



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**Estudio de una instalación solar  
fotovoltaica aislada para explotación  
ganadera**

**Autor:**

**Macías Vicente, Sergio**

**Tutor:**

**San Martín Ojeda, Moisés  
Dpto. Ingeniería Eléctrica**

**Valladolid, julio de 2017**



*A todas las personas que han estado a mi alrededor, no solo mientras realizaba este trabajo, sino a lo largo de este periodo de aprendizaje.*

*En particular, a mis padres y hermano, que sin ellos no habría sido posible llegar hasta aquí, y gracias a ellos he podido dar fin a una etapa fundamental de mi vida.*

*A Ángela, que sin ella esto no hubiera sido posible. Con su apoyo en los días más difíciles, hizo que esto siguiera adelante.*

*Y, por supuesto, a todos mis amigos y compañeros. Juntos hemos compartido momentos inolvidables de estudio y risas.*



## RESUMEN

---

En la actualidad, hay una gran incertidumbre acerca la energía eléctrica, lo que promueve que se busquen alternativas a los métodos de generación tradicionales. Con este trabajo, se pretende realizar el dimensionado, diseño y viabilidad económica de una instalación fotovoltaica para el abastecimiento de una granja de vacuno, con objeto de poder realizar una extrapolación a instalaciones de características similares. Se ha implementado un dispositivo, capaz de estimar el consumo de una instalación para poder sacar una curva de demanda diaria con el fin de realizar un dimensionado más concreto.

### **PALABRAS CLAVE:**

Energía solar      Autoconsumo      Fotovoltaica      HOMER Energy  
Generación

## ABSTRACT

---

Nowadays, there is a great uncertainty about electrical energy, which promotes the research of alternatives to the traditional generation methods. This essay's intention is to make the sizing, design and the financial viability of a photovoltaic facility for the supply of a cattle farm in order to be able to carry out an extrapolation to facilities of similar characteristics. A device able to estimate the consumption of a facility has been implemented in order to be able to calculate a daily demand curve with the purpose of making a more detailed sizing.

### **KEY WORDS:**

Solar energy      Self-consumption      Photovoltaic      HOMER Energy  
Generation



## ÍNDICE GENERAL

<b>RESUMEN</b> .....	<b>I</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>I</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	<b>III</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>XI</b>
<b>CAPITULO 1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPITULO 2. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
2.1 - ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	4
2.1.1 - <i>La geometría solar</i> .....	4
2.1.2 - <i>La radiación solar</i> .....	5
2.1.3 - <i>Datos de radiación</i> .....	6
2.2 - TEORÍA DE LOS SEMICONDUCTORES.....	8
2.3 - EVOLUCIÓN DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....	8
2.3.1 - <i>Primera generación</i> .....	8
2.3.2 - <i>Segunda generación</i> .....	8
2.3.3 - <i>Tercera generación</i> .....	9
2.3.4 - <i>Cuarta generación</i> .....	9
<b>CAPITULO 3. ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>11</b>
3.1 - PANELES FOTOVOLTAICOS .....	11
3.2 - REGULADOR DE TENSIÓN .....	11
3.3 - INVERSOR .....	11
3.4 - BATERÍAS.....	12
3.5 - GRUPO ELECTRÓGENO.....	13
3.6 - OTROS ELEMENTOS.....	13
3.6.1 - <i>Cableado</i> .....	13
3.6.2 - <i>Conexiones</i> .....	13
3.6.3 - <i>Protecciones</i> .....	13
3.6.4 - <i>Monitorización y control</i> .....	14
<b>CAPITULO 4. CONFIGURACIONES DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>15</b>
4.1 - INSTALACIONES AISLADAS DE RED .....	15
4.1.1 - <i>Con acumulación</i> .....	15
4.1.2 - <i>Sin acumulación</i> .....	16
4.2 - INSTALACIONES CONECTADAS A RED .....	16
<b>CAPITULO 5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>17</b>
<b>CAPITULO 6. DEMANDA ENERGÉTICA</b> .....	<b>19</b>
6.1 - CONSTRUCCIÓN DE DISPOSITIVO PARA MEDIR EL CONSUMO .....	19
6.1.1 - <i>Componentes principales</i> .....	19

6.1.2 - Tratamiento de señal .....	24
6.1.3 - Cálculo de magnitudes .....	30
6.1.4 - Diseño de placa impresa.....	31
6.1.5 - Diseño de carcasa.....	34
6.1.6 - Lista de materiales .....	36
6.1.7 - Resultado final y pruebas .....	37
6.2 - ESTIMACIÓN DE DEMANDA ENERGÉTICA ANUAL .....	38
6.2.1 - Análisis de histórico de facturas .....	38
6.2.2 - Análisis de datos capturados.....	40
6.2.3 - Estimación de la variación de consumo a lo largo del año.....	41
6.3 - ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA.....	44
<b>CAPITULO 7. CÁLCULOS Y DIMENSIONADO.....</b>	<b>45</b>
7.1 - CÁLCULOS PREVIOS .....	45
7.1.1 - Ángulo de acimut.....	45
7.1.1 - Ángulo de inclinación de los paneles.....	47
7.1.2 - Sombras.....	47
7.1.3 - Datos de radiación solar.....	47
7.2 - PROCESO DE SIMULACIÓN .....	48
7.2.1 - Primera propuesta.....	53
7.2.2 - Segunda Propuesta.....	58
7.2.3 - Tercera propuesta .....	63
7.2.4 - Conclusiones.....	68
7.3 - DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....	71
7.3.1 - Número de paneles.....	71
7.3.2 - Capacidad de las baterías.....	73
7.3.3 - Inversor – cargador .....	76
7.3.4 - Grupo electrógeno.....	78
7.4 - CONDUCTORES.....	79
7.4.1 - Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible.....	81
7.4.2 - Cálculo de la sección por la máxima caída de tensión admisible .....	81
7.4.3 - Tubos protectores.....	81
7.4.4 - Dimensionado.....	82
7.5 - PUESTA A TIERRA .....	87
7.6 - EQUIPOS DE PROTECCIÓN .....	88
7.6.1 - Cálculo de fusibles e interruptores – seccionadores para DC .....	88
7.6.2 - Dimensionado.....	89
7.7 - CLIMATIZACIÓN DE LA SALA DE BATERÍAS .....	90
<b>CAPITULO 8. RESULTADO FINAL DEL DIMENSIONADO .....</b>	<b>93</b>
8.1 - ELEMENTOS DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	93
8.2 - CONDUCTORES.....	93
8.3 - PROTECCIONES.....	93
<b>CAPITULO 9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y ESTUDIO ECONÓMICO .....</b>	<b>95</b>
9.1 - SITUACIÓN ACTUAL SIN REPLAZO DE BATERÍAS.....	97
9.2 - SITUACIÓN ACTUAL CON REPLAZO DE BATERÍAS .....	100
9.3 - LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN.....	103





9.4 - LÍNEA AÉREA DE BAJA TENSIÓN .....	105
<b>CAPITULO 10. CONCLUSIÓN .....</b>	<b>107</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>109</b>
<b>RECURSOS WEB.....</b>	<b>111</b>
<b>SOFTWARE UTILIZADO .....</b>	<b>113</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>115</b>
10.1 - DATASHEET .....	115
10.2 - CÓDIGO.....	127
10.1 - PLANOS.....	131



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolución de la potencia instalada peninsular entre el año 2012 y 2016. ....	3
Figura 2 - Evolución de la inserción de renovables al sistema eléctrico español. ....	4
Figura 3 - Órbita terrestre alrededor del sol. ....	5
Figura 4 - Componentes de la radiación solar. ....	6
Figura 5 - Radiación solar en Europa. ....	7
Figura 6 - Descripción gráfica del ángulo de acimut. ....	8
Figura 7 - Relación entre ciclos de carga - descarga y profundidad de descarga. ....	12
Figura 8 - Esquema eléctrico de los diodos de protección. ....	14
Figura 9 - Esquema de montaje en T de instalación fotovoltaica. ....	15
Figura 10 - Esquema de montaje en línea de instalación fotovoltaica. ....	16
Figura 11 - Vista aérea de la parcela con las superficies remarcadas. ....	17
Figura 12 - Vista general de la nave desde la cubierta A. ....	18
Figura 13 - Vista general de la nave desde la cubierta B. ....	18
Figura 14 - Principales características de ATmega 328. ....	19
Figura 15 - Características de tarjeta de Arduino Nano. ....	20
Figura 16 - Esquema eléctrico de tarjeta de Arduino. ....	20
Figura 17 - Tarjeta Arduino Nano. ....	21
Figura 18 - Sensor de corriente. ....	21
Figura 19 - Conectores utilizados en el montaje. ....	22
Figura 20 - Esquema eléctrico de las conexiones de los conectores con Arduino. ....	22
Figura 21 - Fotografía de lector microSD. ....	22
Figura 22 - Esquema eléctrico de las conexiones con Arduino. ....	23
Figura 23 - Esquema eléctrico de la alimentación. ....	24
Figura 24 - Esquema eléctrico del circuito para acondicionar la señal. ....	24
Figura 25 - Onda senoidal de una corriente eficaz de 100 A y 50 Hz. ....	25
Figura 26 - Onda de tensión antes de ser acondicionada. ....	26
Figura 27 - Onda de tensión acondicionada. ....	26
Figura 28 - Representación de la tensión en función de los bits. ....	28
Figura 29 - Onda de tensión antes de ser acondicionada para la entrada analógica. ....	28
Figura 30 - Onda de tensión acondicionada para la entrada analógica. ....	28
Figura 31 - Recta de la relación tensión y corriente. ....	29
Figura 32 - Esquema eléctrico completo de la PCB. ....	31
Figura 33 - Taladros realizados en la placa. ....	32
Figura 34 - Fotelito de cara de soldadura de PCB. ....	32
Figura 35 - Capa de componentes. ....	33
Figura 36 - Placa vista desde la parte inferior con los componentes soldados. ....	33
Figura 37 - Placa vista desde la parte superior con los componentes. ....	34
Figura 38 - Vista frontal de la carcasa. ....	34
Figura 39 - Vista trasera de la carcasa. ....	35
Figura 40 - Vista frontal de la carcasa desde abajo. ....	35
Figura 41 - Vista trasera de la carcasa desde abajo. ....	35

Figura 42 - Vista en planta del interior de la carcasa.....	36
Figura 43 - Fotografía del resultado final del dispositivo.....	37
Figura 44 - Fotografía del resultado final del dispositivo.....	37
Figura 45 - Distinción de los tres periodos en función de la estación.....	38
Figura 46 - Vista aérea de la parcela.....	46
Figura 47 - Esquema general de la instalación configurado en “HOMER Energy”.....	49
Figura 48 - Perfil de demanda diaria para cada mes.....	51
Figura 49 - Perfil de potencia de salida de los módulos fotovoltaicos.....	52
Figura 50 - Perfil diario de descarga de baterías para cada mes.....	54
Figura 51 - Perfil diario de carga de baterías para cada mes.....	55
Figura 52 - Perfil diario del estado de carga de baterías para cada mes.....	56
Figura 53 - Perfil diario de la salida de potencia del grupo electrógeno para cada mes.....	57
Figura 54 - Perfil diario de descarga de las baterías para cada mes.....	59
Figura 55 - Perfil diario de carga de baterías para cada mes.....	60
Figura 56 - Perfil diario del estado de carga de baterías para cada mes.....	61
Figura 57 - Perfil diario de la salida de potencia del grupo electrógeno para cada mes.....	62
Figura 58 - Perfil diario de descarga de baterías para cada mes.....	64
Figura 59 - Perfil diario de carga de baterías para cada mes.....	65
Figura 60 - Perfil diario del estado de carga de baterías para cada mes.....	66
Figura 61 - Perfil diario de la salida de potencia del grupo electrógeno para cada mes.....	67
Figura 62 - Propuestas ofrecidas por HOMER Energy.....	70
Figura 63 - Potencia de salida del campo de generador fotovoltaico.....	72
Figura 64 - Esquema de conexión de baterías.....	73
Figura 65 - Estimación del número de ciclos en función de la profundidad de descarga.....	74
Figura 66 - Estimación de las horas de autonomía para los diferentes meses.....	75
Figura 67 - Estado de carga de las baterías a lo largo del año.....	76
Figura 68 - Esquema ilustrativo de las conexiones de la instalación.....	77
Figura 69 - Salida de potencia del inversor.....	78
Figura 70 - Potencia que aparta el generador a la demanda.....	79
Figura 71 - Esquema ilustrativo de la instalación.....	80
Figura 72 - Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.....	87

## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1 - Resumen con resultados más significativos.....	29
Tabla 2 - Lista de materiales utilizados. ....	36
Tabla 3 - Consumos correspondientes a cada factura.....	39
Tabla 4 - Estimación del consumo mensual por periodos. ....	39
Tabla 5 - Energía media consumida en cada hora en función del periodo.....	40
Tabla 6 - Consumo energético de un día. ....	41
Tabla 7 - Consumo horario medio de los días capturados.....	41
Tabla 8 - Factores calculados para la extrapolación de consumos.....	42
Tabla 9 - Estimación del consumo diario para cada mes. ....	43
Tabla 10 - Estimación de los consumos nocturnos diarios para cada mes.....	43
Tabla 11 - Potencia máxima facturada en cada periodo al mes.....	44
Tabla 12 - Datos de irradiancia de la orientación Este. ....	48
Tabla 13 - Principales características del panel solar.....	71
Tabla 14 - Principales características de la batería. ....	73
Tabla 15 - Principales resultados del dimensionado de baterías.....	75
Tabla 16 - Principales características del inversor. ....	77
Tabla 17 - Principales características del grupo electrógeno. ....	78
Tabla 18 - Datos de partida tramo paneles - caja de conexión.....	82
Tabla 19 - Datos de partida de tramo caja de conexión - inversor.....	83
Tabla 20 - Datos de partida para tramo inversor - cuadro general. ....	84
Tabla 21 - Datos de partida para tramo baterías - inversor.....	85
Tabla 22 - Datos de partida tramo grupo electrógeno - inversor.....	86
Tabla 23 - Datos de partida tramo de paneles.....	89
Tabla 24 - Datos de partida tramo caja de conexiones - inversor. ....	90
Tabla 25 - Valores de $I_{gas}$ proporcionados por norma UNE-EN 50272-2.....	91
Tabla 26 - Resultado del dimensionado de la instalación fotovoltaica. ....	93
Tabla 27 - Resultado del dimensionado de conductores.....	93
Tabla 28 - Resultado del dimensionado de las protecciones.....	93
Tabla 29 - Datos de partida para el estudio económico. ....	95
Tabla 30 - Presupuesto de los componentes más representativos.....	96
Tabla 31 - Datos de partida para la situación actual.....	97
Tabla 32 - VAN a 20 años sin remplazo de baterías.....	98
Tabla 33 - VAN a 30 años sin remplazo de baterías.....	99
Tabla 34 - Datos de partida para la situación actual.....	100
Tabla 35 - VAN a 20 años con remplazo de baterías. ....	101
Tabla 36 - VAN a 30 años con remplazo de baterías. ....	102
Tabla 37 - Datos de partida para la situación con línea de media tensión.....	103
Tabla 38 - VAN a 20 con inversión adicional para red de MT. ....	104
Tabla 39 - Datos de partida para la situación con línea de baja tensión. ....	105
Tabla 40 - VAN a 20 años con inversión inicial para red de BT.....	106

---



## OBJETIVOS

---

Con este trabajo de fin de grado se pretende hacer un estudio de la implantación de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red. De esta manera, se busca comprobar la viabilidad técnica y económica de dicha instalación para poder ser autosuficientes.

La instalación abastecerá una explotación ganadera de vacas lecheras. Es necesario conocer los hábitos energéticos en la propia explotación, para poder así asegurar en todo momento el abastecimiento de electricidad, con energía solar fotovoltaica en la medida de lo posible.

La elección de generar la electricidad con una instalación aislada de la red de distribución se debe a los impedimentos por parte del Estado a un autoconsumo con posibilidad de estar conectado a la red. En la actualidad no hay una ley definida: existe un proyecto de ley que no da garantías de futuro.

El presente estudio puede servir de punto de partida para hacer que más instalaciones con características similares se planteen adoptar esta solución para el suministro de electricidad. Además, podrá servir para extrapolar a instalaciones que no tienen la posibilidad de disponer de la red pública de electricidad o está a una distancia considerable, lo que obliga a realizar una gran inversión.

Por todo ello, se van a barajar diferentes soluciones, que, aunque estén aplicadas a un caso particular, sirven para dar una orientación de cómo está en la actualidad este mercado y qué vistas de futuro tiene.





## CAPITULO 1. ANTECEDENTES

---

La electricidad es un bien muy necesario en la actualidad, ya sea a nivel industrial o simplemente a nivel doméstico. Es por ello por lo que se le da tanta importancia, así como a la generación de la misma.

En los últimos años, se ha visto incrementado el precio que pagamos por la energía en cualquiera de sus vertientes. Este es uno de los motivos por los que el consumidor comienza a barajar la opción de conseguir electricidad sin depender de las grandes compañías. Además, la red eléctrica no llega a algunas zonas, lo que dificulta hacer uso la misma a un precio competitivo.

Empieza a salir a la luz la idea del autoconsumo, siendo cada vez más fácil ponerlo en práctica. Estas circunstancias se dan debido, principalmente, a la caída del precio de los equipos necesarios para llevar a cabo dicha actividad y por la mejora de la tecnología que, gracias a la investigación, sigue en un continuo avance.

Además, debido a los altos niveles de contaminación, cada vez es más necesario el uso de energías renovables, que contribuyen a una notable mejora en las emisiones de gases contaminantes y, en consecuencia, a disminuir la contaminación.



## CAPITULO 2. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son una fuente inagotable, provenientes de medios naturales. Podemos encontrar varios tipos: solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa, etc.

En nuestro país, se ha incrementado el consumo de energías renovables en las últimas décadas. Es cierto que, en los últimos años, la evolución del sector ha sido claramente insuficiente, lastrado por la escasez de financiación y la caída de las inversiones públicas y privadas como consecuencias de la crisis económica mundial.

Así queda reflejado en la Figura 1, donde se ve un cierto incremento, pero no muy llamativo.

	2012	2013	2014	2015	2016 <sup>(1)</sup>
Hidráulica <sup>(1)</sup>	19,4	19,4	19,4	20,3	20,4
Nuclear	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Carbón	10,6	10,6	10,5	10,5	9,5
Fuel + Gas	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0
Ciclo combinado	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Eólica	22,6	22,8	22,9	22,9	22,9
Solar <sup>(2)</sup>	6,3	6,7	6,7	6,7	6,7
Otras renovables <sup>(3)</sup>	1,0	0,9	1,0	0,7	0,7
Cogeneración <sup>(3)</sup>	7,2	7,1	7,1	6,7	6,7
Residuos	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7

<sup>(1)</sup> Incluye hidráulica convencional, bombeo y resto hidráulica.

<sup>(2)</sup> Incluye solar fotovoltaica y solar térmica.

<sup>(3)</sup> Incluye residuos hasta el 31/12/2014.

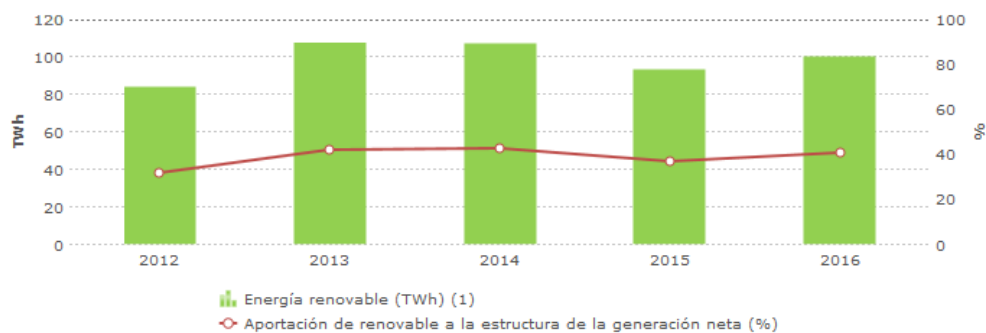
Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Figura 1 - Evolución de la potencia instalada peninsular entre el año 2012 y 2016.  
Fuente: Red Eléctrica de España.

Aunque en los últimos tiempos no ha habido un gran incremento en la instalación de estas fuentes de energía, sí cabe destacar el uso de esta tecnología en el sistema eléctrico español, teniendo una gran importancia, siempre dentro de los límites para que el sistema se mantenga estable. Esto es muy significativo, ya que estas fuentes de energía, denominadas limpias, no contribuyen a la formación de los gases contaminantes causantes del efecto invernadero o de la lluvia ácida. No obstante, es cierto que en el proceso de fabricación de los equipos se contribuye de manera negativa en lo comentado anteriormente, pero comparada con otras tecnologías y con la vida útil de las instalaciones se puede obviar.

A continuación, se muestra en la Figura 2 la aportación de energía con tecnologías de generación renovables al sistema eléctrico español.

#### Evolución de la energía renovable peninsular



	2012	2013	2014	2015	2016
Energía renovable (TWh) <sup>(1)</sup>	84	108	107	93	100
Aportación de renovable a la estructura de la generación (%)	31,9	42,3	42,8	36,9	40,8

<sup>(1)</sup> Incluye hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables y el 50% de los residuos sólidos urbanos. No incluye la generación bombeo.

Figura 2 - Evolución de la inserción de renovables al sistema eléctrico español.  
Fuente: Red Eléctrica de España.

## 2.1 - Energía solar fotovoltaica

El Sol es un gigantesco reactor de fusión continuo que está constituido por una serie de gases que se mantienen retenidos gracias a las fuerzas gravitatorias. La energía que emite el Sol es radiada al espacio mediante ondas electromagnéticas. Éstas se pueden dividir en tres tipos: ultravioleta (UV), visible (V) e infrarroja (IR).

A la superficie terrestre, llega alrededor de 900 W/m<sup>2</sup> de radiación, después de pasar por los diferentes “filtros” atmosféricos que absorben parte de la misma:

- La capa de Ozono: actúa como una pantalla de radiaciones perjudiciales para la vida terrestre, pues absorbe radiación ultravioleta.
- Parte de la radiación se refleja nuevamente al espacio.
- Otra parte choca con partículas y moléculas atmosféricas, lo cual hace que se atenúe la radiación.

### 2.1.1 - La geometría solar

La energía que procede del Sol está caracterizada por el movimiento conjunto del Sol y de la Tierra. La Tierra se traslada alrededor del Sol

describiendo una trayectoria en forma de elipse como se puede apreciar en la Figura 3.

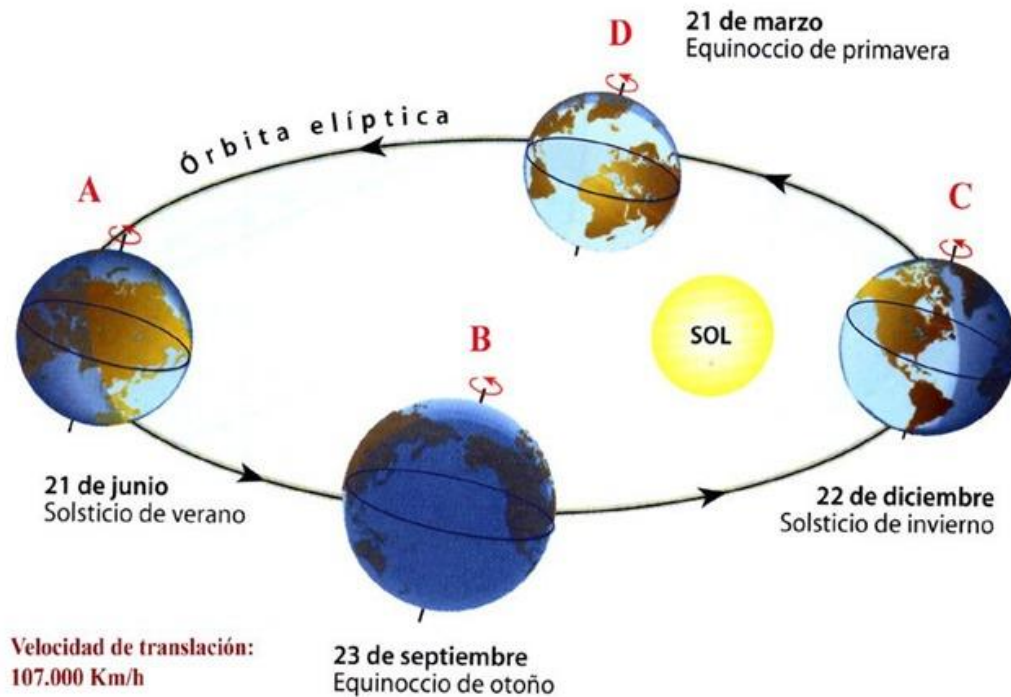


Figura 3 - Órbita terrestre alrededor del sol.  
Fuente: [www.fullciencia.com](http://www.fullciencia.com).

Pero, además, la Tierra realiza un movimiento de rotación sobre su propio eje, el cual va de Norte a Sur.

Debido a estos movimientos, toda la superficie terrestre no va a recibir la misma cantidad de energía. Asimismo, la intensidad de la radiación que recibimos también estará influenciada por la perpendicularidad de los rayos del Sol sobre la superficie terrestre. Es por eso que las zonas de mayor radiación están en latitudes superiores e inferiores del ecuador, ya que es donde más perpendicularmente llegan los rayos del Sol.

### 2.1.2 - La radiación solar

La radiación global que llega a la superficie terrestre se divide en tres componentes:

- Radiación directa (D): llega a la superficie terrestre sin interactuar con nada ni tiene cambios de dirección. Se podría decir que es la que hay en un día totalmente soleado.
- Radiación difusa (I): es la que llega a la superficie terrestre tras chocar con componentes atmosféricos o partículas. Es la que predomina en un día nublado.

- Radiación reflejada (R): es la procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno. En ocasiones puede tener gran importancia, como en las zonas nevadas.

En la Figura 4 se pueden ver gráficamente los tres tipos de radiación.

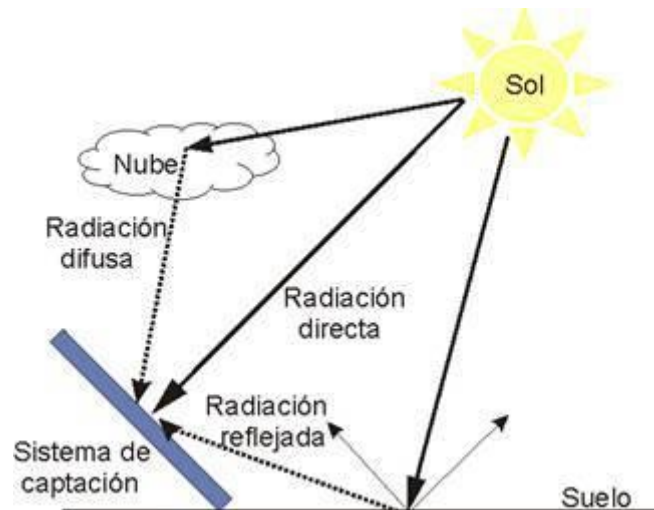


Figura 4 - Componentes de la radiación solar.  
Fuente: [www.monografias.com](http://www.monografias.com)

Por tanto, la radiación total se puede expresar como la suma de las tres componentes:

$$Rad. global = Rad. directa + Rad. difusa + Rad. reflejada$$

Ecuación 1

### 2.1.3 - Datos de radiación

La radiación solar se caracteriza por mapas, los cuales están basados en mediciones empíricas en un determinado número de estaciones de medida y se obtienen mediante modelos matemáticos. Un ejemplo de estos mapas se muestra en la Figura 5, donde se puede apreciar en tonos más rojizos las zonas de más radiación y en tonos más azulados donde menos radiación reciben.

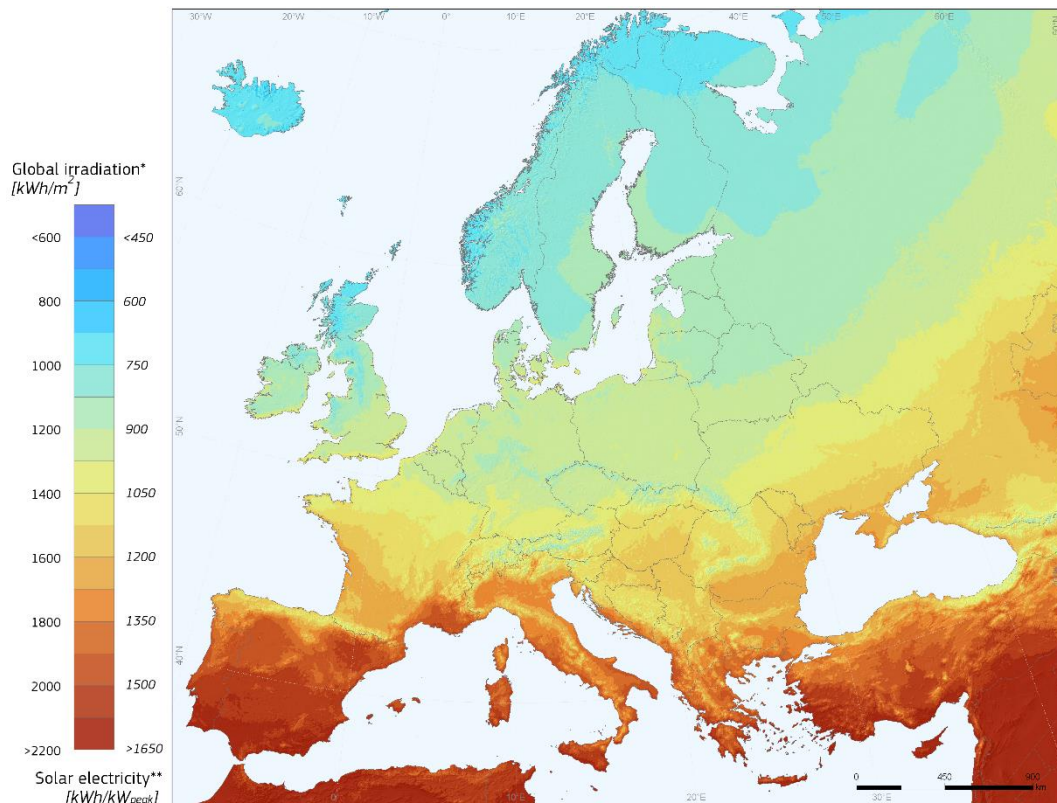


Figura 5 - Radiación solar en Europa.  
Fuente: PVGIS "Sistema de información geográfica fotovoltaica".

Para obtener los datos de radiación se ha utilizado la base de datos del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS), la cual ofrece los datos de radiación que hay en cada hora del día y en cada uno de los meses del año.

Para ello necesitaremos conocer los ángulos de inclinación y de acimut.

#### 2.1.3.1 - Angulo de inclinación

Es el ángulo que forma el panel respecto a la horizontal. En la Figura 6 se puede apreciar cual es el ángulo mencionado, siendo  $\beta$ .

#### 2.1.3.2 - Ángulo de acimut

Es el ángulo de orientación que tienen los paneles fotovoltaicos. Se considera que el Sur son 0 grados, por lo que al Este son 90 grados y al Oeste son -90 grados.

En la Figura 6 se observa el ángulo referido al acimut como  $\gamma$ .



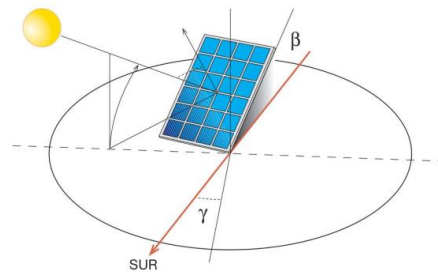


Figura 6 - Descripción gráfica del ángulo de acimut.  
Fuente: apuntes de la asignatura Energías Renovables.

En este caso, los ángulos descritos anteriormente se calcularán en puntos posteriores, con el fin de poder obtener los datos de radiación de la zona y poder hacer el dimensionado de la instalación.

## 2.2 - Teoría de los semiconductores

Los elementos semiconductores tienen una conductividad eléctrica que está entre los límites de material aislante y material conductor. Los materiales con estas características más conocidos son el Silíceo y el Germanio, aunque hay una tendencia a hacer más uso del primero por tener algunas propiedades que le aventajan frente al Germanio.

El átomo de Silíceo, al igual que el resto de átomos, tiene tantas cargas positivas en el núcleo como electrones en las órbitas que le rodean. La semiconductividad es la capacidad de dar lugar a la aparición de una corriente, que se produce por el movimiento de los electrones. Este movimiento de electrones aparece en la última capa, que es la más alejada del núcleo, que es la interesante en cuando a conductividad se refiere.

## 2.3 - Evolución de las células fotovoltaicas

A lo largo de la historia, como en el resto de tecnologías, se han producido avances en las células fotovoltaicas. Se puede hablar de la existencia de 4 generaciones de células fotovoltaicas.

### 2.3.1 - Primera generación

Gran superficie de cristal, que estaba compuesta por una capa con unión diodo P - N. Era capaz de generar energía eléctrica a partir de fuentes de luz. Este tipo de células se fabrica mediante un proceso de difusión con obleas de silíceo y actualmente es el método más usado, abarcando un gran porcentaje del mercado, Constituyendo el 86 % aproximadamente.

### 2.3.2 - Segunda generación

Se basa en el uso de depósitos epitaxiales muy delgados de semiconductores sobre obleas con concentradores. Existen dos tipos de células epitaxiales: espaciales y terrestres. Las primeras pueden alcanzar



rendimientos de hasta un 30 %, pero su precio en contrapartida es más alto. Las segundas, cuyo coste de fabricación es menor, hace que su bajo rendimiento, 7 - 9 %, no da pie a que se haga uso de ellas.

Se ha producido una bajada de los costes de producción en las células de película delgada. Además, están en continuo desarrollo. Los materiales usados son, entre otros, los siguientes: el silicio amorfo, silicio monocristalino, silicio policristalino, telurio de cadmio, sulfuros y seleniuros de indio.

Se desarrollan células que alcanzan hasta un 37 % de rendimiento. Sin embargo, en la actualidad, en el ámbito terrestre no tienen mucho mercado, no siendo así en el ámbito espacial, donde abarca el 90 %.

### 2.3.3 - Tercera generación

Este tipo de células fotovoltaicas ya no presentan la unión P - N para separar los portadores de carga. Para aplicaciones espaciales se estudian dispositivos de huecos cuánticos y con nanotubos de carbono, con un potencial de un 45 % de eficiencia. En el ámbito terrestre, se desarrollan con polímeros, nanocristales y tintas sensibilizadas.

### 2.3.4 - Cuarta generación

En esta generación se pretenden mezclar conjuntamente nanopartículas con polímeros para fabricar una capa simple multiespectral. Juntando varias capas delgadas se consigue fabricar células solares multiespectrales definitivas. Estas son más eficientes y baratas de fabricar, y se han usado ya en misiones espaciales.

La primera capa convierte los diferentes tipos de luz, la segunda es utilizada para la conversión de energía y la última es una capa para el espectro infrarrojo. De este modo, se hace un aprovechamiento mayor de la energía.

Actualmente, se está estudiando la viabilidad de este tipo de células.



## CAPITULO 3. ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN LA INSTALACIÓN

---

### 3.1 - Paneles fotovoltaicos

Son un elemento primordial de este tipo de instalaciones, ya que son los encargados de generar energía eléctrica. Los diferentes paneles van a formar el generador de nuestra instalación. Están formados por células fotovoltaicas conectadas eléctricamente entre sí, ya sea en serie o paralelo haciendo que la tensión y la corriente suministrada por el panel dependa de esta disposición.

Estos paneles están ensamblados normalmente en marcos y recubiertos por una lámina de cristal, lo que hacen que sean rígidos posibilitando su sujeción a una estructura, que será la encargada de soportarlos sobre la superficie deseada.

### 3.2 - Regulador de tensión

Tiene la misión de controlar la carga y descarga de las baterías. Mantiene un valor constante de la tensión elegida de las baterías, evitando que estas puedan dañarse por picos de tensión. Además, en cierto modo se comporta como un interruptor, ya que en el momento que las baterías están completamente cargadas, impide que le siga llegando corriente, permitiendo que éstas no se deterioren.

Durante el proceso de descarga, tiene la función de evitar que, cuando la batería alcance un valor demasiado bajo, siga inyectando corriente a las cargas. De esta forma, no se hace una descarga profunda de la misma.

En la mayoría de los casos es una fuente de información, ya que puede dar parámetros de corriente, tensión, estado de carga de las baterías, etc.

### 3.3 - Inversor

Es el equipo que transforma la corriente recibida directamente de los paneles fotovoltaicos o de las baterías, previo paso por el regulador de tensión, a corriente alterna.

Dependiendo del tipo de suministro que se requiera, será monofásica o trifásica. A su vez, se podrá diferenciar en inversores que vierten el suministro a la red o los destinados a autoconsumo, como ocurre en este caso.

Se pueden utilizar distintas configuraciones a la hora de elegir el inversor, que dependerá de parámetros como la potencia, el tipo de suministro, precio, etc.

En este caso en particular, donde el suministro es trifásico, hay dos posibilidades:

- Un inversor trifásico: solamente existirá un inversor, que en su salida dará un sistema trifásico.
- Tres inversores monofásicos: conectados en estrella, siendo el común de la estrella el neutro de la instalación.

En ocasiones, el inversor está combinado con el regulador de tensión, lo que hace que un solo dispositivo gestione la carga y descarga de las baterías.

### 3.4 - Baterías

Son las que se encargan de acumular la energía eléctrica. En este caso, al ser una instalación aislada de la red, juegan un papel muy importante, ya que son las que suministrarán la energía en las horas que no se dispone de radiación solar.

Sin embargo, muy a menudo es lo que más encarece la instalación, por lo que se debe hacer una elección adecuada de las mismas y un correcto mantenimiento con el fin de alargar su vida útil.

Una característica que se debe tener presente a la hora de la elección de las baterías es la descarga máxima. Se corresponde con el nivel máximo al que se pueden descargar sin que sufran daños, y está íntimamente ligado a la vida útil. En la figura mostrada a continuación, se observa la relación entre los ciclos de carga - descarga y la profundidad.

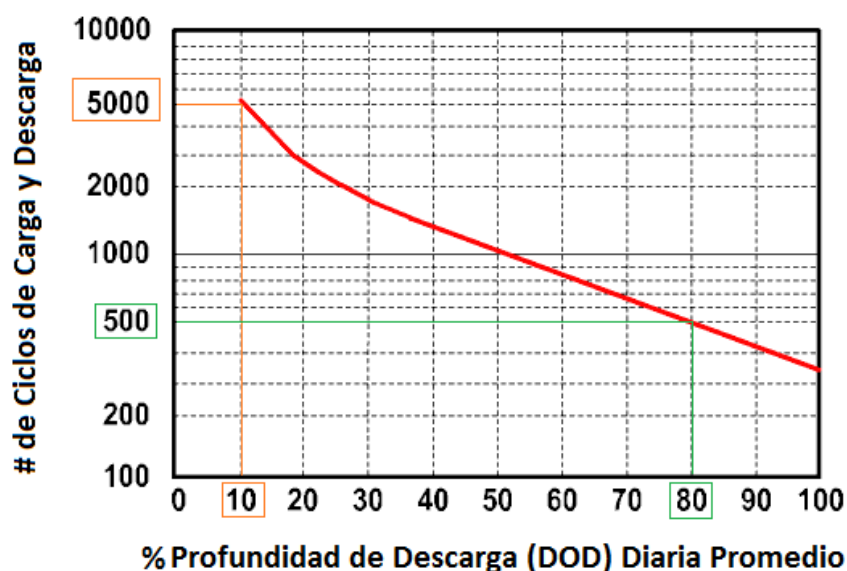


Figura 7 - Relación entre ciclos de carga - descarga y profundidad de descarga.  
Fuente: Distribuidor de baterías.

### 3.5 - Grupo electrógeno

Es un sistema de generación complementario. Será función de las exigencias de la carga que se vaya a alimentar, ya que en ocasiones no se puede perder el suministro eléctrico. Se utilizará en las ocasiones en las que no se pueda alimentar la demanda con la energía solar (ya sea de baterías o directamente de los generadores).

Para su dimensionamiento se tiene en cuenta el tamaño de la carga a alimentar y el combustible que utilizan, principalmente.

### 3.6 - Otros elementos

Los elementos descritos anteriormente son los principales de una instalación solar fotovoltaica, pero, además, se han de incluir otros no menos importantes.

#### 3.6.1 - Cableado

Debido a la parte de corriente continua, las secciones del cableado son superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales, ya que las tensiones de trabajo son bajas y de cierta potencia.

También deben estar adaptados para climatologías adversas, ya que en muchas ocasiones están expuestos a estas.

#### 3.6.2 - Conexiones

Se utilizan cajas de conexiones. Deben de ser estancas y con el grado de protección IP adecuado, en función de las condiciones que vaya a soportar.

#### 3.6.3 - Protecciones

Como se ha indicado anteriormente, una parte de la instalación trabaja en corriente continua, por lo que las protecciones tampoco son convencionales. Los elementos de protecciones deben ser los adecuados para este tipo de instalaciones. Se utilizan fusibles para evitar sobreintensidades accidentales, cada aparato suele incorporar este tipo de protección.

Los diodos son dispositivos de protección para evitar que los módulos actúen como receptores en determinadas ocasiones. Los diodos de bloqueo evitan que se disipe la potencia de los módulos o de la batería en situaciones de defecto eléctrico. Están incorporados a la salida de cada grupo de generadores fotovoltaicos. En cambio, los diodos de paso evitan los efectos del sombreado parcial impidiendo que las células sombreadas actúen como receptores. Normalmente, están incluidos por el fabricante en el propio módulo.

En la Figura 8, mostrada a continuación, se puede ver el esquema de montaje de estos diodos.

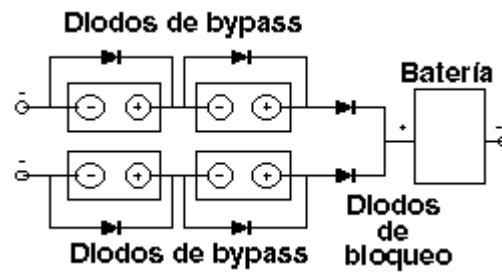


Figura 8 - Esquema eléctrico de los diodos de protección.  
Fuente: [www.catalogosolar.mx](http://www.catalogosolar.mx).

Otro tipo de protección es la toma de tierra, a la cual debe de ir conectada la estructura. Esta toma de tierra debe ser como se especifica en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### 3.6.4 - Monitorización y control

Con el fin de mostrar datos sobre la instalación al usuario, se ponen visualizadores. En la mayoría de ocasiones los propios aparatos incorporan estos visualizadores, aunque en otras ocasiones se hace una monitorización en tiempo real más compleja, en función de las exigencias que estime el usuario.

## CAPITULO 4. CONFIGURACIONES DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los dos principales bloques de configuración son instalaciones aisladas de la red e instalaciones conectadas a la red. La diferencia entre ellas es obvia, aunque es cierto que cada una de ellas tiene sus particularidades.

### 4.1 - Instalaciones aisladas de red

Como su denominación indica, son las instalaciones que carecen de una conexión con la red eléctrica convencional. Dentro de este tipo de instalación, se puede diferenciar entre sistemas con acumulación y sistemas sin acumulación.

Al margen de los esquemas que se muestran a continuación, hay más variantes en función de los equipos, ya que se han desarrollado inversores que controlan y regulan también la carga y descarga de las baterías, es decir, hacen la función de regulador.

#### 4.1.1 - Con acumulación

Puede haber diferentes tipos de montajes: en T y en línea.

En el montaje en T, si tuviéramos cargas de corriente continua, las colocaríamos detrás del regulador, este podría cortar en caso de que falte carga en las baterías. Si se está cargando la batería, la corriente pasa a través del regulador, y cuando el inversor demande esa energía debe pasar por el mismo regulador, por lo que las pérdidas que hay en el regulador van a ser dobles. El regulador tiene tres pares de bornes para poder hacer la conexión tal como lo muestra la siguiente figura.

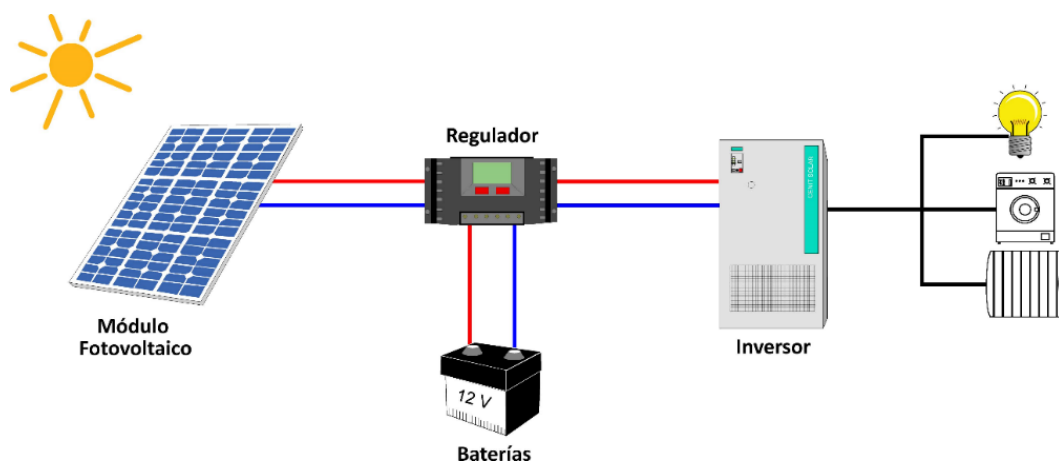


Figura 9 - Esquema de montaje en T de instalación fotovoltaica.  
Fuente: [www.cenitsolar.com](http://www.cenitsolar.com)

En cambio, en el montaje en línea, si tenemos cargas de corriente continua, no podríamos cortar la corriente en caso de que la batería llegara a su mínimo teórico, con lo que podrían llegar a descargarse por completo. Ahora existirán las pérdidas del inversor y del regulador, pero sin ser dobles en el regulador como en el caso anterior. Se usa habitualmente si no tenemos cargas de corriente continua. En este caso, el regulador solo dispone de dos pares de bornes. El esquema es el que muestra la siguiente figura.

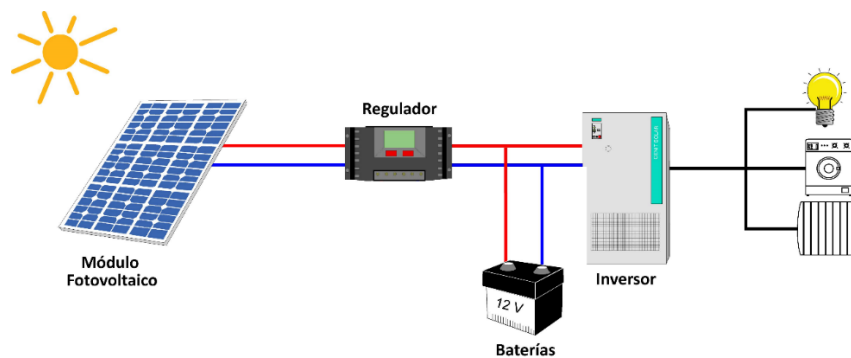


Figura 10 - Esquema de montaje en línea de instalación fotovoltaica.  
Fuente: [www.cenitsolar.com](http://www.cenitsolar.com).

Hay que señalar que, con esta configuración en la que el regulador no gestiona las baterías, se corre el riesgo de que se descarguen en su totalidad.

#### 4.1.2 - Sin acumulación

Son sistemas que no disponen de baterías, es decir, solo se dispone de corriente eléctrica en periodos que haya radiación solar. Se puede utilizar en instalaciones donde no hay inconveniente en que haya interrupciones o variaciones de suministro eléctrico.

#### 4.2 - Instalaciones conectadas a red

Este tipo de instalaciones vierten toda la energía que producen a la red de distribución. Esta es la principal diferencia respecto a las anteriores, pero también hay ciertas diferencias en el inversor que se utiliza.

Las principales características del inversor son las citadas a continuación, lo que hace que sea más “exigente” que los que se utilizan para instalaciones aisladas:

- Disponer de sistema de medida de energía consumida y entregada.
- Ser capaz de interrumpir o reanudar el suministro en función del estado de los generadores.
- Adaptar la corriente alterna producida a la onda de la red.



## CAPITULO 5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

---

Como se ha mencionado anteriormente, la instalación será para abastecer a una granja, situada en el municipio de Paradinas de San Juan, en la provincia de Salamanca.

El sistema de captación se pretende colocar sobre la cubierta de una de las naves. Todo el sistema de almacenamiento de energía, inversores, reguladores y el resto de dispositivos necesarios serán colocados en una pequeña nave anexa.

En la siguiente vista aérea se muestra resaltada de color amarillo la cubierta de la nave, la cual servirá de superficie para dimensionar la instalación fotovoltaica y para el alojamiento de los paneles fotovoltaicos.

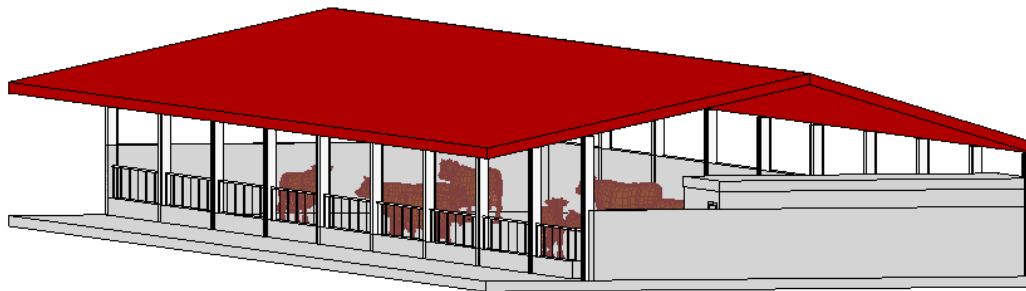


*Figura 11 - Vista aérea de la parcela con las superficies remarcadas.  
Fuente: Google Maps.*

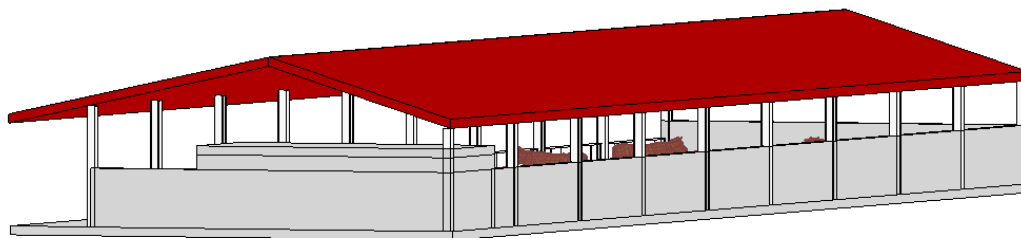
La parte remarcada en color rojo se corresponde con el lugar donde irán alojados los equipos, tales como inversores, baterías, etc.

Se ha realizado un modelado en 3D con la aplicación Revit de Autodesk de la nave, con las medidas tomadas sobre el terreno ya que no se disponía de los

planos originales. En las figuras que se presentan a continuación se aprecia dicho modelo desde diferentes perspectivas.



*Figura 12 - Vista general de la nave desde la cubierta A.  
Fuente: Elaboración propia.*



*Figura 13 - Vista general de la nave desde la cubierta B.  
Fuente: Elaboración propia.*

Sobre este modelo se han sacado las vistas principales de la nave con el fin de tener las cotas oportunas para los diferentes cálculos posteriores.

Estas vistas están recogidas en el Anexo de planos.

## CAPITULO 6. DEMANDA ENERGÉTICA

---

La demanda energética de la instalación se ha estimado con el histórico anual de las facturas del año 2016 y con los datos de consumo medidos en la propia instalación. Estos datos de consumo se han medido gracias a un dispositivo que se ha construido para tal fin, debido a la imposibilidad de hacer uso de un equipo profesional. Además, se ha desarrollado con vistas a hacer uso de él en estudios energéticos venideros.

Este dispositivo se ha realizado apoyándose en la plataforma de “OpenEnergyMonitor”<sup>1</sup>, la cual tiene varios proyectos relacionados con la monitorización de la energía. Ha servido, por tanto, de impulso para el desarrollo propio.

En los puntos sucesivos se explica cómo se ha realizado el diseño, la construcción y el montaje del mismo.

### 6.1 - Construcción de dispositivo para medir el consumo

La idea consiste en realizar un analizador de redes, aunque solamente se realizarán mediciones de la corriente, por lo que no tendrá las características de uno comercial. Aun así, servirá para hacer una buena estimación del consumo.

#### 6.1.1 - Componentes principales

##### 6.1.1.1 - Microcontrolador

Será el encargado de leer las señales y su posterior tratamiento, con el que se realizará la adquisición de datos.

Para ello, se ha utilizado un microcontrolador implementado en una tarjeta de desarrollo siendo una placa de Arduino Nano la seleccionada. En la Figura 14 se pueden observar las principales características.

Device	Flash	EEPROM	RAM	Interrupt Vector Size
ATmega88A	8KBytes	512Bytes	1KBytes	1 instruction word/vector
ATmega88PA	8KBytes	512Bytes	1KBytes	1 instruction word/vector
ATmega168A	16KBytes	512Bytes	1KBytes	2 instruction words/vector
ATmega168PA	16KBytes	512Bytes	1KBytes	2 instruction words/vector
ATmega328	32KBytes	1KBytes	2KBytes	2 instruction words/vector
ATmega328P	32KBytes	1KBytes	2KBytes	2 instruction words/vector

Figura 14 - Principales características de ATmega 328.  
Fuente: Amtel.

---

<sup>1</sup> Sitio web dedicado a la exposición teórica y práctica de algunos dispositivos para monitorizar la energía. Se puede visitar en el siguiente enlace: <https://openenergymonitor.org>

La tarjeta de desarrollo cuenta con las siguientes características, que son las más relevantes a tener en cuenta a la hora de realizar el diseño y la implementación del dispositivo:

Microcontroller	ATmega328
Architecture	AVR
Operating Voltage	5 V
Flash Memory	32 KB of which 2 KB used by bootloader
SRAM	2 KB
Clock Speed	16 MHz
Analog I/O Pins	8
EEPROM	1 KB
DC Current per I/O Pins	40 mA (I/O Pins)
Input Voltage	7-12 V
Digital I/O Pins	22
PWM Output	6
Power Consumption	19 mA
PCB Size	18 x 45 mm
Weight	7 g
Product Code	A000005

Figura 15 - Características de tarjeta de Arduino Nano.  
Fuente: [www.arduino.cc](http://www.arduino.cc)

Las conexiones que se harán con Arduino están representadas en la Figura 16, donde se pueden apreciar las distintas entradas que se utilizan, además de la alimentación del mismo.

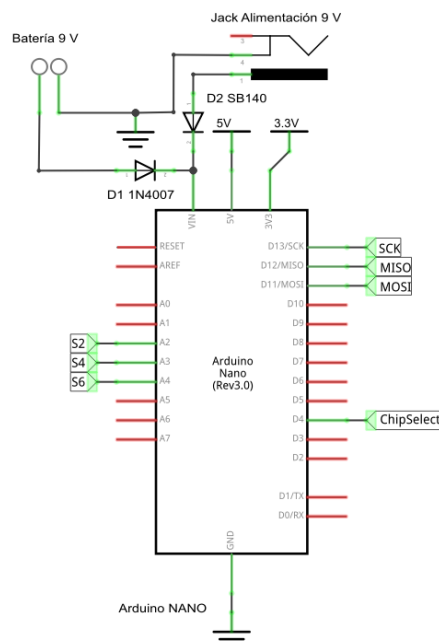


Figura 16 - Esquema eléctrico de tarjeta de Arduino.  
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 17 se puede apreciar una fotografía de la tarjeta Arduino Nano.

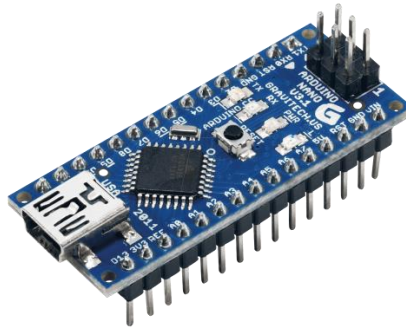


Figura 17 - Tarjeta Arduino Nano.  
Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.1.2 - Sensor de corriente

Estos sensores están basados en un transformador de corriente, el cual mide la corriente, que en este caso es alterna. Es el núcleo partido lo que facilita su instalación, ya que no es necesario cortar el suministro de la instalación.

Como cualquier transformador de corriente convencional tiene dos devanados, el primario y el secundario. En este caso, el primario va a ser el conductor por el cual va a circular la corriente que se pretende medir. En cambio, el devanado secundario está compuesto de espiras, las cuales están alojadas dentro del compartimento del transformador. En la Figura 18 se puede apreciar la forma que tiene:



Figura 18 - Sensor de corriente.  
Fuente: fabricante.

La corriente alterna que fluye por el primario va a producir un campo magnético en el núcleo que induce una corriente en el secundario. Esta corriente es proporcional y va a permitir conocer el valor de la corriente que se quiere estudiar.

Para poder utilizar la señal que proporciona el sensor se debe colocar una resistencia de carga para tener una señal de tensión, con la que se podrá trabajar posteriormente.

Para la conexión de los sensores se van a utilizar conectores como los mostrados en la Figura 19.



Figura 19 - Conectores utilizados en el montaje.  
Fuente: Elaboración propia.

Este será el esquema eléctrico de los conectores.

Entrada sensores

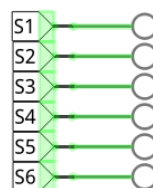


Figura 20 - Esquema eléctrico de las conexiones de los conectores con Arduino.  
Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.1.3 - Lector tarjeta microSD

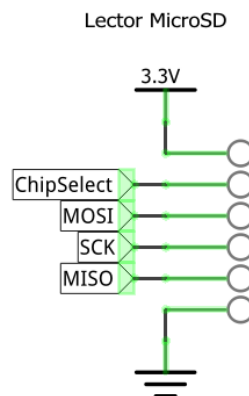
Para almacenar los datos se utilizará una tarjeta microSD, por lo que se precisa un lector para dicho propósito. En este módulo, vienen incorporados los pines necesarios para comunicarse con la tarjeta de Arduino además de su propia alimentación, que es a 3,3 V y se sacará de la tarjeta de Arduino.



Figura 21 - Fotografía de lector microSD.  
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 21 anterior, se puede apreciar una fotografía del módulo descrito.

Seguidamente está reflejado el esquema eléctrico de las conexiones con Arduino.



*Figura 22 - Esquema eléctrico de las conexiones con Arduino.  
Fuente: Elaboración propia.*

#### 6.1.1.4 - Fuente de alimentación

Para realizar la alimentación, se elige una fuente de corriente continua. Como se muestra en las características de la tarjeta de Arduino, el rango ideal de alimentación es de 7 – 12 V, por lo que la fuente seleccionada es de 9 V.

Cabe mencionar que los distintos componentes y el circuito acondicionador de señal están alimentados a través de la tarjeta de Arduino, la cual puede proporcionar una tensión de 5 y 3,3 V.

Para paliar una posible falta de alimentación porque la red cayera durante un instante, se ha decidido incorporar una batería de 9 V (ya que Arduino cuando le falta la alimentación se reinicia y se resetea el “reloj” interno que lleva implementado), que en caso de que falle la red, entra en funcionamiento. En el circuito implementado, solamente se considera la función de descarga de la batería, ya que se ha pensado para posibles interrupciones temporales en el suministro. El esquema que se muestra en la Figura 23 está compuesto por dos diodos, siendo uno mayor que el otro, para que normalmente solo conduzca el positivo de la fuente de alimentación, y en caso de que no llegue corriente por esa vía, comience a conducir la batería.

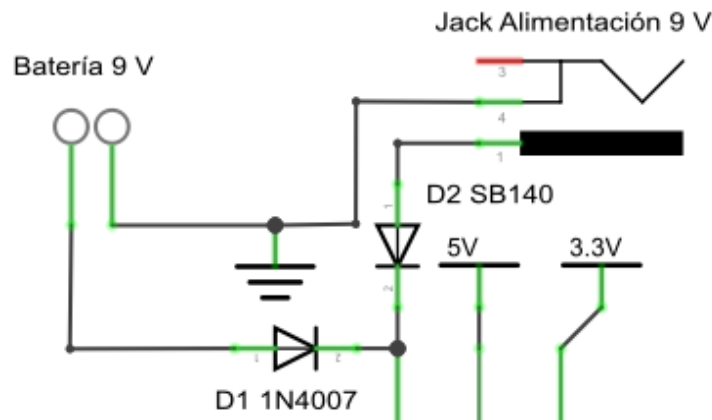


Figura 23 - Esquema eléctrico de la alimentación.  
Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.2 - Tratamiento de señal

La lectura de la señal proporcionada por cada sensor se hace mediante una entrada analógica de Arduino.

Estas entradas analógicas pueden leer señales con voltajes entre 0 y 5 voltios, por lo que debemos condicionar un circuito que permita obtener dicho voltaje de la salida de la pinza, ya que directamente no tenemos forma de conectarla a Arduino.

En la Figura 24 se muestra el esquema eléctrico que se debe elaborar para el condicionamiento de la señal. En los sucesivos puntos se explica por qué se debe realizar de este modo y se presentan los diferentes cálculos de los componentes.

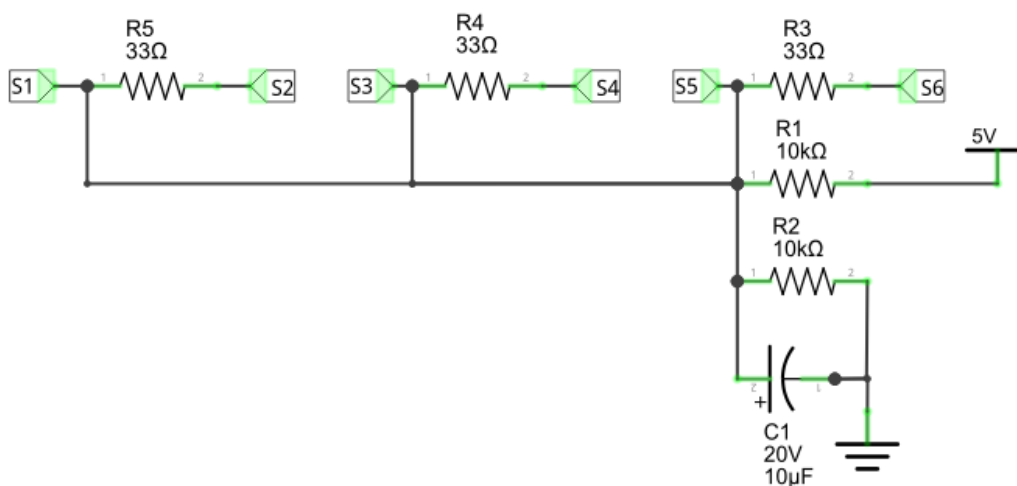


Figura 24 - Esquema eléctrico del circuito para acondicionar la señal.  
Fuente: Elaboración propia.



### 6.1.2.1 - Acondicionamiento de la señal

El sensor de corriente puede llegar a medir 100 A de corriente eficaz, pero en realidad la forma que tiene la onda para un valor eficaz de 100 A se corresponde a la mostrada en la Figura 25.

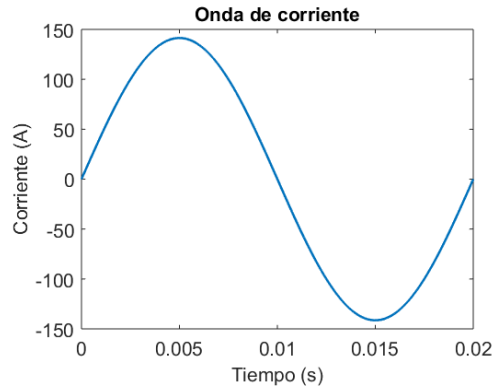


Figura 25 - Onda senoidal de una corriente eficaz de 100 A y 50 Hz.  
Fuente: elaboración propia.

Es decir, proporciona los valores de una onda mediante el devanado secundario del transformador y será en forma de corriente. Para convertirla a tensión hay que calcular el valor de la resistencia de carga, que se debe colocar a la salida de la pinza para que suministre tensión.

Lo primero será calcular la corriente de pico máxima que se puede obtener cuando la pinza mida una corriente eficaz de 100 A. En la Ecuación 2 se calcula el valor pico de corriente.

$$I_{\text{Primario}}^{\text{Pico}} = I_{\text{RSM}} \cdot \sqrt{2} = 100 \cdot \sqrt{2} = 141,4214 \text{ A}$$

Ecuación 2

Para calcular la corriente de pico que habrá en el secundario, primero se calcula el número de espiras que tiene la pinza, que se puede hallar con los datos que suministra el fabricante.

$$n^{\circ} \text{ espiras} = \frac{I_{\text{Primario}}}{I_{\text{Secundario}}} = \frac{100}{0,05} = 2000 \text{ espiras}$$

Ecuación 3

Ya se puede calcular la corriente de pico máxima en el secundario:

$$I_{\text{Secundario}}^{\text{Pico}} = \frac{I_{\text{Primario}}^{\text{Pico}}}{2000} = 0,0707 \text{ A}$$

Ecuación 4

Con el fin de maximizar la resolución de la medición, la tensión que pase a través de la resistencia de carga debe ser la mitad de la máxima que permite

Arduino, es decir 2,5 V. Esto se debe a que la señal tendrá valores positivos y negativos, por lo que se va a considerar el 2,5 V como el valor central de la señal, como se explicará posteriormente.

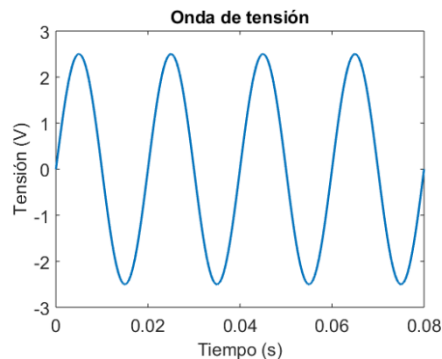
Ya están definidos todos los valores que se necesitan para calcular la resistencia de carga a colocar.

$$R_{carga} = \frac{2,5}{0,0707} = 35,36 \Omega$$

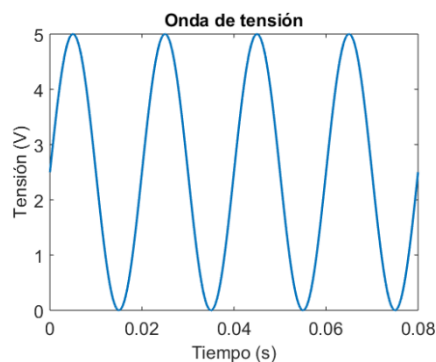
*Ecuación 5*

La resistencia de carga debería ser de 35,36  $\Omega$ , pero en el mercado no existen resistencias justo de ese valor, por lo que se elige la más próxima, que es de 33  $\Omega$  y así evita poner resistencias en serie o en paralelo para conseguir ese valor concreto.

Para acondicionar la señal, como se mencionó anteriormente, se va a implementar un divisor de tensión. El circuito se alimentará a 5 V desde el propio Arduino, y con el divisor de tensión se consigue que se alimente a la resistencia de carga a 2,5 V. La forma de onda es la mostrada en la Figura 26. A la entrada de Arduino llegará una señal que irá comprendida entre 0 y 5 V teóricamente y el centro de la onda se corresponde a 2,5 V, que se denominará  $V_0$ , se muestra en Figura 27.



*Figura 26 - Onda de tensión antes de ser acondicionada.  
Fuente: Elaboración propia.*



*Figura 27 - Onda de tensión acondicionada.  
Fuente: Elaboración propia.*

La señal, al haber colocado la resistencia de  $33 \Omega$ , va a perder un poco de resolución, es decir, los límites reales van a ser los siguientes:

$$V_{In}^{Pico} = V_0 + I_{Secundario}^{Pico} \cdot R_{Carga} = 2,5 + 0,0707 \cdot 33 = 4,8331 V$$

Ecuación 6

$$V_{In}^{Pico} = V_0 - I_{Secundario}^{Pico} \cdot R_{Carga} = 2,5 - 0,0707 \cdot 33 = 0,1669 V$$

Ecuación 7

Por lo tanto, analizando estos hechos, podemos decir que a la entrada analógica va a llegar una tensión comprendida entre 0,1669 y 4,8331 V en función de la corriente que pase por la pinza.

Los valores de las resistencias del divisor de tensión deben ser iguales, se han elegido de  $10 K\Omega$ , con el fin de que no circule mucha corriente por ellas y el consumo del dispositivo sea mínimo. Además, se ha añadido un condensador de  $10 \mu F$  para conseguir filtrar posibles ruidos y tener una señal de onda más estable.

Arduino en sus entradas analógicas maneja bits, por lo que se debe buscar una relación entre la tensión que medimos, los bits que lee Arduino y la lectura de la corriente que pretendemos medir.

Para relacionar la entrada con la corriente que se quiere medir hay que calcular una serie de relaciones, se van a mostrar a continuación.

#### Conversión de bits a tensión

Los bits que lee están comprendidos entre 0 y 1023; y la tensión de entrada entre 0 y 5 V. Como el máximo será de 4,8331 V, con proporcionalidad podemos obtener los bits máximos que llegará a leer.

$$\begin{array}{l} 1023 \text{ bits} \longrightarrow 5 V \\ x \text{ bits} \longrightarrow 4,8331 V \\ x = \frac{4,8331 \cdot 1023}{5} = 988,85 \end{array}$$

Ecuación 8

Con estos datos se pueden representar los bits frente a la tensión, es decir, una recta de pendiente constante. De este modo sacar la tensión en función de los bits. En la Figura 28 está representada la relación entre los bits y la tensión.

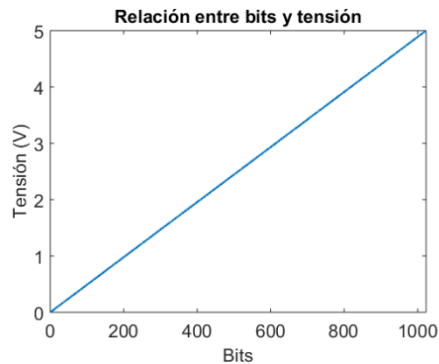


Figura 28 - Representación de la tensión en función de los bits.  
Fuente: Elaboración propia.

$$V' = \frac{4,8331}{988,85} \cdot bits = \frac{bits}{204,6}$$

Ecuación 9

Centrar la señal en “cero”

La tensión obtenida dará valores entre 0 y 5 V. Para centrarla simplemente haremos la operación inversa a cuando se explicó el montaje del circuito, le restaremos 2,5 y de ese modo se obtendrá una onda entre -2,5 y 2,5, obviamente centrada en 0.

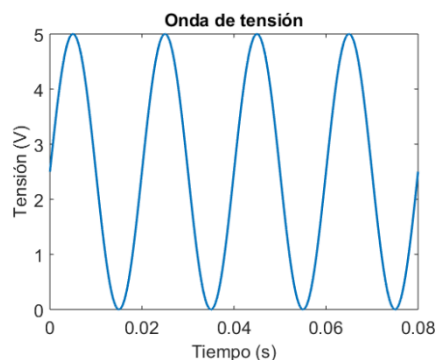


Figura 29 -Onda de tensión antes de ser acondicionada para la entrada analógica-  
Fuente: Elaboración propia.

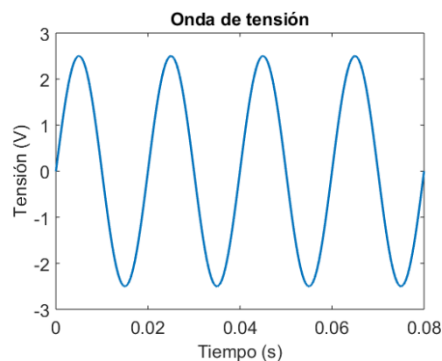


Figura 30 -Onda de tensión acondicionada para la entrada analógica.  
Fuente: Elaboración propia.

De este modo, la tensión final quedará definida con la siguiente Ecuación 10.

$$V = \frac{bits}{204,6} - 2,5$$

Ecuación 10

#### Conversión de tensión a corriente

Únicamente faltaría sacar la relación entre la tensión y la corriente que se pretende medir. Para ello, como en el caso anterior, se representa la corriente en función de la tensión. Esta es la recta que se aprecia en la Figura 31.

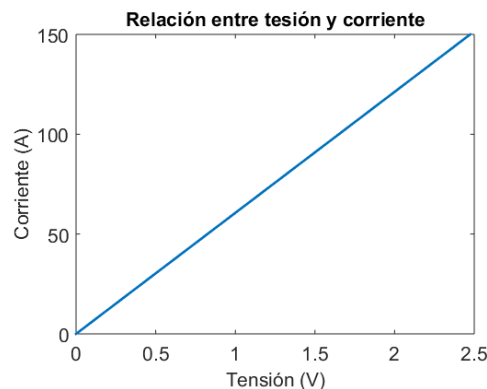


Figura 31 - Recta de la relación tensión y corriente.  
Fuente: Elaboración propia.

$$I = \frac{141,42}{2,3331} \cdot V = \frac{V}{60,61}$$

Ecuación 11

Ya se puede obtener mediante la corriente que proporciona el sensor una lectura real de lo que está midiendo.

En la Tabla 1 que se muestra a continuación, quedan reflejados los valores más significativos de cada una de las unidades.

Corriente Primario (A)	Corriente Secundario (A)	Tensión Entrada (V)	Tensión Centrada (V)	Bits
141,42	0,0707	4,8331	2,3331	988
0	0	2,5	0	511
-141,42	-0,0707	0,1669	-23.331	34

Tabla 1 - Resumen con resultados más significativos.  
Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.3 - Cálculo de magnitudes

#### 6.1.3.1 - Corriente eficaz

Una vez que tenemos la onda en valores reales de la corriente que se desea medir, tenemos que calcular el valor eficaz de la misma. Para ello se utiliza la Ecuación 12.

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_1^N I^2}{N}}$$

Ecuación 12

Para implementar esto en Arduino se ha programado una función, la cual tendrá como entrada los valores que proporciona cada uno de los sensores de corriente en la entrada analógica correspondiente. Como salida, esta función proporciona la corriente eficaz, que será calculada cada 300 milisegundos.

#### 6.1.3.2 - Potencia

La potencia se calculará estimando que tenemos una tensión constante de 230 V, que es la que hay entre cada fase y el neutro de nuestra instalación.

Además, se ha sometido el dispositivo a pruebas con distintas medidas en el laboratorio para determinar la veracidad de las medidas. Definiendo, con los datos reales y los datos leídos por el dispositivo, un coeficiente por el que se multiplicará el valor de la potencia de cada fase. De este modo ajustaremos la medida del posible error que se produce al tratar la señal captada por el sensor.

En este caso, como la instalación tiene incorporada un sistema para corregir el factor de potencia, el  $\cos \varphi$  se mantiene constante, por lo que los valores de potencia se multiplican también por este valor, que se corresponde a 0,95.

Los datos de corriente y potencia se van a almacenar en un fichero que estará alojado en una tarjeta microSD, lo cual permite que se pueda extraer cómodamente.

Para no tener demasiados datos, y que estos no sean demasiado relevantes para los cálculos que se pretende determinar posteriormente, solamente se almacenarán en el caso de que haya una variación en la corriente de  $\pm 0,5$  A.

#### 6.1.3.3 - Energía

La energía se ha determinado en cada hora del día. Esto se ha conseguido calculando el tiempo que hay entre cada medida de potencia que se ha almacenado en el fichero. Ese tiempo multiplicado por el valor de la potencia da la energía en ese intervalo de tiempo.

Para obtener el calor de energía en cada hora, hay que sumar cada uno de los valores de cada intervalo en una variable. Esta se almacenará en otro fichero de la tarjeta microSD, y se hará en el minuto 59 y segundo 59 de cada una de las horas del día. Por lo que, para la hora siguiente, es decir en el minuto 0 y segundo 0 esta variable se pondrá a cero, para empezar a almacenar la energía de nuevo.

#### 6.1.4 - Diseño de placa impresa

La placa impresa se ha diseñado con el programa Fritzing, creando en primer lugar el esquema eléctrico del circuito. Seguidamente se ha realizado el diseño de la PCB, es decir, la ordenación de los componentes y la creación de las pistas.

Una vez que está realizado el diseño de la PCB, se prepara el fotolito de la capa de soldadura y la plantilla para hacer los taladros para los componentes.

##### 6.1.4.1 - Esquema eléctrico

Este es el esquema eléctrico realizado, que se compone de las partes mostradas en los puntos anteriores.

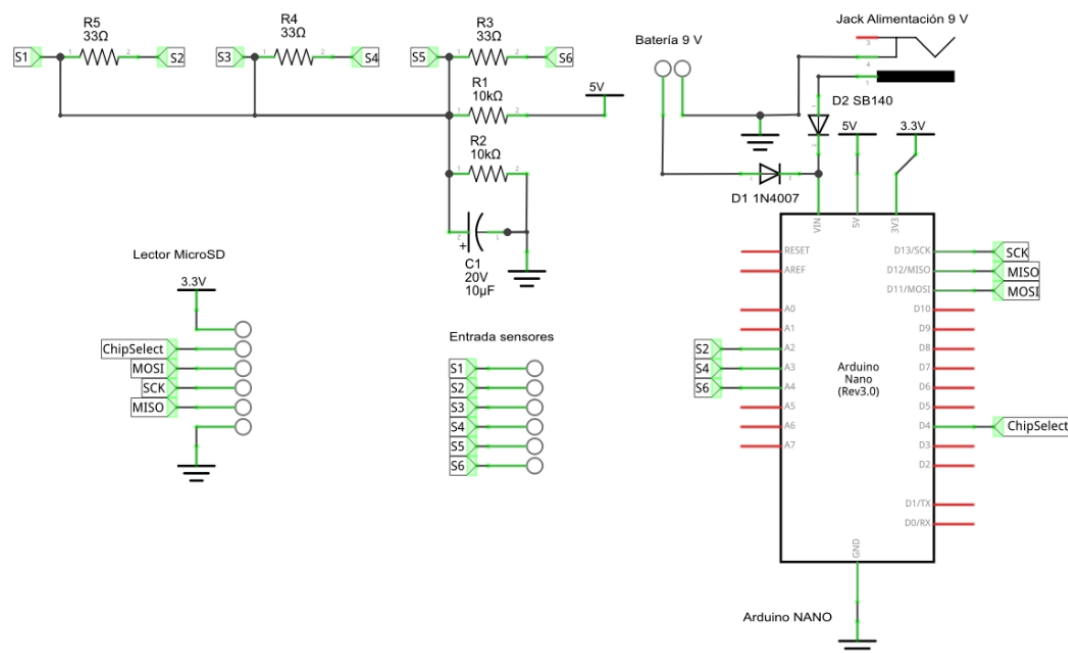


Figura 32 - Esquema eléctrico completo de la PCB.  
Fuente: Elaboración propia

##### 6.1.4.2 - Realización de los taladros

Los taladros se han realizado con una taladradora de control numérico (CNC), que con el diseño de la plantilla mostrada en la Figura 33 realiza los puntos sobre los taladros.

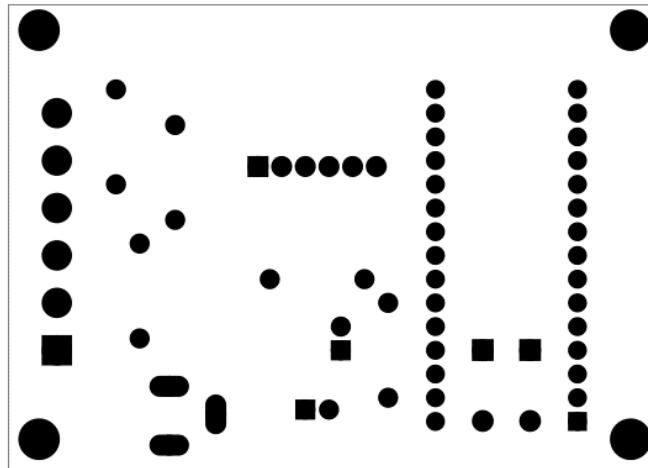


Figura 33 - Taladros realizados en la placa.  
Fuente: Elaboración propia

#### 6.1.4.3 - Realización de pistas

Con el fotolito de la capa de soldadura se va a realizar el marcado de las pistas en la placa. Para ello se ha utilizado una placa fotosensible de fotolito positivo.

En la Figura 34 se muestra el diseño del fotolito.

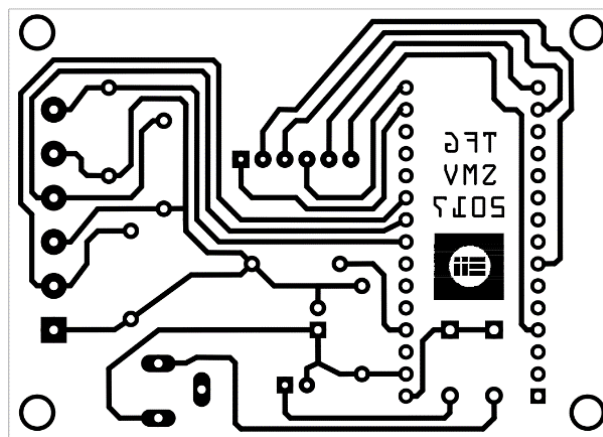


Figura 34 - Fitolito de cara de soldadura de PCB.  
Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar, se ha realizado el velado de la placa con una insoladora<sup>2</sup>; en segundo lugar, se ha revelado con un producto llamado revelador y, por último, se hace el atacado de las partes que se desean eliminar.

---

<sup>2</sup> Es un equipo para impresionar las placas impresas. Está compuesto por un haz de luz, que normalmente suele ser UVA, aunque en este caso se ha realizado con luz fluorescente blanca, ya que el aparato es de fabricación propia.



6.1.4.4 - Realización de soldadura de componentes

En la capa de componentes encontramos la disposición de los mismos en ella. En la Figura 35 queda reflejado.

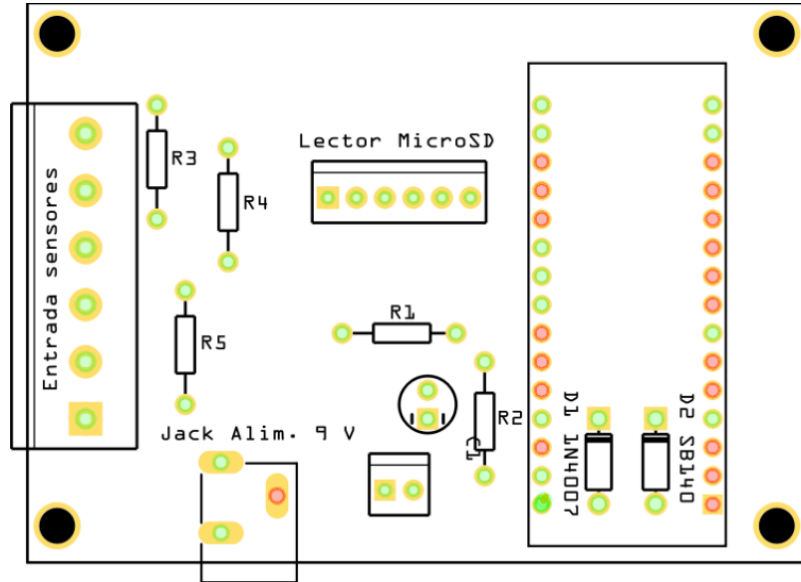


Figura 35 - Capa de componentes.  
 Fuente: Elaboración propia.

En las Figura 36 y Figura 37 se observa el resultado final de los componentes soldados, desde la parte inferior y superior de la placa.

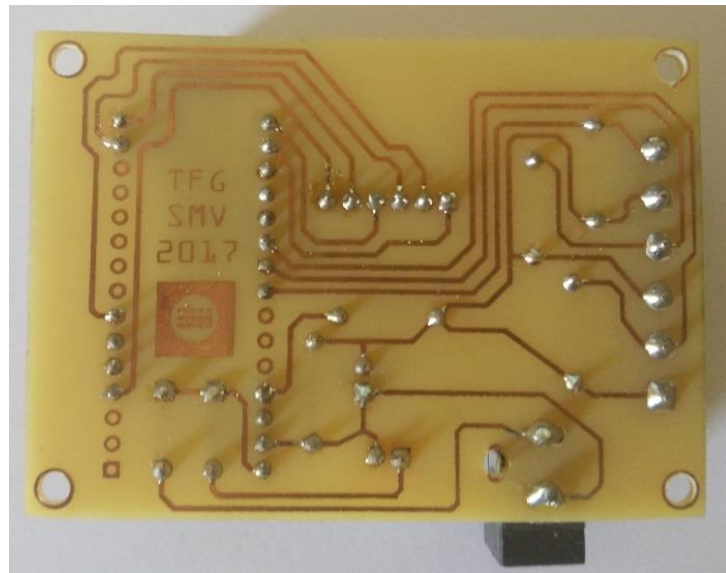


Figura 36 - Placa vista desde la parte inferior con los componentes soldados.  
 Fuente: Elaboración propia.

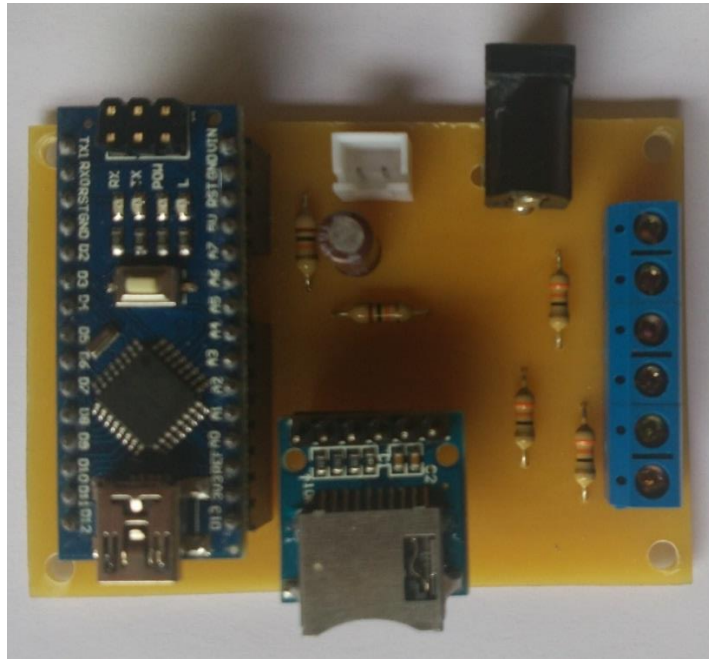


Figura 37 - Placa vista desde la parte superior con los componentes.  
Fuente: Elaboración propia

#### 6.1.5 - Diseño de carcasa

Se ha diseñado una carcasa para alojar la PCB con el fin de que esté protegida y de que no se pueda manipular nada más que lo necesario, como puede ser la extracción de la tarjeta MicroSD o cargar un nuevo programa a la placa de Arduino, además de suministrarle la alimentación.

Para dicho diseño se ha utilizado el programa de software CatiaV5. Y posteriormente se ha fabricado mediante una impresora 3D.

A continuación, se muestra el diseño de la carcasa desde diferentes perspectivas.

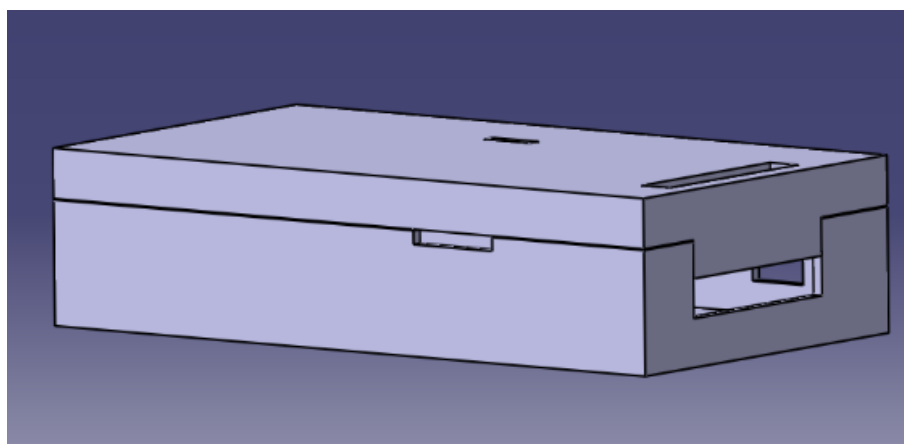


Figura 38 - Vista frontal de la carcasa.  
Fuente: Elaboración propia.

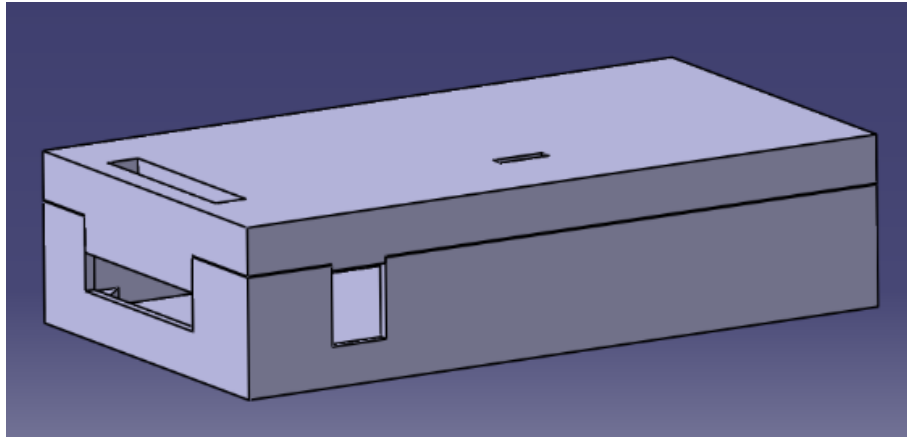


Figura 39 -Vista trasera de la carcasa.  
Fuente: Elaboración propia

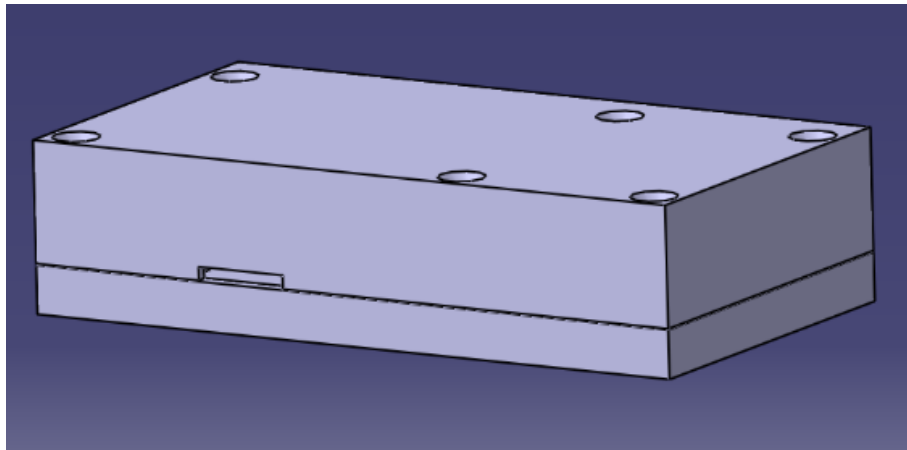


Figura 40 - Vista frontal de la carcasa desde abajo.  
Fuente: Elaboración propia.

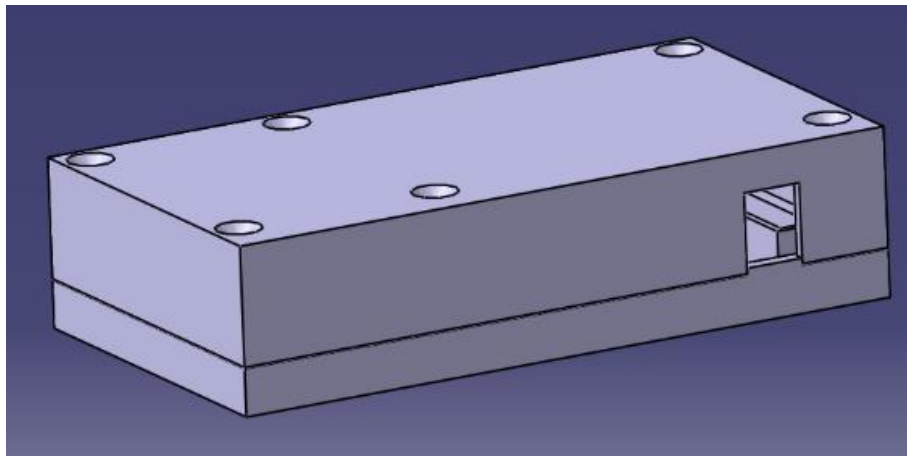


Figura 41 - Vista trasera de la carcasa desde abajo.  
Fuente: Elaboración propia.

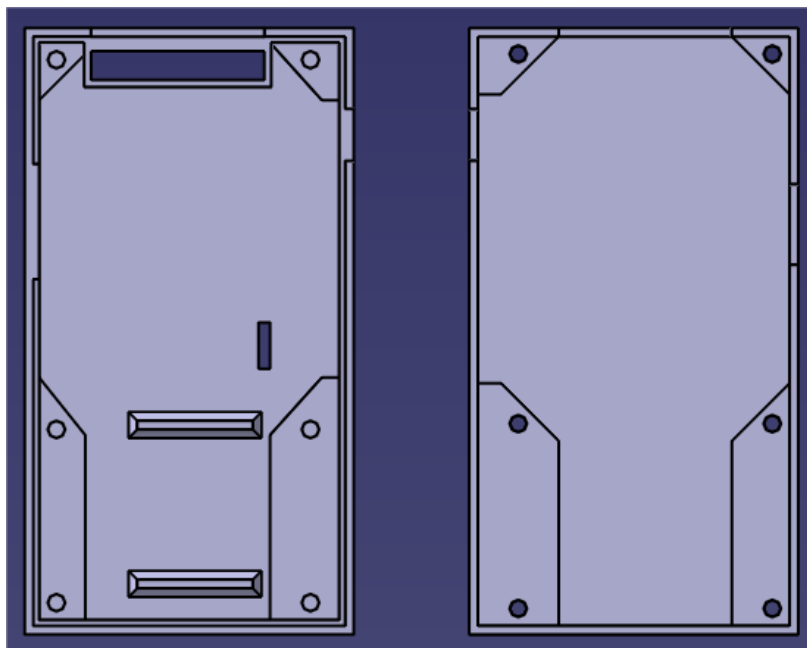


Figura 42 - Vista en planta del interior de la carcasa.  
Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.6 - Lista de materiales

Para construirlo se han utilizado los materiales que se enumeran en la Tabla 2, que se muestra a continuación:

Unidades	Componentes
1	Placa Arduino Nano ATmega 328
1	Lector de microSD
3	Resistencias de 33 $\Omega$
2	Resistencias de 10 K $\Omega$
1	Condensadores de 10 $\mu$ F
3	Conectores de 2 pines
1	Zócalo de 40 pines hembra
1	Placa de cobre virgen fotosensible
1	Conector para fuente de alimentación
1	Fuente de alimentación de 9 V
3	Sensores de corriente
1	Conector de 2 pin tipo JST
6	Tornillos con cabeza avellanada de métrica M3
1	Diodo 1N4007
1	Diodo SB140
1	Batería 9 V 300 mAh

Tabla 2 - Lista de materiales utilizados.  
Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.7 - Resultado final y pruebas

Una vez realizada la programación, la construcción de la PCB y la soldadura de los componentes, se procede a insertarlo en la carcasa construida. En las siguientes fotografías se puede apreciar el resultado final del mismo.



Figura 43 - Fotografía del resultado final del dispositivo.  
Fuente: Elaboración propia.



Figura 44 - Fotografía del resultado final del dispositivo.  
Fuente: Elaboración propia.

Para comprobar que el funcionamiento es correcto, se hicieron mediciones en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingenierías Industriales, donde se verificó si las mediciones que se recogían mediante el dispositivo se correspondían con los valores reales.

En este análisis se comprobó que las medidas obtenidas tenían valores un poco por encima de los reales, por lo que se recogieron diferentes medidas y se calculó el cociente entre el valor real y el obtenido por el dispositivo. Este cociente dio como resultado en todas las medidas un valor muy igualado, por lo que se decidió multiplicar ese factor por las mediciones que realiza el dispositivo. Por lo que se da como válido para ponerlo en funcionamiento en la instalación para poder realizar el estudio de consumo.

## 6.2 - Estimación de demanda energética anual

Con el dispositivo construido y descrito anteriormente, se procedió a instalarlo en la acometida de la instalación eléctrica que alimenta el complejo. Simplemente hay que conectar las pinzas a cada una de las fases, con el fin de medir la corriente que circula por cada una de ellas y así poder estimar el consumo.

En el fichero de energía, se dispone de la energía consumida por la instalación en cada hora del día, y para cada uno de los días en los que ha estado instalado.

Como también se dispone del histórico de facturas del año 2016, se hará una estimación de la variación del consumo a lo largo del año, teniendo como base los datos recogidos en la propia instalación.

### 6.2.1 - Análisis de histórico de facturas

Analizando la factura proporcionada por la comercializadora de energía, vemos que la tarifa que tienen contratada se corresponde a la 3.0.

Esta tarifa diferencia tres periodos de consumo, dependiendo de las horas del día, y a su vez hace distinción entre invierno y verano. Cada uno de estos periodos se denomina “valle”, “llano” y “punta”. Se refleja en la Figura 45.

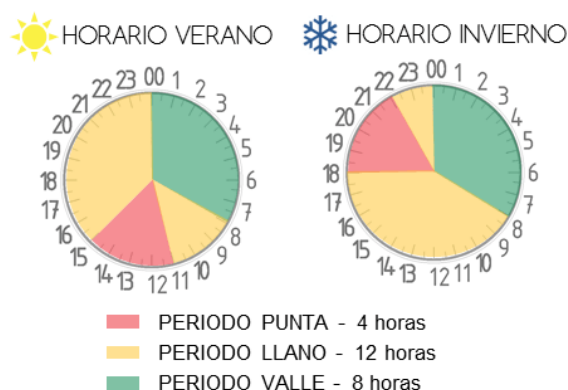


Figura 45 - Distinción de los tres periodos en función de la estación.  
Fuente: [www.potenciaelectrica.es](http://www.potenciaelectrica.es)

Se han recogido los consumos de cada una de las facturas en la Tabla 3 mostrada a continuación:

Periodo			Energía consumida (kWh)		
Inicio	Fin	Días	Punta	Llano	Valle
01/01/2016	15/01/2016	15	360	908	535
16/01/2016	12/02/2016	28	669	1656	1022
13/02/2016	10/03/2016	27	608	1597	955
11/03/2016	13/04/2016	34	674	2152	1232
14/04/2016	16/05/2016	33	599	2178	1177
17/05/2016	09/06/2016	24	514	1671	883
10/06/2016	14/07/2016	35	1075	3300	1360
15/07/2016	12/08/2016	29	1078	3188	1187
13/08/2016	14/09/2016	33	1260	3531	1345
15/09/2016	17/10/2016	33	718	2663	1230
18/10/2016	14/11/2016	28	559	1668	903
15/11/2016	16/12/2016	32	703	1830	1056
17/12/2016	31/12/2016	15	349	919	527

*Tabla 3 - Consumos correspondientes a cada factura.  
Fuente: Elaboración propia.*

Como las facturas suministradas por la compañía comercializadora no tienen un patrón determinado de días, con los datos mostrados en la tabla anterior se puede realizar una media del consumo mensual para cada uno de los periodos. Para ello se tienen en cuenta los días facturados de cada en las facturas y el consumo de cada uno de los periodos. En la Tabla 4 queda recogido el consumo periódico y total de cada mes.

Energía media mensual (kWh)				
Mes	Punta	Llano	Valle	Total
Enero	519	1294	786	2600
Febrero	633	1621	983	3237
Marzo	653	1973	1143	3768
Abril	632	2167	1201	3999
Mayo	558	1933	1035	3525
Junio	907	2811	1217	4935
Julio	1077	3239	1265	5580
Agosto	1190	3398	1284	5872
Septiembre	971	3068	1284	5323
Octubre	646	2214	1082	3942
Noviembre	636	1754	985	3375
Diciembre	532	1389	800	2721

*Tabla 4 - Estimación del consumo mensual por periodos.  
Fuente: Elaboración propia.*



También podemos obtener una media del consumo horario, teniendo en cuenta la discriminación horaria de la tarifa contratada que se ha mencionado anteriormente. Estos datos quedan recogidos en la Tabla 5 y permitirán realizar posteriormente el cálculo del factor horario.

Energía media horaria de cada mes (kWh)			
Mes	Punta	Llano	Valle
Enero	4,19	3,48	3,17
Febrero	5,46	4,66	4,24
Marzo	5,26	5,30	4,61
Abril	5,26	6,02	5,00
Mayo	4,50	5,20	4,17
Junio	7,56	7,81	5,07
Julio	8,68	8,71	5,10
Agosto	9,59	9,14	5,18
Septiembre	8,09	8,52	5,35
Octubre	5,21	5,95	4,36
Noviembre	5,30	4,87	4,10
Diciembre	4,29	3,73	3,23

Tabla 5 - Energía media consumida en cada hora en función del periodo.  
Fuente: Elaboración propia.

### 6.2.2 - Análisis de datos capturados

De todos los datos capturados, solamente vamos a utilizar el fichero de energía, ya que proporciona datos sobre la energía consumida en cada hora del día.

Analizando dichos datos, se observa que son muy similares los consumos de cada día, por lo que se procede a hacer una media del consumo horario con los datos de todos los días recogidos.

En la Tabla 6 mostrada, quedan reflejados los consumos medios de cada una de las horas de un día en concreto. De esta forma almacena los resultados el dispositivo, además de la fecha, que en este caso ha sido omitida, ya que solamente está representado un día. Posteriormente se ha realizado una media con todos los días capturados.



<b>Consumo diario</b>			
Hora	Energía (W/h)	Hora	Energía (W/h)
0:59:59	6759,26	12:59:59	7678,75
1:59:59	6437,87	13:59:59	7269,67
2:59:59	6633,63	14:59:59	7354,88
3:59:59	6893,32	15:59:59	6780,58
4:59:59	6160,01	16:59:59	7203,17
5:59:59	9010,90	17:59:59	9440,60
6:59:59	8010,11	18:59:59	8703,57
7:59:59	6467,02	19:59:59	9498,40
8:59:59	6165,23	20:59:59	9432,28
9:59:59	7007,85	21:59:59	8999,45
10:59:59	7286,22	22:59:59	7895,35
11:59:59	6565,90	23:59:59	6501,31

*Tabla 6 - Consumo energético de un día.  
Fuente: Elaboración propia.*

Como se ha indicado anteriormente, se realiza una media de la energía consumida en cada una de las horas para todos los días que ha estado capturando y da como resultado la Tabla 7. Es lo que se utilizará en apartados posteriores para estimar la demanda energética a lo largo del año.

<b>Consumo horario medio</b>			
Hora	Energía (kW/h)	Hora	Energía (kW/h)
0:59:59	6,17	12:59:59	7,09
1:59:59	6,08	13:59:59	6,61
2:59:59	6,38	14:59:59	6,51
3:59:59	6,36	15:59:59	6,55
4:59:59	5,96	16:59:59	6,67
5:59:59	8,07	17:59:59	8,13
6:59:59	6,90	18:59:59	7,67
7:59:59	6,71	19:59:59	6,72
8:59:59	7,11	20:59:59	7,24
9:59:59	7,16	21:59:59	6,98
10:59:59	8,61	22:59:59	6,59
11:59:59	7,22	23:59:59	6,03

*Tabla 7 - Consumo horario medio de los días capturados.  
Fuente: Elaboración propia.*

### 6.2.3 - Estimación de la variación de consumo a lo largo del año

Para realizar una estimación lo más aproximada posible, se va a calcular un factor horario que permitirá hacer una extrapolación de los datos capturados en la instalación.

Dicho factor se calculará con la Ecuación 13, tomando como consumo base el correspondiente al mes de mayo, que es en el cual se ha realizado la captura de datos. Se obtendrán tres factores para cada mes, correspondiéndose cada uno de ellos a cada periodo de facturación, para así poder hacer una estimación más exacta.

$$\text{Factor horario} = \frac{\text{consumo horario}}{\text{consumo horario base}}$$

Ecuación 13

En la Tabla 8 que se muestra a continuación quedan recogidos estos factores, de acuerdo a cada periodo y para cada mes del año.

Factor horario			
Mes	Punta	Llano	Valle
Enero	0,93	0,67	0,76
Febrero	1,21	0,90	1,02
Marzo	1,17	1,02	1,10
Abril	1,17	1,16	1,20
Mayo	1,00	1,00	1,00
Junio	1,68	1,50	1,22
Julio	1,93	1,68	1,22
Agosto	2,13	1,76	1,24
Septiembre	1,80	1,64	1,28
Octubre	1,16	1,15	1,05
Noviembre	1,18	0,94	0,98
Diciembre	0,95	0,72	0,77

Tabla 8 - Factores calculados para la extrapolación de consumos.  
Fuente: Elaboración propia.

Así, considerando que todos los días de cada mes son iguales, se puede estimar el consumo de cada hora del día para todos los meses del año haciendo una extrapolación con los factores calculados de la Tabla 8 y el consumo medio reflejado en la Tabla 7 que se ha obtenido con los datos capturados.

Con la siguiente expresión se calcula la estimación de energía para cada hora y a su vez para cada uno de los meses.

$$\text{Estimación de energía} = \text{energía capturada} \cdot \text{factor horario}$$

Ecuación 14

Los resultados obtenidos de acuerdo a la Ecuación 14 quedan reflejados en la Tabla 9.

Estimación de consumo diario para cada mes (kWh)												
Horas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	4,69	6,26	6,81	7,40	6,17	7,50	7,54	7,66	7,91	6,45	6,07	4,77
2	4,62	6,17	6,71	7,29	6,08	7,38	7,43	7,54	7,79	6,36	5,97	4,70
3	4,85	6,48	7,05	7,65	6,38	7,75	7,80	7,92	8,18	6,67	6,27	4,93
4	4,83	6,45	7,02	7,62	6,36	7,73	7,77	7,89	8,15	6,65	6,25	4,92
5	4,53	6,05	6,58	7,15	5,96	7,25	7,29	7,40	7,64	6,24	5,86	4,61
6	6,13	8,19	8,91	9,67	8,07	9,80	9,86	10,01	10,34	8,44	7,93	6,24
7	5,25	7,01	7,62	8,28	6,90	8,39	8,44	8,56	8,85	7,22	6,79	5,34
8	5,10	6,81	7,41	8,05	6,71	8,16	8,21	8,33	8,60	7,02	6,60	5,19
9	4,76	6,37	6,37	8,23	7,11	10,68	11,91	12,49	11,66	8,14	6,67	5,11
10	4,79	6,42	7,31	8,30	7,16	10,76	12,00	12,59	11,75	8,20	6,72	5,15
11	5,76	7,72	8,79	9,97	8,61	12,94	14,42	15,13	14,12	9,86	8,07	6,19
12	4,83	6,47	7,37	8,44	7,22	12,12	13,93	15,39	12,98	8,36	6,77	5,19
13	4,75	6,36	7,24	8,30	7,09	11,92	13,69	15,13	12,76	8,22	6,65	5,10
14	4,43	5,93	6,75	7,73	6,61	11,10	12,76	14,09	11,89	7,66	6,20	4,75
15	4,36	5,84	6,65	7,62	6,51	10,94	12,57	13,89	11,71	7,54	6,11	4,68
16	4,39	5,88	6,69	7,59	6,55	9,85	10,98	11,53	10,75	7,51	6,15	4,71
17	4,46	5,98	6,81	7,72	6,67	10,02	11,17	11,72	10,94	7,64	6,25	4,79
18	5,44	7,29	8,30	9,42	8,13	12,22	13,63	14,30	13,34	9,31	7,63	5,84
19	7,14	9,31	8,97	8,88	7,67	11,53	12,85	13,48	12,58	8,78	9,03	7,31
20	6,26	8,15	7,86	7,79	6,72	10,10	11,26	11,82	11,02	7,70	7,91	6,41
21	6,74	8,79	8,47	8,39	7,24	10,88	12,13	12,73	11,88	8,29	8,53	6,90
22	6,50	8,47	8,17	8,09	6,98	10,49	11,70	12,28	11,45	8,00	8,22	6,66
23	4,41	5,91	6,73	7,63	6,59	9,91	11,04	11,59	10,81	7,55	6,18	4,74
24	4,04	5,41	6,16	6,99	6,03	9,07	10,11	10,61	9,89	6,91	5,66	4,34

Tabla 9 - Estimación del consumo diario para cada mes.  
Fuente: Elaboración propia.

Ya tenemos la estimación de demanda a lo largo del año, para poder realizar el dimensionado.

Además, en función de las horas en las que no hay radiación, se van a estimar los consumos nocturnos. Posteriormente, se utilizarán para estimar la autonomía de las baterías.

Estimación del consumo nocturno diario para cada mes (kWh)												
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
75,42	92,65	89,44	75,99	57,79	70,71	82,82	97,41	105,07	88,03	97,77	77,69	

Tabla 10 - Estimación de los consumos nocturnos diarios para cada mes.  
Fuente: Elaboración propia.

### 6.3 - Estimación de la potencia máxima

La instalación actualmente tiene una potencia contratada de 17 kW, aunque no tiene límite fijado, debido a que en algunas épocas del año precisa una mayor potencia.

En la Tabla 11 mostrada a continuación, están recogidos los datos de las potencias máximas facturadas mensualmente en cada uno de los periodos, obtenidos del histórico anual.

Potencia máxima facturada (kW)			
Mes	Punta	Llano	Valle
Enero	17,32	17,32	17,32
Febrero	17,32	17,32	17,32
Marzo	17,32	17,32	17,32
Abril	17,32	17,32	17,32
Mayo	17,32	17,32	17,32
Junio	17,32	17,32	17,32
Julio	17,32	23,63	17,32
Agosto	17,32	29,62	17,32
Septiembre	26,62	29,62	17,32
Octubre	17,32	32,62	17,32
Noviembre	17,32	20,62	17,32
Diciembre	17,32	17,32	17,32

Tabla 11 - Potencia máxima facturada en cada periodo al mes.  
Fuente: Elaboración propia.

Con estos datos, se puede prever la potencia máxima que va a demandar la instalación. Ya que, aunque el consumo medio no llegue a estos valores, habrá ocasiones en los que haya picos de potencia, y el inversor debe proporcionarlos.

## CAPITULO 7. CÁLCULOS Y DIMENSIONADO

---

Para dimensionar la instalación, utilizaremos la estimación de demanda energética y de potencia máxima que se han obtenido anteriormente.

Con el fin de realizar un estudio previo para estimar la rentabilidad económica de la instalación con varias alternativas se va a utilizar un software de simulación llamado “HOMER Energy”. Este software permite introducir las características de la instalación, incluso varios valores de los componentes. También determina cuál es la mejor opción de todas económicamente hablando. Al programa se le insertarán los costes aproximados de los componentes de la instalación, de mantenimiento anuales, de remplazo para el caso de las baterías y de combustible del grupo electrógeno.

Una vez que se le han insertado los datos de entrada, el programa simula todas las situaciones posibles y da todas las opciones que ha barajado, ordenadas según un criterio económico, teniendo en cuenta un periodo de 25 años.

En este caso particular, aunque el propósito del trabajo es hacer un estudio de una instalación solar fotovoltaica para cubrir la demanda, como se ha barajado la posibilidad de tener un grupo electrógeno de apoyo, para momentos críticos donde no haya suficiente energía proporcionada por los paneles o baterías, se va a meter en el mix de generación, aunque más adelante se detallará este criterio.

El programa también muestra el porcentaje anual de generación con tecnologías renovables, por lo que entre las soluciones que ofrece, se escogerán las que tengan el porcentaje más alto. De este modo, después de realizar la simulación, se van a representar algunas de las diferentes propuestas ofrecidas por el programa. Posteriormente, se harán los cálculos precisos para así definir y dimensionar la instalación.

El por qué de hacer uso de este programa es encontrar una solución óptima que englobe un equilibrio entre costes e inserción de renovables, y además de analizar el comportamiento de los diferentes elementos.

### 7.1 - Cálculos previos

Se han determinado algunas magnitudes necesarias para realizar el dimensionado de la instalación solar.

#### 7.1.1 - Ángulo de acimut

La cubierta donde se pretenden poner los paneles fotovoltaicos es a dos aguas y su orientación es prácticamente Este – Oeste. Denominaremos a la

vertiente orientada hacia el Este “vertiente A” y la orientada hacia el Oeste “vertiente B”.

Estudiando las diferentes posibilidades que existen para la colocación de los paneles fotovoltaicos, se ha elegido colocarlos en el ala Este. Inicialmente, se barajó la posibilidad de tener doble orientación, pero después de realizar varias simulaciones con “HOMER Energy”, las opciones más favorables tenían toda la superficie de captación en la cubierta Este.

Esto tiene una parte contradictoria, ya que la producción podría ser más estable a lo largo del día, pero está justificado como se verá en las gráficas de los apartados siguientes, porque las baterías están parcialmente descargadas al inicio del día, cuando comienza a haber radiación interesa cargarlas cuanto antes, es decir, se necesita más superficie en la orientación Este, ya que se debe cubrir la demanda y, además, cargar las baterías.

El ángulo de acimut se ha calculado desde la aplicación que facilita el sitio web del catastro, donde se permite hacer mediciones desde la vista aérea. En la siguiente figura está reflejada la vista aérea.

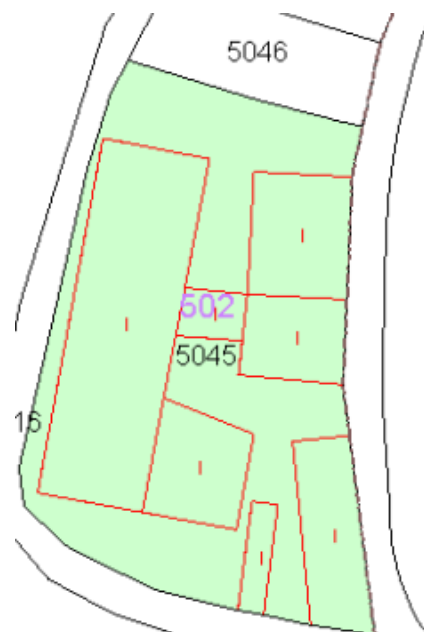


Figura 46 - Vista aérea de la parcela.  
Fuente: [www1.sedecatastro.gob.es](http://www1.sedecatastro.gob.es).

Con las cotas obtenidas se realizan los cálculos.

$$\alpha_{\text{vertiente A}} = -90 + \arccos \frac{15,65}{16} = -77,99 \cong -78 \text{ grados}$$

Ecuación 15

Ya se dispone de la orientación de la cubierta, que servirá para extraer los datos de radiación.

### 7.1.1 - Ángulo de inclinación de los paneles

La inclinación de los paneles va a ser la misma que la que tiene la cubierta, para no tener cargas por viento y, además, adaptarse mejor al entorno.

Se han realizado mediciones en el propio lugar para calcular la inclinación de cada una de las vertientes.

De este modo, el ángulo de inclinación se calcula con la Ecuación 16:

$$\beta_{\text{vertiente A}} = \arctg \frac{\text{altura}}{\text{medida A}} = \arctg \frac{2}{9,5} = 11,89 \cong 12 \text{ grados}$$

*Ecuación 16*

Con el cálculo de estos ángulos se podrá extraer de la base de datos correspondiente la radiación.

La razón por la que únicamente se hayan realizado los cálculos de ángulos de la vertiente A, radica en que finalmente no se van a colocar paneles sobre la cubierta B. Este aspecto aparece justificado más adelante.

### 7.1.2 - Sombras

En la actualidad no se contemplan zonas de sombras por edificios o vegetación. Además, no hay proyección de que puedan existir, ya que las futuras construcciones que puedan realizarse estarán en concordancia con el resto de edificaciones del municipio, con el añadido de que las zonas colindantes son pertenencia del mismo propietario de la explotación.

### 7.1.3 - Datos de radiación solar

Los datos de radiación solar se han obtenido de una base de datos que recoge el Instituto de Energía y Transporte de la Comisión Europea, del denominado Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS). A través de su página web, se pueden descargar los datos de radiación a lo largo del día para cada uno de los meses. Para obtener estos datos, se selecciona el continente, a continuación, se insertará la localización geográfica donde va a estar situada la instalación y los datos de ángulos de inclinación y de acimut.

A continuación, están recogidos los datos de irradiancia media horaria para la orientación de la cubierta A.

Irradiancia media horaria Este (W/m <sup>2</sup> )												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	25	126	167	151	53	0	0	0	0
7	0	0	104	217	302	357	363	269	139	20	69	0
8	45	153	297	378	460	535	568	484	343	199	210	21
9	180	301	440	506	586	681	740	667	518	361	308	165
10	266	406	537	593	672	785	863	801	646	479	365	256
11	315	465	589	639	718	841	932	876	718	545	380	307
12	326	477	597	645	723	848	942	889	731	559	353	320
13	304	445	564	614	690	809	896	842	689	523	291	296
14	250	374	494	548	624	728	799	740	595	442	201	239
15	172	271	391	453	526	611	657	593	460	326	99	158
16	81	150	262	333	403	466	486	416	299	188	34	70
17	26	56	124	199	266	307	301	231	136	71	0	16
18	0	6	50	88	131	154	132	81	42	14	0	0
19	0	0	0	21	57	0	42	23	3	0	0	0
20	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12 - Datos de irradiancia de la orientación Este.  
Fuente: PVGIS.

## 7.2 - Proceso de simulación

Como se ha adelantado previamente, lo primero que se hará para poder realizar la simulación será insertar los datos de la demanda que se ha estimado previamente. El programa muestra una gráfica de dicha demanda para cada uno de los meses, se corresponde a la Figura 48 representada más adelante.

Además, también se insertarán los datos de radiación de la zona en la que se está realizando el estudio. Al igual que la demanda, también muestra la producción media anual de los módulos fotovoltaicos para cada uno de los meses, que se podrá observar en la Figura 49.

El siguiente paso será hacer la configuración de la instalación, es decir, insertar los componentes que la van a componer. En este caso estará compuesta por el inversor, el grupo electrógeno, el banco de baterías y los



paneles fotovoltaicos. El programa contiene una librería de componentes, que, en algunos casos, como los paneles se corresponden con los elegidos, pero en otros casos, en los que no se corresponden con las características que se necesitan, permite crearlos y de este modo hacer el proyecto con las características reales.

En la Figura 47 está representado el esquema que se ha implementado en el programa.

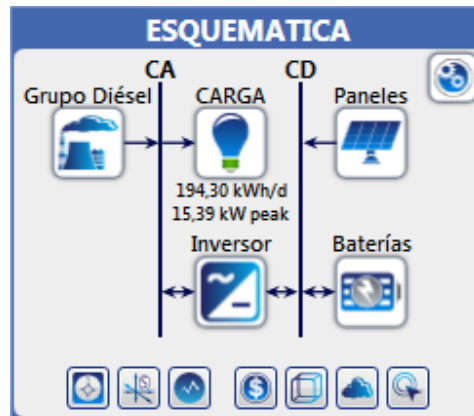


Figura 47 - Esquema general de la instalación configurado en "HOMER Energy".  
Fuente: HOMER Energy.

Cuando ya está realizada la configuración de la instalación, se incluyen los precios de los elementos, tanto los de inversión, como los de posible remplazo previsto, la vida útil estimada y los costes de mantenimiento. Estos precios se insertan en función de las unidades de producción o de funcionamiento, dependiendo de cada equipo.

Una vez que están completos los datos de entrada, se puede simular el escenario creado. El programa completa la simulación y ofrece distintas propuestas, es decir, diferentes configuraciones.

Primeramente, se hizo una simulación en la que el programa buscó la solución óptima para cubrir la demanda de la manera más económica posible (es decir, calcular la potencia, capacidad, etc., de los equipos). De ese modo se pueden analizar los resultados, y tener una idea para definir más concretamente según un criterio, no tanto desde el punto de vista económico, sino de la inserción de renovables.

El dimensionado de los elementos de la instalación, se esclarecerá en los apartados posteriores correspondientes a cada componente, ya que se decidió que la única variable que debía optimizar el programa eran las baterías, que a su vez implica al grupo electrógeno.

Por ello, las propuestas que se verán a continuación se corresponden a diferentes configuraciones del banco de baterías. En ellas se analizarán los diferentes comportamientos de las mismas junto al grupo electrógeno.

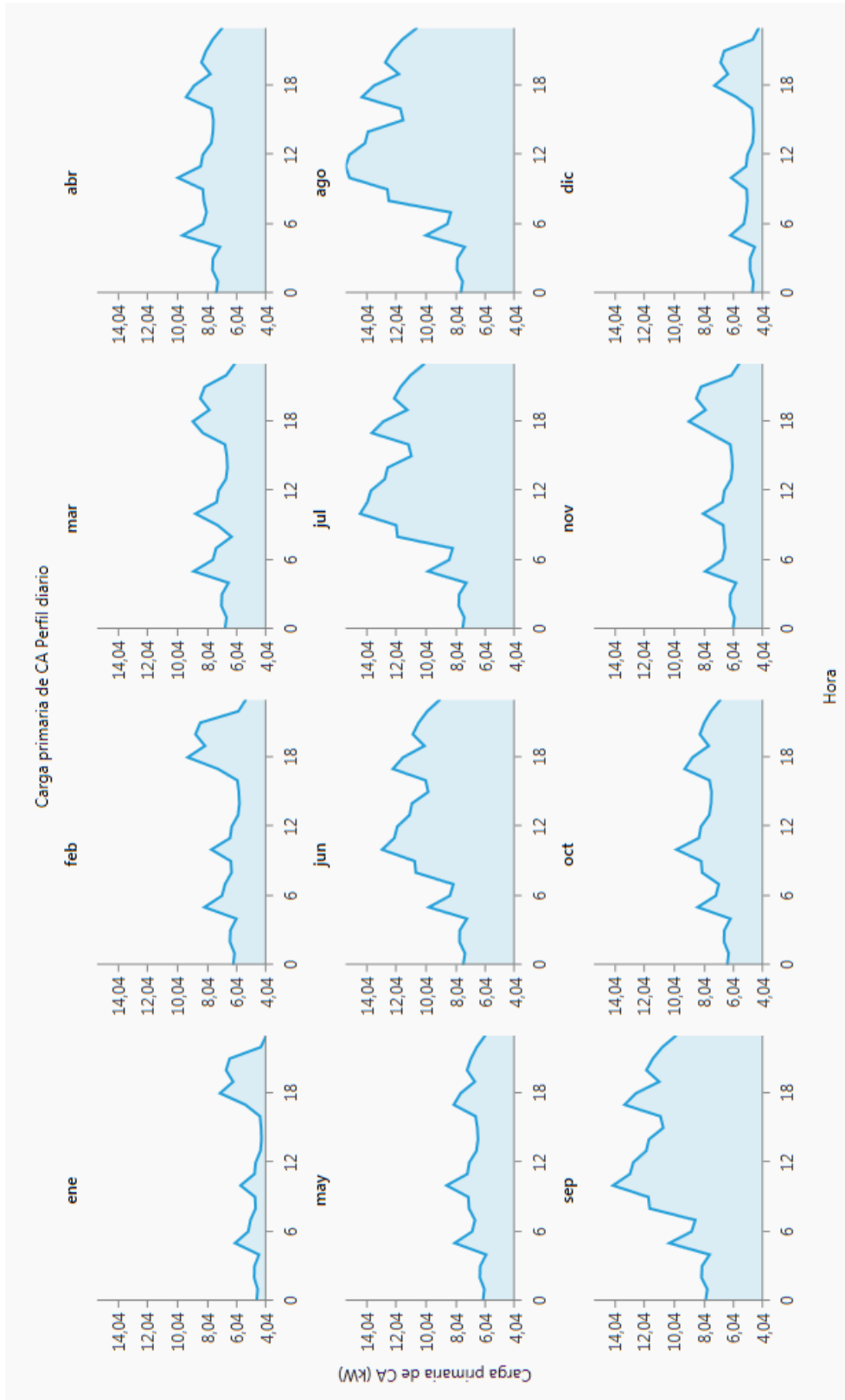


Figura 48 - Perfil de demanda diaria para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

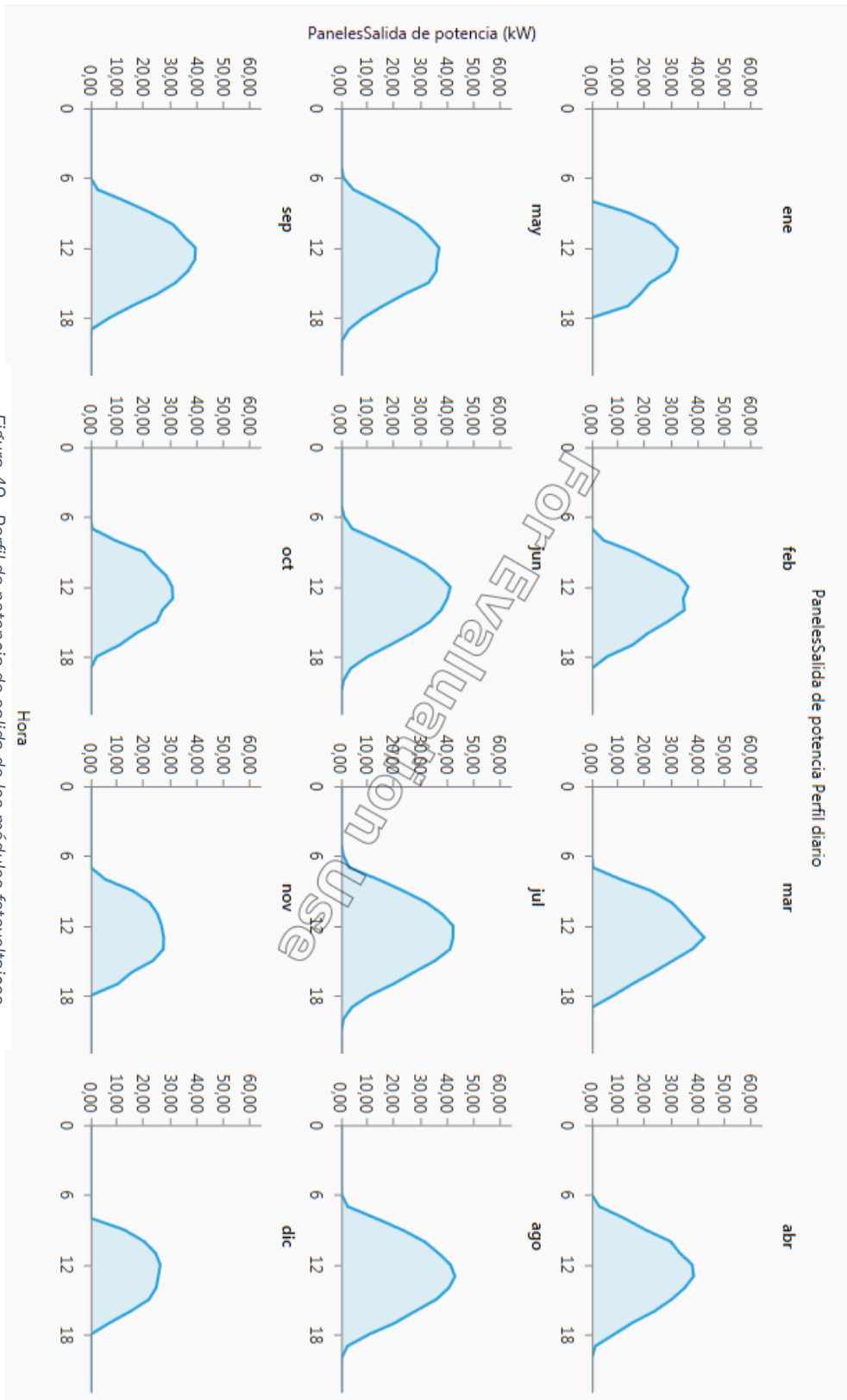


Figura 49 - Perfil de potencia de salida de los módulos fotovoltaicos.  
Fuente: Elaboración propia.

### 7.2.1 - Primera propuesta

Esta primera propuesta se corresponde a una configuración con 110 vasos de baterías. Es la capacidad mínima que ha contemplado el programa para que la instalación sea viable técnicamente, que a su vez es la más viable económicamente. Bien es cierto que es la que menos inserción de renovables utilizará. A continuación, en las figuras mostradas, se observan los diferentes comportamientos.

En la Figura 50 se muestra la potencia de salida de las baterías, que se corresponde con las horas en las que no hay radiación. Se puede observar que, en los meses que el consumo es más elevado, la descarga que se produce es más elevada.

En la Figura 51, está representada la potencia de entrada a las baterías, como es obvio se produce en las horas en las que hay radiación solar. En los meses en los que la radiación es mayor, se ve cómo el área representada correspondiente a la energía es más grande.

El estado de carga de las baterías está representado en la Figura 52 donde se puede apreciar que en ningún caso la carga que tienen baja del 70 %. Esto se configuró para que la profundidad máxima de descarga fuera del 30 %. Esto queda justificado en el apartado de dimensionado de la capacidad de baterías.

Como es obvio en los meses en los que hay menos radiación el estado de carga no llega al máximo, y el porcentaje de carga es menor que en los meses en los que la radiación es mayor.

Por último, se representa la potencia de salida de potencia del grupo electrógeno. En la Figura 53 se ve como en los meses en los que la radiación solar es elevada, apenas entra en funcionamiento. En los meses de invierno este funcionamiento se ve incrementado, pero no es demasiado excesivo. Quizás se pueden cambiar algunos hábitos de consumo y de este modo intentar abastecer la demanda durante las horas diarias, que es cuando puede existir exceso de energía solar.

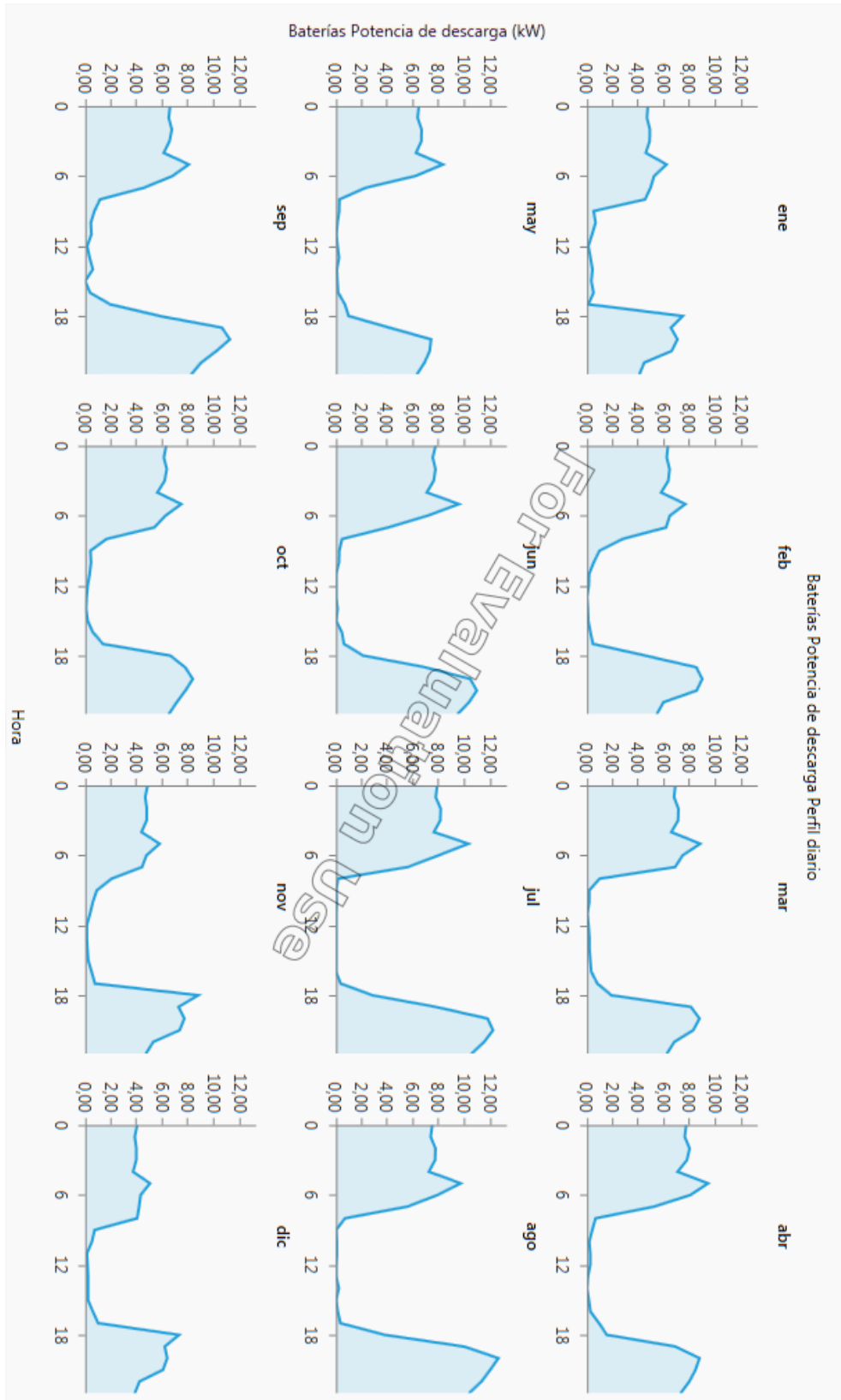


Figura 50 - Perfil diario de descarga de baterías para cada mes.  
Fuente: HOMER Energy.

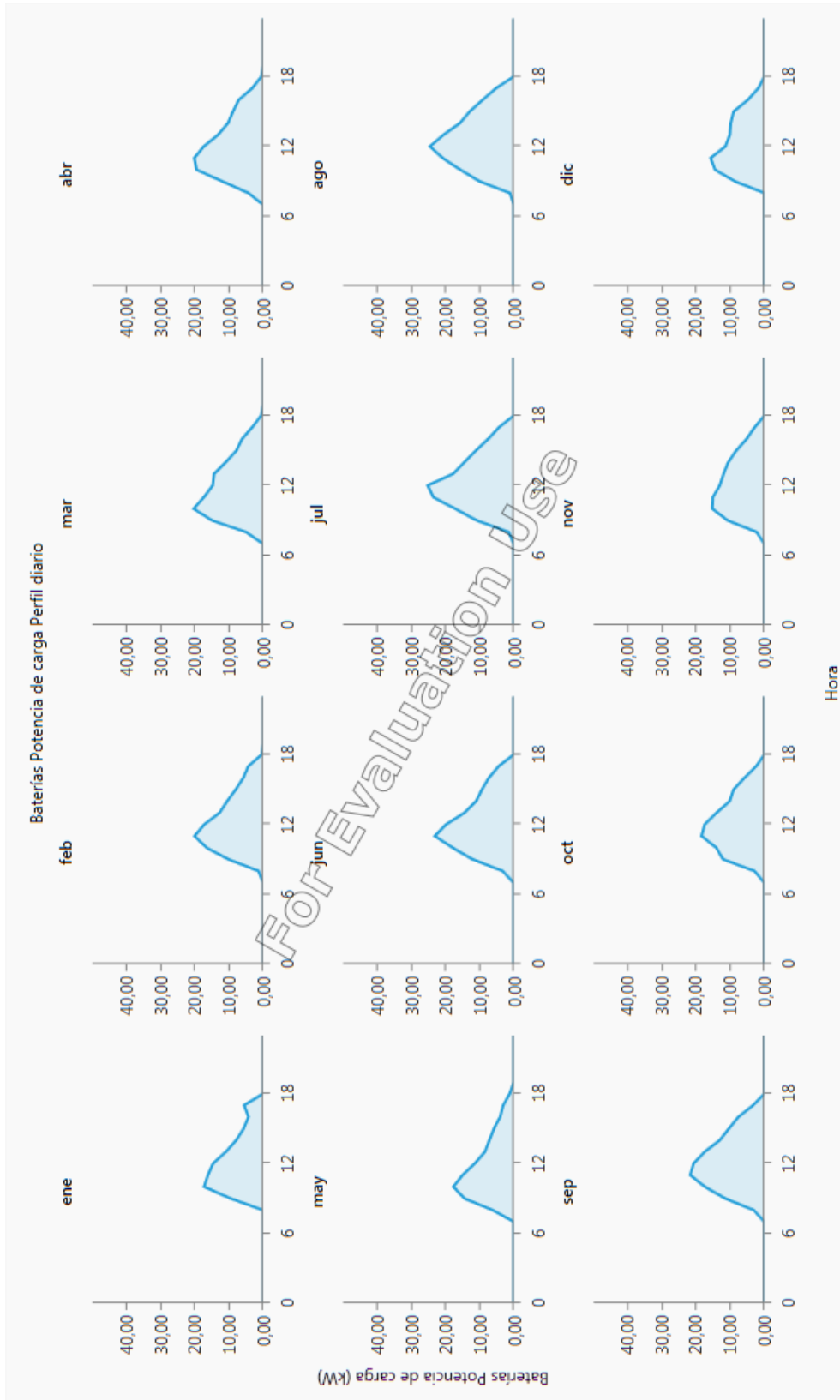


Figura 51 - Perfil diario de carga de baterías para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

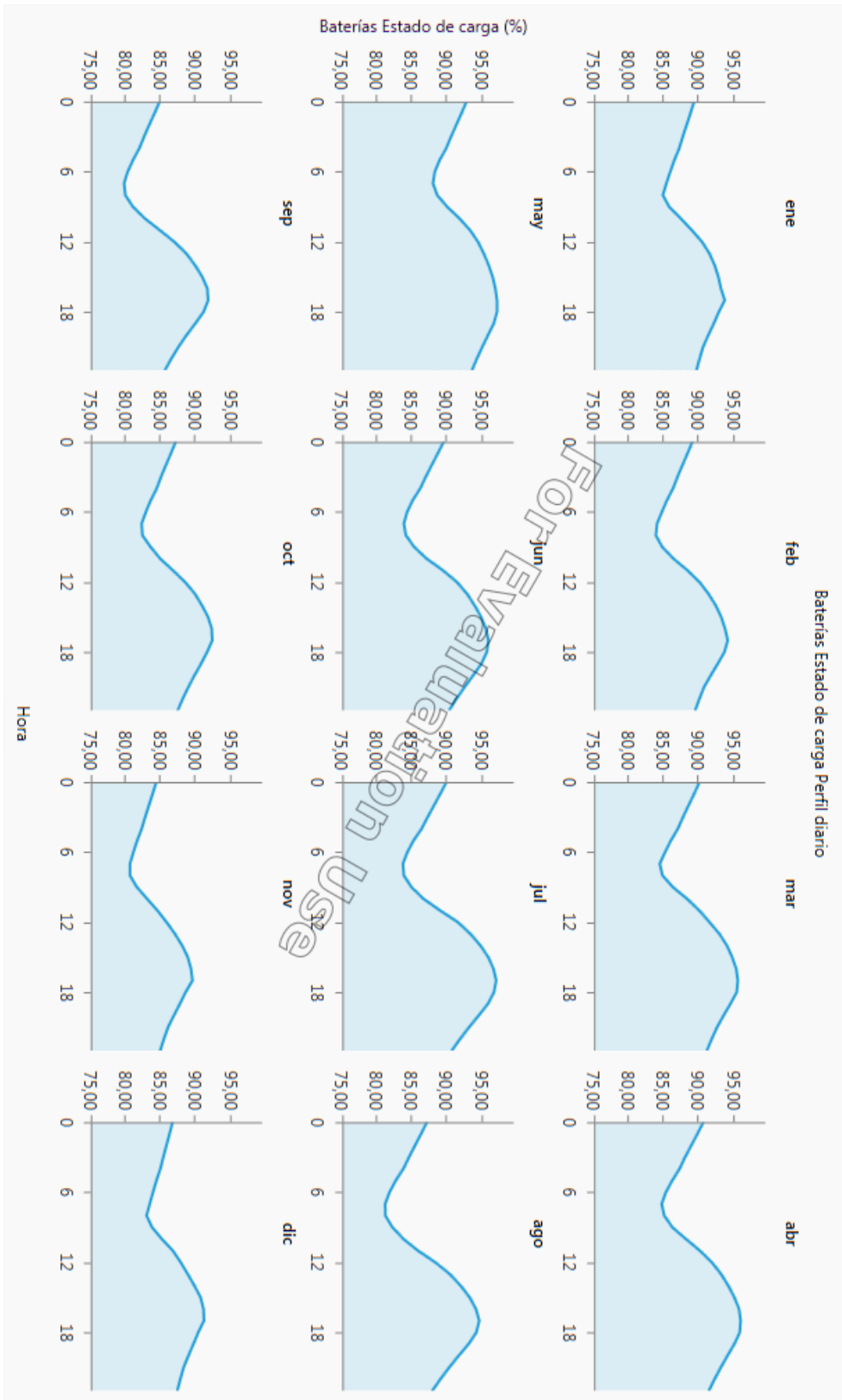


Figura 52 - Perfil diario del estado de carga de baterías para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.



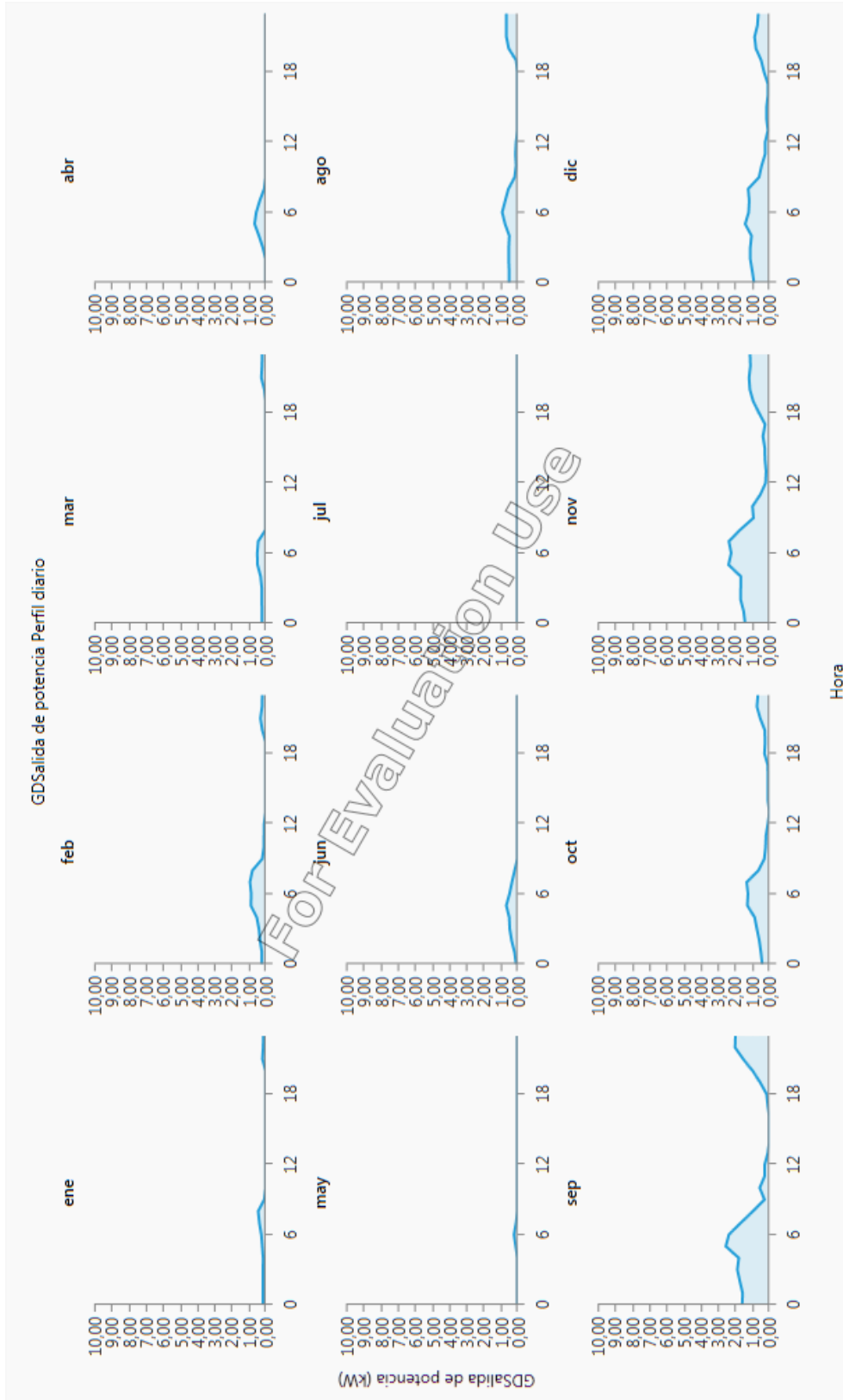


Figura 53 - Perfil diario de la salida de potencia del grupo electrógeno para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

### 7.2.2 - Segunda Propuesta

La segunda propuesta consiste en instalar un total de 120 vasos de baterías. En las siguientes figuras se puede observar el comportamiento del sistema con esta configuración.

La potencia de descarga representada en la Figura 54 es muy similar a la del caso anterior, aunque la energía entregada anualmente por parte de las baterías es mayor.

En la Figura 55 se representa la potencia de carga de las baterías, que al igual que lo mencionado en el párrafo anterior, es muy similar a la primera propuesta.

Podemos apreciar que el estado de carga en este caso es mayor que en la primera propuesta, es decir, no se descargan tanto. Esto repercute en la vida útil de las baterías, lo que hará que su reemplazo se haga tarde. Esto conduce al planteamiento de si merece la pena elegir esta propuesta, que, aunque económicamente sea más cara que la anterior, la vida de las baterías aumentará.

Por último, como cabía esperar, la potencia que entrega el grupo electrógeno es menor, al igual que las horas de funcionamiento del mismo. Como en la propuesta anterior, cabe la posibilidad de realizar un estudio de los consumos.

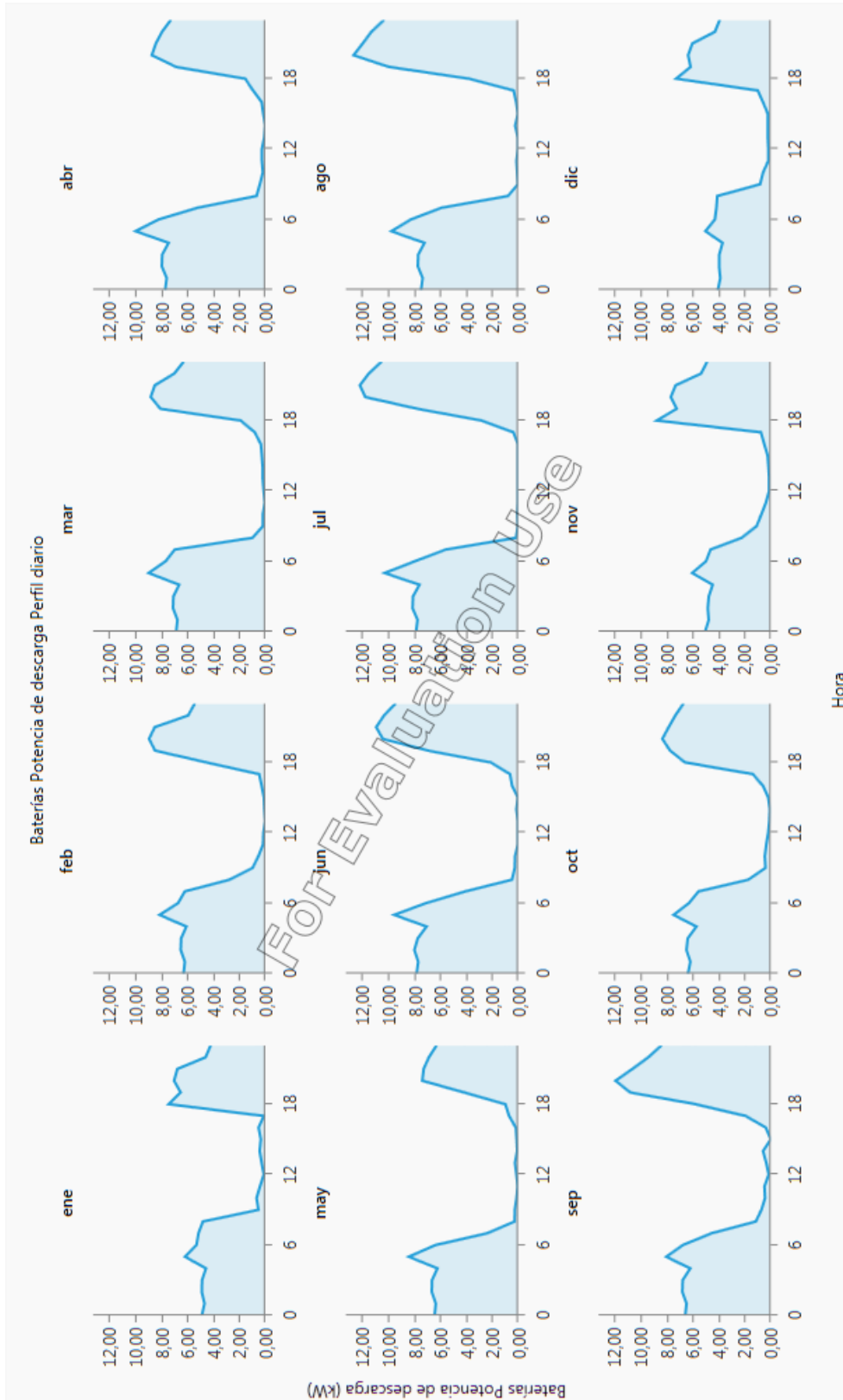


Figura 54 - Perfil diario de descarga de las baterías para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

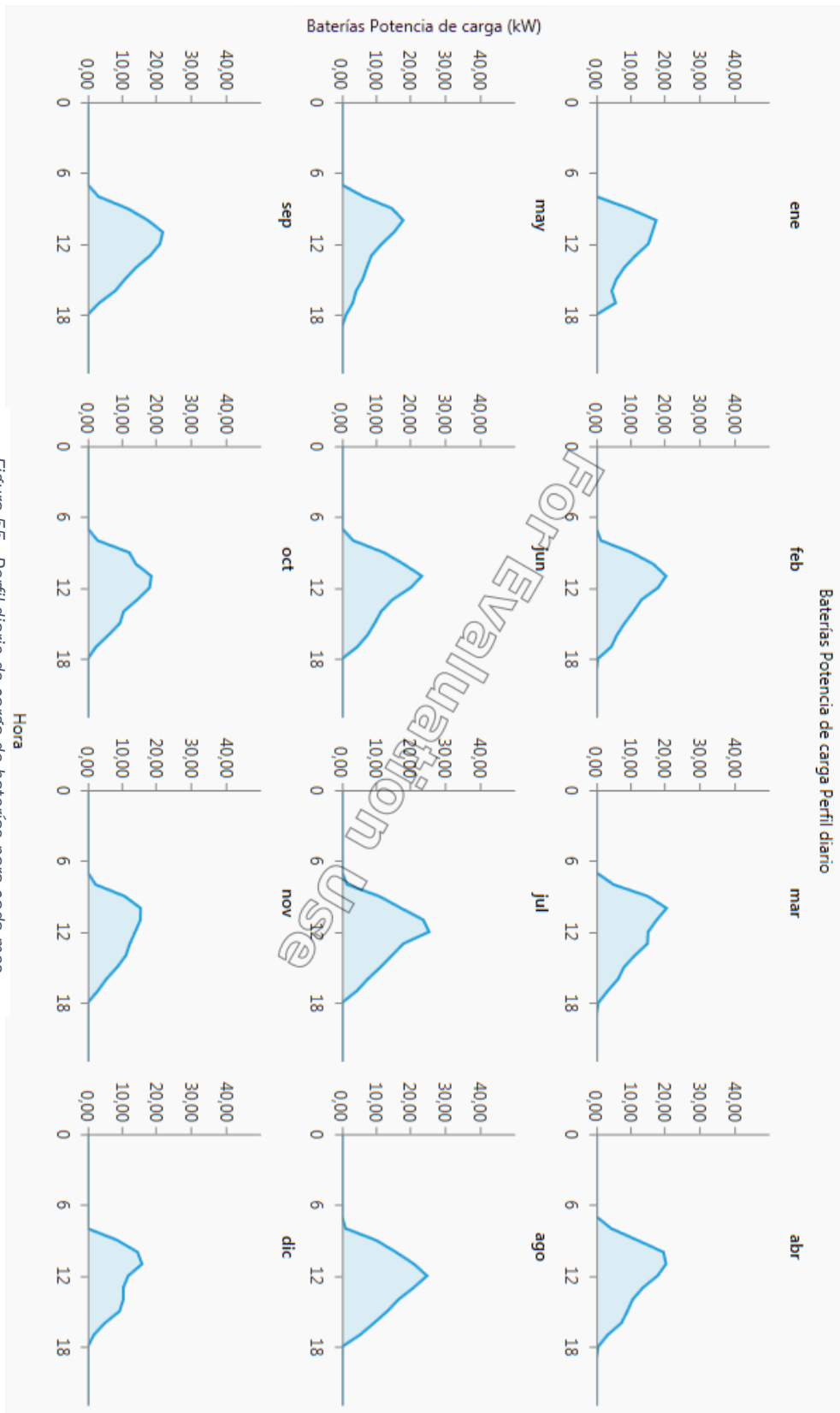
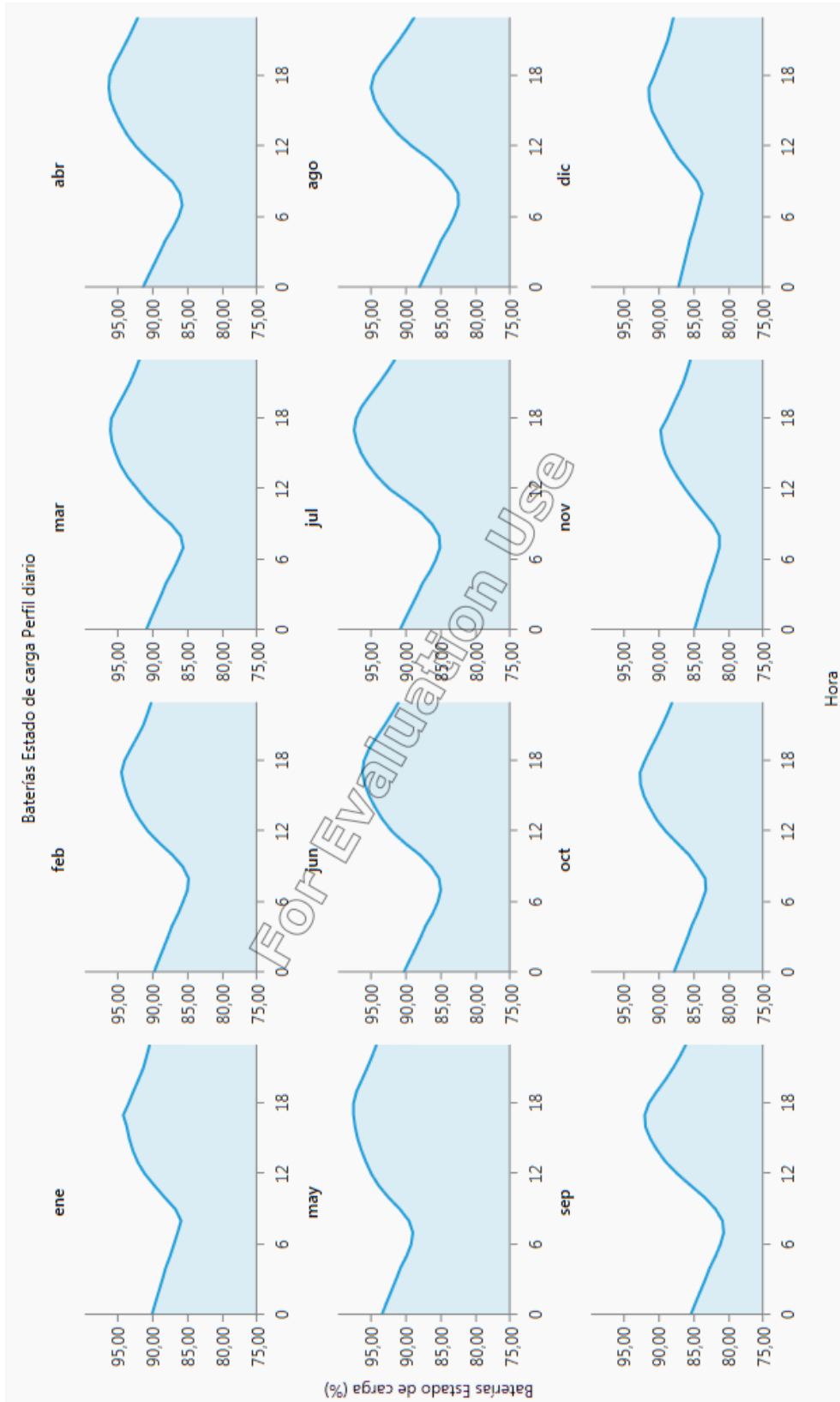


Figura 55 - Perfil diario de carga de baterías para cada mes.  
Fuente: HOMER Energy.



Hora  
 Figura 56 - Perfil diario del estado de carga de baterías para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

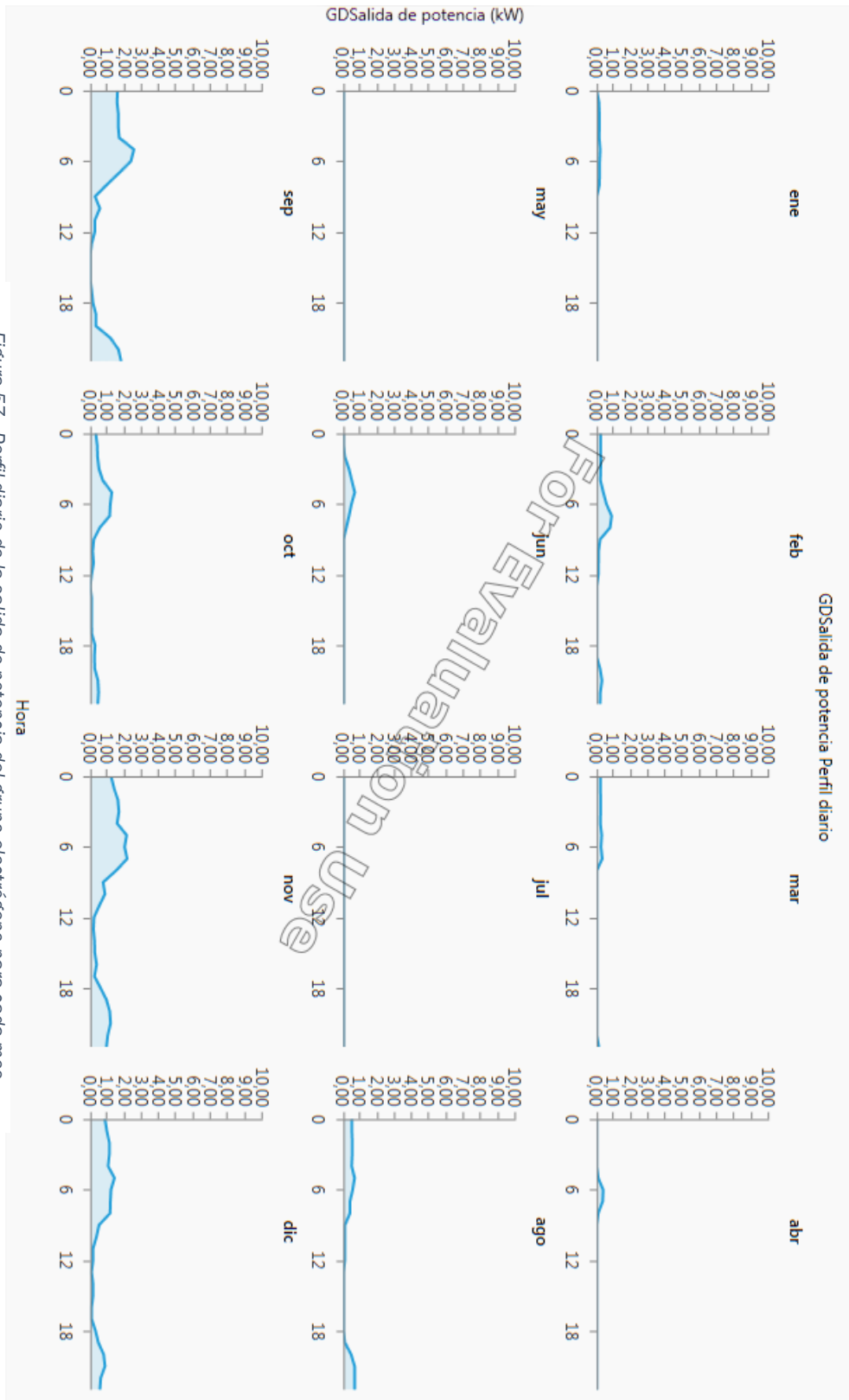


Figura 57 - Perfil diario de la salida de potencia del grupo electrogénico para cada mes.  
Fuente: HOMER Energy.

### 7.2.3 - Tercera propuesta

La última propuesta que se ha contemplado dentro de la viabilidad económica está compuesta por 130 vasos de baterías. Con esta configuración el comportamiento es el siguiente.

La descarga, como se ha venido describiendo, es muy similar a los casos anteriores, aunque la energía entregada por parte de las baterías es mayor. Esto se representa en la Figura 58.

La Figura 59 muestra la potencia de carga de las baterías, que es prácticamente la misma que las dos propuestas anteriores, ya que la potencia de la fotovoltaica es la misma y no hay mucha variación.

En el estado de carga es donde se puede apreciar una mayor diferencia con respecto a los anteriores casos. Como cabe esperar el porcentaje de carga es mayor, lo que hace que las baterías tengan una mayor vida útil como se explicó en el apartado anterior.

Por último, en la Figura 61, se representa el funcionamiento del grupo electrógeno. Se aprecia que entrega menos potencia, pero no hay tanta diferencia como en la propuesta segunda respecto a la primera. Las horas de funcionamiento son menores, pero no bajan en exceso.

Esto nos indica que hay un equilibrio entre precio y capacidad de baterías.

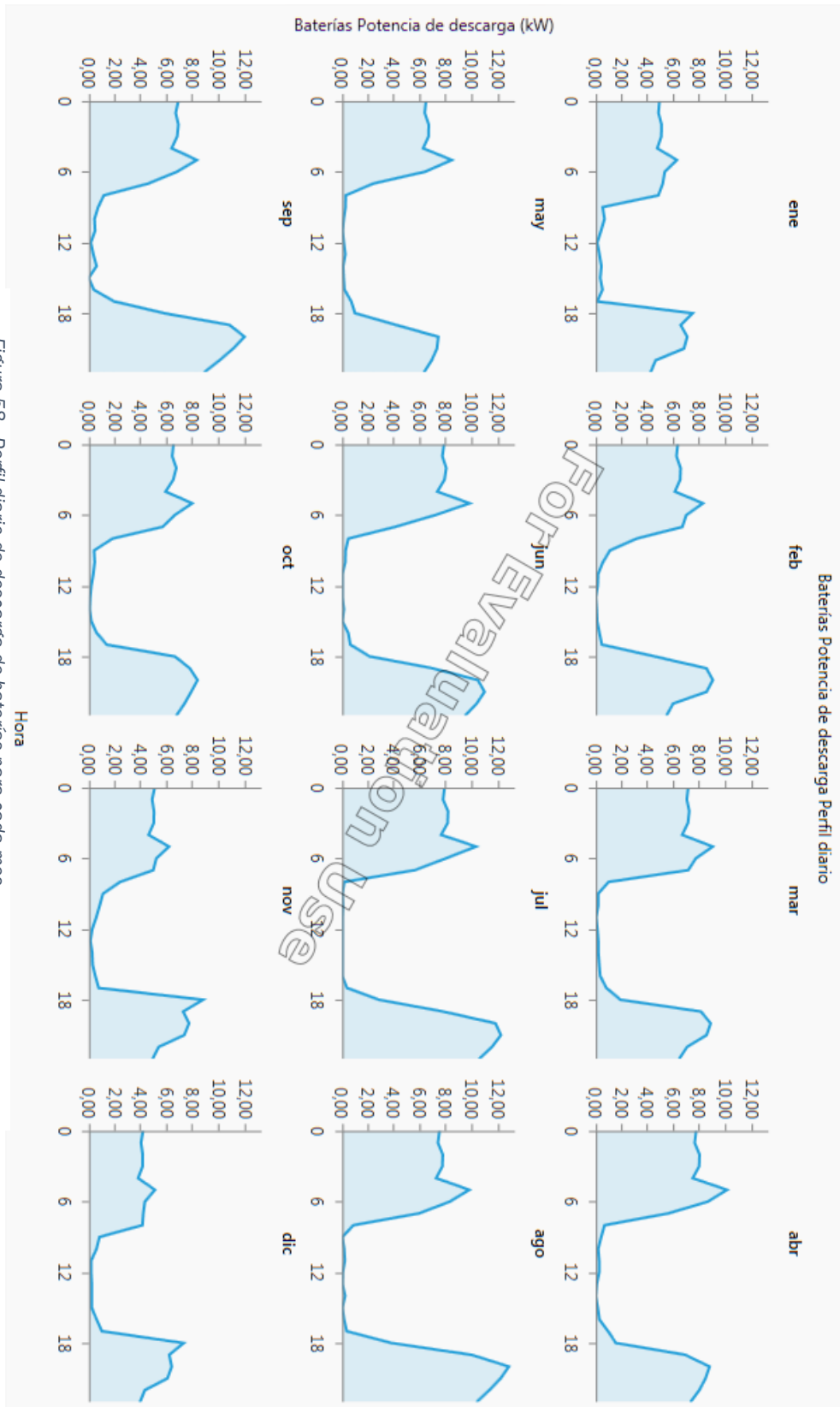


Figura 58 - Perfil diario de descarga de baterías para cada mes.  
Fuente: HOMER Energy.



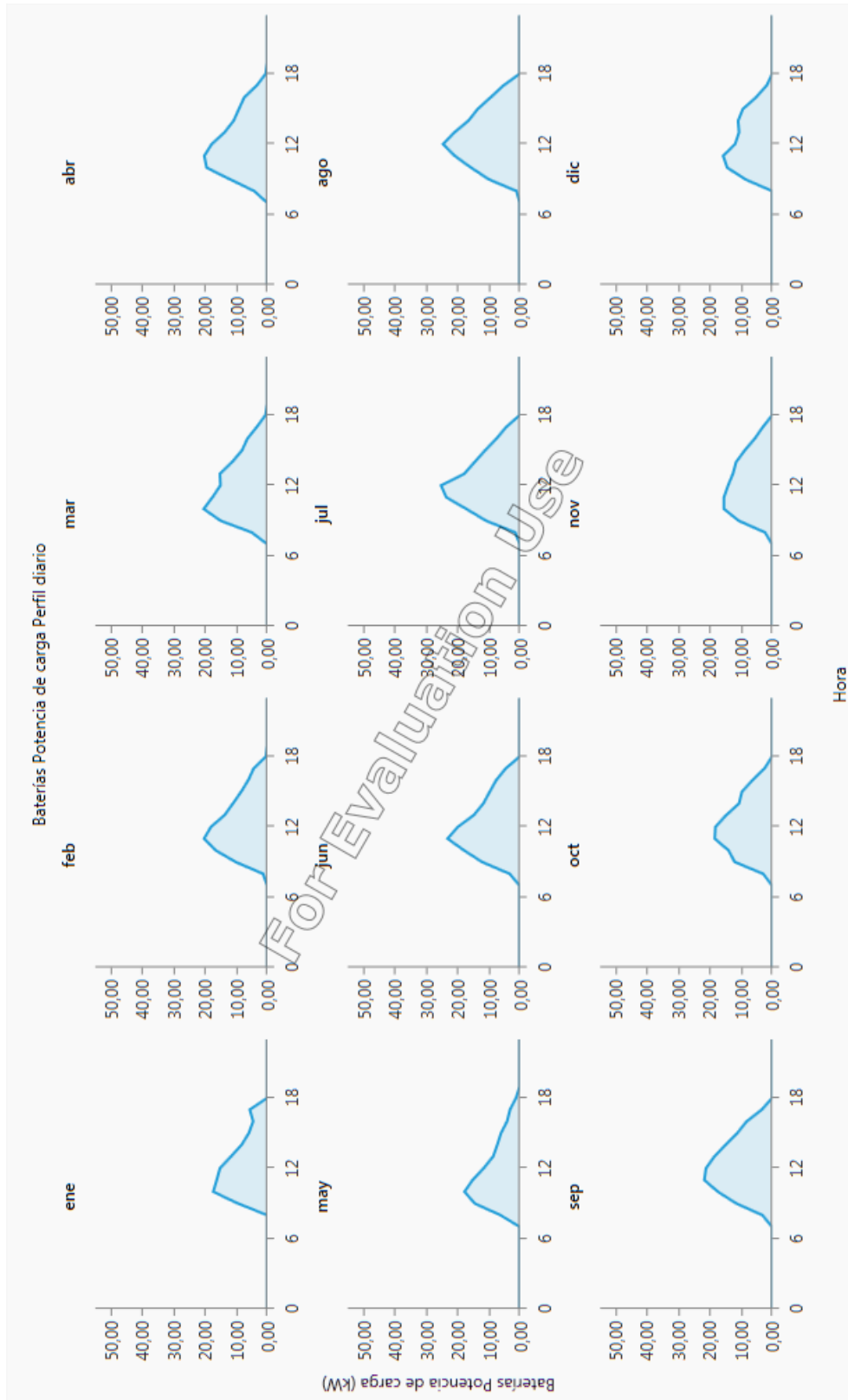


Figura 59 - Perfil diario de carga de baterías para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

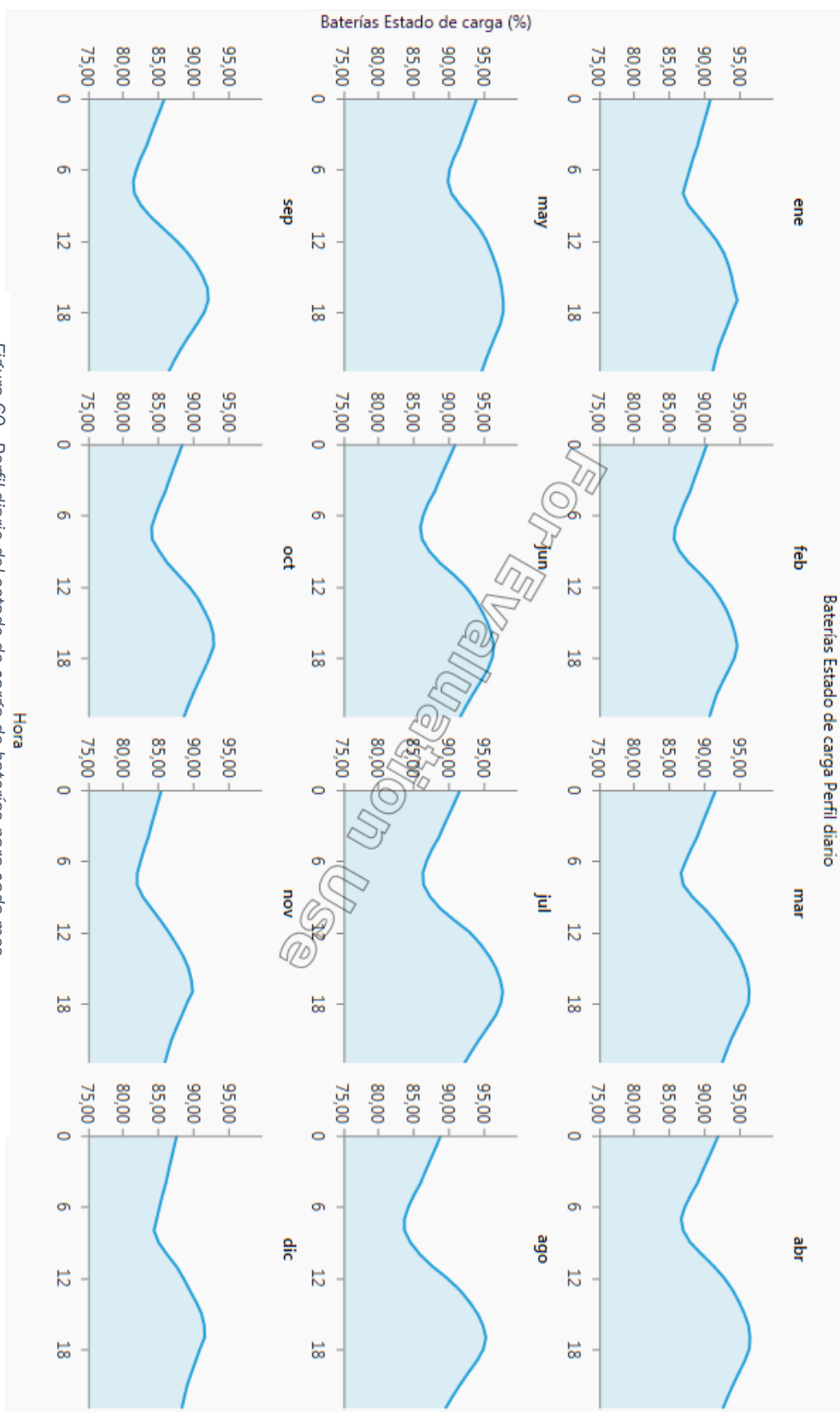


Figura 60 - Perfil diario del estado de carga de baterías para cada mes.  
Fuente: HOMER Energy.

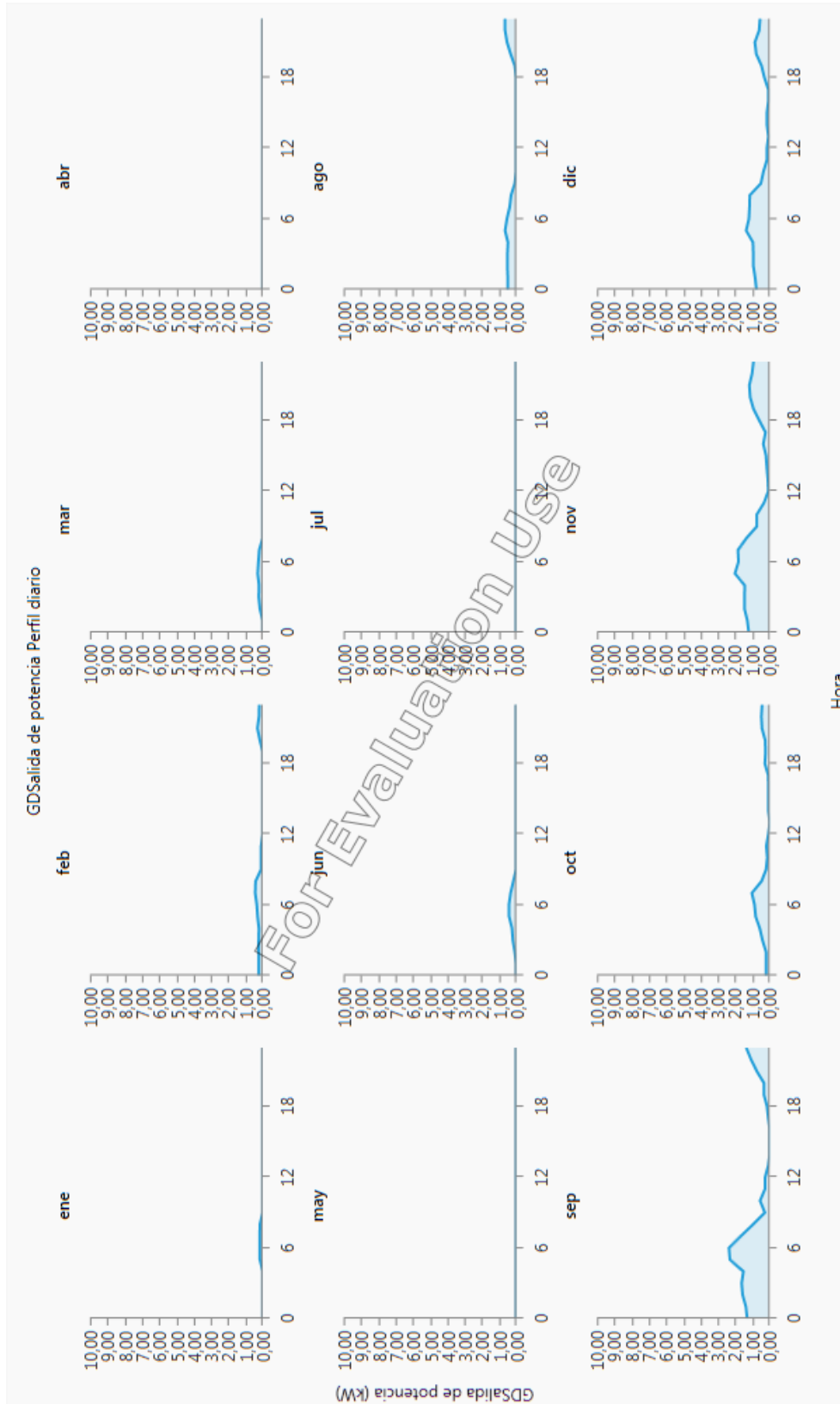


Figura 61 - Perfil diario de la salida de potencia del grupo electrogénico para cada mes.  
 Fuente: HOMER Energy.

#### 7.2.4 - Conclusiones

Los resultados ofrecidos por “HOMER Energy” están recogidos en la Figura 61.

En primer lugar, en la pestaña de “Arquitectura”, en la primera columna está la potencia instalada de fotovoltaica, lo que se ha fijado como parámetro fijo, seguidamente se puede encontrar la potencia del grupo electrógeno. Después, el número de vasos de baterías, siendo esté variable para cada una de las propuestas. Por último, en ese bloque, se encuentra la potencia del inversor.

En la segunda pestaña está el denominado CAN, se define como el coste actual neto, es decir, el coste de la instalación, de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto. Como se observa, el coste de inversión inicial aumenta en función del número de vasos de batería que se quieran instalar.

A continuación, aparece el porcentaje de inserción de renovables, es decir, el porcentaje de energía que se genera con energía renovable.

En la pestaña “Grupo Diésel”, primero están las horas de funcionamiento anuales del grupo electrógeno, luego la producción de energía y por último los litros de combustible que se gastan anualmente. Estos valores disminuyen a medida que se aumenta la capacidad de baterías.

En la pestaña de paneles, aparece la generación anual. Al ser constante la potencia instalada en todas las propuestas, este dato no tiene mucha relevancia.

En la última pestaña, aparece, en primer lugar, la autonomía en horas y la energía que se aporta al sistema a través de las baterías. A medida que se aumenta la capacidad, aumentan los dos parámetros.

La elección de una propuesta u otra se ha basado en este caso en el coste total, es decir, por el CAN, eligiendo la segunda opción más económica, ya que se pretende que pueda ser rentable frente a la situación actual de la explotación.

Además, se ha valorado el porcentaje de inserción de renovables, que siendo de un 96,1 % se puede considerar bueno, ya que para incrementar este porcentaje la inversión crece considerablemente.

Otra consideración, ha sido que a medida que se aumenta la capacidad de baterías, como es obvio, disminuyen las horas de funcionamiento del grupo electrógeno, pero para hacer una disminución considerable en las horas de funcionamiento hay que aumentar en gran medida la capacidad de las mismas.

Aunque, viéndolo desde el punto de vista de la autonomía, es cierto que a medida que se aumenta la capacidad, la autonomía crece. Sin embargo, en este caso en el que la instalación cuenta con el grupo electrógeno, hay que valorar todo el conjunto.

Una vez que se ha tomado esta decisión, en los apartados posteriores se realizará el dimensionado de todos los elementos.

Arquitectura				Costo		Sistema		Grupo Diésel		Paneles		Baterías	
Panel	Paneles (kW)	Grupo Diésel (kW)	Baterías	Inversor (kW)	CAN (€)	Inversión inicial (€)	Fracc. Ren. (%)	Hours	Production (kWh)	Fuel (l)	Production (kWh)	Autonomy (hr)	Annual Throughput (kWh)
	60.0	10.0	110	36.0	192,184 €	160,600 €	95.5	545	3,183	1,172	97,571	28.9	38,240
	60.0	10.0	120	36.0	199,627 €	168,600 €	96.1	472	2,766	1,018	97,571	31.6	38,686
	60.0	10.0	130	36.0	207,380 €	176,600 €	96.6	414	2,423	892	97,571	34.2	39,055
	60.0	10.0	140	36.0	215,283 €	184,600 €	97.0	363	2,115	779	97,571	36.8	39,381
	60.0	10.0	150	36.0	223,382 €	192,600 €	97.4	321	1,857	685	97,571	39.5	39,660
	60.0	10.0	160	36.0	231,650 €	200,600 €	97.7	286	1,641	607	97,571	42.1	39,893
	60.0	10.0	170	36.0	240,023 €	208,600 €	98.0	257	1,448	537	97,571	44.7	40,102
	60.0	10.0	180	36.0	248,418 €	216,600 €	98.2	227	1,266	471	97,571	47.4	40,293
	60.0	10.0	190	36.0	256,840 €	224,600 €	98.5	196	1,097	408	97,571	50.0	40,480
	60.0	10.0	200	36.0	265,259 €	232,600 €	98.7	165	927	344	97,571	52.6	40,663

Figura 62 - Propuestas ofrecidas por HOMER Energy.  
Fuente: HOMER Energy

### 7.3 - Dimensionado de la instalación

En este proceso se determinará la cantidad y las características de los componentes de la instalación, teniendo como referencia los resultados ofrecidos por “HOMER Energy”.

#### 7.3.1 - Número de paneles

Para realizar el cálculo del número de paneles necesario, lo primero que se ha hecho ha sido elegir un fabricante y un modelo. Esto no se ha elegido al azar, sino considerando los precios que han ofrecido diferentes distribuidores, que tendrán una gran importancia más adelante, cuando se proceda a realizar el estudio económico.

El panel elegido es del fabricante “Trinasolar” y se corresponde con el modelo “TSM-300 DD05A.08”. En la tabla mostrada a continuación, están representadas las principales características del mismo, aunque en el anexo está recogido el datasheet para consulta.

Potencia pico ( $W_p$ )	300
Tensión en MPP (V)	32,6
Corriente en MPP (A)	9,19
Eficiencia (%)	18,3
Dimensiones (mm)	1650 x 992
Superficie ( $m^2$ )	1,6368

Tabla 13 - Principales características del panel solar.  
Fuente: Elaboración propia.

El dimensionado previo que se hizo con “HOMER Energy” eran 60 kWp de paneles, por lo que con la Ecuación 17 se determina el número necesario con la potencia pico.

$$N_p = \frac{P_{instalacion}}{P_{panel}} = \frac{60000}{300} = 200 \text{ paneles}$$

Ecuación 17

Teniendo en cuenta la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia de los paneles y la potencia que admite el inversor que se ha elegido, se ha determinado que el número de paneles será de 198. A continuación, se detalla su distribución.

Los paneles estarán repartidos en series de 11, es decir tendremos 11 paneles conectados en serie. Esto da lugar a que haya un total de 18 líneas en paralelo. La razón de realizar esta combinación han sido las características del inversor, ya que, de las 18 líneas de paneles en paralelo, a cada inversor irán 3.

La justificación del párrafo anterior se muestra a continuación.

$$N_{Mod.S} = \frac{V_{INV}}{V_{MMP}} = \frac{300}{32,6} = 9,20 \text{ paneles}$$

Con el fin de maximizar la potencia de entrada de cada inversor, se colocan 11 paneles en serie, lo que da una tensión.

$$V_{INV} = N_{PS} \cdot V_{MMP} = 11 \cdot 32,6 = 358,6 \text{ V}$$

Como el inversor, además, admite una potencia de entrada de 10 kW, se calculará el número de cadenas en serie que se pueden poner en paralelo.

$$M_{Mod} = \frac{10000}{300} = 33,33 \text{ paneles}$$

Por lo que en paralelo.

$$M_{Ramas Paralelo} = \frac{33}{11} = 3 \text{ ramas en paralelo}$$

En definitiva, tendremos 6 campos de captación, cada uno de ellos compuesto por 33 módulos, que suman los 198 módulos que se mencionaron anteriormente y una potencia instalada de 59400 W.

$$P_{Gen} = 198 \cdot 300 = 59400 \text{ W}$$

En el anexo correspondiente a los planos, se puede observar la distribución de los paneles sobre la cubierta, además de la distribución eléctrica de los mismos.

En la figura mostrada a continuación, se puede ver la potencia de salida del campo de generación fotovoltaico.

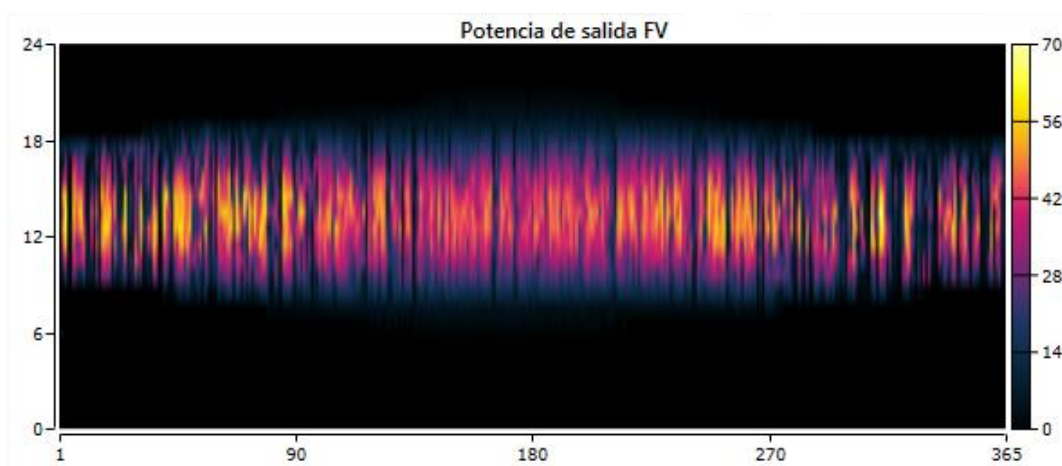


Figura 63 - Potencia de salida del campo de generador fotovoltaico.  
Fuente: HOMER Energy.



### 7.3.2 - Capacidad de las baterías

El dimensionado de la capacidad de las baterías es un factor clave, ya que abarca desde aspectos técnicos o económicos, hasta de calidad del suministro.

Lo habitual es determinar los días de autonomía que se desean y la profundidad máxima de descarga (ésta viene definida en las características que ofrece el fabricante). En este caso, la autonomía va a pasar a un “segundo plano”, principalmente porque existe un grupo electrógeno de apoyo. Otro factor para obviar la autonomía es el precio de dichas baterías, el cual, al contrario que los paneles solares, no ha disminuido, y esto hace que sean un condicionante muy fuerte en el aspecto económico.

La batería que se ha decidido instalar por precio, vida útil y características es del fabricante “VESNA” en concreto el modelo “24 OPzS 3000”. Esta batería es del tipo vaso, y cuenta con las características principales mostradas en la Tabla 14.

Tensión (V)	2
C10 (Ah)	3298
C100 (Ah)	4520

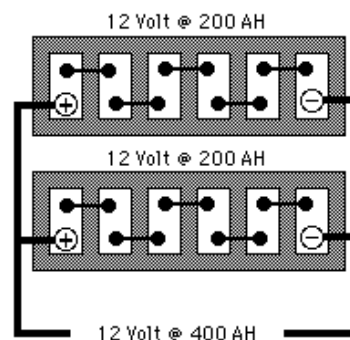
*Tabla 14 - Principales características de la batería.  
Fuente: Elaboración propia*

El número mínimo de vasos a instalar será de 120, ya que se conectarán en serie con el fin de obtener una tensión que admita el inversor.

Los vasos estarán dispuestos en cadenas en serie de 120 vasos, lo que dará una tensión de 240 V.

$$V_{Bat} = N_{Vasos} \cdot T = 120 \cdot 2 = 240 V$$

En la Figura 64 se muestra cómo sería la conexión en serie y en paralelo.



*Figura 64 - Esquema de conexión de baterías.  
Fuente: [www.pwregenerationourense.es](http://www.pwregenerationourense.es)*

El procedimiento para realizar los diferentes cálculos se describe en las ecuaciones presentadas a continuación. La capacidad de acumulación total del sistema se determina con la Ecuación 18.

$$C_{100} = N_{\text{Ramas Paralelo}} \cdot \text{Capacidad}$$

Ecuación 18

$$C_{100} = 1 \cdot 4520 = 4520 \text{ Ah}$$

La energía máxima que se puede almacenar en las baterías se define con la Ecuación 19.

$$E_{\text{Almacenamiento}} = C_{100} \cdot T$$

Ecuación 19

$$E_{\text{Almacenamiento}} = C_{100} \cdot T = 4520 \cdot 240 = 1084800 \text{ Wh}$$

Considerando la profundidad máxima de descarga para mantener un equilibrio entre vida útil y ciclos de descarga, la energía disponible<sup>3</sup> en las baterías se determina con la Ecuación 20.

$$E_{\text{Disponible}} = M \cdot E_{\text{Almacenada}}$$

Ecuación 20

Se va a considerar una profundidad de descarga máxima del 30 %, lo cual es un valor razonable y el fabricante permite como límite el 80 %. Con esta profundidad de descarga, se puede estimar una vida útil de aproximadamente 5000 ciclos, de acuerdo a la gráfica de la Figura 65, lo que equivaldría a 13 años de uso, considerando que se descargan una vez al día hasta la máxima profundidad.

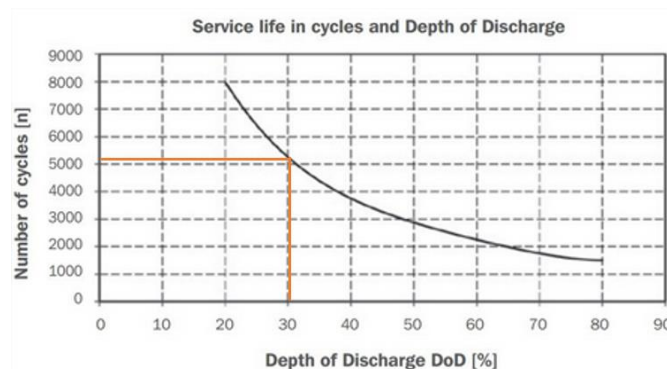


Figura 65 - Estimación del número de ciclos en función de la profundidad de descarga.  
Fuente: Distribuidor de baterías.

<sup>3</sup> Se ha denominado energía disponible, pero en realidad no es la disponible, es la que se puede extraer de la batería sin que ésta sufra un deterioro pronunciado. Por este motivo se determina una profundidad de descarga.

El dato estimado anterior tiene gran importancia, ya que en el estudio económico se tendrá que tener en cuenta la sustitución de las mismas a lo largo de la vida útil del resto de la instalación.

Por tanto, la energía disponible da el siguiente resultado:

$$E_{Disponible} = 30 \% \cdot 1094400 = 325440 \text{ Wh}$$

La autonomía que aporta el sistema de acumulación está condicionada por el consumo que se produzca. Se estimará para cada uno de los meses considerando que las baterías parten de un estado de carga del 100 %. Podemos decir que ésta es una situación ideal, ya que habrá ocasiones en las que no se consigan cargar al 100 %, pero en cierto modo, pueden dar una aproximación de la autonomía.

Con la Ecuación 21 se estiman los días de autonomía con el sistema de almacenamiento.

$$Autonomía = \frac{E_{Disponible}}{Consumo \text{ diario}}$$

Ecuación 21

Como se verá en los resultados, la autonomía en algunos casos es para unas horas, por lo que el grupo electrógeno se haría cargo de la demanda cuando sea necesario.

En la tabla mostrada a continuación, se muestran los resultados de la propuesta elegida.

Tensión de funcionamiento (V)	240
Nº vasos en serie	120
Nº de ramas en paralelo	1
C100 (Ah)	4520
Energía total de almacenamiento (Wh)	1084800
Energía disponible (Wh)	325440

Tabla 15 - Principales resultados del dimensionado de baterías.  
Fuente: Elaboración propia.

Falta por ver la autonomía en cada uno de los meses, que se recoge en la siguiente tabla, mostrada para cada mes y días.

Autonomía estimada (días)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2,64	1,99	1,84	1,68	1,97	1,36	1,25	1,19	1,27	1,76	1,98	2,53

Figura 66 - Estimación de las horas de autonomía para los diferentes meses.  
Fuente: Elaboración propia.

Un análisis rápido de los datos obtenidos de la autonomía, indica que hay menos autonomía en los meses de verano. Esto se debe a que hay mayor demanda de energía, pero también hay más radiación. De esta forma, se puede determinar que se demandará menos energía que de las baterías.

Por último, para que sirva de idea del estado de carga de las baterías a lo largo del año, se muestra la siguiente figura. En ella se observa cómo la batería se encuentra en el estado de carga más bajo en los meses más desfavorables en cuanto a radiación.

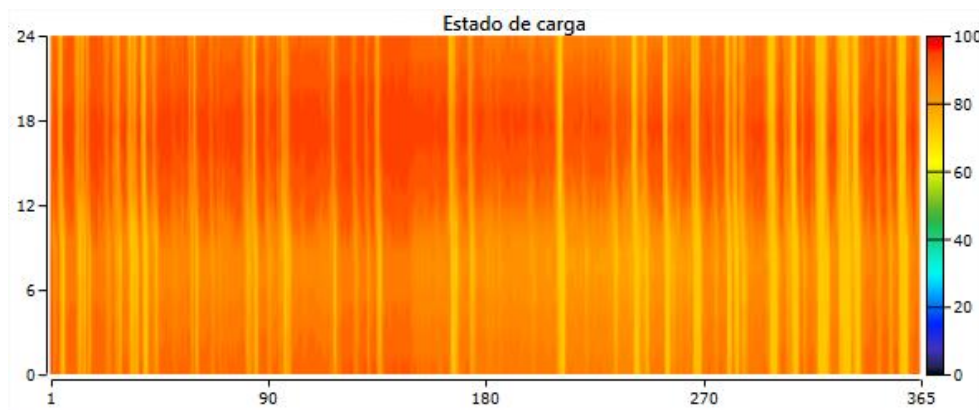


Figura 67 - Estado de carga de las baterías a lo largo del año.  
Fuente: HOMER Energy.

### 7.3.3 - Inversor – cargador

Para esta instalación se va a utilizar un inversor – cargador. En concreto, como se pretende realizar una red trifásica de 400 V, se van a conectar tres inversores monofásicos en estrella, para así obtener un sistema trifásico.

Este dispositivo va a ser capaz de gestionar todo el sistema, es decir, tendrá como entradas la red proveniente del grupo electrógeno y la corriente que suministran los paneles fotovoltaicos, y como salida la red de alimentación para la instalación. Además, tiene la función de hacer la gestión de carga y descarga de las baterías.

Para llevar a cabo este control, el dispositivo incorpora un controlador, que se puede programar con las características que el usuario desee, pero no se entrará en detalle de ese proceso.

En la Figura 68 se aprecia un esquema ilustrativo de lo que se ha descrito anteriormente, pudiéndose consultar el esquema eléctrico en el anexo correspondiente a planos.

Cabe señalar que el esquema mostrado a continuación, se puede duplicar con otros tres inversores en paralelo según el fabricante para doblar la potencia. Es destacable señalar este aspecto, ya que es la opción que se ha

determinado, principalmente por la corriente de entrada que tiene permitida el equipo.

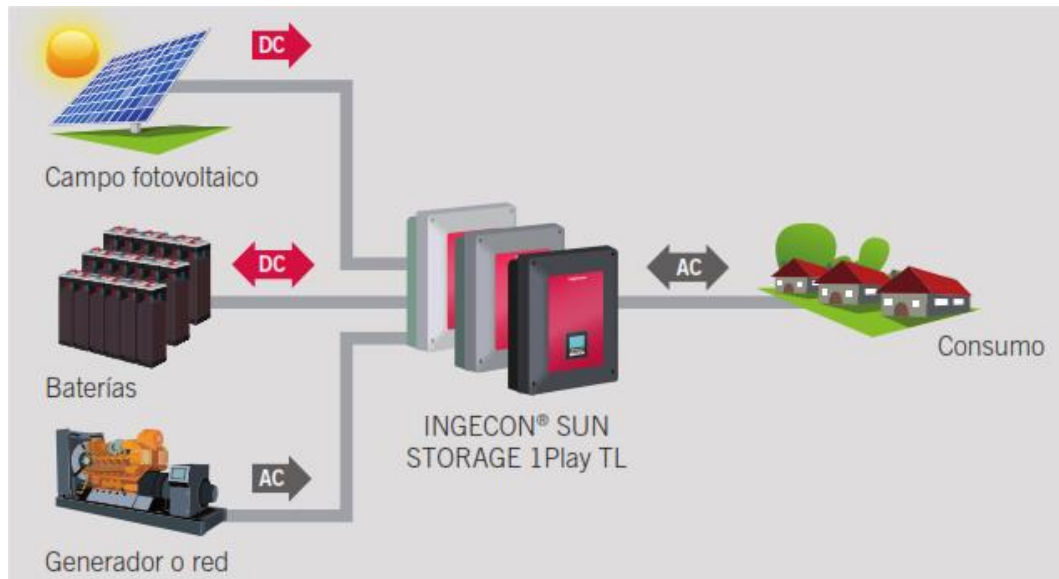


Figura 68 - Esquema ilustrativo de las conexiones de la instalación  
 Fuente: Ingecon.

Para elegir el tamaño del inversor, se ha tenido en cuenta la estimación de potencia que se ha estimado previamente. Estudiando posibles soluciones de fabricantes, finalmente se eligieron seis unidades de 6 kW, lo que hace que el sistema trifásico esté compuesto de 36 kW. En la Tabla 16 están recogidas las principales características de los mismos, quedando el resto detalladas en el anexo de datasheet.

Potencia activa máx. (W)	6000
Rango de tensión de entrada (V)	300 – 450 V
Eficiencia (%)	96

Tabla 16 - Principales características del inversor.  
 Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente figura se representa la carga del inversor, es decir, la potencia de salida del mismo. Cabe señalar que el máximo está en 16 kW, pero el programa solo tiene insertado como parámetro la demanda media, por lo que los picos de potencia que se pueden producir en la instalación no están contemplados.

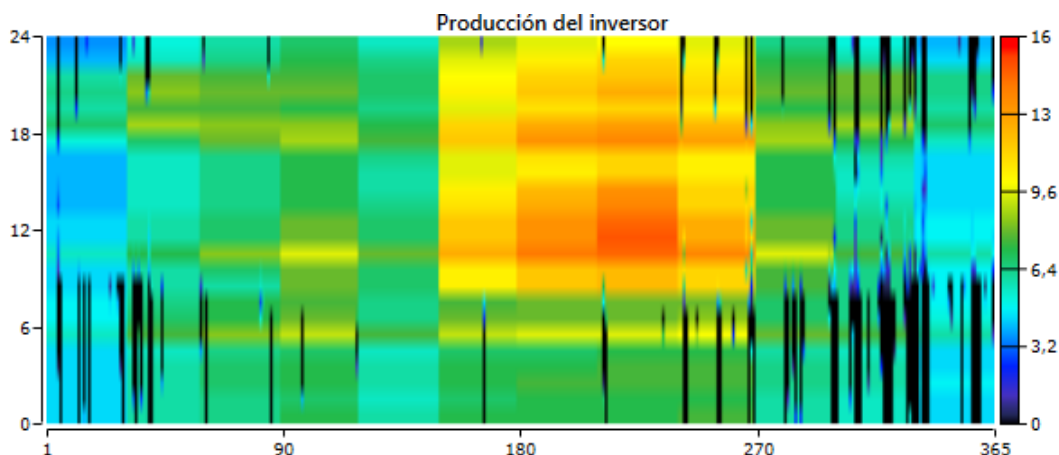


Figura 69 - Salida de potencia del inversor.  
Fuente: HOMER Energy.

Por este motivo la justificación del sobredimensionado del inversor se basa en los datos del histórico de facturas, que están recogidos en la Tabla 11, donde se puede observar que se llegan a los 32,62 kW de potencia máxima.

#### 7.3.4 - Grupo electrógeno

Para dimensionar el grupo electrógeno se han seguido varios criterios. El primero de ellos ha sido analizar la curva de demanda y el segundo se ha determinado mediante el programa "HOMER Energy", al que se le han medido varios valores de potencia y ha realizado los cálculos, aportando las soluciones más óptimas.

Se ha elegido un grupo electrógeno diésel. Se barajó la posibilidad de utilizar otro tipo de combustible como gas natural, pero debido a que en las inmediaciones no existe canalización para este tipo de combustible, se descartó la opción.

La potencia de este generador es de 12 kVA, que generará un sistema trifásico de 400 V a 50 Hz.

Las principales características son recogidas en la Tabla 17, su datasheet se encuentra en el anexo correspondiente.

Potencia (VA)	12000
Potencia activa (W)	10000
Tensión disponible (V)	380/220 – 400/230
Revoluciones (rpm) / frecuencia (Hz)	1500/50

Tabla 17 - Principales características del grupo electrógeno.  
Fuente: Elaboración propia.

Cabe reseñar que la inversión de este dispositivo queda justificada por las consideraciones que se han realizado anteriormente. Aunque sea un equipo de

apoyo, habrá periodos que entre a funcionar como generación, porque la demanda no es posible cubrirla con fotovoltaica. Esto, además, es positivo para el grupo, ya que no conviene que esté parado durante largos periodos de tiempo.

En la figura mostrada a continuación, se muestran los instantes en los que el grupo funciona a lo largo del año. Como cabe esperar por los resultados mostrados en el apartado de simulación, la mayor parte del año no entra en funcionamiento.

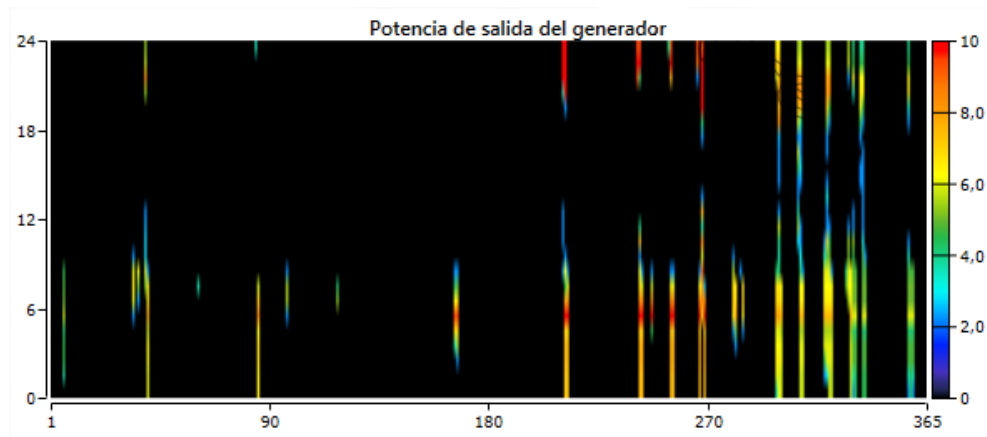


Figura 70 - Potencia que aporta el generador a la demanda.  
Fuente: HOMER Energía.

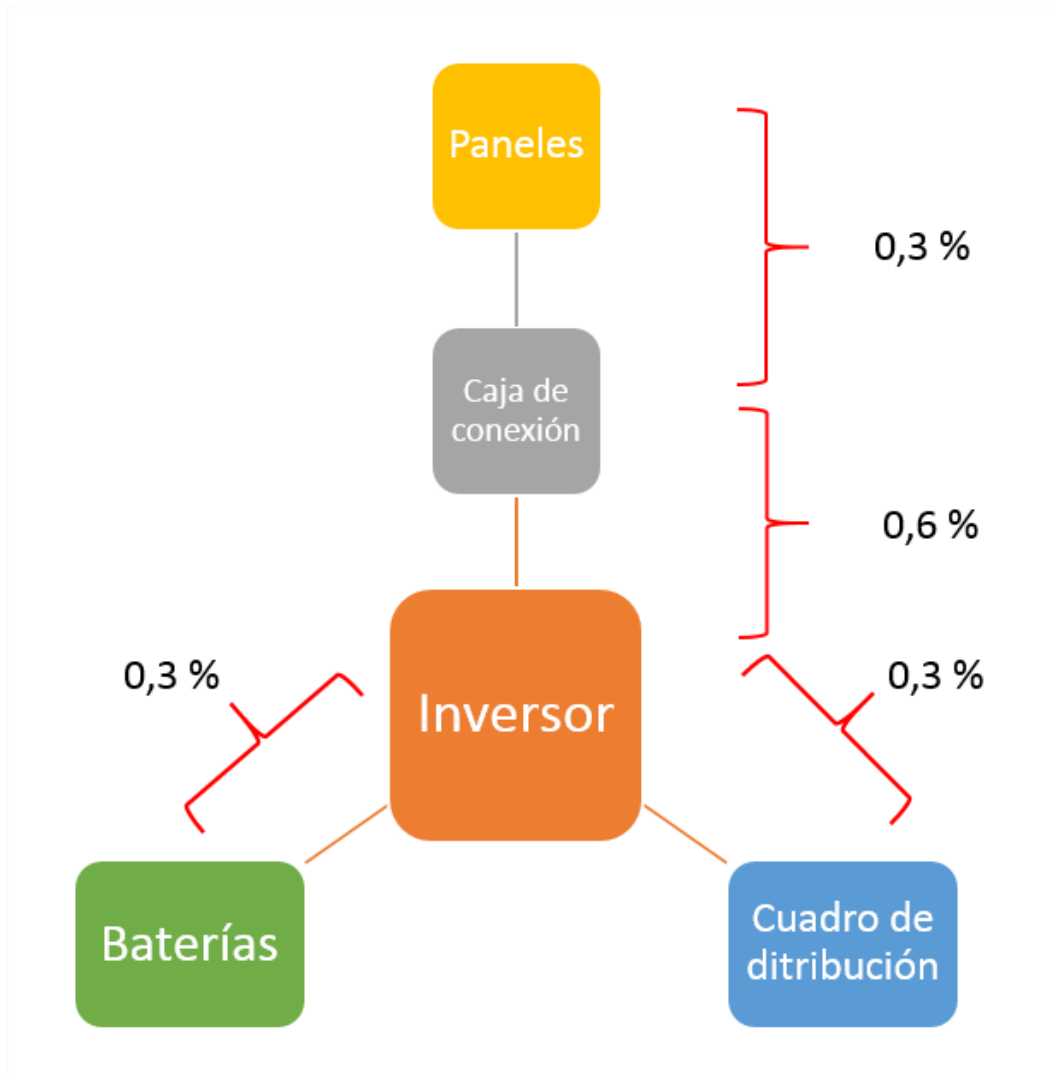
#### 7.4 - Conductores

Los conductores deben de tener unas características que estarán determinadas por el tipo de instalación y de la capacidad que deban soportar para cumplir los requisitos que se establecen. Se dimensionará siguiendo lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002. Además, se seguirán las recomendaciones el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDEA, que se establece una caída de tensión máxima de 1,5 %, incluyendo la parte de alterna y continua.

Dividiendo la instalación en diferentes partes, diferenciadas en la siguiente Figura 71, se puede establecer la caída de tensión máxima, teniendo en cuenta la distancia de cada uno ellos.

El cable que se empleará es de aislamiento XLPE y se instalará bajo el tubo de montaje superficial.

Como se prevé en la figura solamente se hará el dimensionada hasta llegar al inversor.



*Figura 71 - Esquema ilustrativo de la instalación.  
Fuente: Elaboración propia.*

De este modo, queda definida la caída de tensión de cada uno de los tramos, por lo que se procede a calcular la sección de los conductores. Para ello, se van a tener en cuenta los siguientes criterios y se elegirá el más desfavorable de los dos.

1. Cálculo por máxima intensidad admisible, el cual se basa en elegir una sección en función de la máxima intensidad que soporta una determinada sección y de la intensidad máxima prevista que va a circular por ese conductor.
2. Cálculo por caída de tensión máxima admisible. Establecida la caída de tensión máxima en el tramo a dimensionar, se busca la sección para que como máximo haya la caída de tensión establecida.



#### 7.4.1 - Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible

Según lo establecido en el REBT de 2002, en la ITC- BT-40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad generador. Por tanto, se determinará la sección mínima que deberán tener los conductores basándonos en lo descrito en la norma UNE 20460-5-523/2004. A partir de la tabla A.52-1 bis buscaremos la sección que se necesitaría en función de la intensidad y del tipo de canalización.

#### 7.4.2 - Cálculo de la sección por la máxima caída de tensión admisible

Según el REBT de 2002 en la ITC-BT-40 se establece una caída de tensión para instalaciones generadoras de un 1,5 %, entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior para la intensidad nominal. Es decir, la máxima caída de tensión desde los paneles fotovoltaicos hasta la salida del inversor será del 1,5 %. Esto ya se aclaró anteriormente, de ahí la distribución de la caída de tensión de la Figura 71.

Para realizar el cálculo de la sección se hará uso de la Ecuación 22 y Ecuación 23.

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U}$$

*Ecuación 22*

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U}$$

*Ecuación 23*

*Siendo:*  $L$  = longitud de la línea  
 $I$  = corriente que circula por el conductor  
 $\gamma$  = conductividad del material  
 $U$  = tensión  
 $\Delta U$  = caída de tensión  
 $S$  = sección del conductor

#### 7.4.3 - Tubos protectores

Los conductores estarán instalados en tubos protectores, que irán en superficie y se dimensionarán de acuerdo a la ITC-BT-21 del REBT de 2002, acogiéndose a la Tabla 2.

## 7.4.4 - Dimensionado

### 7.4.4.1 - Paneles – Caja de conexión

Será el primer tramo de la instalación, con el que se realizará la unión entre paneles hasta llegar la caja de conexiones.

Longitud (m)	20
c.d.t. (%)	0,3
$\gamma$ ( $m/\Omega \cdot mm^2$ )	56

Tabla 18 - Datos de partida tramo paneles - caja de conexión.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Intensidad máxima admisible

$$I_{M\acute{a}x.} = 1,25 \cdot 9,19 = 11,48 \text{ A}$$

Con esta intensidad según la Tabla A.52-1 bis, con aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados bajo punto de montaje superficial le corresponde una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>.

#### Sección

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{20 \cdot 9,19}{56 \cdot 0,003 \cdot 358,6} = 3,05 \text{ mm}^2$$

#### Tubo

El tubo según la Tabla 2 de la ITC-BT-21, para dos conductores corresponde un diámetro de 25 mm.

#### Caída de tensión

La caída de tensión que se obtiene es la siguiente.

$$\Delta U = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{12 \cdot 27,57}{56 \cdot 4 \cdot 358,6} = 0,00228 \%$$

#### Resultado

La sección elegida es de 4 mm<sup>2</sup> con  $I_{M\acute{a}x. Adm.} = 38 \text{ A}$  y un tubo de 16 mm de diámetro.

#### 7.4.4.2 - Caja de conexión – inversor

Corresponde con el segundo tramo de la instalación, unirá la caja de conexiones con el inversor. Habrá 6 líneas idénticas, ya que se ha considerado la distancia más desfavorable.

Longitud (m)	30
c.d.t. (%)	0,6
$\gamma$ ( $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ )	56

Tabla 19 - Datos de partida de tramo caja de conexión - inversor.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Intensidad máxima admisible

$$I_{M\acute{a}x.} = 1,25 \cdot (3 \cdot 9,19) = 34,46 \text{ A}$$

Con esta intensidad según la Tabla A.52-1 bis, con aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados bajo punto de montaje superficial le corresponde una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

#### Sección

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{30 \cdot (3 \cdot 9,19)}{56 \cdot 0,006 \cdot 358,6} = 6,86 \text{ mm}^2$$

#### Tubo

El tubo según la Tabla 2 de la ITC-BT-21, para dos conductores corresponde un diámetro de 20 mm.

#### Caída de tensión

La caída de tensión que se obtiene es la siguiente.

$$\Delta U = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot S \cdot U} = \frac{30 \cdot (3 \cdot 9,19)}{56 \cdot 10 \cdot 358,6} = 0,00412 \%$$

#### Resultado

La sección elegida es de 10 mm<sup>2</sup> con  $I_{M\acute{a}x. \text{ Adm.}} = 68 \text{ A}$  y un tubo de 20 mm de diámetro.

#### 7.4.4.3 - Inversor – cuadro general

Esta línea será la que una el inversor con el cuadro general. De cada inversor saldrá una fase hacia el cuadro. El neutro será común para todos los inversores y tendrá la misma sección que se calcule en este apartado.

Longitud (m)	30
c.d.t. (%)	0,3
$\gamma$ ( $m/\Omega \cdot mm^2$ )	56

Tabla 20 - Datos de partida para tramo inversor - cuadro general.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Intensidad máxima admisible

$$I_{M\acute{a}x.} = 1,25 \cdot 26 = 32,5 A$$

Con esta intensidad según la Tabla A.52-1 bis, con aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados bajo punto de montaje superficial le corresponde una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

#### Sección

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{30 \cdot 26}{56 \cdot 0,003 \cdot 230} = 20,18 mm^2$$

#### Tubo

El tubo según la Tabla 2 de la ITC-BT-21, para dos conductores corresponde un diámetro de 32 mm.

#### Caída de tensión

La caída de tensión que se obtiene es la siguiente.

$$\Delta U = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot S \cdot U} = \frac{30 \cdot 26}{56 \cdot 25 \cdot 230} = 0,00242 \%$$

#### Resultado

La sección elegida es de 25 mm<sup>2</sup> con  $I_{M\acute{a}x. Adm.} = 116 A$  y un tubo de 32 mm de diámetro.



#### 7.4.4.4 - Baterías – inversor

Para unir eléctricamente las baterías con los inversores se realizará mediante conductores, que se alimentarán a un embarrado común al que llegan los polos de las baterías.

Longitud (m)	15
c.d.t. (%)	0,3
$\gamma$ ( $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ )	56

Tabla 21 - Datos de partida para tramo baterías - inversor.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Intensidad máxima admisible

$$I_{M\acute{a}x.} = 1,25 \cdot 50 = 62,5 \text{ A}$$

Con esta intensidad según la Tabla A.52-1 bis, con aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados bajo punto de montaje superficial le corresponde una sección de 10 mm<sup>2</sup>.

#### Sección

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{15 \cdot 50}{56 \cdot 0,003 \cdot 358,6} = 12,45 \text{ mm}^2$$

#### Tubo

El tubo según la Tabla 2 de la ITC-BT-21, para dos conductores corresponde un diámetro de 25 mm.

#### Caída de tensión

La caída de tensión que se obtiene es la siguiente.

$$\Delta U = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot S \cdot U} = \frac{25 \cdot 50}{56 \cdot 16 \cdot 358,6} = 0,00233 \%$$

#### Resultado

La sección elegida es de 16 mm<sup>2</sup> con  $I_{M\acute{a}x. Adm.} = 91 \text{ A}$  y un tubo de 25 mm de diámetro.

#### 7.4.4.5 - Grupo electrógeno – Inversor

Será la línea que une el grupo electrógeno con el inversor.

Longitud (m)	80
c.d.t. (%)	1,2
$\gamma$ ( $m/\Omega \cdot mm^2$ )	56

Tabla 22 - Datos de partida tramo grupo electrógeno - inversor.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Intensidad máxima admisible

$$I_{M\acute{a}x.} = 1,25 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,95} = 18,99 \text{ A}$$

Con esta intensidad según la Tabla A.52-1 bis, con aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados bajo punto de montaje superficial le corresponde una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>.

#### Sección

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{80 \cdot 15,19}{56 \cdot 0,012 \cdot 400} = 4,52 \text{ mm}^2$$

#### Tubo

El tubo según la Tabla 2 de la ITC-BT-21, para 4 conductores corresponde un diámetro de 20 mm.

#### Caída de tensión

La caída de tensión que se obtiene es la siguiente.

$$\Delta U = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{80 \cdot 15,19}{56 \cdot 6 \cdot 400} = 0,009 \%$$

#### Resultado

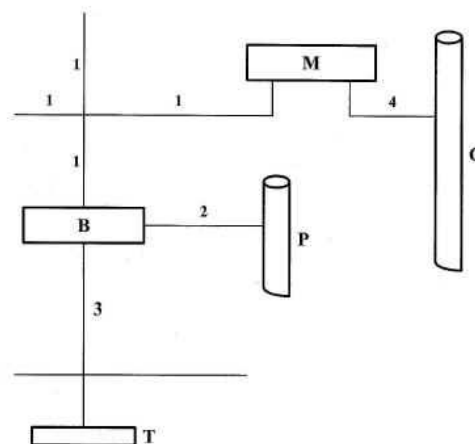
La sección elegida es de 6 mm<sup>2</sup> con  $I_{M\acute{a}x. Adm.} = 49 \text{ A}$  y un tubo de 20 mm de diámetro.

## 7.5 - Puesta a tierra

El REBT establece en la ITC-BT-40 que las instalaciones de generación deben estar provistas de sistemas de puesta a tierra que aseguren en todo momento que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE RAT 13 del reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Por otro lado, en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aislada de Red de IDAE, se establece que todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estarán conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

Por lo tanto, el objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que pueda aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Esto se realiza mediante la unión metálica directa entre los elementos mencionados de la instalación y uno o varios electrodos enterrados en el terreno. Con la conexión apropiada, se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas. También tienen como objeto el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.



- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 72 - Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.  
Fuente: REBT ITC-BT-18.

Para realizar la instalación se utilizará un cable desnudo de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección. Este cable irá enterrado en el terreno alrededor de la parcela del edificio, en este caso de la nave, a 2 metros de profundidad.

En la ITC-BT-18 se establece un valor de la resistencia de tierra para que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en locales conductores. Siendo el caso mencionado el de estudio, y con los diferenciales instalados de una sensibilidad de 30 mA, se puede obtener la resistencia máxima.

$$R_{Max} = \frac{24}{0,030} = 800 \Omega$$

Por lo que ahora, considerando la resistividad del terreno, se puede determinar la longitud del conductor de tierra. En este caso, se ha estimado un terreno de arena silíceica con una resistividad de 1000 Ω·m (obtenido de la Tabla 3 de la ITC-BT-18 del REBT).

$$L = \frac{2 \cdot \rho}{800} = 2,5$$

Por estos motivos, tendrá que haber al menos 2,5 metros de cable para la puesta a tierra y esta debe de ser independiente de la instalación de puesta a tierra de los circuitos interiores.

## 7.6 - Equipos de protección

Para otorgar seguridad tanto a la instalación como al personal encargado del mantenimiento y operación, se precisa incorporar una serie de protecciones. Para ello, se han diferenciado dos partes: corriente alterna y corriente continua.

En la parte de corriente continua se instalarán fusibles e interruptores – seccionadores. La parte de corriente alterna ya cuenta con las protecciones en el cuadro general existente, además de la protección que incorpora el inversor a la salida, por lo que se no se calcularán protecciones.

Por lo que haciendo uso de la división de tramos de la Figura 71, se realizarán los cálculos pertinentes a cada una de las protecciones.

### 7.6.1 - Cálculo de fusibles e interruptores – seccionadores para DC

El cálculo de fusibles e interruptores – seccionadores se realizará para un circuito tipo que hay en la instalación, ya que para cada uno de ellos se ha calculado una sección, considerando que prácticamente las longitudes de cada tramo son iguales.

Para el cálculo de fusibles se deben verificar las condiciones que se muestran a continuación.



$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Ecuación 24

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Ecuación 25

Siendo:  $I_B$  = corriente de utilización  
 $I_N$  = corriente nominal del fusible  
 $I_Z$  = corriente máxima admisible del elemento a proteger  
 $I_2$  = corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles)

En las protecciones por fusible tipo gG, se cumple además lo siguiente.

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N$$

Ecuación 26

Por lo que se deben cumplir las dos condiciones.

## 7.6.2 - Dimensionado

### 7.6.2.1 - Fusibles para ramal paneles en serie

Cada grupo de módulos como se ha descrito previamente tiene 3 ramas en paralelo, por lo que cada rama dispondrá de un fusible del calibre que se calculará a continuación. Estos fusibles irán alojados en la caja de conexiones de cada grupo de módulos.

I (A)	9,19
Sección (mm <sup>2</sup> )	4
I <sub>máx.</sub> admisible (A)	38

Tabla 23 - Datos de partida tramo de paneles.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Primera condición

$$I_B < I_N < I_Z$$

$$9,19 < I_N < 38$$

El calibre para un fusible en estas condiciones sería de 10 A.

#### Segunda condición

$$I_2 < 1,45 \cdot I_Z$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_Z$$

$$I_2 = 1,45 \cdot 38 = 55,1 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 \cdot 10 = 16 \text{ A}$$

Comprobación

$$16 < 55,1 \text{ A}$$

Por lo que el fusible de 10 A elegido es apropiado.

#### 7.6.2.2 - Interruptor para tramo caja de conexiones – inversor

La salida de cada caja de conexiones hacia el inversor estará protegida por un interruptor – seccionador,

I (A)	27,57
Sección (mm <sup>2</sup> )	10
I <sub>máx. admisible</sub> (A)	68

Tabla 24 - Datos de partida tramo caja de conexiones - inversor.  
Fuente: Elaboración propia.

Primera condición

$$I_B < I_N < I_Z$$

$$27,57 < I_N < 68$$

El calibre para un interruptor - seccionador en estas condiciones sería de 40 A.

Segunda condición

$$I_2 < 1,45 \cdot I_Z$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_Z$$

$$I_2 = 1,45 \cdot 68 = 98,6 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 \cdot 40 = 64 \text{ A}$$

Comprobación

$$64 < 98,6 \text{ A}$$

Por lo que el interruptor - seccionador elegido es correcto.

### 7.7 - Climatización de la sala de baterías

Las baterías son un elemento delicado, que está muy influido por la temperatura del lugar donde estén alojadas. Esto hace pensar en la necesidad de instalar un sistema de ventilación o climatización.

Existe una norma UNE-EN 50272-2 en la que se recogen los diferentes requisitos para la correcta ventilación de este tipo de locales.

Además de cuidar el estado de la batería, entran en juego otros factores por los que se debe mantener una ventilación adecuada. Uno de ellos es la posibilidad de explosión, debido principalmente a la concentración de hidrógeno, la cual tiene que estar por debajo del 4 % en volumen.

Para realizar el dimensionado de la ventilación, sea natural o forzada, se hará uso de la siguiente ecuación.

$$Q = v \cdot q \cdot s \cdot n \cdot I_{gas} \cdot C_{rt} \cdot 10^{-3}$$

*Ecuación 27*

Siendo:  $Q$  = caudal de aire  
 $v \cdot q \cdot s = 0,05 \text{ m}^3/\text{Ah}$  (valor prefijado)  
 $n$  = número de elementos  
 $I_{gas}$  = se determina con la Tabla 25.  
 $C_{rt}$  = Capacidad  $C_{10}$  de los elementos de plomo ácido en Ah,  $U_f = 1,80 \text{ V}$  / elemento a  $20^\circ \text{C}$

	Baterías de plomo abiertas Sb < 3 %	Baterías de plomo con válvula reguladora	Baterías NiCd abiertas
$I_{gas}$ carga flotación	5	1	5
$I_{gas}$ carga rápida	20	8	50

*Tabla 25 - Valores de  $I_{gas}$  proporcionados por norma UNE-EN 50272-2.  
Fuente: Aenor.*

Para el caso de las baterías elegidas, corresponde un valor de 8, que, teniendo un total de 120 elementos, se puede definir el caudal de aire necesario.

$$Q = 0,05 \cdot 120 \cdot 8 \cdot 3298 \cdot 10^{-3} = 158,3 \text{ m}^3/\text{h}$$

Para conseguir este caudal, se pueden llevar a cabo dos vías, mediante ventilación natural o ventilación forzada. Primeramente, se va a comprobar si con ventilación natural es viable. Para ello hay que dimensionar el área necesaria para conseguir ese caudal.

$$A = 28 \cdot Q$$

$$A = 28 \cdot 158,304 = 4432,51 \text{ cm}^2 = 4,42 \text{ m}^2$$

Como es un valor elevado, la opción más apropiada será la colocación de un extractor de aire, además, de una rejilla de ventilación al lado opuesto con el fin de que se realice una circulación de aire.

En la puesta en marcha de la instalación habrá que analizar el comportamiento de la temperatura y ajustar los parámetros del ventilador.



## CAPITULO 8. RESULTADO FINAL DEL DIMENSIONADO

### 8.1 - Elementos de instalación fotovoltaica

Modelo	Tipo de conexión	Unidades
TSM-300 DD05A.08	6 grupos 3 ramas en paralelo en cada grupo 11 módulos en serie en cada rama	198
Vesna 24 OPzS 3000	120 vasos en serie	120
Ingecon SUN STORAGE 6TL	2 ramas en paralelo 3 inversores formando estrella	6
Kaiser TG12T 50 Hz	Conectado al inversor	1

Tabla 26 - Resultado del dimensionado de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: Elaboración propia.

### 8.2 - Conductores

Línea	Longitud	Sección	Tubo
Paneles - caja de conexiones	20	4	16
Caja de conexiones - inversor	30	10	20
Inversor - cuadro general	30	25	32
Baterías - Inversor	15	16	25
Grupo electrógeno - inversor	80	6	20

Tabla 27 - Resultado del dimensionado de conductores.  
Fuente: Elaboración propia.

### 8.3 - Protecciones

Tramo a proteger	Tipo de protección	Calibre (A)
Ramal de paneles en serie	Fusible	10
Caja de conexiones - Inversor	Interruptor - seccionador DC	40

Tabla 28 - Resultado del dimensionado de las protecciones.  
Fuente: Elaboración propia.



## CAPITULO 9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y ESTUDIO ECONÓMICO

---

En este apartado, se analizará la rentabilidad económica para diferentes periodos de tiempo. Además, con el fin de que este estudio sirva para una posible extrapolación a nuevos proyectos, se considerarán nuevas situaciones que no se han contemplado hasta ahora.

Estas situaciones no son tan inusuales en proyectos que están localizados a cierta distancia de la red de distribución, ya que en la mayoría de las ocasiones son los propietarios lo que tienen que encargarse del coste de la instalación.

Esto implica un sobre coste para poder hacer uso de la electricidad, por este motivo lo planteado en este estudio puede resultar interesante. Se ha realizado suponiendo que la explotación objeto de estudio se encuentra en distintas situaciones para poder analizar la rentabilidad en estos casos.

Se realizará un análisis de viabilidad para cada una de las diferentes situaciones planteadas. Para llevarlo a cabo, se realizará mediante un VAN el cual indicará a 20 años el flujo actual de caja, ofreciendo el tiempo que se tarda en rentabilizar la instalación, o, en el caso más desfavorable, la no rentabilidad del mismo.

Además, para la situación actual, se hará el VAN a 30 años para comparar y poder analizar cuánto es el tiempo final para rentabilizar la instalación.

Como se podrá observar en cada caso, en el momento que la diferencia de dinero entre PV y RED es negativa es cuando se empieza a rentabilizar.

Los datos para realizar el VAN son estimados de acuerdo a la variabilidad histórica.

IPC (%)	2,5
Incremento Precio de energía (%)	1,5
Coste anual de mantenimiento (€)	200
Precio de Diésel (€/L)	0,9
Incremento de Diésel (%)	1,5

Tabla 29 - Datos de partida para el estudio económico.  
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en los apartados posteriores, se realizarán los estudios económicos para diferentes casos.

El precio de la instalación se ha estimado pidiendo ofertas a diferentes distribuidores e instaladores, los cuales han proporcionado un presupuesto,

aunque no es cerrado completamente, aunque son válidos para hacer una valoración de este tipo.

A continuación, se muestra un pequeño esbozo de los costes de los principales componentes de la instalación, que son los más representativos y han sido obtenidos a través de distintos distribuidores.

Presupuesto			
Unidades	Componente	Precio Unitario	Precio total
198	Módulo solar	127,20 €	25.185,60 €
21	Estructura aluminio anodizado superficie plana 10 paneles	201,90 €	4.240,00 €
6	Inversor/Cargador	2.400,00 €	14.400,00 €
120	Baterías	790,00 €	94.800,00 €
1	Grupo electrógeno	4.180,80 €	4.180,80 €

*Tabla 30 - Presupuesto de los componentes más representativos.  
Fuente: Elaboración propia.*

Como se verá próximamente, la inversión de la instalación supera la suma de estos costes, ya que, además, hay más material auxiliar a la hora de realizar la instalación. Entre ellos se encuentran conductores, cajas de conexiones, fusibles, interruptores, etc.



### 9.1 - Situación actual sin remplazo de baterías

Los datos de partida para esta situación son los recogidos en la Tabla 31.

Coste de la instalación (€)	203837,50
Coste de remplazo de baterías (€)	0
Inversión adicional (€)	0
Coste de energía facturada (€/año)	7956,33
Consumo de Diésel (L/año)	1000

Tabla 31 - Datos de partida para la situación actual.  
Fuente: Elaboración propia.

Esta situación se corresponde al momento actual de la explotación, donde la línea de red eléctrica llega hasta la misma para abastecer la demanda. El presente estudio pretende hacer posible abastecer dicha demanda con una instalación solar, y así poder aislarse de la red de distribución.

En este caso no se considera el cambio de baterías a lo largo de la vida del proyecto, aunque es muy probable que esto tenga que suceder.

El resultado del VAN a 20 y 30 años se muestra a continuación. En él se observa que para esta situación no es rentable realizar este tipo de instalación a una vida de proyecto de 20 años, aunque para 30 sí parece razonable realizar la instalación.

Como se viene adelantando, el coste de las baterías penaliza en gran medida estas instalaciones, y en este caso no se ha tenido en cuenta un remplazo de las mismas, pero en el periodo de 30 años, habría que hacerlo.

Año	Suministro con fotovoltaica					Suministro con red de distribución			Diferencia PV-RED
	Inversión	Devolución IVA	Mantenimiento	Gasoil	Flujo de caja	Inversión	Facturación	Flujo de caja	
1	207.837,50 €	-43.645,88 €	100,00 €	900,00 €	165.191,63 €		7.956,33 €	7.956,33 €	157.235,30 €
2			102,50 €	913,50 €	1.016,00 €		8.075,67 €	8.075,67 €	-7.059,67 €
3			105,06 €	913,50 €	1.018,56 €		8.196,81 €	8.196,81 €	-7.178,25 €
4			107,69 €	913,50 €	1.021,19 €		8.319,76 €	8.319,76 €	-7.298,57 €
5			110,38 €	913,50 €	1.023,88 €		8.444,56 €	8.444,56 €	-7.420,68 €
6			113,14 €	913,50 €	1.026,64 €		8.571,23 €	8.571,23 €	-7.544,59 €
7			115,97 €	913,50 €	1.029,47 €		8.699,80 €	8.699,80 €	-7.670,33 €
8			118,87 €	913,50 €	1.032,37 €		8.830,29 €	8.830,29 €	-7.797,92 €
9			121,84 €	913,50 €	1.035,34 €		8.962,75 €	8.962,75 €	-7.927,41 €
10			124,89 €	913,50 €	1.038,39 €		9.097,19 €	9.097,19 €	-8.058,80 €
11			128,01 €	913,50 €	1.041,51 €		9.233,65 €	9.233,65 €	-8.192,14 €
12			131,21 €	913,50 €	1.044,71 €		9.372,15 €	9.372,15 €	-8.327,44 €
13			134,49 €	913,50 €	1.047,99 €		9.512,73 €	9.512,73 €	-8.464,74 €
14			137,85 €	913,50 €	1.051,35 €		9.655,42 €	9.655,42 €	-8.604,07 €
15			141,30 €	913,50 €	1.054,80 €		9.800,26 €	9.800,26 €	-8.745,46 €
16			144,83 €	913,50 €	1.058,33 €		9.947,26 €	9.947,26 €	-8.888,93 €
17			148,45 €	913,50 €	1.061,95 €		10.096,47 €	10.096,47 €	-9.034,52 €
18			152,16 €	913,50 €	1.065,66 €		10.247,91 €	10.247,91 €	-9.182,25 €
19			155,97 €	913,50 €	1.069,47 €		10.401,63 €	10.401,63 €	-9.332,17 €
20			159,87 €	913,50 €	1.073,37 €		10.557,66 €	10.557,66 €	-9.484,29 €
<b>Suma</b>	<b>207.837,50 €</b>	<b>-43.645,88 €</b>	<b>2.554,47 €</b>	<b>18.256,50 €</b>	<b>185.002,59 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>183.979,53 €</b>	<b>183.979,53 €</b>	<b>1.023,06 €</b>

Tabla 32 - VAN a 20 años sin replazo de baterías.  
Fuente Elaboración propia.

Año	Suministro con fotovoltaica					Suministro con red de distribución					Diferencia PV-RED
	Inversión	Devolución IVA	Mantenimiento	Gasoil	Flujo de caja	Inversión	Facturación	Flujo de caja			
1	207.837,50 €	-43.645,88 €	100,00 €	900,00 €	165.191,63 €		7.956,33 €	7.956,33 €	157.235,30 €		
2			102,50 €	913,50 €	1.016,00 €		8.075,67 €	8.075,67 €	-7.059,67 €		
3			105,06 €	927,20 €	1.032,27 €		8.196,81 €	8.196,81 €	-7.164,55 €		
4			107,69 €	941,11 €	1.048,80 €		8.319,76 €	8.319,76 €	-7.270,96 €		
5			110,38 €	955,23 €	1.065,61 €		8.444,56 €	8.444,56 €	-7.378,95 €		
6			113,14 €	969,56 €	1.082,70 €		8.571,23 €	8.571,23 €	-7.488,53 €		
7			115,97 €	984,10 €	1.100,07 €		8.699,80 €	8.699,80 €	-7.599,73 €		
8			118,87 €	998,86 €	1.117,73 €		8.830,29 €	8.830,29 €	-7.712,56 €		
9			121,84 €	1.013,84 €	1.135,68 €		8.962,75 €	8.962,75 €	-7.827,06 €		
10			124,89 €	1.029,05 €	1.153,94 €		9.097,19 €	9.097,19 €	-7.943,25 €		
11			128,01 €	1.044,49 €	1.172,50 €		9.233,65 €	9.233,65 €	-8.061,15 €		
12			131,21 €	1.060,15 €	1.191,36 €		9.372,15 €	9.372,15 €	-8.180,79 €		
13			134,49 €	1.076,06 €	1.210,55 €		9.512,73 €	9.512,73 €	-8.302,19 €		
14			137,85 €	1.092,20 €	1.230,05 €		9.655,42 €	9.655,42 €	-8.425,38 €		
15			141,30 €	1.108,58 €	1.249,88 €		9.800,26 €	9.800,26 €	-8.550,38 €		
16			144,83 €	1.125,21 €	1.270,04 €		9.947,26 €	9.947,26 €	-8.677,22 €		
17			148,45 €	1.142,09 €	1.290,54 €		10.096,47 €	10.096,47 €	-8.805,93 €		
18			152,16 €	1.159,22 €	1.311,38 €		10.247,91 €	10.247,91 €	-8.936,53 €		
19			155,97 €	1.176,61 €	1.332,57 €		10.401,63 €	10.401,63 €	-9.069,06 €		
20			159,87 €	1.194,26 €	1.354,12 €		10.557,66 €	10.557,66 €	-9.203,54 €		
21			163,86 €	1.212,17 €	1.376,03 €		10.716,02 €	10.716,02 €	-9.339,99 €		
22			167,96 €	1.230,35 €	1.398,31 €		10.876,76 €	10.876,76 €	-9.478,45 €		
23			172,16 €	1.248,81 €	1.420,96 €		11.039,91 €	11.039,91 €	-9.618,95 €		
24			176,46 €	1.267,54 €	1.444,00 €		11.205,51 €	11.205,51 €	-9.761,51 €		
25			180,87 €	1.286,55 €	1.467,43 €		11.373,60 €	11.373,60 €	-9.906,17 €		
26			185,39 €	1.305,85 €	1.491,25 €		11.544,20 €	11.544,20 €	-10.052,95 €		
27			190,03 €	1.325,44 €	1.515,47 €		11.717,36 €	11.717,36 €	-10.201,90 €		
28			194,78 €	1.345,32 €	1.540,10 €		11.893,12 €	11.893,12 €	-10.353,02 €		
29			199,65 €	1.365,50 €	1.565,15 €		12.071,52 €	12.071,52 €	-10.506,37 €		
30			204,64 €	1.385,98 €	1.590,62 €		12.252,59 €	12.252,59 €	-10.661,97 €		
<b>Suma</b>	<b>207.837,50 €</b>	<b>-43.645,88 €</b>	<b>4.390,27 €</b>	<b>33.784,81 €</b>	<b>202.366,71 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>298.670,14 €</b>	<b>298.670,14 €</b>	<b>-96.303,43 €</b>		

Tabla 33 - VAN a 30 años sin remplazo de baterías.  
Fuente: Elaboración propia.

## 9.2 - Situación actual con remplazo de baterías

Los datos de partida para esta situación son los recogidos en la Tabla 34.

Coste de la instalación (€)	203837,50
Coste de remplazo de baterías (€)	48000
Inversión adicional (€)	0
Coste de energía facturada (€/año)	7956,33
Consumo de Diésel (L/año)	1000

Tabla 34 - Datos de partida para la situación actual.  
Fuente: Elaboración propia.

La presente situación es idéntica a la mencionada anteriormente, con la única diferencia del remplazo de baterías.

El coste de las baterías es elevado, y en esta ocasión se considera que en el instante del remplazo estas habrán bajado su precio casi a la mitad, lo cual puede ser razonable para esta tecnología, ya que están apareciendo y desarrollándose nuevas tecnologías como las baterías de litio y las baterías de flujo.



Año	Suministro con fotovoltaica						Suministro con red de distribución				Diferencia PV-RED
	Inversión	Devolución IVA	Mantenimiento	Gasoil	Flujo de caja	Inversión	Facturación	Flujo de caja	Flujo de caja		
1	207.837,50 €	-43.645,88 €	100,00 €	900,00 €	165.191,63 €		7.956,33 €	7.956,33 €	157.235,30 €		
2			102,50 €	913,50 €	1.016,00 €		8.075,67 €	8.075,67 €	-7.059,67 €		
3			105,06 €	913,50 €	1.018,56 €		8.196,81 €	8.196,81 €	-7.178,25 €		
4			107,69 €	913,50 €	1.021,19 €		8.319,76 €	8.319,76 €	-7.298,57 €		
5			110,38 €	913,50 €	1.023,88 €		8.444,56 €	8.444,56 €	-7.420,68 €		
6			113,14 €	913,50 €	1.026,64 €		8.571,23 €	8.571,23 €	-7.544,59 €		
7			115,97 €	913,50 €	1.029,47 €		8.699,80 €	8.699,80 €	-7.670,33 €		
8			118,87 €	913,50 €	1.032,37 €		8.830,29 €	8.830,29 €	-7.797,92 €		
9			121,84 €	913,50 €	1.035,34 €		8.962,75 €	8.962,75 €	-7.927,41 €		
10			124,89 €	913,50 €	1.038,39 €		9.097,19 €	9.097,19 €	-8.058,80 €		
11			128,01 €	913,50 €	1.041,51 €		9.233,65 €	9.233,65 €	-8.192,14 €		
12			131,21 €	913,50 €	1.044,71 €		9.372,15 €	9.372,15 €	-8.327,44 €		
13			134,49 €	913,50 €	1.047,99 €		9.512,73 €	9.512,73 €	-8.464,74 €		
14			137,85 €	913,50 €	1.051,35 €		9.655,42 €	9.655,42 €	-8.604,07 €		
15	48.000,00 €	-10.080,00 €	141,30 €	913,50 €	38.974,80 €		9.800,26 €	9.800,26 €	29.174,54 €		
16			144,83 €	913,50 €	1.058,33 €		9.947,26 €	9.947,26 €	-8.888,93 €		
17			148,45 €	913,50 €	1.061,95 €		10.096,47 €	10.096,47 €	-9.034,52 €		
18			152,16 €	913,50 €	1.065,66 €		10.247,91 €	10.247,91 €	-9.182,25 €		
19			155,97 €	913,50 €	1.069,47 €		10.401,63 €	10.401,63 €	-9.332,17 €		
20			159,87 €	913,50 €	1.073,37 €		10.557,66 €	10.557,66 €	-9.484,29 €		
<b>Suma</b>	<b>255.837,50 €</b>	<b>-53.725,88 €</b>	<b>2.554,47 €</b>	<b>18.256,50 €</b>	<b>222.922,59 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>183.979,53 €</b>	<b>183.979,53 €</b>	<b>38.943,06 €</b>		

Tabla 35 - VAN a 20 años con remplazo de baterías.  
Fuente: Elaboración propia.

Año	Suministro con fotovoltaica					Suministro con red de distribución			Diferencia PV-RED
	Inversión	Devolución IVA	Mantenimiento	Gasoil	Flujo de caja	Inversión	Facturación	Flujo de caja	
1	207.837,50 €	-43.645,88 €	100,00 €	900,00 €	165.191,63 €		7.956,33 €	7.956,33 €	157.235,30 €
2			102,50 €	913,50 €	1.016,00 €		8.075,67 €	8.075,67 €	-7.059,67 €
3			105,06 €	927,20 €	1.032,27 €		8.196,81 €	8.196,81 €	-7.164,55 €
4			107,69 €	941,11 €	1.048,80 €		8.319,76 €	8.319,76 €	-7.270,96 €
5			110,38 €	955,23 €	1.065,61 €		8.444,56 €	8.444,56 €	-7.378,95 €
6			113,14 €	969,56 €	1.082,70 €		8.571,23 €	8.571,23 €	-7.488,53 €
7			115,97 €	984,10 €	1.100,07 €		8.699,80 €	8.699,80 €	-7.599,73 €
8			118,87 €	998,86 €	1.117,73 €		8.830,29 €	8.830,29 €	-7.712,56 €
9			121,84 €	1.013,84 €	1.135,68 €		8.962,75 €	8.962,75 €	-7.827,06 €
10			124,89 €	1.029,05 €	1.153,94 €		9.097,19 €	9.097,19 €	-7.943,25 €
11			128,01 €	1.044,49 €	1.172,50 €		9.233,65 €	9.233,65 €	-8.061,15 €
12			131,21 €	1.060,15 €	1.191,36 €		9.372,15 €	9.372,15 €	-8.180,79 €
13			134,49 €	1.076,06 €	1.210,55 €		9.512,73 €	9.512,73 €	-8.302,19 €
14			137,85 €	1.092,20 €	1.230,05 €		9.655,42 €	9.655,42 €	-8.425,38 €
15	48.000,00 €	-10.080,00 €	141,30 €	1.108,58 €	39.169,88 €		9.800,26 €	9.800,26 €	29.369,62 €
16			144,83 €	1.125,21 €	1.270,04 €		9.947,26 €	9.947,26 €	-8.677,22 €
17			148,45 €	1.142,09 €	1.290,54 €		10.096,47 €	10.096,47 €	-8.805,93 €
18			152,16 €	1.159,22 €	1.311,38 €		10.247,91 €	10.247,91 €	-8.936,53 €
19			155,97 €	1.176,61 €	1.332,57 €		10.401,63 €	10.401,63 €	-9.069,06 €
20			159,87 €	1.194,26 €	1.354,12 €		10.557,66 €	10.557,66 €	-9.203,54 €
21			163,86 €	1.212,17 €	1.376,03 €		10.716,02 €	10.716,02 €	-9.339,99 €
22			167,96 €	1.230,35 €	1.398,31 €		10.876,76 €	10.876,76 €	-9.478,45 €
23			172,16 €	1.248,81 €	1.420,96 €		11.039,91 €	11.039,91 €	-9.618,95 €
24			176,46 €	1.267,54 €	1.444,00 €		11.205,51 €	11.205,51 €	-9.761,51 €
25			180,87 €	1.286,55 €	1.467,43 €		11.373,60 €	11.373,60 €	-9.906,17 €
26			185,39 €	1.305,85 €	1.491,25 €		11.544,20 €	11.544,20 €	-10.052,95 €
27			190,03 €	1.325,44 €	1.515,47 €		11.717,36 €	11.717,36 €	-10.201,90 €
28			194,78 €	1.345,32 €	1.540,10 €		11.893,12 €	11.893,12 €	-10.353,02 €
29			199,65 €	1.365,50 €	1.565,15 €		12.071,52 €	12.071,52 €	-10.506,37 €
30			204,64 €	1.385,98 €	1.590,62 €		12.252,59 €	12.252,59 €	-10.661,97 €
Suma	255.837,50 €	-53.725,88 €	4.390,27 €	33.784,81 €	240.286,71 €	0,00 €	298.670,14 €	298.670,14 €	-58.383,43 €

Tabla 36 - VAN a 30 años con remplazo de baterías.  
Fuente: Elaboración propia.

### 9.3 - Línea aérea de media tensión

Los datos de partida para esta situación son los recogidos en la Tabla 37. El precio de la inversión adicional se ha estimado con una media de varios datos obtenidos de varios proyectos públicos, que sirven para realizar una comparativa.

Coste de la instalación (€)	203837,50
Coste de replazo de baterías (€)	48000
Inversión adicional (€)	55000
Coste de energía facturada (€/año)	7956,33
Consumo de Diésel (L/año)	1000

Tabla 37 - Datos de partida para la situación con línea de media tensión.  
Fuente: Elaboración propia.

Esta situación es la propia de una nueva hipotética explotación, que requiere de red eléctrica y se encuentra a varios km de la misma, y, además, el suministro que le ofrecen es en media tensión. Esto implica que se ha de instalar un transformador. La distancia de la línea a la explotación se ha considerado de 10 km.

Por este motivo, hay una inversión adicional, aparte del coste de la energía que se prevé consumir. Cabe esperar que la rentabilidad sea mayor que en caso de la situación real de la explotación.

Año	Suministro con fotovoltaica					Suministro con red de distribución			Diferencia PV-RED
	Inversión	Devolución IVA	Mantenimiento	Gasoil	Flujo de caja	Inversión	Facturación	Flujo de caja	
1	207.837,50 €	-43.645,88 €	100,00 €	900,00 €	165.191,63 €	50.000,00 €	7.956,33 €	57.956,33 €	107.235,30 €
2			102,50 €	913,50 €	1.016,00 €		8.075,67 €	8.075,67 €	-7.059,67 €
3			105,06 €	913,50 €	1.018,56 €		8.196,81 €	8.196,81 €	-7.178,25 €
4			107,69 €	913,50 €	1.021,19 €		8.319,76 €	8.319,76 €	-7.298,57 €
5			110,38 €	913,50 €	1.023,88 €		8.444,56 €	8.444,56 €	-7.420,68 €
6			113,14 €	913,50 €	1.026,64 €		8.571,23 €	8.571,23 €	-7.544,59 €
7			115,97 €	913,50 €	1.029,47 €		8.699,80 €	8.699,80 €	-7.670,33 €
8			118,87 €	913,50 €	1.032,37 €		8.830,29 €	8.830,29 €	-7.797,92 €
9			121,84 €	913,50 €	1.035,34 €		8.962,75 €	8.962,75 €	-7.927,41 €
10			124,89 €	913,50 €	1.038,39 €		9.097,19 €	9.097,19 €	-8.058,80 €
11			128,01 €	913,50 €	1.041,51 €		9.233,65 €	9.233,65 €	-8.192,14 €
12			131,21 €	913,50 €	1.044,71 €		9.372,15 €	9.372,15 €	-8.327,44 €
13			134,49 €	913,50 €	1.047,99 €		9.512,73 €	9.512,73 €	-8.464,74 €
14			137,85 €	913,50 €	1.051,35 €		9.655,42 €	9.655,42 €	-8.604,07 €
15	48.000,00 €	-10.080,00 €	141,30 €	913,50 €	38.974,80 €		9.800,26 €	9.800,26 €	29.174,54 €
16			144,83 €	913,50 €	1.058,33 €		9.947,26 €	9.947,26 €	-8.888,93 €
17			148,45 €	913,50 €	1.061,95 €		10.096,47 €	10.096,47 €	-9.034,52 €
18			152,16 €	913,50 €	1.065,66 €		10.247,91 €	10.247,91 €	-9.182,25 €
19			155,97 €	913,50 €	1.069,47 €		10.401,63 €	10.401,63 €	-9.332,17 €
20			159,87 €	913,50 €	1.073,37 €		10.557,66 €	10.557,66 €	-9.484,29 €
<b>Suma</b>	<b>255.837,50 €</b>	<b>-53.725,88 €</b>	<b>2.554,47 €</b>	<b>18.256,50 €</b>	<b>222.922,59 €</b>	<b>50.000,00 €</b>	<b>183.979,53 €</b>	<b>233.979,53 €</b>	<b>-11.056,94 €</b>

Tabla 38 - VAN a 20 con inversión adicional para red de MT.  
Fuente: Elaboración propia.



#### 9.4 - Línea aérea de baja tensión

Los datos de partida para esta situación son los recogidos en la Tabla 39. El precio de la inversión adicional se ha estimado con una media de datos obtenidos de varios proyectos públicos, que sirven para realizar una comparativa.

Coste de la instalación (€)	203837,50
Coste de replazo de baterías (€)	48000
Inversión adicional (€)	28000
Coste de energía facturada (€/año)	7956,33
Consumo de Diésel (L/año)	1000

Tabla 39 - Datos de partida para la situación con línea de baja tensión.  
Fuente: Elaboración propia.

Esta situación es la propia de una nueva hipotética explotación, que requiere de red eléctrica, y la red de distribución de baja tensión está a cierta distancia. Se ha considerado una distancia de 1000 metros hasta la red de distribución de BT.

Esta situación implica, como en el caso anterior, una inversión adicional, que hará más viable el proyecto. Aunque como se observar en el VAN mostrado a continuación, no se llega a rentabilizar la inversión en un periodo de 20 años.

Año	Suministro con fotovoltaica					Suministro con red de distribución			Diferencia PV-RED
	Inversión	Devolución IVA	Mantenimiento	Gasoil	Flujo de caja	Inversión	Facturación	Flujo de caja	
1	207.837,50 €	-43.645,88 €	100,00 €	900,00 €	165.191,63 €	28.000,00 €	7.956,33 €	35.956,33 €	129.235,30 €
2			102,50 €	913,50 €	1.016,00 €		8.075,67 €	8.075,67 €	-7.059,67 €
3			105,06 €	913,50 €	1.018,56 €		8.196,81 €	8.196,81 €	-7.178,25 €
4			107,69 €	913,50 €	1.021,19 €		8.319,76 €	8.319,76 €	-7.298,57 €
5			110,38 €	913,50 €	1.023,88 €		8.444,56 €	8.444,56 €	-7.420,68 €
6			113,14 €	913,50 €	1.026,64 €		8.571,23 €	8.571,23 €	-7.544,59 €
7			115,97 €	913,50 €	1.029,47 €		8.699,80 €	8.699,80 €	-7.670,33 €
8			118,87 €	913,50 €	1.032,37 €		8.830,29 €	8.830,29 €	-7.797,92 €
9			121,84 €	913,50 €	1.035,34 €		8.962,75 €	8.962,75 €	-7.927,41 €
10			124,89 €	913,50 €	1.038,39 €		9.097,19 €	9.097,19 €	-8.058,80 €
11			128,01 €	913,50 €	1.041,51 €		9.233,65 €	9.233,65 €	-8.192,14 €
12			131,21 €	913,50 €	1.044,71 €		9.372,15 €	9.372,15 €	-8.327,44 €
13			134,49 €	913,50 €	1.047,99 €		9.512,73 €	9.512,73 €	-8.464,74 €
14			137,85 €	913,50 €	1.051,35 €		9.655,42 €	9.655,42 €	-8.604,07 €
15	48.000,00 €	-10.080,00 €	141,30 €	913,50 €	38.974,80 €		9.800,26 €	9.800,26 €	29.174,54 €
16			144,83 €	913,50 €	1.058,33 €		9.947,26 €	9.947,26 €	-8.888,93 €
17			148,45 €	913,50 €	1.061,95 €		10.096,47 €	10.096,47 €	-9.034,52 €
18			152,16 €	913,50 €	1.065,66 €		10.247,91 €	10.247,91 €	-9.182,25 €
19			155,97 €	913,50 €	1.069,47 €		10.401,63 €	10.401,63 €	-9.332,17 €
20			159,87 €	913,50 €	1.073,37 €		10.557,66 €	10.557,66 €	-9.484,29 €
<b>Suma</b>	<b>255.837,50 €</b>	<b>-53.725,88 €</b>	<b>2.554,47 €</b>	<b>18.256,50 €</b>	<b>222.922,59 €</b>	<b>28.000,00 €</b>	<b>183.979,53 €</b>	<b>211.979,53 €</b>	<b>10.943,06 €</b>

Tabla 40 - VAN a 20 años con inversión inicial para red de BT.  
Fuente: Elaboración propia.

## CAPITULO 10. CONCLUSIÓN

---

Se puede concluir que, en este caso, quizás no es apropiado realizar este tipo de instalación partiendo de la base de que cuenta con suministro eléctrico en la actualidad. Debido a la gran cantidad de energía que se utiliza para cuestiones de refrigeración, la energía solar no es un buen recurso, pues con temperaturas extremas la energía demandada en horas críticas (horario nocturno en invierno y horas centrales en verano) es elevada.

No obstante, hay que analizar más en profundidad la situación. En primer lugar, el elevado precio de los elementos de una instalación de este tipo, como las baterías, que en un futuro es previsible que bajen su precio considerablemente y aparezcan nuevas tecnologías que están en desarrollo y que por falta de información no se han considerado en este estudio.

Estas tecnologías pueden ser las baterías de litio, las cuales permiten una mayor profundidad de descarga, por lo que se evitaría instalar tanta capacidad de baterías, haciendo un uso más óptimo de las mismas. Además, una tecnología que comenzará a emerger será las baterías de flujo<sup>4</sup>, las cuales están en pruebas y posiblemente vean la luz en un periodo corto de tiempo.

En segundo lugar, tampoco se puede prever con exactitud el precio de la energía en un futuro, ya que en los últimos años se ha visto un gran incremento en el precio de ésta, por lo que puede llegar a ser una buena alternativa, aunque con una gran incertidumbre.

Por otro lado, mirando más allá de un análisis económico, está en juego también la inserción de energía renovable, que es un punto muy favorable a tener en cuenta. Desgraciadamente, al no existir ningún tipo de ayuda por parte de los organismos competentes, los usuarios no se plantean realizar una inversión tan elevada.

También se puede cuestionar la vida útil de la instalación, ya que en la actualidad hay instalaciones con más de 25 años y no han perdido apenas rendimiento, por lo que no se conoce una vida útil de los elementos de este tipo de instalaciones. Solamente se puede deducir que las baterías son los elementos más críticos en este aspecto, ya que se pueden deteriorar rápidamente si no tienen un mantenimiento adecuado.

---

<sup>4</sup> Es un tipo de batería recargable donde la recarga es proporcionada por dos componentes químicos, por intercambio iónico que se produce a través de una membrana, y estos circulan en dos circuitos completamente separados. Se puede considerar una pila de combustible, y tiene ventajas como la vida "ilimitada" la variación de la energía que puede almacenar con solamente aumentar o disminuir los componentes químicos, ya que la potencia la aporta las celdas que contienen la membrana.

Además, aunque a lo largo del documento no se ha mencionado, cabe la posibilidad de realizar una optimización en los consumos de energía, ya que actualmente el consumo que se midió está optimizado para el tipo de tarifa que tienen contratada. Llevar a cabo esta medida podría hacer un mejor reparto del consumo diario y mejorar las características de la instalación.

Otro punto a tratar es la posible integración de un coche eléctrico, ya que en las ocasiones que hay exceso de energía, el coste del “combustible” sería “nulo”, o traducirse a una rentabilidad más temprana.

Concluyendo, el presente trabajo de fin de grado ha cumplido los objetivos planteados, ya que se muestra en una situación actual si es viable realizar una instalación de este tipo.

Y, como añadido, realizar este trabajo me ha servido para desarrollar las capacidades adquiridas durante mi vida estudiantil, para aprender a utilizar nuevos recursos y a buscar soluciones a problemas que se pueden plantear a lo largo del desarrollo de un proyecto. En este caso, existieron ciertos problemas, como la imposibilidad de disponer de un dispositivo para medir la demanda de energía, entre otros.

## BIBLIOGRAFÍA

---

Asociación Española de Normalización y Certificación. (2002). *UNE-EN 50272-2: Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías*. Madrid: AENOR.

Asociación Española de Normalización y Certificación. (2004). *UNE 20460-5-523: Instalaciones eléctricas en edificios*. Madrid: AENOR.

EREN. (2004). *Energía Solar Fotovoltaica: Manual del Arquitecto*. España: Junta de Castilla y León.

IDAE. (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*. Madrid: IDAE.

LORENZO, E. (2014). *Ingeniería Fotovoltaica. Volumen III*. 1ª ed. Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progensa.

PERPIÑÁN, Ó., CASTRO, M. y COLMENAR, A. (2012). *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progensa.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE núm. 224, § 18099 (2002).



## RECURSOS WEB

---

Fullciencia. (2012, diciembre 15). Movimiento de la Tierra. Recuperado de <http://fullciencia.com/movimiento-de-la-tierra/>

Giltesa. *Fabricación de circuitos impresos, método de la insoladora*. Recuperado 10 junio 2017, de <https://giltesa.com/2011/09/06/fabricacion-de-circuitos-impresos-metodo-de-la-insoladora>

JRC. European Comission y CM SAF Climate Monitoring. *PVGIS: Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica*. Recuperado 23 junio 2017, de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe>

Luis Llamas. *Leer y escribir en una tarjeta SD o microSD con Arduino*. Recuperado 10 junio 2017, de <https://www.luisllamas.es/tarjeta-micro-sd-arduino/>

Luis Llamas. *Sensor de corriente eléctrica no invasivo con Arduino y STC-013*. Recuperado 10 junio 2017, de <https://www.luisllamas.es/arduino-sensor-corriente-stc-013/>

Micropic. *Realización de PCB por insolado*. Recuperado 10 junio 2017, de <http://www.micropic.es/mpblog/2005/06/realizacion-de-pcb-por-insolado/>

Open Energy Monitor. *CT Sensors - Interfacing with an Arduino*. Recuperado 10 junio 217, de <https://learn.openenergymonitor.org/electricity-monitoring/ct-sensors/interface-with-arduino>

Prometec. *Arduino y las interrupciones*. Recuperado 10 junio 2017, de <http://www.prometec.net/interrupciones/>

Prometec. *La nueva librería TIME en Arduino*. Recuperado 10 junio 2017, de <http://www.prometec.net/time-arduino/>

REE. *Estadísticas del sistema eléctrico*. Recuperado 11 junio 2017, de <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3015/3001>

ZIGZAX. *Escribir datos en una tarjeta SD con Arduino*. Recuperado 10 junio 2017, de <http://zygzax.com/escribir-datos-en-una-tarjeta-sd-con-arduino-modulo-microsd-y-ethernet-shield/>





## SOFTWARE UTILIZADO

---

Catia V5 R20

HOMER Energy 3.9.1

PVSyst 6.6.2

Autocad 2016

Matlab 2012



## 10.1 - Datasheet

Sensor de corriente.....	116
Pin Layout Arduino Nano .....	117
Paneles solares .....	118
Inversor - Cargador.....	120
Baterías.....	123
Grupo electrógeno .....	124

**Model: SCT-013** **Rated Input current: 5A/100A**

**Characteristics:** Opening size: 13mm\*13mm,  
Non-linearity±3% (10%—120% of rated input current)  
1m leading wire, standard Φ3.5 three core plug output.  
Current output type and voltage output type (voltage output type built-in sampling resistor)



**Purpose:** Used for current measurement, monitor and protection for AC motor, lighting equipment, air compressor etc

**Core material:** ferrite

**Mechanical strength:** the number of switching is not less than 1000 times(test at 25°C)

**Safety index:** Dielectric strength(between shell and output)1000V AC/1min

**Fire resistance property:** In accordance with UL94-Vo

**Work temperature:** -25°C~+70°C

**Outline size diagram: (in mm)**

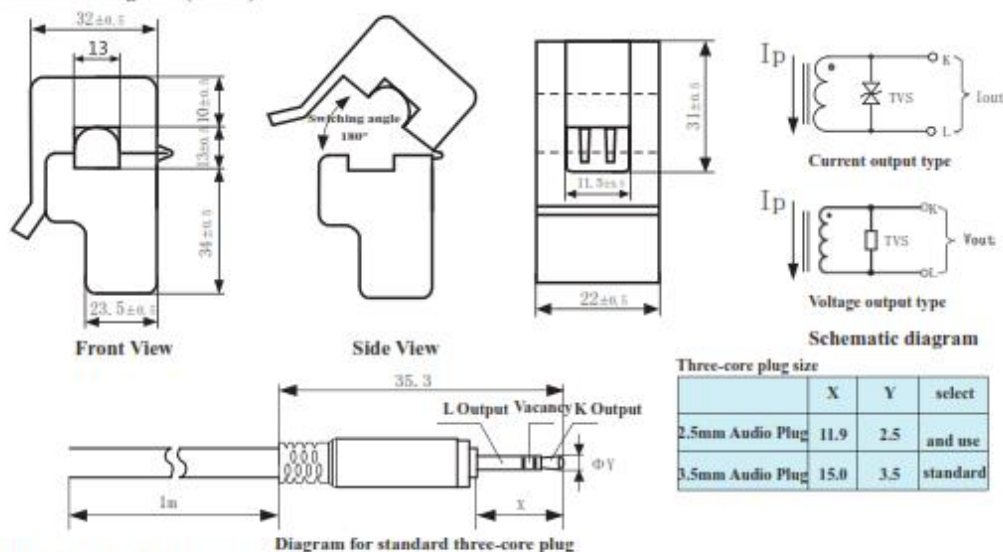
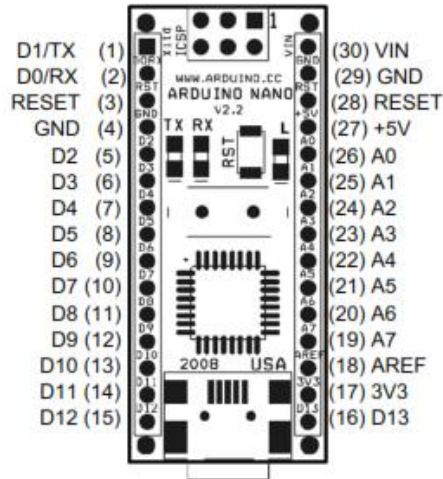


Table of technical parameter:

Model	SCT-013-000	SCT-013-005	SCT-013-010	SCT-013-015	SCT-013-020
Input current	0-100A	0-5A	0-10A	0-15A	0-20A
Output type	0-50mA	0-1V	0-1V	0-1V	0-1V
Model	SCT-013-025	SCT-013-030	SCT-013-050	SCT-013-060	SCT-013-000V
Input current	0-25A	0-30A	0-50A	0-60A	0-100A
Output type	0-1V	0-1V	0-1V	0-1V	0-1V

※ Output type: voltage output type built-in sampling resistor, current output type built-in protective diode.

**Arduino Nano Pin Layout**

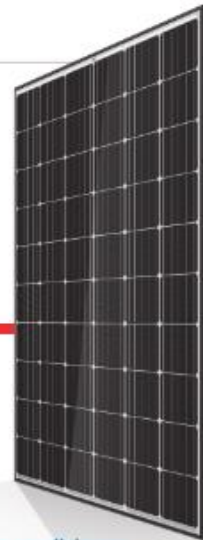


Pin No.	Name	Type	Description
1-2, 5-16	D0-D13	I/O	Digital input/output port 0 to 13
3, 28	RESET	Input	Reset (active low)
4, 29	GND	PWR	Supply ground
17	3V3	Output	+3.3V output (from FTDI)
18	AREF	Input	ADC reference
19-26	A7-A0	Input	Analog input channel 0 to 7
27	+5V	Output or Input	+5V output (from on-board regulator) or +5V (input from external power supply)
30	VIN	PWR	Supply voltage

Mono Multi Soluciones

# Honey<sup>M</sup> PLUS<sup>+</sup> MÓDULO

TSM-DD05A.08 (II)



**60 CÉLULAS**  
MÓDULO MONOCRISTALINO

**280-305W**  
RANGO DE POTENCIA

**18,6%**  
MÁXIMA EFICIENCIA

**0/+5W**  
TOLERANCIA POSITIVA  
DE POTENCIA

Trina Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y habilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

### Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1709/IEC61701/IEC62710  
ISO 9001: Sistema de gestión de calidad  
ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental  
ISO 14004: Verificación de gases efecto invernadero  
OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



**Trina**solar



### Excelente rendimiento en condiciones de poca luz en días nublados, mañanas y atardeceres

- Pasivación posterior de la célula
- Texturización avanzada de la superficie
- Emisor selectivo



### Aprovecha el espacio con la máxima eficiencia

- Hasta 186 W/m<sup>2</sup> de densidad de potencia
- Coeficientes térmicos bajos para mayor producción energética a temperaturas de funcionamiento altas



### Buena estética para aplicaciones residenciales

- Células monocristalinas oscuras
- Marco negro



### Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminiscencia
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos
- Certificado UL 1000 V / IEC 1000 V



### Certificados para condiciones medioambientales extremas

- Cargas de viento de 2400 Pa
- Cargas de nieve de 5400 Pa
- Piedras de granizo de 35 mm a 97 Km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

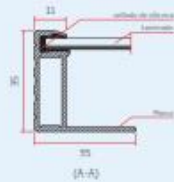
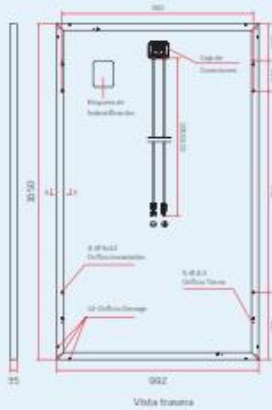
### GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

10 años garantía de producto - 25 años garantía de potencia lineal

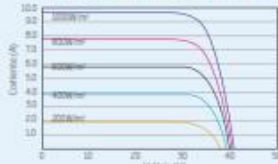




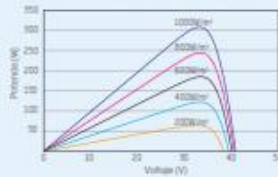
**DIMENSIONES DEL MÓDULO FV  
TSM-DD05A.08 (II)  
(Unidad: mm)**



**CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (305W)**



**CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (305W)**



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-280 DD05A.08 (II)	TSM-285 DD05A.08 (II)	TSM-290 DD05A.08 (II)	TSM-295 DD05A.08 (II)	TSM-300 DD05A.08 (II)	TSM-305 DD05A.08 (II)
Potencia nominal P <sub>máx</sub> (Wp)*	280	285	290	295	300	305
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -V <sub>m</sub> (V)	31,7	31,8	32,2	32,5	32,6	32,9
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -I <sub>m</sub> (A)	8,84	8,97	9,01	9,06	9,19	9,28
Tensión en circuito abierto-V <sub>oc</sub> (V)	39,0	39,3	39,5	39,7	39,9	40,2
Corriente de cortocircuito-I <sub>sc</sub> (A)	9,35	9,45	9,50	9,55	9,64	9,72
Eficiencia del módulo η <sub>p</sub> (%)	17,1	17,4	17,7	18,0	18,3	18,6

STC: Irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C, masa de aire APL 3  
\*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-280 DD05A.08 (II)	TSM-285 DD05A.08 (II)	TSM-290 DD05A.08 (II)	TSM-295 DD05A.08 (II)	TSM-300 DD05A.08 (II)	TSM-305 DD05A.08 (II)
Potencia máx. P <sub>max</sub> (Wp)	209	212	216	220	223	227
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -V <sub>m</sub> (V)	29,4	29,6	29,9	30,2	30,4	30,6
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -I <sub>m</sub> (A)	7,10	7,17	7,23	7,28	7,35	7,42
Tensión en circuito abierto-V <sub>oc</sub> (V)	36,3	36,6	36,7	36,9	37,1	37,3
Corriente de cortocircuito-I <sub>sc</sub> (A)	7,55	7,63	7,67	7,71	7,78	7,84

TONC: Irradiancia x 800 W/m<sup>2</sup>, Temperatura ambiente 20°C, Velocidad del viento 1 m/s.

**DATOS MECÁNICOS**

Células solares	Monocristalinas 156,75 x 156,75 mm
Distribución de las células	60 células (6 x 10)
Dimensiones del módulo	1050 x 992 x 35 mm
Peso	18,6 kg
Vidrio	3,2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Bianca
Marco	Aluminio anodizado color negro
Caja de conexiones	IP67 o IP68
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4 mm <sup>2</sup> , 1000 mm
Conector	Países de la UE: MC4 / UTX, Países no miembros de la UE: QC4

**LÍMITES DE TEMPERATURA**

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P <sub>max</sub>	-0,39%/K
Coefficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-0,29%/K
Coefficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	0,05%/K

**LÍMITES OPERATIVOS**

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A
Carga de nieve	5400 Pa
Carga de viento	2400 Pa

\*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con bus o más strings en conexión paralela

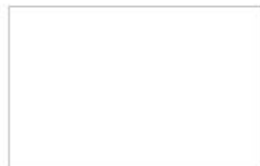
**GARANTÍA**

10 años de garantía de fabricación
25 años de garantía de potencia lineal

(Consulte la garantía de producto para más información)

**CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE**

Módulos por caja:	30 uds.
Módulos por contenedor de 40':	840 uds.



TSM\_ES\_2017\_A

**INGECON**

**SUN STORAGE**

1Play  
Sin transformador

**INVERSOR  
DE BATERÍAS  
MONOFÁSICO SIN  
TRANSFORMADOR**

**3TL / 6TL**

El inversor de baterías INGECON® SUN STORAGE 1Play TL es un equipo monofásico bidireccional que puede ser utilizado tanto en sistemas aislados como conectados a la red general de distribución.

**Gestión de baterías**

El equipo INGECON® SUN STORAGE 1Play TL dispone de una avanzada tecnología de control de carga y descarga del sistema de almacenamiento, que asegura la máxima vida útil de las baterías. La temperatura de las baterías puede ser vigilada en todo momento, asegurando su correcto funcionamiento y durabilidad. El inversor integra un sistema de precarga para evitar las sobre corrientes iniciales de precarga.

**Generador auxiliar**

El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play TL permite la conexión de un gene-

rador auxiliar si es necesario. Además, es posible encender el inversor usando este generador, para poder cargar las baterías cuando están completamente descargadas.

**Entrada fotovoltaica**

Opcionalmente, los nuevos inversores INGECON® SUN STORAGE 1Play TL pueden incorporar una entrada fotovoltaica. Gracias a esta entrada, el campo FV puede conectarse directamente al inversor.

**Máxima compatibilidad**

Este inversor es 100% compatible con los inversores INGECON® SUN e INGECON® µWIND. Además, la escala del sistema creado y gestionado por el INGECON® SUN STORAGE 1Play TL puede incrementarse conectando en paralelo a la red alterna diversos convertidores de conexión a red.

**Garantía de 3 años, ampliable hasta 25 años**



**PROTECCIONES**

- Sobretensiones AC.
- Fallos de aislamiento.
- Soporta cortocircuitos y sobrecargas en la salida.

**ACCESORIOS OPCIONALES**

- Comunicación entre inversores via RS-485, Ethernet.
- Entrada FV.
- Seccionador DC para el campo FV.
- INGECON® EMS Battery Box.

**ACCESORIOS INTEGRADOS**

- Comunicación CAN para baterías inteligentes.
- Entrada libre de potencial configurable.
- 2 salidas libres de potencial configurables, una de ellas para conexión y desconexión del generador auxiliar.
- Sistema de precarga, tanto DC como AC.
- Medidor de temperatura de baterías PT100 de 3 hilos.

[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**



INGECON SUN STORAGE

1Play sin transformador

3TL / 6TL

Modos de funcionamiento:

– Modo Aislado

El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play TL genera una red alterna aislada y actúa como gestor de la red, garantizando el equilibrio entre la generación, el consumo y el sistema de almacenamiento. Para conseguirlo, controla el flujo de energía entre la red y las baterías en función de la situación en todo momento.

El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play TL permite la integración en la red de una fuente de energía solar mediante el uso de inversores INGECON® SUN. Un avanzado sistema de control que no requiere de comunicaciones gestiona la potencia producida por los inversores fotovoltaicos, basándose en los datos de consumo y en el estado de carga de las baterías. La fuente de generación de auxiliar (un generador o la red pública) sólo se conecta cuando el estado de carga de las baterías es inferior a un determinado nivel programable.

Opcionalmente, este equipo puede integrar una entrada FV. Como caso particular de operación dentro del modo aislado, es posible implementar el

**Modo Panel Directo.** En esta modalidad, no hay sistema de almacenamiento, y el sistema solamente funciona cuando hay recurso solar disponible, aportando la energía siempre directamente desde el panel FV.

– Modo Back-up

Este modo de funcionamiento ha sido concebido para sistemas conectados a la red, donde las caídas de red son largas y frecuentes, y una fuente de energía auxiliar es necesaria. El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play TL opera conectado a la red alterna. Con el fin de garantizar una fuente de energía, el inversor mantiene las baterías cargadas. Durante una caída de red, el inversor de baterías genera la red AC y la energía almacenada en las baterías se usa para alimentar las cargas. Si hay fuentes de energía renovable conectadas a la red y la energía generada es mayor que la demanda, el excedente puede ser inyectado en la red. Además, dentro de este modo también se pueden implementar estrategias de **peak shaving** con el fin de eliminar los picos de consumo y reducir la potencia contratada.

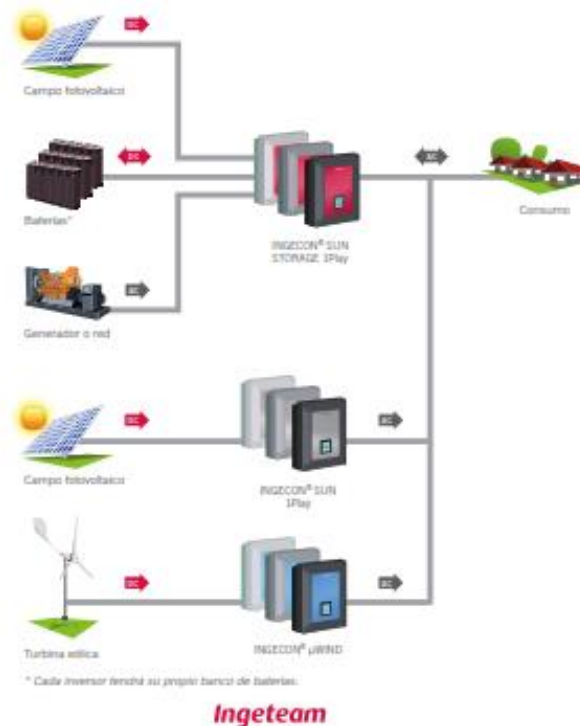
– Modo Autoconsumo

Este modo de funcionamiento se dirige a sistemas de conexión a red con fuentes de energía renovable, con el fin de minimizar el consumo desde la red. Si la producción de energía es mayor que la demanda, el excedente se puede usar para cargar las baterías o para inyectar en la red, si las baterías están completamente cargadas. Si las cargas requieren de más energía que la producida por las fuentes renovables, las baterías serían las encargadas de satisfacer esa demanda, aumentando el ratio de autoconsumo. En esta modalidad también se pueden implementar estrategias de **peak shaving** para reducir los picos de consumo y abaratar la factura eléctrica.

– Soporte de red

En combinación con el INGECON® EMS Manager, el inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play TL puede adaptar la potencia de salida de la planta FV a un valor preestablecido, logrando mantener un valor de potencia constante o controlar la rampa de variación de potencia.

Esquema para el Modo aislado



	3TL	6TL
<b>Entrada FV (DC)</b>		
Potencia máxima del campo fotovoltaico	6,5 kWp	10 kWp
Rango de tensión MPP	300 - 450 V	300 - 450 V
Rango de tensión <sup>(1)</sup>	300 - 550 V	300 - 550 V
Corriente máxima	20 A	30 A
Valores de entrada	2	2
MPPT	1	1
<b>Entrada baterías (DC)</b>		
Tensión nominal de baterías <sup>(2)</sup>	48 - 330 V	96 - 330 V
Voltaje de la batería extendida <sup>(3)</sup>	48 - 420 V	96 - 420 V
Tensión mínima de trabajo <sup>(2)</sup>	40 V	40 V
Corriente carga / descarga máxima	50 A	50 A
Tipo de batería	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion
<b>Entrada Generador / Red (AC)</b>		
Tensión nominal	230 V	230 V
Rango de tensión	172 - 264 V	172 - 264 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz
Rango de corriente de carga	0 - 13 A	0 - 26 A
Potencia máxima generador o red	11.500 W	11.500 W
<b>Valores de Salida (AC)</b>		
Potencia nominal <sup>(4)</sup>	3 kW	6 kW
Potencia (25 °C) 30 min, 2 min, 3 s <sup>(5)</sup>	3.500 / 3.900 / 5.080 W	6.400 / 6.900 / 7.900 W
Corriente	13 A	26 A
Tensión nominal <sup>(6)</sup>	220 - 240 V	220 - 240 V
Frecuencia nominal <sup>(6)</sup>	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
<b>Rendimiento</b>		
Eficiencia máxima	95,5%	96%
<b>Datos Generales</b>		
Consumo en stand-by	<10 W	<10 W
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP65	IP65



**LAS BATERÍAS VESNA OPzS SE FABRICAN CON LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DE PLOMO-ÁCIDO**

Las baterías estacionarias del tipo OPzS están destinadas al suministro de instalaciones de energía solar fotovoltaica, telecomunicaciones, ordenadores, iluminación de emergencia, sistemas de alarmas, sistemas de control y vigilancia en plantas de energía y estaciones eléctricas estaciones de tren, aeropuertos, etc...



**OPzS elementos 2V y Monoblock**

**Diseño**

- ELECTRODO POSITIVO**
  - Placa Tubular con baja aleación de antimonio (<2%)
- ELECTRODO NEGATIVO**
  - Placa plana con expansor de larga duración
- SEPARACIÓN**
  - Separador microporoso
- ELECTROLITO**
  - Ácido sulfúrico peso específico de 1,24 g/cm3
- RECIPIENTE**
  - Alta resistencia a impactos, material transparente SAN
- TAPA**
  - ABS (SAN) \* en color gris dependiendo del modelo
- ELEMENTOS CON CELDAS CIEGAS**
  - 4V, 6V, 8V, 10V
- TAPONES**
  - Tapones cerámicos según norma DIN 40740
- POLOS SELLADOS**
  - 100% hermético. Evita fugas de gas y electrolito
- CONECTOR**
  - Cable de cobre aislado flexible con sección transversal de 35, 50, 70, 95 o 120 mm2 (35, 50 o 70 mm2) \*
- TIPO DE PROTECCIÓN**
  - IP 25 respecto a la norma DIN 40050, contacto protegido según VBG4

**Características de descarga**

- TEMPERATURA DE REFERENCIA**
  - 20°C en el C10 (1.80 V / celda) y 25°C en C100 (1.85 V / celda)
- CAPACIDAD INICIAL**
  - 100 %
- INTENSIDAD DE DESCARGA**
  - Normalmente hasta el 80%
  - Más del 80% POD o descargas más allá de las tensiones de descarga final (independientes de la corriente de descarga) tienen que ser evitadas

**Datos operativos**

- VIDA ÚTIL**
  - Hasta 20 años (18 años) \* a 20°C
- INTERVALO ENTRE RELLENDO DE AGUA**
  - Más de 2 años a 20°C
- AUTODESCARGA**
  - Aprox. 2% meses a 20°C
- TEMPERATURA OPERATIVA**
  - 20°C a 55°C, 10°C a 30°C
- REQUISITOS DE VENTILACIÓN**
  - F1 = 0,5 (aleación de bajo antimonio) según NORMATIVA EN 50272-2
- HECHOS DE CONFORMIDAD CON**
  - DIN 40 737 parte 1
- PRUEBAS DE CONFORMIDAD**
  - IEC 836-1
- NORMAS DE SEGURIDAD**
  - VDE 0510 parte 2 y EN 50272-2
- TRANSPORTE**
  - Estas mercancías NO SE CONSIDERAN MERCANCIAS PELIGROSAS durante el transporte por carretera

**Carga**

- II - CARACTERÍSTICAS**
  - Imax sin límite
- CARGA DE FLOTACIÓN**
  - U = 2,23 V / celda ± 7%, entre 10°C y 30°C +U/T = -0,004 V/K por debajo de 10°C de promedio mensual
- CARGA INICIAL**
  - U = 2,35 a 2,40 V / celda, tiempo limitado

**3 AÑOS DE GARANTÍA AL 100%**

- Stock inmediato de todas las referencias.
- 5 almacenes logísticos (Madrid, Barcelona, Valencia, Málaga y Canarias).
- Línea de producción independiente y preferente.

Tipo de celda	VOLTAJE (V)	LxWxH (mm)	Peso (Kg) vacío / lleno	C10 (Ah) UF=1.80V at 20°C	C100 (Ah) UF=1.80V at 25°C
<b>BLOQUES</b>					
12v 1 OPzS 50	12	272x205x90	20/30	31	72
12v 2 OPzS 100	12	272x205x102	30/30	103	146
12v 3 OPzS 150	12	380x205x102	53/60	154	218
6v 4 OPzS 200	6	272x205x90	30/47	404	491
6v 5 OPzS 250	6	380x205x90	44/61	455	564
6v 6 OPzS 300	6	380x205x90	52/68	507	627
<b>CELDAS</b>					
2 OPzS 100	2	105x206x420	8.7/11.7	109	151
3 OPzS 150	2	105x206x420	13/16	158	206
4 OPzS 200	2	105x206x420	15/18	212	281
5 OPzS 250	2	124x206x420	16/22	268	376
6 OPzS 300	2	145x206x420	18/26	317	432
5 OPzS 350	2	124x206x538	20/29	383	507
6 OPzS 420	2	145x206x538	24/34	465	612
7 OPzS 490	2	166x206x538	28/39	540	727
6 OPzS 600	2	145x206x711	35/50	654	905
8 OPzS 800	2	210x101x711	46/65	866	1204
10 OPzS 1000	2	210x233x711	5.7/80	1080	1510
12 OPzS 1200	2	210x275x711	66/81	1304	1810
12 OPzS 1500	2	210x275x861	86/110	1659	2260
16 OPzS 2000	2	212x307x837	115/168	2080	3010
20 OPzS 2500	2	212x487x837	145/200	2751	3760
24 OPzS 3000	2	212x576x837	170/240	3498	4820

Las baterías estacionarias del tipo OPzS se fabrican según norma DIN 40736, EN 60896, EN 61427 y IEC 836-1 y sus reglamentos.

La densidad del ácido en una celda con carga eléctrica es 1,24 ± 0,1 kg / l a 293° K (20°C ±). Los ciclos no deben superar el 80% de la capacidad nominal. Una descarga profunda puede reducir el tiempo de vida de la batería.

**MANTENIMIENTO**

- CADA 6 MESES**
  - Revisar el voltaje y la densidad de la batería así como su temperatura en cada elemento (vacio)
- CADA 12 MESES**
  - Descargar completamente la batería y revisar la densidad así como su temperatura en cada elemento (vacio)

**KAISER**

**GRUPOS ELECTRÓGENOS KAISER  
 KAISER SERIE  
 TG12T 50Hz**

**Potencia principal** 10kw/12kva  
**Voltaje disponible** 380/220v, 440/230v, 415/240v

**Normativas de calidad**

Todos nuestros grupos electrógenos disponen de los siguientes certificados de calidad:  
 GB/T2820, GB1105, YD/T502, ISO3046, ISO8525, ISO8525-3-5-6.

**Pruebas en fábrica**

Todos los grupos electrógenos son sometidos a pruebas de carga durante 2 horas al 0%, 25%, 50%, 75%, 100% y 110% de su potencia total antes de la entrega al cliente, todas las protecciones, controles y funciones son simuladas siguiendo el protocolo de la normativa eléctrica del país de destino, adjuntando un certificado de calidad a cada grupo electrógeno.

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL GRUPO ELECTRÓGENO**

<b>GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL</b>		
<b>MODELO</b>	<b>TG12T</b>	
Revoluciones / frecuencia	1500 rpm /50 Hz	
Potencia principal (KW/KVA)	10 / 12	
Voltaje, fases y cableado	400/230V, 3 fases y 4 cables	
Factor de potencia	1/220 0.8/380	
Tipo insonorización	Abierto	Insonorizado
Dimensiones(L*W*H)(mm)	1400*780*900	1750*950*1000
Peso (kg)	430	520

**Observaciones de rendimiento** (Funcionamiento en altitud  $\leq 1500m$ , Temperatura ambiente  $\leq 40C^\circ$ ). Si la altura es superior a 1500m, cada 100m causará un decremento del 1%.

**Potencia Principal**

Estas observaciones son aplicables en aplicaciones de potencia continua (con cargas variables). No existe limitación de funcionamiento, pero el grupo electrógeno no debe sobrecargarse durante más de 1 hora cada 12 horas.

**Potencia Standby**

Estas especificaciones son aplicables para usos de potencia continua (con cargas variables) en el caso de un fallo repentino de tensión. La sobrecarga no está contemplada en estas especificaciones. El alternador está preparado para soportar las especificaciones anteriores ( definido en ISO8528-3) a 27C°.

<b>MOTOR DIESEL</b>	
<b>MARCA MOTOR</b>	<b>KAISER</b>
<b>Modelo del motor</b>	<b>TG480D</b>



## KAISER

<b>Características motor</b>	4 cilindros, refrigerado por agua, 4 tiempos, inyección directa	
Máxima potencia (kw)	11	
Aspiración	autoventilada	
Bore(mm)×Stroke (mm)	80x90	
Ratio de compresión	22:1	
Consumo (g/kw.h)	≤ 250.2	
Desplazamiento	1,81	
Refrigeración	refrigerado por agua con radiador	
Sistema de arranque (V)	eléctrico 12	
Ajuste velocidad motor	mecánico	
Nivel sonoro (A) @ 7m	≤98dBA(abierto)	≤70dBA(insonorizado)

ALTERNADOR	
<b>ALTERNATOR</b>	<b>KAISER</b>
<b>Modelo alternator</b>	<b>TGTF10KW</b>
Autoexcitado	sin escobillas
Tipo aislamiento	H
Tipo de protección	3 2 P I
Tipo de conexión	Re-conectable
Regulación de voltage	≤1.5%
Dispersión de onda	<1.5%
THF/TIF	<2%/50%

PANEL DE CONTROL
<p>AC/DC Panel de control con las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>↳ Botón paro de emergencia</li> <li>↳ Voltímetro y selector de fase</li> <li>↳ Amperímetro y selector de fase</li> <li>↳ Frecuencímetro</li> <li>↳ Controlador con selección para autoarranque, AMF con las siguientes funciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>☒ Paro y marcha</li> <li>☒ Contador de horas</li> <li>☒ Monitor de temperatura del motor con alarma configurable</li> <li>☒ Monitor de velocidad del motor con alarma configurable</li> <li>☒ Monitor de presión de aceite con alarma configurable</li> <li>☒ Alarmas configurables para funcionamientos anormales.</li> </ul> </li> </ul>

# KAISER

## EQUIPAMIENTO DE SERIE Y OPCIONAL

Artículo	Estándar	Opcional
Sistema entrada aire	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Filtro aire alta gama</li> <li>✦ Indicador de servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Precalentador</li> </ul>
Sistema refrigeración	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Radiador preparado para funcionamiento a 50°</li> <li>✦ Válvula de desagüe</li> <li>✦ Protección para ventilador y correas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Sensor de falta de agua refrigerante</li> <li>✦ Arranque remoto</li> </ul>
Sistema de escape	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Tubo escape silenciado de acero</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Silenciador residencial a 35dB</li> </ul>
Tipo automatismo	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ DKG507 AMF Panel de control</li> <li>✦ DSE702 Panel de arranque automático</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Panel de control remoto</li> <li>✦ Panel de transferencia manual</li> <li>✦ Panel de transferencia automática</li> <li>✦ Panel sincronización automática</li> <li>✦ Panel sincronización manual</li> </ul>
Alternador y protección eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Aislamiento clase H</li> <li>✦ Regulación automática de voltaje</li> <li>✦ Protección IP23</li> <li>✦ Protección eléctrica "DELIXI"</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Alternador alta gama sobredimensionado</li> <li>✦ Circuito refrigeración ampliado</li> <li>✦ PMG o AREP</li> <li>✦ Protección eléctrica ABB system</li> </ul>
Sistema lubricación	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Filtro de aceite alta gama</li> <li>✦ Válvulas de drenaje de aceite</li> <li>✦ Alarma de presión de aceite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Cebado manual de gasoil</li> <li>✦ Precalentador del lubricante</li> </ul>
Sistema combustible	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Filtro de gasoil con separador de agua integrado</li> <li>✦ Depósito con 15h de autonomía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Doble depósito de emergencia</li> <li>✦ Opción de llenado automático de combustible</li> <li>✦ Sensor de bajo nivel de combustible</li> </ul>
Arranque / Sistema de carga	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Alternador de carga de baterías</li> <li>✦ Motor de arranque de 24V</li> <li>✦ Desconectador de baterías</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Batería sin mantenimiento</li> </ul>

Sello Distribuidor

Kaiser Generadores S.L B-65218604  
Polígono Industrial Font del Radium  
C/ Severo Ochoa nº 49, 08403  
Granollers  
España  
www.kaisergeneradores.com



**De acuerdo con nuestra política de continuo desarrollo nos reservamos el derecho a cambiar las especificaciones sin previo aviso.**

## 10.2 - Código

```
//LIBRERIAS

#include <TimeLib.h> //Librería para tiempo
#include <SD.h> //Librería para grabar datos en la SD

//CONSTANTES
#define pin_Fase_R 2 //Entrada analógica FASE R
#define pin_Fase_S 3 //Entrada analógica FASE S
#define pin_Fase_T 4 //Entrada analógica FASE T
#define pinSDCS 10 //Pin para SD

//VARIABLES
const int chipSelect = 4; //Variable para la SD. cambiar al 10
double bits = 0; //Bits leídos por arduino
float Corriente_Aux_R = 0; //Variable auxiliar para FASE R
float Corriente_Aux_S = 0; //Variable auxiliar para FASE S
float Corriente_Aux_T = 0; //Variable auxiliar para FASE T
float energy_R = 0; //Variable para almacenar energía de la FASE R
float energy_S = 0; //Variable para almacenar energía de la FASE S
float energy_T = 0; //Variable para almacenar energía de la FASE T
float energia_total = 0; //Variable para almacenar energía total de las tres
fases
float auxtiempo = 0; //Auxiliar para que solo me guarde un dato por segundo
como máximo
int contador = 0; //Auxiliar para que solo me guarde un dato en el minuto
59 y segundo 59 de cada hora
float I_R, I_S, I_T; //Variables para las corrientes
float P_R, P_S, P_T, Potencia_total; //Variables de potencias calculadas
time_t t, t1 = 0, t2; //Variables de tiempo
float incremento = 0.5; //Variación en amperios que se tiene que producir en
cualquiera de las 3 fases para que se guarde el dato.
float cosfi = 0.95; //Estimación del coseno de fi

void setup()
{
  //Configuramos el puerto serie para informar de fallos a través de el
  Serial.begin(9600);
  while (!Serial);

  //Configuramos fecha de inicio
  setTime(23, 59, 40, 27, 04, 2017); // AQUÍ SE CAMBIA LA HORA Y LA FECHA A LA QUE
SE CONECTA: hh, mm, ss, dd, mm, aa

  pinMode(pinSDCS, OUTPUT);

  if (!SD.begin(chipSelect)){
    Serial.println("Error al leer la tarjeta.");
    return;
  }
}

void loop()
{
  t = now();

  I_R = getCurrent(pin_Fase_R) * 0.88; //Corriente eficaz (A). Está multiplicada
por el factor de corrección estimado en el laboratorio.
  P_R = I_R * 230 * cosfi; // P=IV (W)

  I_S = getCurrent(pin_Fase_S) * 0.89;
  P_S = I_S * 230 * cosfi;

  I_T = getCurrent(pin_Fase_T) * 0.89;
  P_T = I_T * 230 * cosfi;

  // Resetea el contador de energía cada vez que se inicie una nueva hora.

  if (minute(t) == 00 && second(t) == 00) {
    contador = 0;
  }
}
```

```
    t1 = 0;
}

// Guarda el dato si hay una variación de corriente superior o inferior al valor
que le hemos indicado al inicio.
if (( (second(t) > aux tiempo) || (second(t) < aux tiempo)) && second(t) != 59 &&
    ((I_R > (Corriente_Aux_R + incremento) || I_R < (Corriente_Aux_R -
incremento))
    || (I_S > (Corriente_Aux_S + incremento) || I_S < (Corriente_Aux_S -
incremento))
    || (I_T > (Corriente_Aux_T + incremento) || I_T < (Corriente_Aux_T -
incremento)))
)
{
    // Abrimos el fichero donde vamos a guardar los datos (Si no existe se crea
    automáticamente).
    File file = SD.open( "datos.txt", FILE_WRITE);

    energia_total = energia_total + (t1 * Potencia_total) / 3600;
    Potencia_total = P_R + P_S + P_T;

    SD_Corriente(file);

    //Igualamos auxiliar:
    Corriente_Aux_R = I_R;
    Corriente_Aux_S = I_S;
    Corriente_Aux_T = I_T;
    aux tiempo = second(t);
    t2 = t;
} // fin if para guardar datos

if (minute(t) == 59 && second(t) == 59 && contador == 0) {

    File file = SD.open( "datos.txt", FILE_WRITE);
    File logFile = SD.open("energia.txt", FILE_WRITE);

    energia total = energia total + (t1 * Potencia_total) / 3600;
    Potencia_total = P_R + P_S + P_T;
    SD_Corriente(file);
    SD_energia(logFile);
    energia_total = 0;
    contador = contador + 1;
    t2 = t;
}
t1 = t - t2 + 1;
}

// CÁLCULO DE CORRIENTE EFICAZ PARA FASE
float getCurrent( byte pAnalog )
{
    float voltage;
    float corriente = 0;
    float sumatorio = 0;
    long time = millis();
    int N = 0;

    while ( millis() - time < 300 ) //Duración 0.5 segundos(25 ciclos de 50Hz)
    {
        bits = analogRead(pAnalog);
        voltage = (bits / 204.6) - 2.5;
        corriente = 60.61 * voltage;
        sumatorio += corriente * corriente; //Sumatoria de Cuadrados
        N += 1;
    }

    return sqrt(sumatorio / N); //ecuación del RMS
}

// Guarda los datos de corriente y potencia
void SD_Corriente( File corriente )
{
    //Fecha y hora:
```



```
corriente.print(day(t));
corriente.print("/");
corriente.print(month(t));
corriente.print("/");
corriente.print(year(t));
corriente.print("\t");
corriente.print(hour(t));
corriente.print(":");
corriente.print(minute(t));
corriente.print(":");
corriente.print(second(t));
//Tiempo transcurrido entre el evento actual y el anterior
corriente.print("\t");
corriente.print(t1);
//Datos:
corriente.print("\t");
corriente.print(I_R, 3);
corriente.print("\t");
corriente.print(P_R, 0);
corriente.print("\t");
corriente.print(I_S, 3);
corriente.print("\t");
corriente.print(P_S, 0);
corriente.print("\t");
corriente.print(I_T, 3);
corriente.print("\t");
corriente.print(P_T, 0);
corriente.print("\t");
corriente.print(Potencia_total, 0);
corriente.println("");

//Vemos por el serial en el ordenador
Serial.print(day(t));
Serial.print("/");
Serial.print(month(t));
Serial.print("/");
Serial.print(year(t));
Serial.print("\t");
Serial.print(hour(t));
Serial.print(":");
Serial.print(minute(t));
Serial.print(":");
Serial.print(second(t));
//Tiempo transcurrido entre el evento actual y el anterior
Serial.print("\t");
Serial.print(t1);
//Datos:
Serial.print("\t");
Serial.print(I_R, 3);
Serial.print("\t");
Serial.print(P_R, 0);
Serial.print("\t");
Serial.print(I_S, 3);
Serial.print("\t");
Serial.print(P_S, 0);
Serial.print("\t");
Serial.print(I_T, 3);
Serial.print("\t");
Serial.print(P_T, 0);
Serial.print("\t");
Serial.print(Potencia_total, 0);
Serial.println("");

//Cerramos el archivo.
corriente.close();
}

// Guarda datos de energia
void SD_energia( File energia )
{
    //Guarda en la SD
```

```
//Fecha y hora
energia.print(day(t));
energia.print("/");
energia.print(month(t));
energia.print("/");
energia.print(year(t));
energia.print("\t");
energia.print(hour(t));
energia.print(":");
energia.print(minute(t));
energia.print(":");
energia.print(second(t));
//Energía
energia.print("\t");
energia.print(energia_total);
energia.println("");

//Vemos por el serial en el ordenador
//Fecha y hora
Serial.print(day(t));
Serial.print("/");
Serial.print(month(t));
Serial.print("/");
Serial.print(year(t));
Serial.print("\t");
Serial.print(hour(t));
Serial.print(":");
Serial.print(minute(t));
Serial.print(":");
Serial.print(second(t));
//Energía
Serial.print("\t");
Serial.print(energia_total);
Serial.println("");

//Cerramos el archivo.
energia.close();
}
```



## 10.1 - Planos

Situación.....	Plano 1
Alzados.....	Plano 2
Cubierta .....	Plano 3
Distribución de paneles.....	Plano 4
Esquema unifilar .....	Plano 5