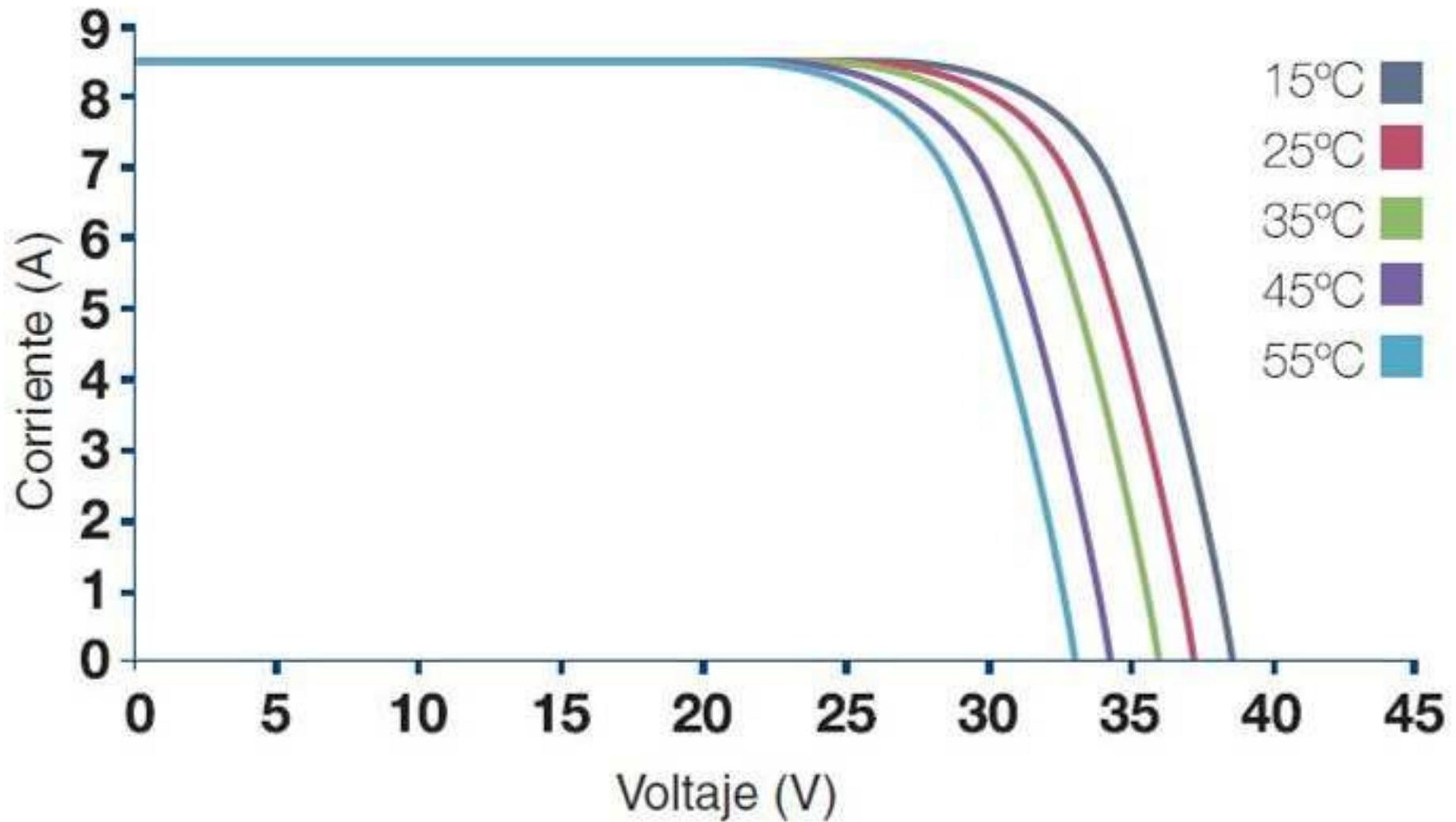
PARÁMETROS DE TEMPERATURA

TONC	45°C ±2°C
CCT – Isc	0,042 %/K
CCT – Voc	-0,323 %/K
CCT – Pmax	-0,464 %/K

CERTIFICADOS Y GARANTÍAS

Certificados	CE, IEC-61215, IEC-61730, UL
Garantía de producto	10 años
Garantía potencia	- Primer año: mínimo del 97%. - Siguientes 24 años: reducción máxima del 0,7%/año. (equivalente a garantía del 91,7% a los 10 años y del 82,5% a los 25 años)






FICHA TÉCNICA DEL REGULADOR VMS 40 A

CARACTERÍSTICAS		VMS 40 A		VMS 30 A	
Físicas					
Largo		165mm.			
Ancho		105mm.			
Alto		56mm.			
Peso		1Kg			
Constructivas					
Base		Perfil de aluminio			
Tapa		Chapa de acero galvanizado			
Pintura		Epoxi al horno			
Grado de estanqueidad		IP32			
Tropicalización de los circuitos		Si			
Eléctricas					
Tensión nominal		Bitensión 12 - 24 V		Bitensión 24 - 48 V	
Intensidad máxima de carga		40 A		30 A	
Intensidad máxima de consumo		30 A		20 A	
Sobrecarga admisible		25 %			
Autoconsumo		< 20 mA			
Capacidad de la borna de alimentación		76 A			
Capacidad de la borna del relé		2 A			
Rango de alimentación		10 - 36 V		20 - 72 V	
Compensación de temperatura en carga / descarga		2 mV x V x °C			
Rango de temperatura ambiente		-10 a 50°C a carga nominal			
Tipo de regulación		Serie, controlado por microprocesador, Fets			
Modelos de batería (seleccionables)		Tubular abierta , tubular gel , hoppecke			
Modo de regulación		Flotación, carga profunda, equalización			
Alarmas					
Baja y alta tensión en batería, cortocircuito, sobrecarga		Led, acústica y pantalla			
Protecciones					
Protección contra polaridad inversa en batería		Si, alarma acústica			
Protección contra sobrecarga		Si, en paneles y consumo			
Protección contra cortocircuito		Si, en consumo			
Protección contra baja / alta tensión en batería		Si			
Rearme desconexión corto-sobrecarga		Si, manual			
Rearme desconexión baja / alta tensión en batería		Si, automático			
Diodo anti-retorno en la línea de paneles		Si			
Accesorios					
Relé de arranque / paro (2 hilos) max. 2 Amp		Si por batería baja programable			
Fusibles					
Fusible aconsejable (no suministrado)		Entrada	Salida	Entrada	Salida
		50 A	30 A	40 A	20 A

Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

power.bloc OPzS

Vented lead-acid battery



Motive Power Systems

Reserve Power Systems

Special Power Systems

Service

Your benefits with HOPPECKE power.bloc OPzS

- **High expected service life** - due to optimized low-antimony selenium alloy
- **Excellent cycle stability** - due to tubular plate design
- **Maximum compatibility** - dimensions according to DIN 40737-3
- **Easy assembly and installation** - battery lid with integral handle
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors
- **Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free** - optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols¹



Typical applications of HOPPECKE power.bloc OPzS

- **Telecommunications**
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- **Power supply systems**
- **Security lighting**

 **HOPPECKE**
POWER FROM INNOVATION

Type overview

Capacities, dimensions and weights

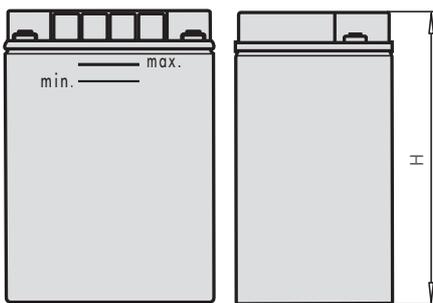
Type	C _{nom} /1.80 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	C ₃ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1,24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
12 V 1 power.bloc OPzS 50	50.0	50.0	44.0	39.0	28.4	37.0	15.0	272	205	383	A
12 V 2 power.bloc OPzS 100	100.0	101.0	88.0	77.7	56.9	48.0	13.0	272	205	383	A
12 V 3 power.bloc OPzS 150	150.0	151.0	132.0	117.0	85.3	67.0	18.0	380	205	383	A
6 V 4 power.bloc OPzS 200	200.0	202.0	176.0	155.0	114.0	47.0	13.0	272	205	383	B
6 V 5 power.bloc OPzS 250	250.0	252.0	220.0	194.0	142.0	60.0	20.0	380	205	383	B
6 V 6 power.bloc OPzS 300	300.0	302.0	264.0	233.0	171.0	67.0	18.0	380	205	383	B

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40737-3

C₁₀, C₅, C₃ and C₁ = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

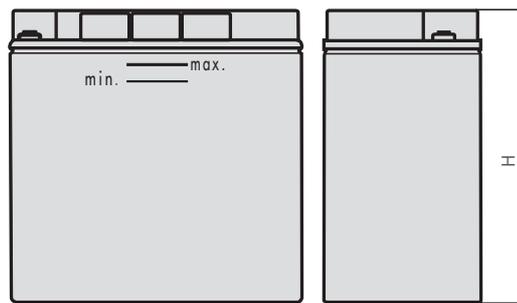
* according to DIN 40737-3 data to be understood as maximum values

Fig. A



12 V 1 power.bloc OPzS 50 -
12 V 3 power.bloc OPzS 150

Fig. B



6 V 4 power.bloc OPzS 200 -
6 V 6 power.bloc OPzS 300

Design life: up to 18 years

Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

¹ Similar to sealed lead-acid batteries

MASTERVOLT

USERS MANUAL / GEBRUIKERSHANDLEIDING / BETRIEBSANLEITUNG
MANUEL UTILISATEUR / MANUAL DEL USUARIO / INSTRUZIONI PER L'USO

MASS COMBI

12/2500-100; 24/2500-60; 48/2500-35; 48/5000-70

COMBINACIÓN DE INVERSOR / CARGADOR
CON GENERADOR / APOYO A LA RED



MASTERVOLT
Snijdersbergweg 93,
1105 AN Amsterdam
Países Bajos
Tel.: +31-20-3422100
Fax.: +31-20-6971006
www.mastervolt.com

ENGLISH:	PAGE 1
NEDERLANDS:	PAGINA 49
DEUTSCH:	SEITE 97
FRANÇAIS:	PAGINA 145
CASTELLANO:	PÁGINA 193
ITALIANO:	PÁGINA 241

v 2.2. Mayo de 2010

10 DATOS TÉCNICOS

10.1 ESPECIFICACIONES DEL INVERSOR

Modelo Mass Combi 230VAC Art. nº 230VCA	12/2500-100 36012505	24/2500-60 36022505	48/2500-35 36042505	48/5000-70 36045005
--	-------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

Entrada CC

Voltaje nominal de la batería	12V	24V	48V	48V
Rango de voltaje de entrada de servicio	10.0 – 15.0V	19.0 – 31.0V	40.0 – 63V	40.0 – 63V
Rango máximo absoluto de voltaje (sin defectos)	0.0 – 16.0V	0.0 – 32.0 V	0.0 – 65V	0.0 – 65V
Desconexión por batería baja* (retardo 1-30 seg.)	10.0V ±5%	19.0V ±5%	40V ±5%	40V ±5%
Conexión por batería baja*	11.0V ±5%	22.0V ±5%	44V ±5%	44V ±5%
Desconexión por batería alta* (sin retardo)	15.0V ±5%	31.0V ±5%	63V ±5%	63V ±5%
Conexión por batería alta*	14.5V ±5%	29.5V ±5%	62V ±5%	62V ±5%
Variación máxima admisible (sin defectos)	5 % RMS	5 % RMS	5 % RMS	5 % RMS
Corriente nominal a plena carga	200A	100A	50A	100A
Máximo pico de corriente	400A	200A	100A	200A
Fusible recomendado	250A	125A	80A	160A
Sección de los cables	2x 70mm ² / AWG2/0	2x 50mm ² / AWG0	2x 35mm ² / AWG2	2x 50mm ² / AWG0
Baterías recomendadas	200~600Ah	100~300Ah	100~300Ah	200~600Ah

Consumos sin ninguna carga CC

Apagado	0mA	0mA	0mA	0mA
Modo de alta potencia 230V / 0A salida	< 9W	< 9W	< 12W	< 12W
Modo Económico, 208V/0A salida	< 8W	< 8W	< 10W	< 10W
Modo ahorro, 5 impulsos cada 2½ seg.	< 0,5W	< 0,5W	< 0,5W	< 0,5W

Salida CA

Voltaje nominal (±5%)	230VCA (190– 240VCA)*			
Forma de onda	Onda senoidal pura, máximo 5% distorsión, 2½% típica			
Frecuencia	50Hz / 60Hz +/-0.05% (ajustable con interruptor DIP)			
Máxima potencia de salida continua (salida CA: 230V, carga resistiva)				
A 25 °C temperatura ambiente	2500VA (CC-in ≥11.0V)	2500VA (CC-in ≥22.0V)	2500VA (CC-in ≥48.0V)	5000VA (CC-in ≥48.0V)
A 40 °C temperatura ambiente	2000VA (CC-in ≥11.0V)	2000VA (CC-in ≥22.0V)	2000VA (CC-in ≥48.0V)	4000VA (CC-in ≥48.0V)
Potencia de salida por temperatura ambiente	>25 °C reduce la capacidad normal –0.65%/1 °C, desconexión a 80 °C de temperatura interna.			
Capacidad de sobrecarga (5 seg., carga resistiva)	4000W	4000W	4000W	7500W
Eficiencia (100VA hasta 2500VA)	≥90%			
Rango de factor de potencia de la carga	Todos los factores de potencia permitidos			
Protecciones	Sobrecalentamiento, sobrecarga, cortocircuito, CA en la salida, alto y bajo voltaje de baterías.			

* ajustable mediante software MasterAdjust

10.2 ESPECIFICACIONES DEL CARGADOR

Modelo Mass Combi 230V	12/2500-100	24/2500-60	48/2500-35	48/5000-70
Entrada CA				
Voltaje / frecuencia nominal	230V 50/60Hz	230V 50/60Hz	230V 50/60Hz	230V 50/60Hz
Voltaje de entrada, 100 % salida	207 ... 265VCA	207 ... 265VCA	207 ... 265VCA	207 ... 265VCA
Voltaje de entrada, potencia de salida reducida	180 ... 207VCA	180 ... 207VCA	180 ... 207VCA	180 ... 207VCA
Rango de voltaje máximo absoluto	0 ... 265VCA	0 ... 265VCA	0 ... 265VCA	0 ... 265VCA
Rango de frecuencia de entrada	45 ... 65Hz	45 ... 65Hz	45 ... 65Hz	45 ... 65Hz
Rango de frecuencia máximo absoluto	0 ... 70Hz	0 ... 70Hz	0 ... 70Hz	0 ... 70Hz
Corriente nominal de entrada (@230V)	7.2 A	8.5 A	8.5 A	17 A
Fase de entrada	Monofásico, sistema a tres hilos		Monofásico, sistema a tres hilos	
Tipo de aislamiento	Clase I	Clase I	Clase I	Clase I
Factor de potencia	> 0,98	> 0,98	> 0,98	> 0,98
Distorsión Armónica Total THD	3%	3%	3%	3%
Eficiencia a máxima salida	> 85%	> 85%	> 85%	> 85%
Consumo en vacío	< 15W	< 15W	< 15W	< 30W

Modelo Mass Combi 230V CA	12/2500-100	24/2500-60	48/2500-35	48/5000-70
Salida CC				
Voltaje nominal de salida:	12VCC (0...15.5VCC)*	24VCC (0...31.0VCC)*	48VCC (0...62.0VCC)*	48VCC (0...62.0VCC)*
Corriente de salida total máxima:	100A @ U ≤ 14,25VCC	60A @ U ≤ 28,5VCC	35A @ U ≤ 57,0VCC	70A @ U ≤ 57,0VCC
Segunda salida de carga:	5A CC	5A CC	--	--
Característica de carga :	Tres etapas, Automática, IUoUo, Conservación			
Modo conservación, máx. corriente de salida	10A CC	6A CC	5A CC	12A CC
Modo conservación, máx. voltaje de salida	15,5VCC	31.0VCC	62.0VCC	62.0VCC
Modo conservación, duración máxima:	6 horas	6 horas	6 horas	6 horas

Modelo Mass Combi 230V CA	12/2500-100	24/2500-60	48/2500-35	48/5000-70
Ajustes de fábrica				
Amperios de retorno*	6% de corriente de salida máxima		6% de corriente de salida máxima	
Temporizador "Bulk"/ abs máx. *	6 horas	6 horas	6 horas	6 horas
Temporizador amperios de retorno*	15 minutos	15 minutos	15 minutos	15 minutos
Retorno a la tensión "bulk"*	12.80V	25,60V	51,20V	51,20V
Retorno al tiempo de retardo "Bulk"*	30 segundos	30 segundos	30 segundos	30 segundos
Compensación de temperatura baterías	-30mV por °C	-60mV por °C	-120mV por °C	-120mV por °C
Sensor de voltaje de baterías	Compensación automática del voltaje			
Protecciones	Cortocircuito (la corriente es reducida al 25% del máx.l)			

Tipos de Baterías	Acido	Gel AGM/ Espiral	Tracción **
Bulk	14.40V / 28.80V / 57.60V	14.40V / 28.80V / 57.60V	14.60V / 29.20V / 58.40V
Voltaje de carga Absorción*	14.25V / 28.50V / 57.00V	14.25V / 28.50V / 57.00V	14.45V / 28.90V / 57.80V
Voltaje de carga Float*	13.25V / 26.50V / 53.00V	13.80V / 27.20V / 54.40V	13.25V / 26.50V / 53.00V
Float forzada	13.25V / 26.50V / 53.00V	13.80V / 27.20V / 54,40V	13.25V / 26.50V / 53.00V

*Ajustable mediante el software MasterAdjust ** Tiempo tracción máx. ABS/BULK + 120min.

10.3 DIVERSOS

Sistema de conmutación

Fusible de transferencia de CA	Sí, por medio de un fusible rearmable
Protección ante cambios de polaridad	No.
Protección de sobrecalentamiento	Sí, reduciendo la temperatura por debajo de 80° C en disipadores
Tipo de transferencia	Automática
Tipo de conmutador	Relé de 2 polos
Valor continuo de corriente	25A @ 230V
Velocidad de Transferencia	25ms máx., 10ms típica
Inversor sincronizado con línea	Sí, inversor sincronizado con línea antes de transferencia
Transferencia (libre de interrupciones)	continua
Modo de reparto de energía	Sí, ajustable con los interruptores DIP (véase 6.2), o con el panel remoto APC, véase el apartado 3.5.2.
Relé de tierra	Relé de tierra incluido para la conexión del neutro del inversor a tierra sólo en el modo inversor. Estándar desactivado. Véase el apartado 6.1.5 para activarlo.
Sección cables salida y entrada	2,5mm ² – 6 mm ² (dependiendo de cada instalación)
Conexiones de las baterías	Perno M8 (13mm de diámetro).
Salida de carga auxiliar de 5A	Faston, desconectada en el modo inversor

Modelo Mass Combi 230V CA	12/2500-100	24/2500-60	48/2500-35	48/5000-70
Especificaciones medioambientales				
Dimensiones máximas (al x an x p)	496x318x156mm	496x318x156mm	496x318x156mm	496x318x279 mm
Peso	11kg	11kg	11kg	21kg
Rango de temperatura de servicio	0°C a 25°C (cumplirá las tolerancias especificadas)			
ESPECIFICADA	0°C a 25°C (cumplirá las tolerancias especificadas)			
ADMISIBLE	-25°C a 60°C (puede no cumplir las tolerancias especificadas)			
SIN SERVICIO	-25°C a 85°C (almacenamiento)			
Humedad	Max 95% humedad relativa, sin condensaciones.			
Clase de entorno	IP 23	IP 23	IP 23	IP 23
Refrigeración	Combinación de refrigeración normal con la refrigeración forzada, mediante ventiladores de CC con velocidad variable.			
Funcionamiento del ventilador	El ventilador trabaja mediante un control de velocidad variable PWM que se obtiene del circuito que controla la temperatura. Ventilador de CC libre de mantenimiento.			

10.4 CARACTERÍSTICAS

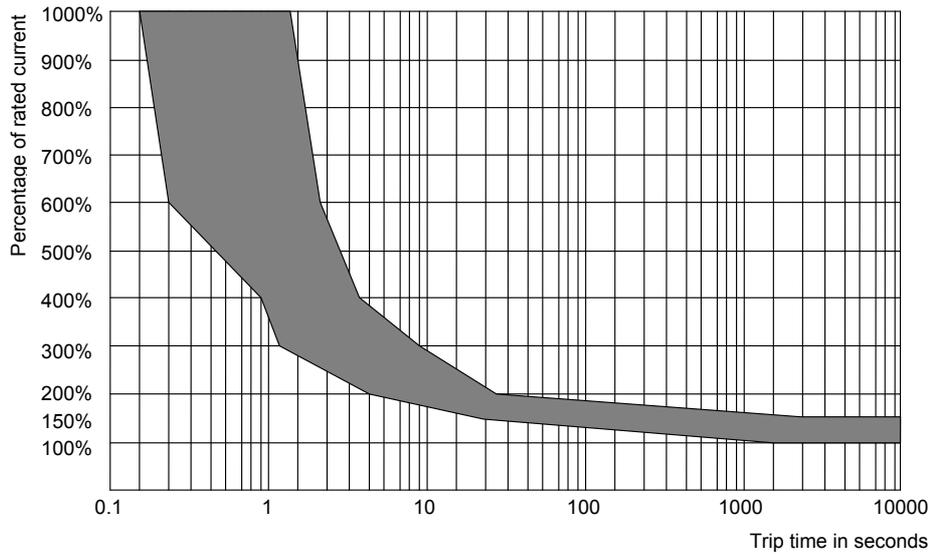


Figura 34: Característica de desconexión del fusible térmico (@ 25°C / 77°F)

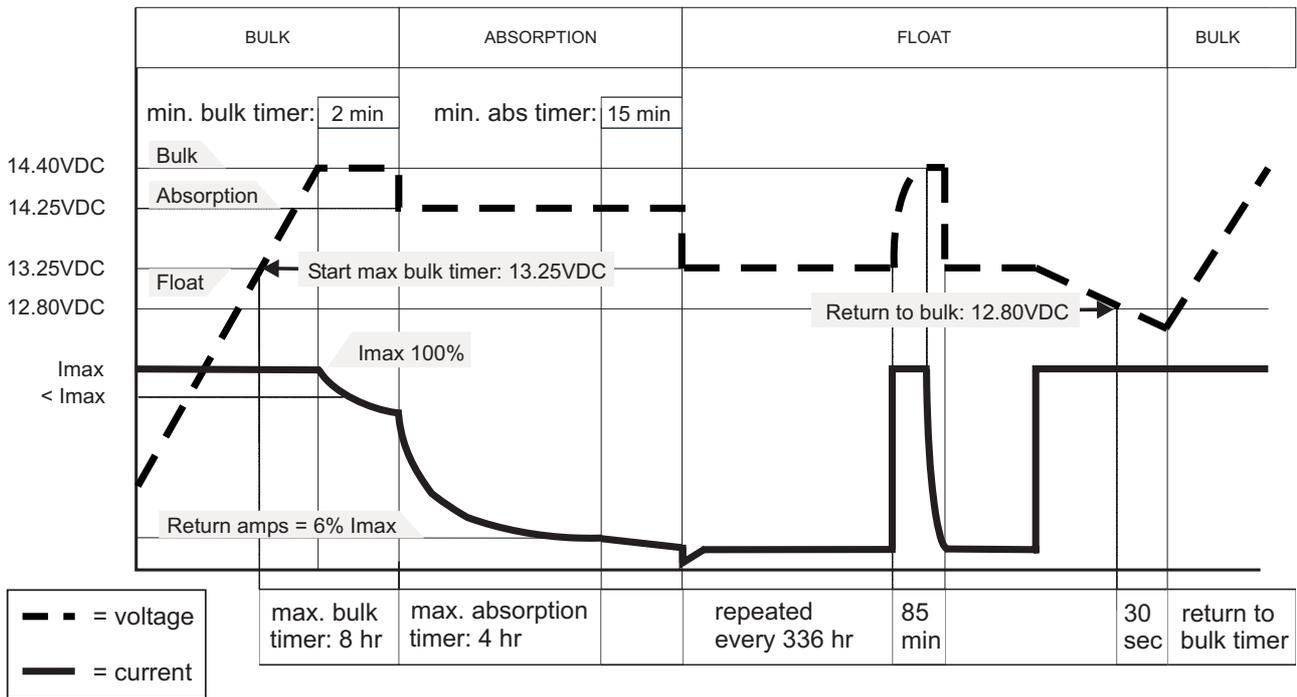


Figura 35: Característica de carga del método de carga Plus de tres etapas (@ 25°C / 77°F)

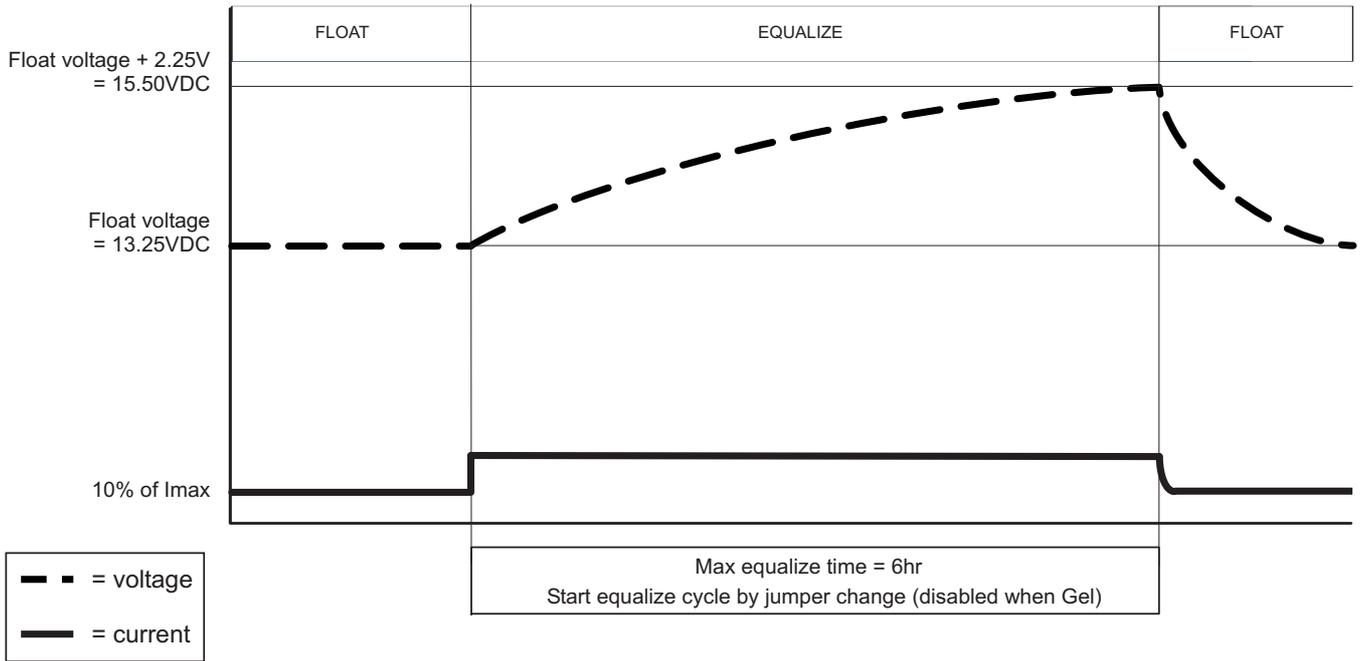


Figura 36: Característica de carga del ciclo de carga de conservación (véase el apartado 6.2.6) (@ 25°C / 77°F)

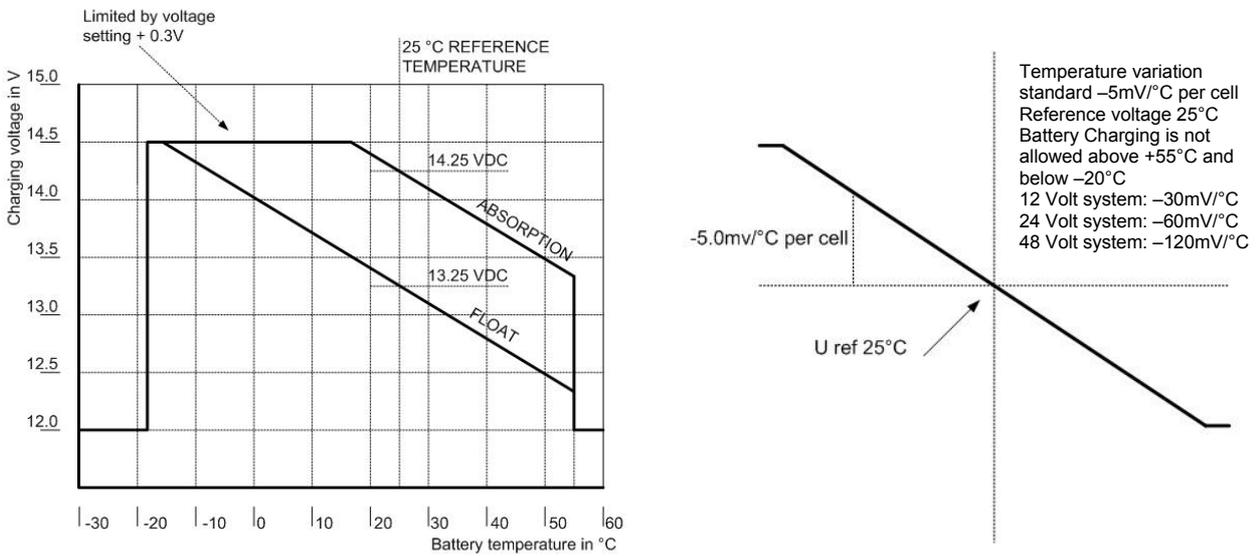


Figura 37: Característica de compensación de temperatura (tensión de carga frente a temperatura)

BMEX Booster Agua de Mar

► BMEX sistema Booster

El nuevo sistema de bombeo Grundfos BMEX está especialmente diseñado para la desalación del agua salobre y el agua de mar.

El sistema innovador es capaz de producir 2.500m³/día con un consumo de energía máximo de solo 3kWh/m³.

El Sistema Único BMEX está fabricado con componentes hechos de acero inoxidable, polímero y cerámica, lo cual lo hace extremadamente resistente a su ambiente de operación.

El Sistema BMEX de Grundfos, ofrece tecnología de punta que hace al sistema extremadamente eficiente y altamente confiable en cualquier aplicación. Estos sistemas están hechos para durar, y son una excelente opción cuando se necesite una solución compacta y confiable.



Características y beneficios

- Resistencia a la corrosión

Todas las partes que tienen contacto con el líquido bombeado están fabricadas en acero inoxidable y polímero, asegurando la resistencia a fluidos corrosivos y de baja viscosidad, por ejemplo el agua de mar y el agua salobre.
- Productos de alta calidad

El Sistema BMEX le ofrece años de operación libre de problemas a un bajo costo de operación y con un limitado esfuerzo en mantenimiento.
- Diseño Compacto

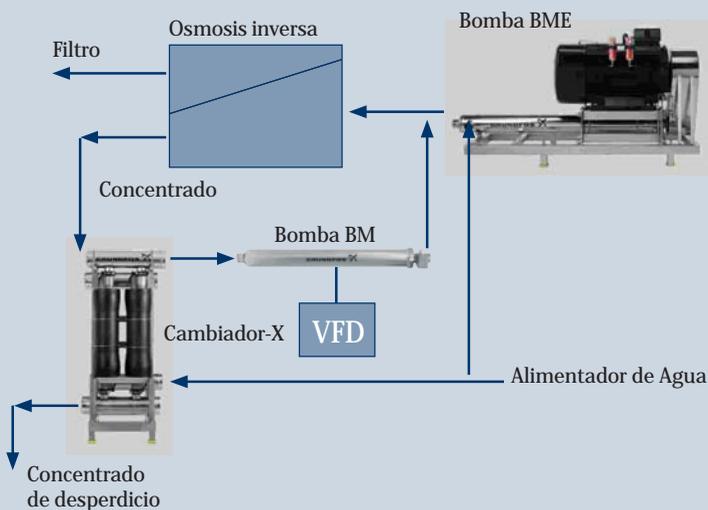
El sistema BMEX ocupa un área muy pequeña, brindando a los fabricantes de sistemas libertad para diseñar sistemas más compactos.

Sistema BMEX

- El sistema BMEX consta de una bomba BME que crea un flujo a través de las membranas así como la presión de diseño.

El X-Changer convierte la energía del concentrado Q x H de las membranas dentro de la frecuencia de alimentación hacia la membrana.

La pérdida de presión en el X-Changer es igualada por la bomba BM y el convertidor de frecuencia VFD manteniendo la presión deseada para el proceso de la ósmosis inversa.



BMEX 5: Filtro 500 m³/día

Alimentación de agua	60 m ³ /h
Alimentación de presión	3-5Bar
Recuperación de la membrana	35%

BME	
Carga	70 bar
Capacidad	21m ³ /h

BM &VFD	
Carga	4-5 bar
Capacidad	39m ³ /h

2 unidades x 140	
Capacidad	39m ³ /h

BMEX 10: Filtro 1000 m³/día

Alimentación de agua	119 m ³ /h
Alimentación de presión	3-5Bar
Recuperación de la membrana	35%

BME	
Carga	70 bar
Capacidad	42m ³ /h

BM &VFD	
Carga	4-5 bar
Capacidad	77m ³ /h

2 unidades x 180	
Capacidad	77m ³ /h

BMEX 15: Filtro 1500 m³/día

Alimentación de agua	179 m ³ /h
Alimentación de presión	3-5Bar
Recuperación de la membrana	35%

BME	
Carga	70 bar
Capacidad	63m ³ /h

BM &VFD	
Carga	4-5 bar
Capacidad	116m ³ /h

2 unidades x 180	
Capacidad	116m ³ /h

BMEX 20: Filtro 2000 m³/día

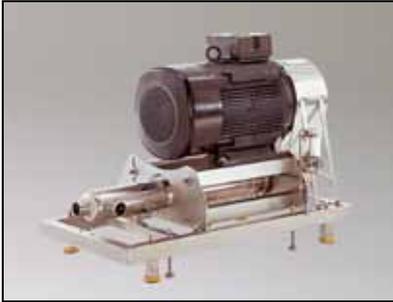
Alimentación de agua	238 m ³ /h
Alimentación de presión	3-5Bar
Recuperación de la membrana	35%

BME	
Carga	70 bar
Capacidad	83m ³ /h

BM &VFD	
Carga	4-5 bar
Capacidad	155m ³ /h

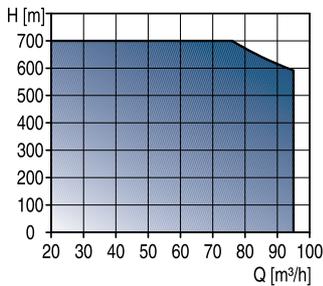
4 unidades x 220	
Capacidad	155m ³ /h

Otros sistemas sobre pedido, favor de contactar a Grundfos.



BME, BMET

Módulos de alta presión



Datos técnicos

Caudal, Q: máx. 95 m³/h
 Altura, H: máx. 700 m
 Temp. líquido: 0°C a +40°C
 Presión sistema: máx. 70 bar

Aplicaciones

- Los módulos de presión son adecuados para aumento de presión en
- Sistemas de ósmosis inversa
 - Sistemas de suministro de agua
 - Sistemas de tratamiento de agua
 - Plantas industriales.

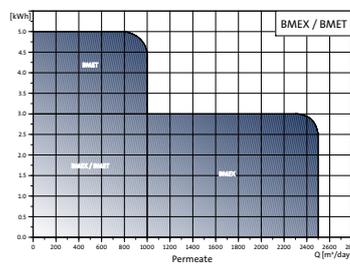
Características y ventajas

- Alta presión/gran caudal
- Bajo consumo
- Instalación fácil
- Diseño compacto.



BMEX

Los módulos Grundfos BMEX están diseñados para recuperación de energía de Osmosis inversa con agua de mar



Datos técnicos

Perneado por día: 500 a 2500 m³
 Altura, H: máx. 810 m
 Temp. ambiente: +40°C
 Presión sistema: máx. 80 bar

Aplicaciones

- Desalinización de agua dura y de agua de mar.

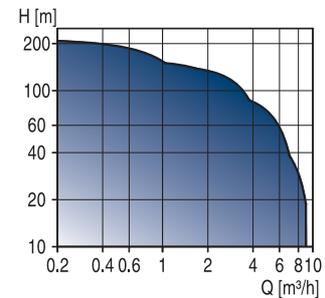
Características y ventajas

- Recuperación de energía hasta un 60% comparado con los sistemas convencionales, resultando un periodo de amortización muy breve
- Componentes internos de cerámica resistentes a la corrosión y al desgaste
- Acoplamientos para una instalación fácil
- Acero inoxidable de alta calidad en bastidores y colectores
- Grandes caudales y alturas elevadas
- Componentes estándar en motor y cojinetes
- Cierre mecánico libre de mantenimiento
- Correas de alto rendimiento
- Fácil desmontaje.



SQ, SQE

Bombas sumergibles de 3"



Datos técnicos

Caudal, Q: máx. 9 m³/h
 Altura, H: máx. 210 m
 Temp. líquido: 0°C a +40°C
 Profundidad instal.: máx. 150 m

Aplicaciones

- Las bombas son adecuadas para
- Suministro de agua doméstica
 - Suministro de aguas subterráneas para instalaciones de abastecimiento de agua
 - Riego en horticultura y agricultura
 - Descenso del aguas subterránea
 - Aplicaciones industriales.

Características y ventajas

- Protección contra marcha en seco integrada
- Arranque suave
- Protección contra sobrevoltaje y bajo voltaje
- Gran rendimiento.

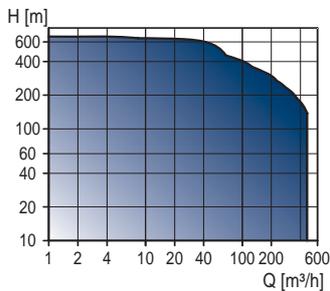
Opcional

- La SQE se puede proteger, ajustar y controlar mediante el CU 300/R100.



SP A, SP, SP-G

Bombas sumergibles de 4", 6", 8", 10" y 12"



Datos técnicos

Caudal, Q: máx. 470 m³/h
 Altura, H: máx. 670 m
 Temp. líquido: 0°C a +60°C
 Profundidad instal.: máx. 600 m

Aplicaciones

- Las bombas son adecuadas para
- Suministro de aguas subterráneas para instalaciones de abastecimiento de agua
 - Riego en horticultura y agricultura
 - Descenso del agua subterránea
 - Aumento de presión
 - Aplicaciones industriales.

Características y ventajas

- Gran rendimiento
- Larga vida ya que todos los componentes son de acero inoxidable
- Protección de motor mediante MP 204.

Opcional

- Los datos pueden regularse y controlarse mediante MP 204/R100.



Motores MS

Motores sumergibles de 4" y 6" en acero inoxidable

Tamaños

Motor de 4": 0,37 a 7,5 kW
 Motor de 6": 5,5 a 30 kW

Aplicaciones

Los motores sumergibles Grundfos MS pueden montarse en todas las bombas Grundfos SP A y SP y pueden utilizarse en los módulos de alta presión, tipo BM y BMB.

Características y ventajas

- Sobreprotección mediante un sensor de temperatura Tempcon incorporado
- Cabezal y extremo de eje según norma NEMA
- Completamente encapsulado en acero inoxidable
- Refrigerado por el líquido y con cojinetes lubricados por el líquido.

Opcional

- Variante de material disponibles.



Motores MMS

Motores sumergibles de 6", 8", 10" y 12" en acero inoxidable

Tamaños

Motor 6": 3,7 a 37 kW
 Motor de 8": 22 a 110 kW
 Motor de 10": 75 a 190 kW
 Motor de 12": 147 a 250 kW

Aplicaciones

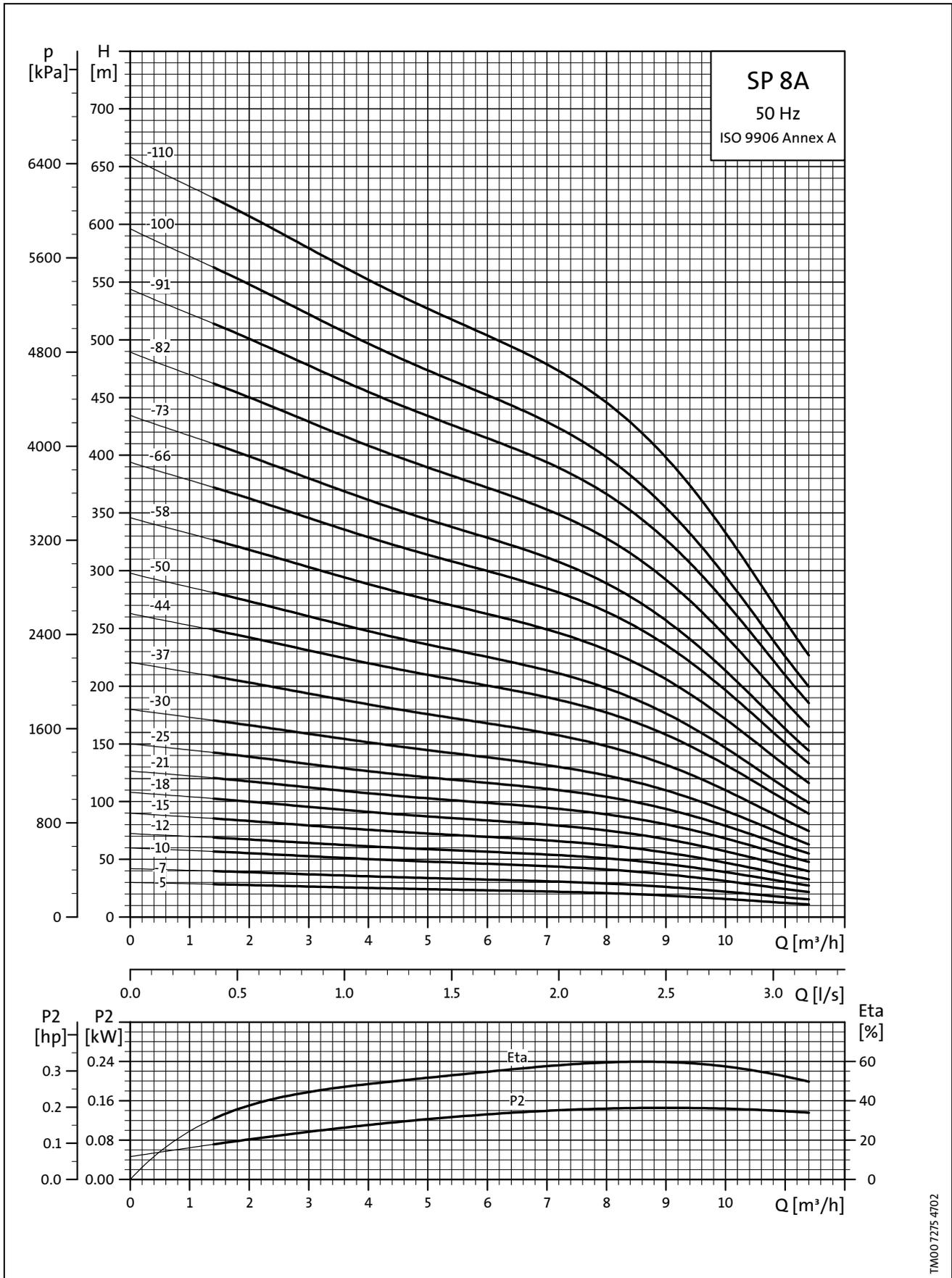
Los motores sumergibles Grundfos MMS se pueden instalar en todas las bombas Grundfos SP y SP-G.

Características y ventajas

- Amplia gama de motores rebobinables
- Fácil de rebobinar
- Protección contra empuje axial
- Gran rendimiento
- Los motores de 6" y 8" tienen cabezal y extremo de eje según norma NEMA
- Cierre mecánico cerámica/carbón o SiC/SiC
- Bobinados PVC o PE / PA.

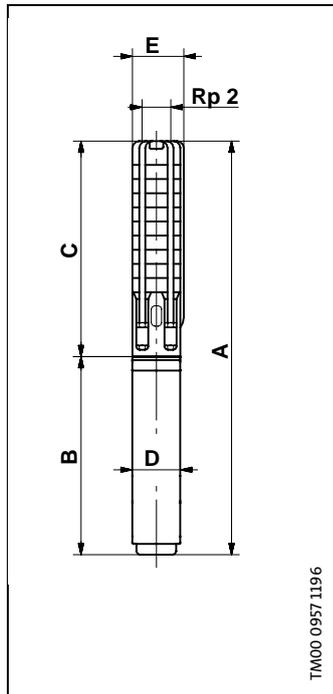
Opcional

- Otros materiales disponibles
- Protección contra sobretensión mediante Pt100.



TN00 7275 4702

Dimensiones y pesos



TM00 0957 1196

SP 8A-58(N) a SP 8A-110(N) están encasadas para conexión R 2.

Tipo de bomba	Motor		Dimensiones [mm]						Peso neto [kg]		
	Tipo	Po-tencia [kW]	C	B		A		D	E		
				1x230V	3x230V 3x400V	1x230V	3x230V 3x400V			1x230V	3x230V 3x400V
SP 8A-5	MS 402	0.75	409	306	276	715	685	95	101	15	13
SP 8A-5N (R)	MS 4000R	2.2	409	573		982		95	101	27	
SP 8A-5N (R)	MS 4000R	0.75	409		398		807	95	101		19
SP 8A-7	MS 402	1.1	493	346	306	839	799	95	101	17	16
SP 8A-7N (R)	MS 4000R	2.2	493	573		1066		95	101	28	
SP 8A-7N (R)	MS 4000R	1.1	493		413		906	95	101		21
SP 8A-10	MS 402	1.5	619	346	346	965	965	95	101	19	19
SP 8A-10N (R)	MS 4000R	2.2	619	573		1192		95	101	30	
SP 8A-10N (R)	MS 4000R	1.5	619		413		1032	95	101		23
SP 8A-12	MS 4000	2.2	703	573		1276		95	101	30	
SP 8A-12	MS 402	2.2	703		346		1049	95	101		21
SP 8A-12N (R)	MS 4000R	2.2	703	573	453	1276	1156	95	101	30	25
SP 8A-15	MS 4000	2.2	829	573		1402		95	101	32	
SP 8A-15	MS 402	2.2	829		346		1175	95	101		23
SP 8A-15N (R)	MS 4000R	2.2	829	573	453	1402	1282	95	101	32	27
SP 8A-18	MS 4000	3.0	955		493		1448	95	101		29
SP 8A-18N (R)	MS 4000R	3.0	955		493		1448	95	101		29
SP 8A-21	MS 4000	4.0	1081		573		1654	95	101		35
SP 8A-21N (R)	MS 4000R	4.0	1081		573		1654	95	101		35
SP 8A-25	MS 4000	4.0	1249		573		1822	95	101		37
SP 8A-25N (R)	MS 4000R	4.0	1249		573		1822	95	101		37
SP 8A-30	MS 4000	5.5	1459		673		2132	95	101		45
SP 8A-30N (R)	MS 4000R	5.5	1459		673		2132	95	101		45
SP 8A-37	MS 4000	5.5	1753		673		2426	95	101		49
SP 8A-37N (R)	MS 4000R	5.5	1753		673		2426	95	101		49
SP 8A-30	MS 6000	5.5	1521		541		2062	138	138		56
SP 8A-30N	MS 6000R	5.5	1521		541		2062	138	138		56
SP 8A-37	MS 6000	5.5	1815		541		2356	138	138		60
SP 8A-37N	MS 6000R	5.5	1815		541		2356	138	138		60
SP 8A-44	MS 4000	7.5	2051		773		2824	95	101		60
SP 8A-44N	MS 4000	7.5	2051		773		2824	95	101		60
SP 8A-44	MS 6000	7.5	2109		571		2680	138	138		66
SP 8A-44N	MS 6000R	7.5	2109		571		2680	138	138		66
SP 8A-50	MS 4000	7.5	2303		773		3076	95	101		64
SP 8A-50N	MS 4000	7.5	2303		773		3076	95	101		64
SP 8A-50	MS 6000	7.5	2361		571		2932	138	138		70
SP 8A-50N	MS 6000R	7.5	2361		571		2932	138	138		70
SP 8A-58	MS 6000	9.2	3013		601		3614	138	140		104
SP 8A-58N	MS 6000R	9.2	3013		601		3614	138	140		104
SP 8A-66	MS 6000	11.0	3349		631		3980	138	140		114
SP 8A-66N	MS 6000R	11.0	3349		631		3980	138	140		114
SP 8A-73	MS 6000	11.0	3643		631		4274	138	140		120
SP 8A-73N	MS 6000R	11.0	3643		631		4274	138	140		120
SP 8A-82	MS 6000	13.0	4021		661		4682	138	140		131
SP 8A-82N	MS 6000R	13.0	4021		661		4682	138	140		131
SP 8A-91	MS 6000	15.0	4399		696		5095	138	140		143
SP 8A-91N	MS 6000R	15.0	4399		696		5095	138	140		143
SP 8A-100	MS 6000	15.0	4777		696		5473	138	140		150
SP 8A-100N	MS 6000R	15.0	4777		696		5473	138	140		150
SP 8A-110	MS 6000	18.5	5197		751		5948	138	140		164
SP 8A-110N	MS 6000R	18.5	5197		751		5948	138	140		164

E = Diámetro máximo de la bomba incl. protector de cable y motor.