



**Universidad**  
Zaragoza

# Trabajo Fin de Grado

Estudio de una instalación fotovoltaica para una  
explotación ganadera

Autor/es

Pablo Albesa Marín

Director/es

Antonio Montañes

Facultad / Escuela

Año

**Escuela de Ingeniería y Arquitectura**  
**Ingeniería Industrial Superior. Organización Industrial.**  
**2015**

# ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETIVO	1
1.2. SITUACION Y EMPLAZAMIENTO	1
1.3. CONSUMO	3
1.4. ACTIVIDAD DESARROLLADA EN LA EXPLOTACIÓN	3
2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	2
2.1. INTRODUCCIÓN	2
2.2. TIPOS DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	5
2.2.1. INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA	5
2.2.2. INSTALACION CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA SIN VERTIDO DE ENERGÍA	7
2.2.3. INSTALACIÓN PARA VERTIDO ENERGÍA A LA RED	8
2.2.4. INSTALACIÓN CON BALANCE NETO	9
2.2.4.1. DEFINICIÓN DE BALANCE NETO	9
2.2.4.2. EVOLUCIÓN EN LA NORMATIVA ESPAÑOLA	10
2.2.4.3. BALANCE NETO EN OTROS PAISES	12
2.3. DESARROLLO DEL MERCADO FOTOVOLTAICO	12
2.3.1. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO	12
2.3.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EUROPA	14
2.3.3. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	18
2.3.3.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA	18
2.3.3.2. SITUACIÓN ACTUAL	20
2.3.3.3. LEYES QUE REGULAN LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	20
3. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN	22
3.1. DATOS PREVIOS AL DIMENSIONAMIENTO	22
3.1.1. RADIACIÓN SOLAR	22
3.1.2. PREVISIÓN DE CARGAS	24
3.1.3. NECESIDADES ENERGÉTICAS	25
3.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN	25
3.2.1. ESCENARIO 1: CONEXIÓN CONVENCIONAL A RED	26
3.2.1.1. FORMULAS UTILIZADAS	26
3.2.1.2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	27
3.2.1.3. TABLA RESUMEN DE SECCIONES Y CAÍDAS DE TENSIÓN	28
3.2.2. ESCENARIO 2: SISTEMA FOTOVOLTAICO TOTALMENTE AISLADO	29

3.2.2.1 CÁLCULO DE LA RELACIÓN (C/R)	29
3.2.2.2 TAMAÑO DEL CAMPO DE CAPTACIÓN	29
3.2.2.3 DIMENSIONADO DE LOS ACUMULADORES	30
3.2.2.4 ELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA	30
3.2.2.5 ELECCIÓN DEL INVERSOR	32
3.2.3 ESCENARIO 3: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARCIALMENTE AISLADO	33
3.2.3.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA NECESARIA Y CÁLCULO DE (C/R)	33
3.2.3.2 TAMAÑO DEL CAMPO DE CAPTACIÓN	33
3.2.3.3 DIMENSIONADO DE LOS ACUMULADORES	33
3.2.3.4 ELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA	34
3.2.3.5 ELECCIÓN DEL INVERSOR	35
3.2.4 ESCENARIO 4: VENTA DE ENERGÍA A LA RED	36
3.2.4.1 INTRODUCCIÓN	36
3.2.4.2 POTENCIA INTALADA Y GENERADA	37
3.2.4.3 ELECCIÓN DEL INVERSOR	38
3.2.4.4 PROTECCIONES PARA EL VERTIDO DE ENERGÍA A LA RED	40
3.2.4.5 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA	40
3.2.4.6 BENEFICIOS ESTIMADOS POR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	41
3.2.5 ESCENARIO 5: INSTALACIÓN CON BALANCE NETO	43
3.2.5.1 PARÁMETROS PARA EL ESTUDIO DEL BALANCE NETO	43
3.2.5.2 ESTUDIO DE LOS CONSUMOS	43
3.2.5.3 TAMAÑO DEL CAMPO DE CAPTACIÓN	45
3.2.5.4 ELECCIÓN DEL INVERSOR	47
3.2.5.5 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS	47
4. PRESUPUESTO	49
4.1. ESCENARIO 1: CONEXIÓN CONVENCIONAL A RED	50
4.2. ESCENARIO 2: SISTEMA FOTOVOLTAICO TOTALMETE AISLADO	51
4.3. ESCENARIO 3: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARCIALMENTE AISLADO	52
4.4. ESCENARIO 4: VENTA DE ENERGÍA A LA RED	53
4.5. ESCENARIO 5: INSTALACIÓN CON BALANCE NETO	54
4.6. COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS	55
4.7. CONCLUSIONES	57
5.BIBLIOGRAFÍA	58

## **ANEXOS**

ANEXO I: LA CÉLULA FOTOVOLTAICA	59
ANEXO II: EL PANEL FOTOVOLTAICO	66
ANEXO III: ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	70
ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS	86
ANEXO V: DESARROLLO MERCADO FOTOVOLTAICO	111
ANEXO VI: CÁLCULO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS	114
ANEXO VII: NORMA TÉCNICA PARTICULAR PARA LA CONEXIÓN A RED SEGUN ERZ ENDESA	122
ANEXO VIII:REQUISITOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA EN SISTEMAS AISLADOS	130
ANEXO IX:INFORMES PVSYST	136
ANEXO X:PLANOS	147



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Parcela. Sigpac	2
Figura 1.2. Orientación de naves	2
Figura 1.3. Inclinação del tejado	2
Figura 1.4. Consumo diario medio de la explotación	3
Figura 1.5 Interior de la explotación	3
Figura 2.1 Instalación aislada de alumbrado público	6
Figura 2.2 Esquema de una instalación aislada.	7
Figura 2.3 Esquema de consumo mixto: Fotovoltaico y de la red	7
Figura 2.4 Esquema de una instalación fotovoltaica	9
Figura 2.5 Diferencia entre venta a red con tarifa y autoconsumo con balance neto	10
Figura 2.6 Esquema gráfico del funcionamiento de un sistema de autoconsumo y balance neto	11
Figura 2.7 Evolución de la potencia fotovoltaica acumulada en el mundo	13
Figura 2.8 Evolución de las nuevas instalaciones anuales en el mundo	14
Figura 2.9 Evolución de las nuevas instalaciones en Europa	15
Figura 2.10 Evolución de la potencia acumulada en Europa	16
Figura 2.11 Potencia acumulada por habitante	16
Figura 2.12 Escenarios del mercado europeo fotovoltaico anuales hasta 2018	17
Figura 2.13 Escenarios de la potencia fotovoltaica acumulada hasta 2018	18
Figura 2.14 Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España	19
Figura 3.1 Página principal de PVGIS	22
Figura 3.2 Irradiación en plano horizontal(marron) y plano inclinado	23
Figura 3.3 Radiación horizontal y ángulo óptimo	23
Figura 3.4 Temperatura mensual	23
Figura 3.5 Gráfica trayectoria solar	24
Figura 3.6 Disposición de las baterías en instalación aislada	30
Figura 3.7 Regulador de carga Mars Rock	31
Figura 3.8 Disposición de las baterías en instalación parcialmente aislada	34
Figura 3.9 Inversor Ingecon de 6kW	36
Figura 3.10 Conexión a red de un sistema fotovoltaico	37
Figura 3.11 Precio de la energía por mes en 2014	41
Figura 3.12 Consumo medio anual diario de la explotación	44
Figura 3.13 Curva de radiación solar instantánea media anual	45
Figura 3.14 Consumo y generación en balance neto	47
Figura 4.1 Evolución del VAN	56

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. OBJETIVO

El presente proyecto tiene como objetivo desarrollar una instalación eléctrica y valorar económicamente una posible instalación solar fotovoltaica capaz de abastecer una pequeña granja familiar de porcino de ciclo cerrado formada por dos naves y un pequeño recinto destinado a despacho, baños y sala de personal. En total, 480 m<sup>2</sup> destinados a cebo; 630m<sup>2</sup> destinados a maternidades y gestación y finalmente 174 m<sup>2</sup> destinados para el personal. Dicha explotación ganadera se ubica en el termino municipal de Cretas, Teruel.

Para valorar el estudio de una instalación de paneles fotovoltaicos se dimensionarán cuatro tipos de instalaciones. Una instalación aislada capaz de abastecer ella misma a toda la explotación, una instalación aislada de menores dimensiones conectada parcialmente a red, capaz de abastecer a todos los receptores excepto al de mayor potencia, por lo tanto, comprando la energía restante durante el consumo de este; una instalación conectada a red, vendiendo la energía producida y comprándola para abastecernos y una posible instalación con balance neto. Aunque en la normativa vigente actual no se contempla, si que existen precedentes en otros países y borradores de ley en la legislación española. En los cuatro casos se emplearan los mismos paneles fotovoltaicos para comparar las diferentes necesidades entre los distintos escenarios.

Según los datos de consumos eléctricos se han determinado las necesidades energéticas. Con estas necesidades se ha proyectado la instalación, en todos los escenarios, y a partir de dicho dimensionado se ha presupuestado. Finalmente se ha analizado el rendimiento económico en base al coste de ejecución de la obra y las tarifas de venta de la energía a la red y de su compra, teniendo en cuenta la tendencia actual en la evolución de los precios.

## 1.2. SITUACION Y EMPLAZAMIENTO

Para el dimensionamiento de la instalación es necesario saber el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos ya que de esto dependerá la radiación incidente. En este caso los paneles irán montados sobre las cubiertas de las naves de la explotación.

### **Emplazamiento de la instalación**

Término municipal: Cretas (Teruel)

Polígono: 3

Parcela: 319

Superficie: 8,6657 ha

Coordenadas Latitud: 40° 56' 31,25"

Longitud: 0° 12' 32,89"

HUSO: 31



*Figura 1.1. Parcela. Sigpac*

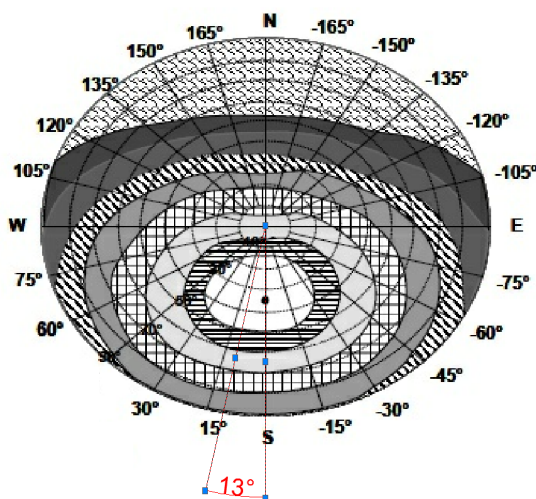
Las naves no están orientadas perfectamente hacia el sur, el punto en el que mayor radiación captarían, si no que tienen una orientación sur-suroeste. El azimut por tato es positivo, y hay que tener las pérdidas que ello supone al dimensionar la instalación.

### **Orientación e inclinación**

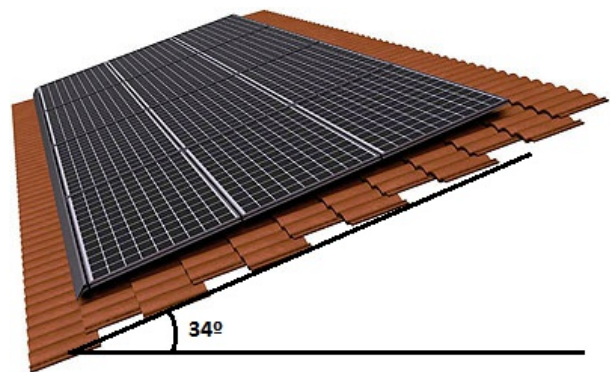
Orientación: sur suroeste

Azimut:  $13^\circ$

Inclinación:  $34^\circ$



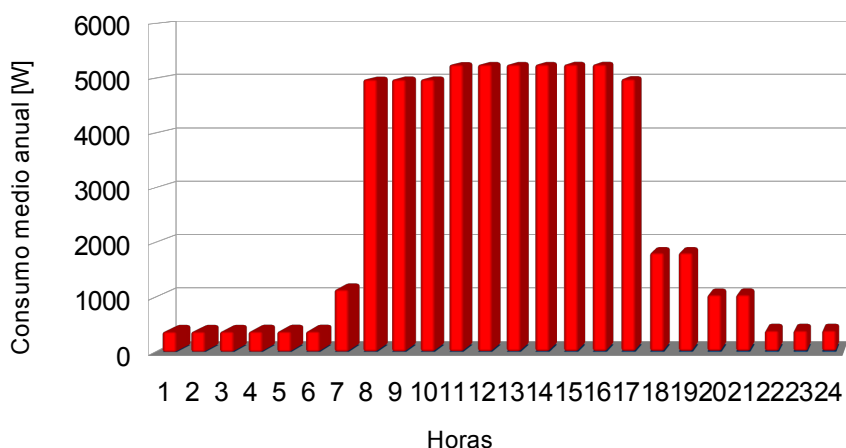
*Figura 1.2. Orientación de naves*



*Figura 1.3. Inclinación del tejado*

### 1.3. CONSUMO

Los datos de consumo eléctricos han sido suministrados por el propietario de la granja, al ser una explotación de ciclo cerrado los consumos se mantienen prácticamente constantes semanalmente, exceptuando las semanas que tengan días festivos, por lo que se puede determinar el consumo medio diario mostrado en la siguiente figura:



*Figura 1.4. Consumo diario medio de la explotación*

### 1.4. ACTIVIDAD DESARROLLADA EN LA EXPLOTACIÓN

Explotación porcina de ciclo cerrado. Está formada por dos naves: una de 481,18 x 68,74 metros destinada a cebo, la cual tiene una capacidad de 980 plazas de cebo y la otra nave de 60,15 x 10,5 metros destinada a 20 plazas de maternidades, 74 de gestación y 300 plazas para transición, en la cual se trabaja con bandas a 21 días para que cada 3 semanas cambien todas las cerdas de maternidades con el objetivo de tener una producción mas elevada que con un ciclo cerrado normal y poder trabajar en "lotes" de cerdas.

Se destinará un edificio a despacho, baño y sala de personal de 22,12 x 7,87 metros, en el cual los trabajadores podrán cambiarse, comer y se dispone de una sala para guardar y gestionar documentos derivados de el trabajo en la explotación.



*Figura 1.5 Interior de la explotación*

## 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.1. INTRODUCCIÓN.

Tanto por razones económicas (próxima escasez de hidrocarburos) como ecológicas (alteración de la atmósfera y el suelo), es necesario desarrollar nuevas alternativas energéticas, que sean menos agresivas contra el medio ambiente. El actual esquema de consumo energético, tanto en España como a nivel global no puede mantenerse indefinidamente sin amenazar su propia existencia. En ese punto es donde entran en juego las energías renovables, ya que tratan de buscar un modelo sostenible, limpio e inagotable, que garantice el acceso a la energía eléctrica a todo el mundo.

Las energías renovables presentan muchas ventajas. Son energías autóctonas que se utilizan cerca de donde se producen, por lo que nos hace independientes del exterior y generan más empleo local. Son energías limpias con escaso riesgo de contaminación, no producen gases de efecto invernadero, son energías seguras y son energías inagotables ya que se considera que el sol abastecerá estas fuentes de energía durante los próximos cuatro mil millones de años.

En cuanto a sus inconvenientes destaca la irregularidad de la radiación solar y el difícil almacenamiento. Además tiene un elevado coste el almacenamiento de la energía, por lo que obliga en muchos casos a sobredimensionar las necesidades, es decir, instalando más energía sostenible de la necesaria en el momento de máximo consumo.

La energía solar, como recurso energético terrestre, está constituida por la porción de luz que emite el sol y que es interceptada por la Tierra. España es un país con alta incidencia de energía solar, dado que por sí sola no es todavía una fuente de energía rentable. Su empleo se ha suvencionado en gran medida, provocando la apuesta por este mercado por parte de iniciativas privadas y gracias a ellas, es posible obtener una buena rentabilidad invirtiendo en una instalación fotovoltaica. Esto sumado a los motivos medioambientales explican el crecimiento del desarrollo de este tipo de instalaciones.

El efecto fotovoltaico se define como la conversión de la energía lumínica proveniente del Sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se emplean células solares cuyo comportamiento se basa en el uso de materiales semiconductores y uniones p-n. Como se puede ver en el anexo I

#### Los elementos de una instalación fotovoltaica.

- Célula solar: La energía solar fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico que tiene lugar en las células solares, en las cuales se genera corriente continua al incidir la luz del sol sobre su superficie. Estas células se basan en las propiedades de los materiales semiconductores. Ampliado en el anexo II y III
- Los paneles fotovoltaicos: Las células solares se unen eléctricamente unas con otras formando los paneles o módulos fotovoltaicos, que a su vez pueden conectarse entre sí, de manera que es posible realizar, tanto pequeños equipos de baja potencia (con sólo unos pocos vatios) como instalaciones grandes de mayor tamaño (centrales de varios megavatios).
- Regulador de carga: Necesario para regular la entrada de la energía procedente del campo de captación dentro de la instalación hacia el sistema de acumulación, con el fin de garantizar una carga de las baterías adecuada y evitar situaciones tanto de sobrecarga como de descarga profunda, se coloca entre los paneles y las baterías.

- Sistema de almacenamiento: Es necesario para almacenar la energía cuando sea necesario consumirla en los momentos en los que no existe suficiente producción de esta por parte de los paneles, ya que la radiación solar no es continua. (ciclos del día, variaciones estacionales y meteorológicas).
- Inversor: Es capaz de adecuar las características de la energía a la demanda de las aplicaciones, es decir, convierte la corriente continua de los módulos o las baterías en corriente alterna para que pueda ser consumida por los receptores.
- Soportes y estructuras: Su principal función es la de servir de soporte y fijación segura de los módulos, facilitando su montaje y dotarles de la inclinación y orientación adecuadas. Deben estar fabricadas con materiales protegidos contra fenómenos de corrosión, y también deben estar bien ancladas para soportar las cargas máximas producidas por el viento. Pueden ser:
  - Estructuras fijas.
  - Seguidores solares.
    - De dos ejes.
    - De un eje polar.
    - De un eje este-oeste horizontal.
    - De un eje azimutal.
- Cableado, protecciones, puesta a tierra, contadores...

Todos los elementos están detallados en el anexo III.

## **2.2. TIPOS DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

Basicamente las instalaciones solares se pueden dividir entre aquellas que están aisladas de la red y las que están conectadas a ellas.

En instalaciones conectadas a red, el dimensionamiento se realiza en función de la superficie disponible, es decir, para un emplazamiento dado se calcula la instalación de manera que se consiga un aprovechamiento óptimo de ésta, mientras que en instalaciones aisladas lo que se busca es que el sistema sea autosuficiente

### **2.2.1. INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA**

En zonas de difícil acceso en las cuales no resulta rentable extender la red eléctrica convencional por el elevado coste de las líneas en relación a los bajos ingresos por ventas de electricidad. La electrificación rural mediante sistemas aislados está especialmente indicada para satisfacer la demanda energética en puntos que no pueden conectarse fácilmente a la red eléctrica española.

Un sistema fotovoltaico con la adecuada capacidad de almacenamiento, puede garantizar un suministro fiable durante un tiempo con ausencia de sol y con una inversión inferior al coste de hacer llegar la red eléctrica al emplazamiento.

Para conseguir un suministro de corriente absolutamente fiable, puede incorporarse al sistema un grupo electrógeno de apoyo, de manera que se garantice el suministro en caso de que las baterías se queden sin energía.

La aplicación de estos sistemas fotovoltaicos aislados se orienta al suministro de electricidad en:

- Electrificación de viviendas y edificios, en los cuales no llega la red eléctrica convencional.
- Alumbrado público, como por ejemplo una señal luminosa que esta en medio de la carretera y no tiene una fuente de alimentación para abastecerse.
- Aplicaciones agropecuarias.
- Bombeo y tratamiento de agua, instalaciones como granjas o riegos, su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.
- Señalización de carreteras u obras, pueden ser los típicos semáforos provisionales que se emplean en las obras públicas
- Sistemas de medición o tele-control aislados.
- Aplicaciones mixtas con otras renovables.
- Aplicaciones espaciales, satélites de comunicación, la Estación Espacial Internacional, todos ellos son sistemas aislados de la red con sus propias placas para auto-abastecerse.



*Figura 2.1 Instalación aislada de alumbrado público*

Los elementos necesarios para este tipo de instalaciones son:

- Los módulos solares, los cuales transforman la luz solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.
- Las baterías, encargadas de almacenar la energía en periodos de irradiación solar y de suministrar energía cuando por los ciclos solares o días con nubes o niebla no es posible extraer energía de las placas.
- Regulador electrónico que controle la carga de las baterías, evitando sobrecargas y descargas demasiado profundas.
- Inversor que transforme la corriente continua en alterna alimentando a los receptores de la instalación.



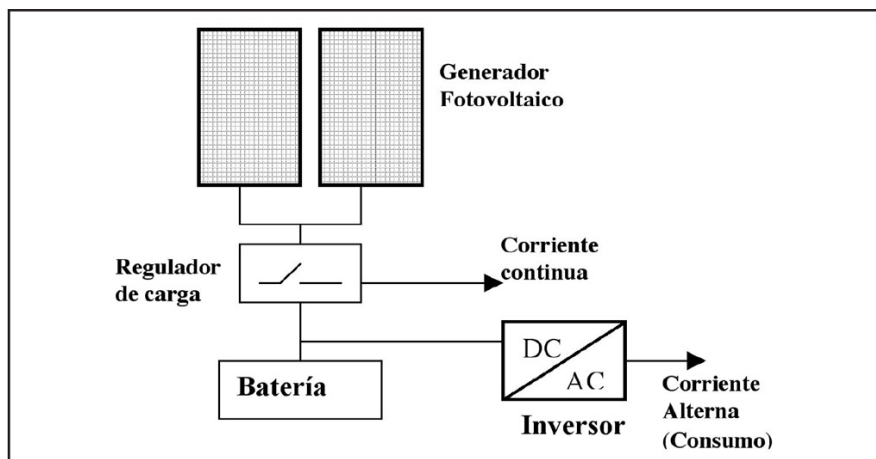


Figura 2.2 Esquema de una instalación aislada.

### 2.2.2. INSTALACION CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA SIN VERTIDO DE ENERGÍA.

Estas instalaciones están conectadas a la red eléctrica pero no vierten en ella su producción energética. Pueden o no precisar baterías ya que el propósito de la instalación es intentar consumir de las placas solares y en el momento que se necesite más energía o que las baterías estén descargadas obtener la energía de la red eléctrica.

Para este tipo de instalación hay muchas configuraciones posibles como hacer una instalación solar para los receptores de menor tamaño, y así conectar los de mayor potencia a la red o conectar toda la instalación a los módulos y en el momento en que la potencia consumida sea mayor que la potencia generada pasar a conectarse a la red. En nuestro caso todos los receptores estarán conectados a una instalación aislada exceptuando el motor de mayor potencia ya que trabaja solo unos pocos días a la semana y en momentos puntuales. Si lo añadimos dentro de la instalación aislada se tiene que sobredimensionar la instalación. Como se verá en el apartado 3.2.2 y 3.2.3 al comparar los escenarios 2 y 3.

Las instalaciones que no precisan de baterías son más directas y eficientes, ya que se evitan las pérdidas por descarga de las baterías. Sin embargo, no es posible acumular la energía.

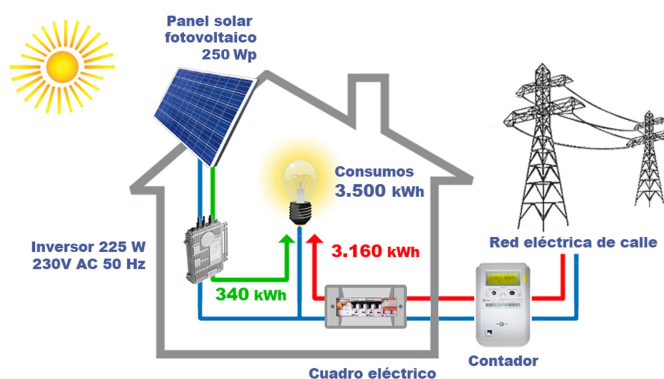


Figura 2.3 Esquema de consumo mixto: Fotovoltaico y de la red



### 2.2.3. INSTALACIÓN PARA VERTIDO ENERGÍA A LA RED

Se definen como instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red para vender la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos a una compañía. Estas instalaciones no necesitan acumuladores debido a que en el momento en que produce la electricidad lo vierten a la red eléctrica evitando así las pérdidas por carga y descarga de las baterías. Al conectarse a la red necesitan que la energía producida tenga una forma de onda dentro de los límites establecidos por la normativa correspondiente<sup>[9]</sup>, esto se lleva a cabo con los inversores. Además se estipulan unos límites para máximo y mínimo de frecuencia.

En estas instalaciones hay que instalar protecciones de máxima y mínima tensión; máxima y mínima de frecuencia, además de las protecciones diferenciales y magnetotérmicas. Estas son para proteger la instalación y garantizar una calidad en el suministro de energía a la red. Además hay que instalar un contador bipolar para contabilizar la cantidad de energía que vendemos y compramos.

También es necesario tener en cuenta la normativa que afecta a este tipo de instalaciones, tanto a nivel nacional como las normas técnicas particulares de la empresa distribuidora a la que se va a conectar.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. De 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

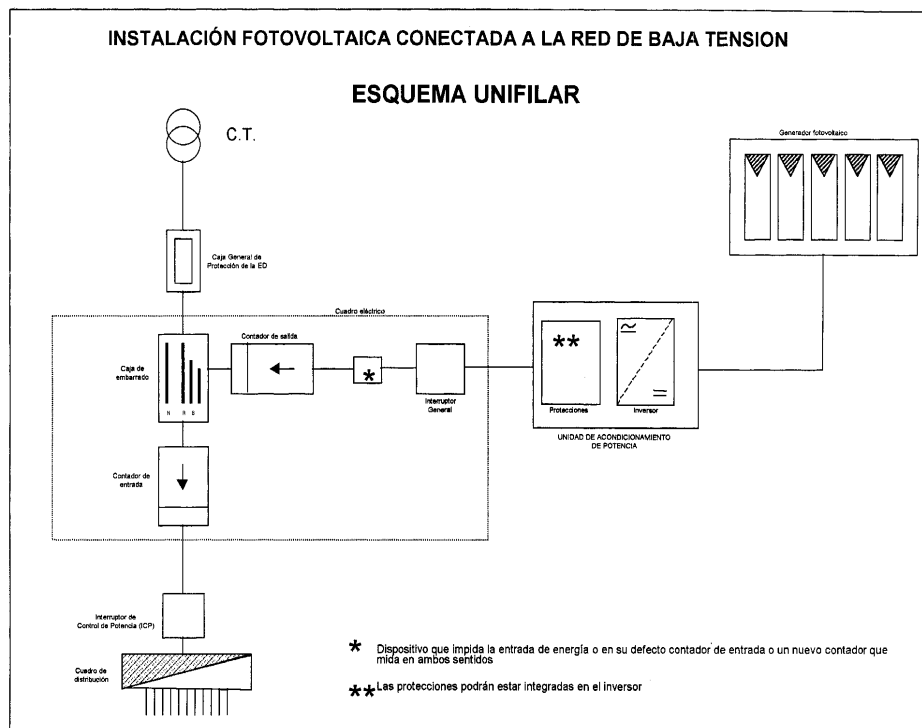


Figura 2.4 Esquema de una instalación fotovoltaica de acuerdo con la Resolución de 31 de mayo de 2001.

La luz solar incide en los paneles o módulos solares, transformando la luz solar en energía eléctrica continua. Esta corriente continua es transformada por medio de un inversor en corriente alterna a 230 o 400 V y 50 Hz en forma de onda senoidal con la mínima distorsión armónica que es el estándar eléctricos en España, para luego incorporarse a la red eléctrica.

## 2.2.4. INSTALACIÓN CON BALANCE NETO

### 2.2.4.1 DEFINICIÓN DE BALANCE NETO

El balance neto o medición neta de electricidad, es un esquema de utilidad para el uso y pago del recurso eléctrico, en el cual un cliente que genera su propia energía eléctrica puede compensar los saldos de energía de manera instantánea o diferida permitiendo de esta forma a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo y, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda

Este sistema es utilizado generalmente por consumidores que poseen una pequeña instalación de energías renovables (eólica o fotovoltaica), y permite enviar a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura, los excesos vertidos a la misma. Esto permite hacer uso de la electricidad producida en exceso, por ejemplo, en vacaciones, por un sistema de autoconsumo fotovoltaico

La principal ventaja de un balance neto es que la instalación no necesita baterías, se puede decir que la propia red eléctrica funciona a "modo de batería" por lo tanto se evita el coste de compra y mantenimiento de estas además de las pérdidas por carga y descarga.

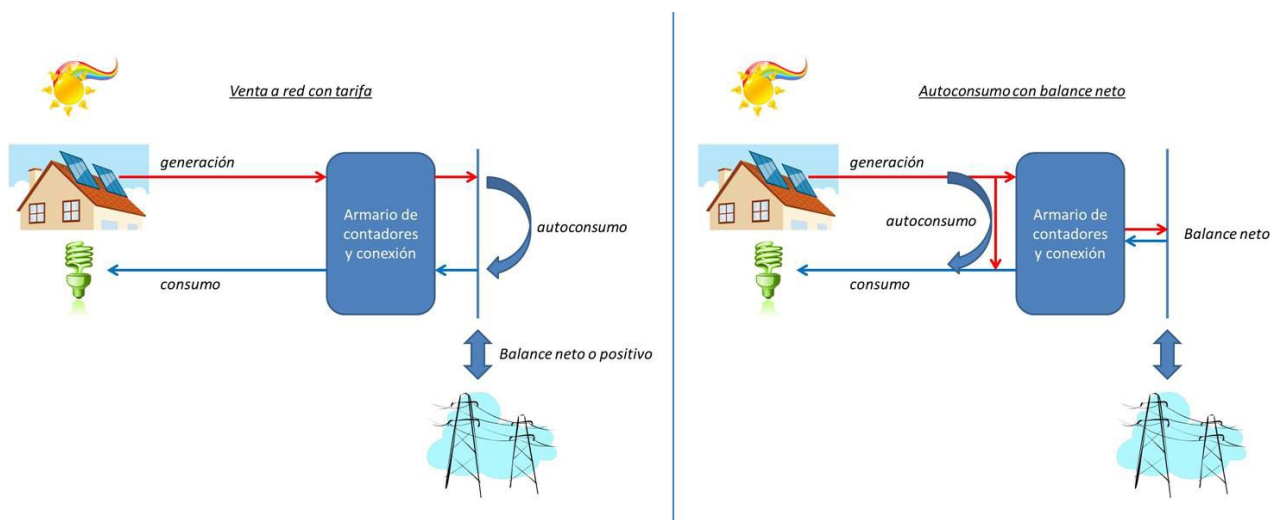


Figura 2.5 Diferencia entre venta a red con tarifa y autoconsumo con balance neto.

#### 2.2.4.2 EVOLUCIÓN EN LA NORMATIVA ESPAÑOLA

En Febrero de 2012 se presentó el primer borrador sobre balance neto. Este primer texto contenía, de forma resumida, las siguientes medidas:

- Se regulaba el balance neto. El productor podía vender el excedente y descontarlo del consumo habitual.
- El productor de balance neto pagaba los peajes de acceso de la energía consumida, que representaba el 38% del coste de la energía. Por tanto, podía ahorrarse el 62% de la energía generada y no consumida (aplicando balance neto).
- El productor disponía de 12 meses para compensar la energía, después se perdía.
- El precio de compra del kWh producido estaba fijado por la compañía eléctrica.

En general un texto razonable, similar a normativas existentes en otros países. El borrador no contentaba ni beneficiaba por completo a ninguna de ambas partes, lo cuál era positivo. Presentaba medidas lógicas y aún siendo, por supuesto, mejorable constituía una buena base para generar debate, realizar cesiones por ambas partes y, finalmente y con suerte, llegar a un acuerdo en un término medio

El desarrollo de las condiciones administrativas debía resolverse en 4 meses desde la fecha de su publicación, es decir, a principios de 2012. Esta demora va en contra de la propia legislación.

A comienzos de 2013, el Ministerio de Industria informó a representantes del sector fotovoltaico español que en el primer trimestre de 2013, se aprobaría y publicaría en el BOE el Real Decreto de Balance Neto en España, con el objetivo de democratizar la generación de energía eléctrica. Pero en la actualidad, el balance neto sigue pendiente de aprobación. Actualmente, lo único que existe es un segundo borrador que publicó la Comisión Nacional de Energía (CNE). Por lo que los sistemas de autoconsumo tienen que ser totales, es decir, se debe consumir toda la energía producida sin que se pueda verter energía a la red (autoconsumo instantáneo).

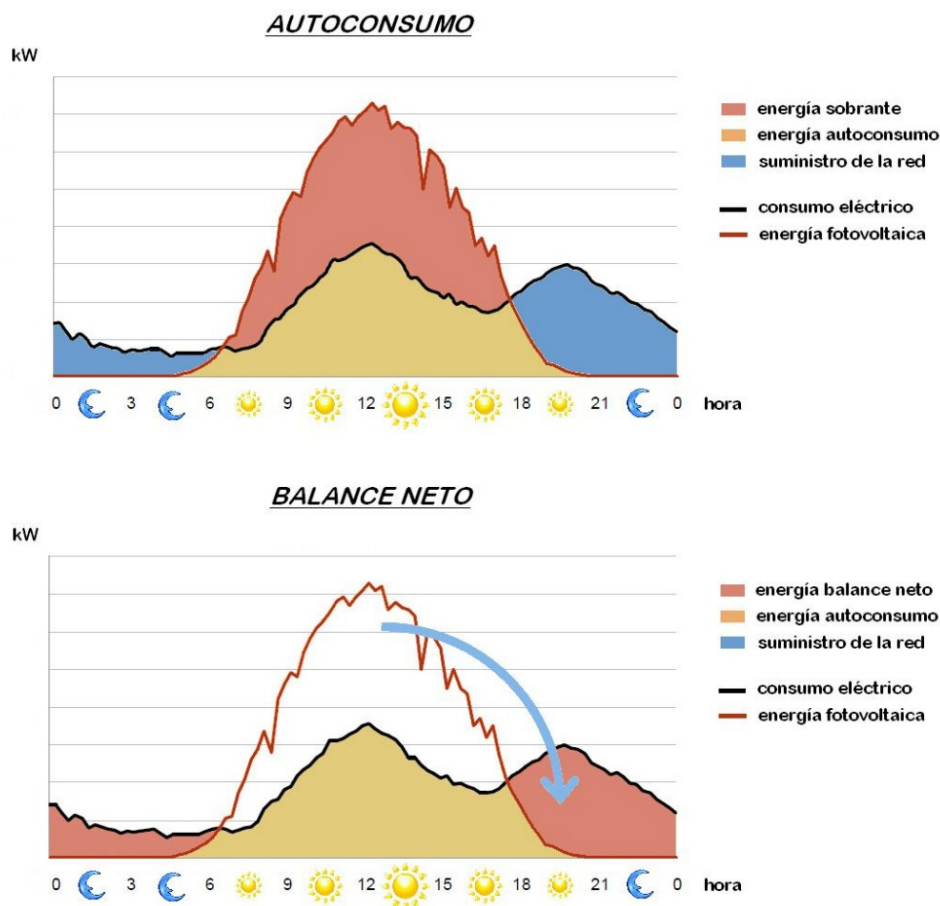


Figura 2.6 Esquema gráfico del funcionamiento de un sistema de autoconsumo y balance neto

El segundo borrador del Real Decreto de autoconsumo, enviado a la CNE el 18 de Julio de 2013, cambia sustancialmente las reglas del juego favoreciendo ampliamente a las compañías eléctricas. Los puntos remarcables son los siguientes:

- Regula el autoconsumo, instantáneo y vertiendo excesos a red, pero no habla en ningún momento de balance neto.
- Obliga a pedir solicitud y realizar contrato y a instalar dos contadores, incluso aunque no se vierta a red.
- Se crea un registro de instalaciones de autoconsumo.
- La energía consumida de la red pagará, como siempre, los peajes y el coste de energía.
- La energía autoconsumida no vertida a red pagará el llamado “peaje de respaldo”. Este peaje es 27% más caro que el peaje de acceso doméstico, y el gobierno se guarda la capacidad de subirlo y bajarlo.
- La energía autogenerada no consumida y no vendida se regala a la red eléctrica. Sin embargo, también deberá pagarse “peaje de respaldo” por ella.
- La energía autogenerada y vendida pagará el peaje de generación establecido por la compañía eléctrica.

### 2.2.4.3 BALANCE NETO EN OTROS PAISES

Algunos ejemplos de balance neto:

**Francia:** Recientemente se ha propuesto una forma de balance neto a través de *Électricité de France*. De acuerdo a su [página web: http://www.edf.com/](http://www.edf.com/) la energía que producen los productores domésticos de energía puede ser comprada a un precio mayor que el que se carga a los consumidores. Por ello, se recomienda, vender toda la energía producida y comprar la energía necesaria para el consumo a un precio menor. El precio ha sido fijado durante un período de 20 años por el gobierno francés.

**México:** En México desde el 27 de junio de 2007 existe un esquema de interconexión para fuentes de energía fotovoltaica a pequeña escala en todas las regiones del país donde opera la Comisión Federal de Electricidad y la infraestructura lo permite. Bajo el esquema mexicano el generador puede inyectar sus excedentes a la red pública de tal manera que se le abonen al pago de una tarifa mínima por producción con vigencia de 1 año; de no tener excedentes se le cobra la diferencia entre el consumo de la red y la generación del periodo, si esta diferencia resulta menor al costo de la tarifa mínima por producción, esta última se le cobra en lugar de la cantidad de energía suministrada por la red pública.

**Brasil:** En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (<http://www.aneel.gov.br/>) de Brasil aprobó la norma por la que se establecieron las condiciones generales para el acceso de las instalaciones de microgeneración y minigeneración distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica, creando un sistema de compensación de la electricidad. En el esquema de balance neto brasileño, la energía producida por la instalación del consumidor será transferida en calidad de préstamo gratuito al distribuidor, a partir de ahí la unidad de consumo recibirá un crédito en energía activa que podrá ser consumido en los siguientes 36 meses.

**Guatemala:** dispone desde 2008 de una normativa de medición neta que permite verter excedentes de generación fotovoltaica a la red, y que ha permitido la conexión de más de 70 kilovatios fotovoltaicos a la red.

## 2.3. DESARROLLO DEL MERCADO FOTOVOLTAICO.

La *European Photovoltaic Industry Association* (E.P.I.A)<sup>[1]</sup> cada año genera unos boletines que recogen el desarrollo mundial de la industria fotovoltaica y las previsiones de futuro.

### 2.3.1. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO.

El mercado fotovoltaico ha crecido en la última década a un ritmo notable, incluso durante situaciones económicas difíciles. Actualmente está en camino de convertirse en una importante fuente de generación de energía para el mundo. Después del récord de crecimiento en 2011, el mercado mundial de energía fotovoltaica se estabilizó en 2012, y volvió a crecer significativamente en 2013.

### Capacidad instalada mundial acumulada

A finales de 2009 la capacidad fotovoltaica instalada acumulada en el mundo fue de más de 23 GW. Un año después era de 40,3 GW y al final de 2011 era de 70,5 GW. En 2012, se llegó a la marca de 100 GW y para el año 2013, casi 138,9 GW de FV se había instalado. Esta cantidad es capaz de producir al menos 160 teravatios hora (TWh) de electricidad cada año. Este volumen de energía es suficiente para cubrir las necesidades de suministro de energía anuales de más de 45 millones de hogares europeos. Este es también el equivalente de la electricidad producida por 32 grandes centrales eléctricas de carbón.

Europa con 81,5 GW en 2013 sigue siendo el área más importante del mundo en términos de capacidad instalada acumulada con 81,5 GW en 2013. Esto representa aproximadamente el 59% de la capacidad fotovoltaica acumulada en el mundo, pero esta por debajo del 70% conseguido en 2012 y del 75% de 2011. Los países de Asia Pacífico están creciendo rápidamente, con 40,6 GW instalado.

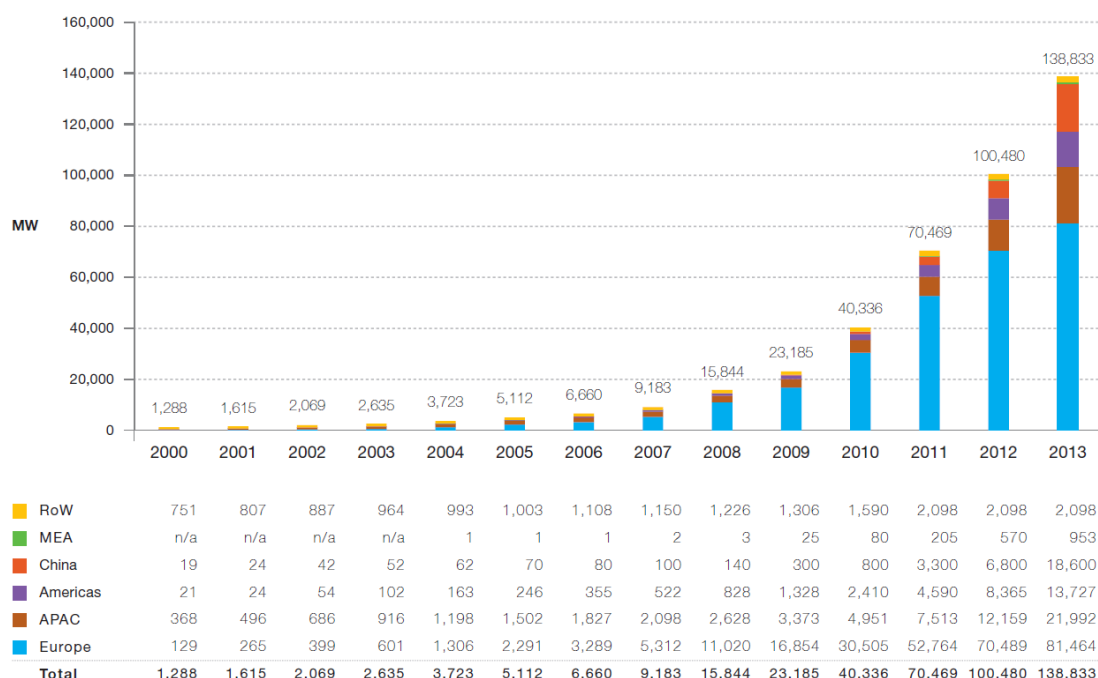


Figura 2.7 Evolución de la potencia fotovoltaica acumulada en el mundo.

### Desarrollo mundial del mercado.

El mercado fotovoltaico mundial progresó en 2013. Después de dos años instalando alrededor de 30 GW anuales, en 2013 se instalaron 38 GW estableciendo un nuevo récord mundial. Pero el hecho más importante a partir de 2013 es un rápido desarrollo de la energía fotovoltaica en Asia combinada con una fuerte caída de las instalaciones en Europa. Este registro podría haber sido aún mayor, de hecho, casi 40 GW se han instalado en el 2013 si consideramos los 1,1 GW más instalados por China.

En 2013, China llegó a conseguir un récord como el país en el que se instaló mayor cantidad de energía fotovoltaica en un año, con 11,8 GW. Antes los predecesores habían sido Italia instalando 9,3 GW en 2011 y Alemania instalando entre 7,4 GW y 7,6 GW de 2010 a 2012.

Juntos, China, Japón, EE.UU., Alemania y el Reino Unido representaron casi el 28,3 GW, o tres cuartas partes del mercado global en el último año. Esto es incluso más alto que en 2012, cuando junto al entre los cinco mercados globales representaban alrededor del 65%.

La zona de Asia-Pacífico, que además de China y Japón incluye a Corea, Australia, Taiwan y Tailandia, obtuvieron el primer lugar en 2013, con cerca de 56% del mercado mundial de energía fotovoltaica. Europa quedó en segundo lugar con casi 11 GW de los 38,4 GW, ( 29%.) Anexo V.

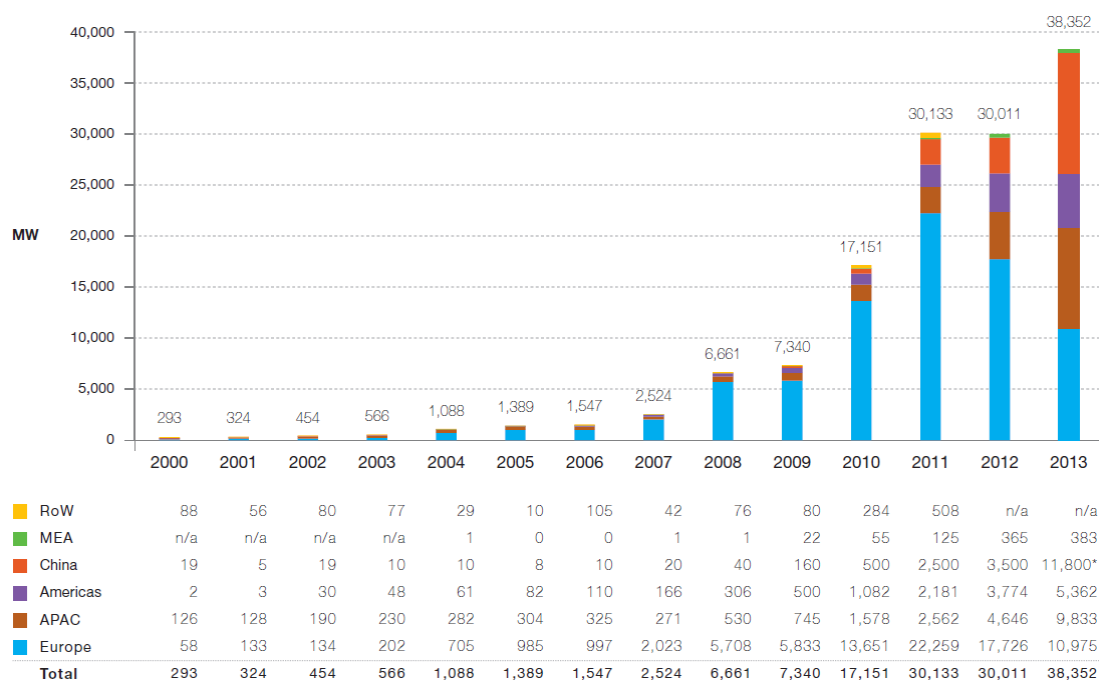


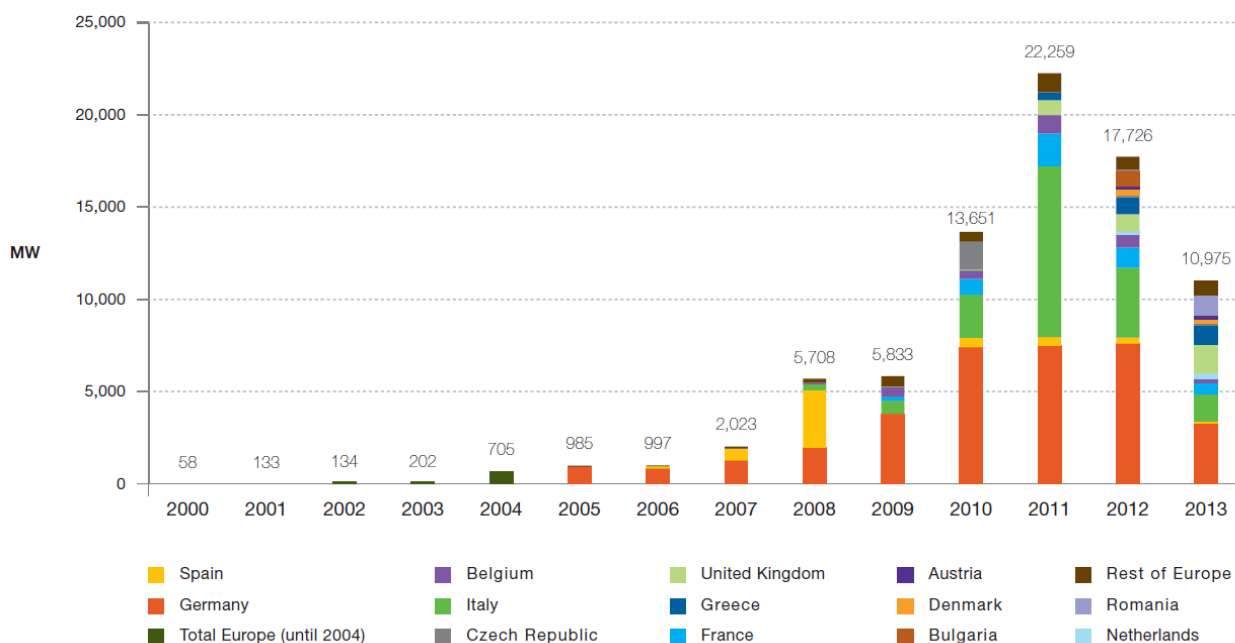
Figura 2.8 Evolución de las nuevas instalaciones anuales en el mundo.

### 2.3.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EUROPA.

El fuerte desarrollo del mercado fotovoltaico de Europa hasta el año 2012 fue el resultado de que unos pocos países tomaran el liderato año tras año con los políticos alemanes mostrando un compromiso constante al desarrollo fotovoltaico. Después del boom español en 2008, Alemania fue líder en el mercado en 2009, y el crecimiento europeo en su conjunto fue limitado. En retrospectiva, esto puede ser visto como consecuencia de la primera fase de la crisis financiera y también como un año de estabilización después del auge experimentado en 2008. El mayor crecimiento regresó en 2010. Alemania logró los mayores registros de instalación sin precedentes, e Italia y la República Checa sumando cerca de 3,8 GW de sistemas fotovoltaicos.

En 2011, el auge combinado de Italia en conexiones y Alemania en instalaciones llevaron de nuevo un enorme crecimiento. El crecimiento de Francia en 2011 fue en parte, debido a su conexión de proyectos instalados en 2010 y en consecuencia, en 2012 el mercado francés bajó como se esperaba. En 2012, el año récord en Alemania permitió que el mercado europeo mantuviera un razonable nivel de 17,7 GW de instalaciones, con 11,4 GW procedentes de Alemania e Italia. Aparte de estos dos, el Reino Unido, Grecia, Bulgaria y Bélgica proporcionó una gran parte de la evolución del mercado europeo.

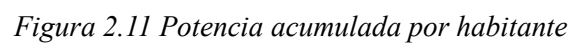
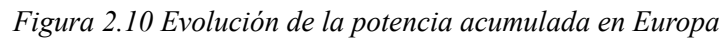
En 2013, la caída de Alemania e Italia como los principales impulsores del mercado europeo se confirmaba. Si bien la suma del mercado en otros países se mantuvo alrededor de 6 GW, la caída de instalaciones en Alemania e Italia disminuyeron el total del mercado europeo a casi 11 GW. En 2013, la disminución de los mercados que obtuvieron buenos resultados en los últimos años, como Bélgica o Francia, se vio compensada por el auge de Grecia y Rumanía que dependían de circunstancias políticas. El resto del desarrollo del mercado europeo se llevó a cabo en el Reino Unido, pero también en los mercados de menor tamaño como Suiza, los Países Bajos, Austria y Bélgica que sigue mostrando progreso.



*Figura 2.9 Evolución de las nuevas instalaciones en Europa*

Alemania ha experimentado un crecimiento constante durante casi una década y representa claramente el mercado fotovoltaico más desarrollado, a pesar de la caída del mercado de 2013. Los países que comenzaron más tarde como la República Checa, Italia, Grecia y Bélgica rápidamente alcanzaron niveles altos, y disminuyeron rápidamente después. Junto a estos líderes, España parece ahora bastante baja, ya que su mercado se ha visto limitado. Los resultados de Francia y el Reino Unido todavía revelan un potencial sin explotar en ambos países, pero con diferentes trayectorias. Mientras que el mercado francés se redujo significativamente en 2013, el Reino Unido inesperadamente casi duplicó su capacidad instalada anual durante ese año. De hecho, en 2013, el Reino Unido ha instalado más que Italia, convirtiéndose junto con Alemania en los principales impulsores del mercado europeo.





### Previsión de la energía fotovoltaica en Europa hasta 2018.

El mercado fotovoltaico europeo alcanzó su punto máximo en 2011, con más de 22 GW instalados. Un nivel tan alto no era sostenible y el mercado bajó a 17,7 GW en 2012. El mercado de 2013 se redujo hasta casi 11 GW, que es el nivel más bajo desde 2009 en Europa. Mientras que la desaceleración del mercado en Alemania e Italia era previsible y esperado, la estabilidad del resto de Europa podría parecer a primera vista como un signo de desarrollo de mercado más sostenible, pero se revela como algo diferente. Cada año, unos mercados florecen antes de experimentar un derrumbe en los años siguientes, y el mercado se sostiene por diferentes países cada año. La imagen es más clara cuando se mira en los países que instalaron cerca o por lo menos 1 GW cada año (aparte de los dos primeros países); en 2011, Bélgica, Francia y el Reino Unido; en 2012, Francia de nuevo, el Reino Unido, Grecia y Bulgaria; en 2013, Italia y Grecia de nuevo, y Rumanía.

En general, el futuro del mercado europeo es incierto para los próximos años. La drástica disminución de algunos programas fotovoltaicos hará disminuir algunos mercados en el 2015, con un número limitado de mercados emergentes de Europa que podrían compensar cualquier disminución importante. Teniendo en cuenta estas nuevas condiciones, las perspectivas a corto plazo para los mercados europeos se mantendrán estables en el mejor de los casos, e incluso podrían disminuir a la Baja.

El mercado podría estabilizarse en 2015 y crecer de nuevo a partir de 2016, impulsado por la competitividad que se acerca de la energía fotovoltaica y los mercados emergentes de Europa. Esto requeriría una estabilización en los mayores mercados europeos (Alemania e Italia), una continuación de las políticas actuales en el Reino Unido, una absorción renovada en España y, un posible aterrizaje suave de Francia antes de 2018.

Finalmente la contribución de los mercados más modestos como Bélgica, Holanda, Dinamarca, Suiza, Austria y Portugal podría ayudar a mantener el mercado en su nivel de 2013 durante los próximos años.

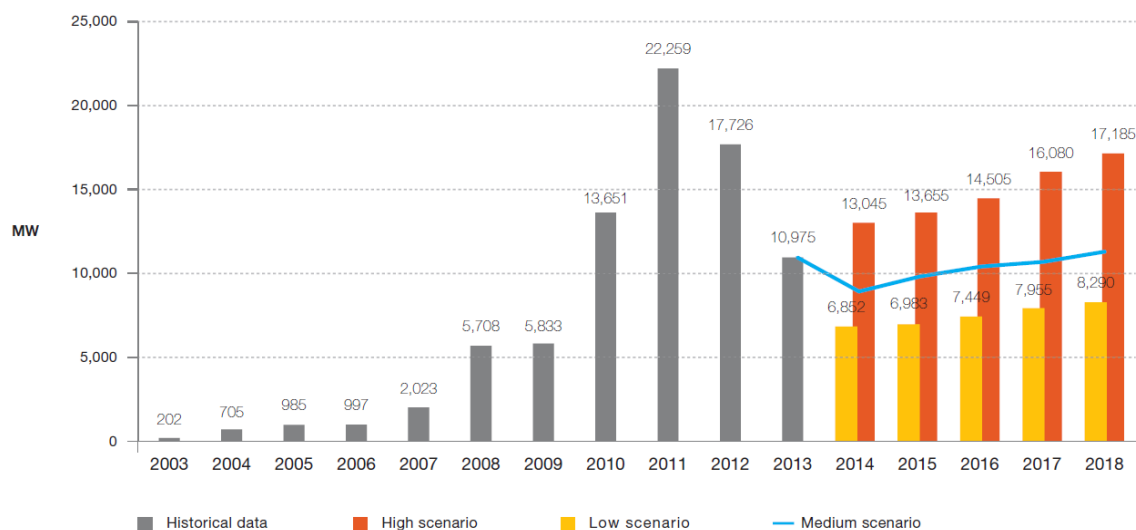


Figura 2.12 Escenarios del mercado europeo fotovoltaico anuales hasta 2018

En la mejor situación de probabilidad de 2015 está prevista una nueva caída del mercado en Europa que podría limitar la cantidad de nuevas conexiones alrededor de 8.9 GW, mientras que una energía fotovoltaica competitiva en varios países clave, podría ayudar a mantener el mercado en alrededor de 10 a 12 GW en la segunda parte de la década.

La capacidad total instalada en Europa podría alcanzar entre 119 y 156 GW en 2018, a partir de los 81,5 GW instalados a finales de 2013. En el mejor de los casos, la marca de los 100 GW podría alcanzarse en 2015 en Europa.

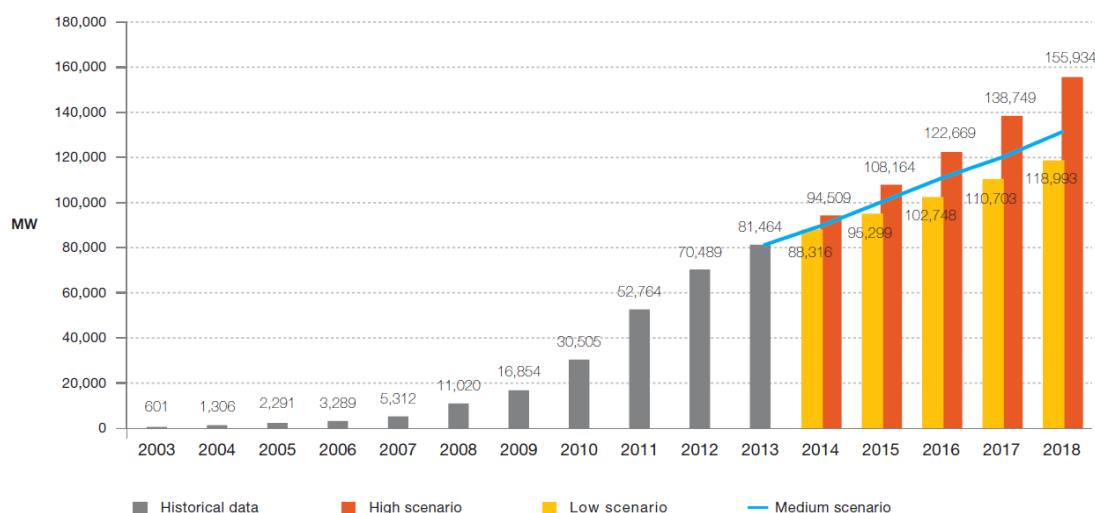


Figura 2.13 Escenarios de la potencia fotovoltaica acumulada hasta 2018

### 2.3.3. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.

#### 2.3.3.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual, esto hace que la energía solar sea más rentable que en otros países. Regiones del norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media global de Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

La primera instalación fotovoltaica conectada a red en España fue la planta piloto de 100 kWp que Iberdrola instaló en San Agustín de Guadalix (Madrid) en 1984. A finales de 1995 la potencia total sumaba 1,6 MW,<sup>8</sup> a pesar de que ninguno de los sistemas mencionados estuviera incorporado legalmente en el contexto general del sistema eléctrico. Al no existir una normativa específica que los regulase, se encontraban en una especie de vacío legal.

En 1998, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, el Gobierno aprobó el Real Decreto 2818/1998<sup>9</sup> que reconocía la necesidad de un tratamiento específico para esta alternativa energética estableciendo unas primas de 30 y 60 pesetas (0,18 y 0,36 €) por kWh vertido a la red, para sistemas con potencia nominal superior e inferior a 5 kWp, respectivamente. En el año 2000, sólo dos sistemas habían logrado acceder a esas primas, y el Gobierno publicó un nuevo Real Decreto, el 1663/2000,<sup>10</sup> que estableció condiciones técnicas y administrativas específicas, y supuso el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España.

El verdadero marco regulador que impulsó definitivamente el desarrollo de centrales solares fotovoltaicas conectadas a la red fue el Real Decreto 436/200411 y el RD 661/2007,12 en el que se estipulaba una prima de 0,44 € por cada kWh fotovoltaico que se inyectaba a la red.

Gracias a esta regulación, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, a partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad quedó regulada mediante el RD 1578/200813 de retribución fotovoltaica, que estableció unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptaría año a año en función del comportamiento del mercado.

Estas modificaciones en la legislación del sector ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010 420 MW y en 2011 354 MW correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea. En términos de producción energética, en 2010, la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad. Mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica, según datos del operador, Red Eléctrica.

A finales de 2011 se aprobó el Real decreto por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencial. Sin embargo, todavía se espera que se apruebe la norma que desarrolle las condiciones técnicas necesarias para dichas conexiones y la regulación de un modelo de balance neto adecuado a las características del sistema eléctrico nacional.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Ésta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables en general, y de la energía fotovoltaica en particular. Las eléctricas buscan motivos técnicos, como la saturación de la red, para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

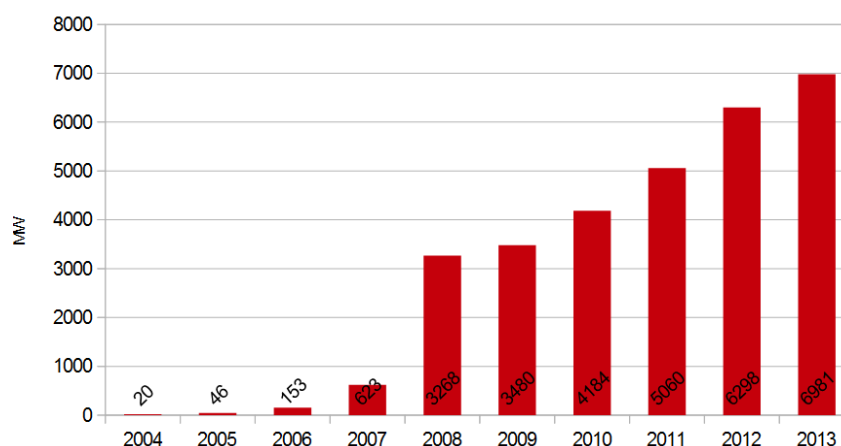


Figura 2.14 Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España

### 2.3.3.2 SITUACIÓN ACTUAL

En enero de 2012 el Gobierno aprobó el Real Decreto Ley 1/2012/21 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida los cupos del Régimen Especial de energía, es decir, los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás energías renovables. En la práctica este RDL supuso que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirán prima alguna pero podrán vender la energía a precio de mercado.

Tal regulación supuso un freno al desarrollo de la energía fotovoltaica y agravó la crisis del sector renovable en España iniciada en el año 2010, cuando el anterior Gobierno aprobó dos regulaciones: una que limitaba la percepción de primas hasta el límite del año y la última, el 24 de diciembre de 2010, en la que se limitaba el número de horas susceptibles de pago, estableciéndose un recorte retroactivo de un 30% sobre lo garantizado anteriormente. Desde el Gobierno se justificó estas acciones como necesarias para acelerar el recorte de ayudas públicas al sector renovable y atajar el llamado déficit de tarifa, la desviación entre los costes e ingresos del mercado eléctrico español, achacada principalmente a las primas a las energías renovables.

Según asociaciones empresariales del sector renovable y organizaciones ecologistas, esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias, por una parte, y en España, la realidad de una escasa liberalización del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables y la generación distribuida. A finales de 2014 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4672 MW.

### 2.3.3.3 LEYES QUE REGULAN LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Según la Unión Española Fotovoltaica UNEF<sup>[3]</sup>, la tecnología fotovoltaica, igual que cualquier otra tecnología de generación eléctrica, necesita de una regulación estable, predecible y a largo plazo, dado que se trata de proyectos con una vida útil de varias décadas. En el caso particular de las energías renovables esto cobra una mayor importancia dado que los costes variables son menores y es necesario realizar un gran desembolso inicial que, normalmente, debe ser financiado.

La inestabilidad regulatoria es un grave problema, no sólo porque ahuyenta a posibles inversores sino también porque dificulta las condiciones de financiación de aquellas empresas y particulares que sí deciden apostar por esta tecnología.

A continuación se recogen las principales leyes que regulan la generación fotovoltaica en nuestro país:

- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cog.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

### 3. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se procede al desarrollo de la instalación, como se ha descrito anteriormente, primero se construirá la parte de la instalación sin los paneles fotovoltaicos, lo que es conexión a red convencional. Posteriormente se desarrollarán todos los escenarios del proyecto y se comparará la rentabilidad de cada uno de las cinco alternativas:

- Conexión convencional a red.
- Sistema totalmente aislado, teniendo como única fuente de energía los módulos fotovoltaicos.
- Parcialmente aislado, dejando el receptor de mayor tamaño conectado a red y el resto del sistema aislado.
- Venta de energía a la red.
- Instalación con balance neto, la legislación española aun no lo contempla pero en distintos países de distintos continentes es posible realizar esta conexión.

El dimensionado de la instalación tanto de la parte de cableado como de la parte de fotovoltaica se harán los cálculos manuales y se emplearán los soportes informáticos DEMELEC, PVGIS y Pvsyst para simular las instalaciones y por su abanico de posibilidades de cálculo, así como su precisión.

#### 3.1. DATOS PREVIOS AL DIMENSIONAMIENTO.

##### 3.1.1. RADIACIÓN SOLAR

Los datos necesarios para obtener la radiación solar del emplazamiento se pueden obtener mediante la página web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> en la cual es posible obtener la radiación e irradiancia de un lugar sabiendo sus coordenadas o buscándolo en el mapa.



Figura 3.1 Página principal de PVGIS

Introducimos las coordenadas para obtener la media diaria de radiación global por metro cuadrado en cada mes en la localidad de Cretas: 40°56'31" Norte, 0°12'32" Este, Elevation: 534 m s.n.m. En un sistema fijo con inclinación = 34°, orientación = -13°



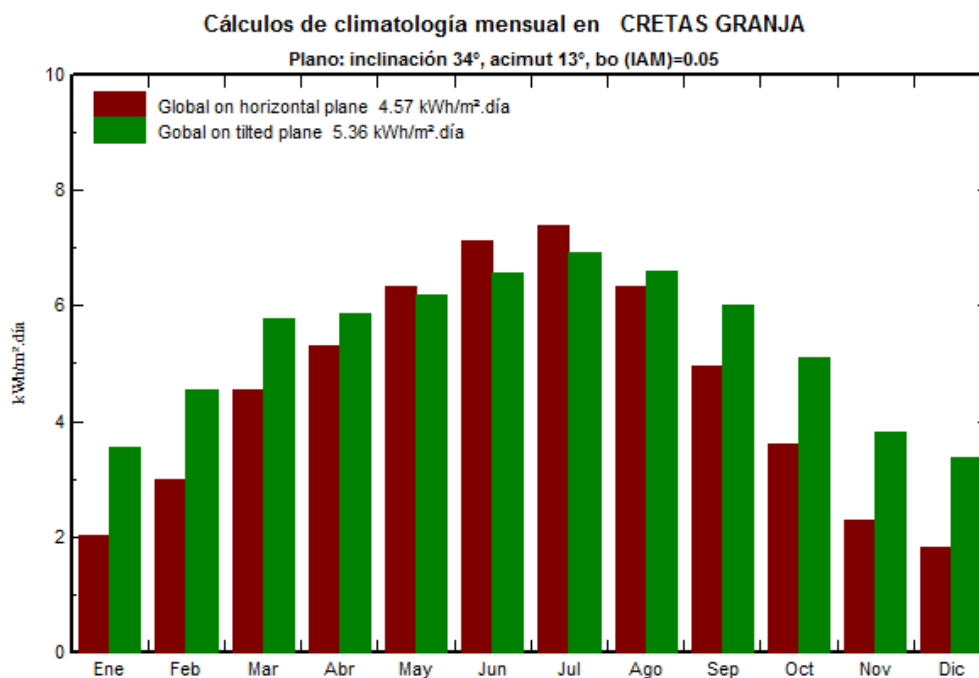


Figura 3.2 Irradiación en plano horizontal(marron) y plano inclinado (verde) anual

Los Datos son extraidos de la página web son los siguientes:

Mes:	Ene	Feb	Mar	Abr	My	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
kWh/m²*día	3,4	4,47	5,71	5,78	6,19	6,64	7,05	6,63	5,97	5,02	3,69	3,24
T <sub>24h</sub> <sup>a</sup>	5,8	6,5	9,4	11,9	15,4	20,3	22,8	22,9	19,1	15,4	9,5	6,6

La irradiación media anual de la explotación ganadera es de: 5,31kWh/día.

Tambien podemos obtener los datos mediante gráficas, en este caso caso podemos obtener la irradiación horizontal (línea negra), la radiación en el ángulo óptimo de 36° (linea azul) y en la siguiente gráfica la temperatura media de cada mes.

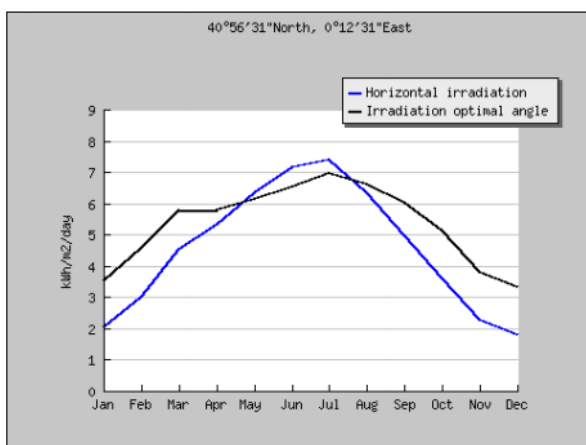


Figura 3.3 Radiacion horizontal y angulo óptimo

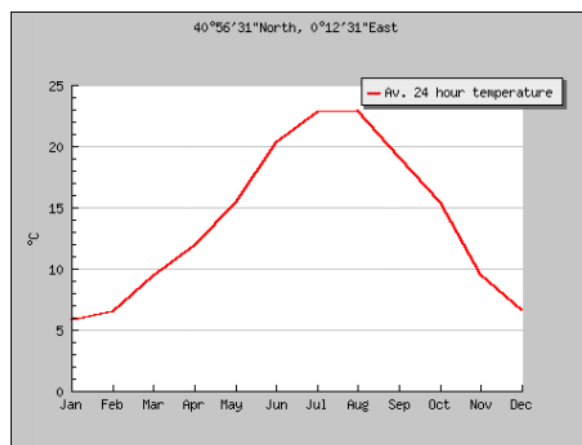


Figura 3.4 Temperatura mensual



Con estos datos se puede obtener la cantidad de energía que el sol irradia hacia nuestra instalación, lo cual junto con las necesidades energéticas podemos obtener el tamaño del campo de captación.

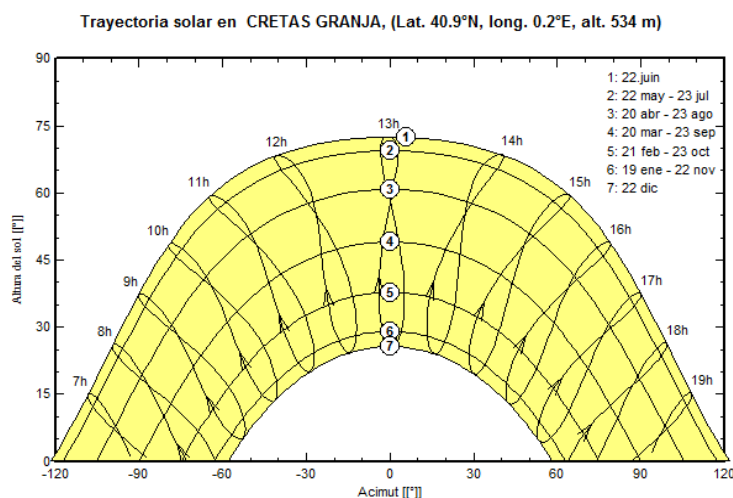


Figura 3.5 Gráfica trayectoria solar

### 3.1.2. PREVISIÓN DE CARGAS

#### Potencia total instalada:

- 2 Extractores axiales 200W VAX 710/200/6B
- 9 Tomas industriales 2 tomas de 16A y una toma trifasica de 32A (29,53kW)
- 10 Enchufes de 16A (3680W)
- 54 Fluorescentes 2x36W (52W)
- 2 Bombillas de 28W
- 4 Motores monofasicos para reparto con sinfin P 750W
- 1 Bomba de agua a presion 11kW

Potencia total instalada 325,64kW

#### Distribución de puntos de consumo energético:

	Cocina	Baño	Despacho	Almacén	Maternidad	Engorde	Total
Tomas industriales	-	-	-	-	6	3	<b>9</b>
Ench. individuales	5	1	2	2	-	-	<b>10</b>
Fluorescentes	2	2	1	1	28	20	<b>54</b>
Motores reparto de pienso	-	-	-	-	2	2	<b>4</b>
Motor bomba agua presión	-	-	-	-	1	-	<b>1</b>
Extractor axial aire	-	-	-	-	2	-	<b>2</b>
Bombillas baño	-	2	-	-	-	-	<b>4</b>

Puntos totales de consumo de energía: 85

### 3.1.3. NECESIDADES ENERGÉTICAS

#### Evaluación de la energía necesaria:

Extractor axial (solo durante los meses calurosos: Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre)

$$2 \times 200\text{W} \times 4\text{h/día} = 1600\text{Wh/día}$$

Tomas industriales

$$9 \times 29530\text{W} \times 0,75\text{h/día} \times 0,05 = 9966,38\text{Wh/día} \quad (0,05 \text{ factor simultaneidad})$$

Enchufes monofásicos

$$10 \times 3680\text{W} \times 2,5\text{h/día} \times 0,1 = 9200\text{Wh/día} \quad (0,1 \text{ factor simultaneidad})$$

Fluorescentes

$$54 \times 52\text{W} \times 3\text{h/día} \times 0,2 = 1684,8\text{Wh/día}$$

Bombillas

$$2 \times 28\text{W} \times 0,5\text{h/día} \times 0,3 = 8,4\text{Wh/día}$$

Motores monofásicos

$$4 \times 750\text{W} \times 2\text{h/día} = 6000\text{Wh/día}$$

Bomba de agua a presión

$$11000\text{W} \times 3\text{h/día} = 33000\text{Wh/día}$$

El consumo de la instalación es de 59,85 kWh/día durante los meses menos calurosos en los que no es necesario activar los extractores axiales. En los meses que se necesiten el consumo mensual pasará a 61,46 kWh/día.

Que haya más consumo en verano no afecta en gran medida al dimensionamiento de la instalación, ya que en verano la radiación solar es mayor y por lo tanto con el mismo campo de captación podemos generar más electricidad que en los meses invernales.

### 3.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.

Conocido el consumo de la granja y los datos climatológicos, se pasa a dimensionar las instalaciones objeto de este proyecto. Como se ha dicho anteriormente se van a diseñar cinco tipos de instalaciones diferentes: conexión convencional a red, sistema totalmente aislado, parcialmente aislado, venta de energía a la red y una posible instalación con balance neto.

### 3.2.1. ESCENARIO 1: CONEXIÓN CONVENCIONAL A RED.

#### 3.2.1.1 FORMULAS UTILIZADAS.

El primer caso se dimensiona una instalación con conexión a red sin placas solares. Esta conexión esta presente en la gran mayoría de hogares ya que es una instalación con un muy bajo mantenimiento. Para ello es necesario disponer de un interruptor de control de potencia que depende de la potencia que contratemos y un contador de electricidad unidireccional ya que solo se consume energía. En los escenarios de balance neto y venta de energía se dispondrá de un contador bidireccional.

Los cálculos han sido realizados con el programa demelec versión 14.0.0. Manulalmente se han realizado los cálculos de un receptor trifásico y uno monofásico que son los que vienen a continuación, todos los demas cálculos se encuentran en el Anexo VI

#### Potencia de cálculo de los circuitos utilizados.

$$P_c = n \cdot P_a \cdot F_s \cdot F_u$$

Donde:

n = número de tomas o receptores.

Pa = potencia prevista por toma o receptor.

Fs = factor de simultaneidad.

Fu = factor de utilización.

#### Intensidad de cálculo y caída de tensión en los circuitos monofásicos.

$$I_c = \frac{P_c}{U \cdot \cos\phi}$$

$$\Delta U = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I_n \cdot \cos\phi}{S} = \frac{2 \cdot L \cdot I_n \cdot \cos\phi}{K \cdot S} = \frac{2 \cdot L \cdot P_n}{K \cdot U \cdot S}$$

Donde:

Ic = intensidad de cálculo en amperios. (A)

Pc = potencia de cálculo en vatios. (W)

S = sección de los conductores en milímetros cuadrados. (mm<sup>2</sup>)

L = longitud de las líneas o circuitos en metros. (m)

ΔU = caída de tensión en voltios. (V)

U = tensión nominal en voltios. (V)

Cosφ = factor de potencia en tanto por uno.

ρ = coeficiente de resistividad. (Ωmm<sup>2</sup>/m)

K = conductividad del conductor. (m/Ωmm<sup>2</sup>)

Iad = intensidad máxima admisible de conductor en servicio. (A)

In = intensidad nominal del PIA o fusible o ICPM o IGA en amperios. (A)

Pn = potencia nominal que admite el PIA o fusible en vatios. (W)

#### Factor de corrección total.

$$F_{CT} = F_{ct} \cdot F_{ag} \cdot F_{ex}$$

Donde:

$F_{CT}$  = factor de corrección total.

$F_{ct}$  = factor de corrección por temperatura.

$F_{ex}$  = factor de corrección por el tipo de local. A tener en cuenta cuando se trate de un local con peligro de incendio o explosión.

$F_{ag}$  = factor de corrección por agrupación de conductores, para tener en cuenta que otros circuitos se agrupen con la línea de la misma localización.

### Sección por caída máxima de tensión

Sección en circuitos monofásicos por caída de tensión máxima

$$S_{tc} = \frac{2 \cdot L \cdot Pc}{K \cdot \Delta U \cdot U} = \frac{2 \cdot L \cdot Ic \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta U_{max}}$$

Comprobación de la caída de tensión máxima

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot Pn}{K \cdot S \cdot U} = \frac{2 \cdot L \cdot Ic \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$$

Donde

$Pc$  = potencia de cálculo en vatios. (W)

$S$  = sección de los conductores en milímetros cuadrados. (mm<sup>2</sup>)

$U$  = tensión nominal en voltios. (V)

$K$  = conductividad del conductor. (m/Ωmm<sup>2</sup>)

$Pn$  = potencia nominal que admite el PIA o fusible en vatios. (W)

$L$  = longitud de las líneas o circuitos en metros. (m)

$Pn$  = potencia nominal que admite el PIA o fusible en vatios. (W)

$\Delta U$  = caída de tensión en voltios. (V)

### 3.2.1.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

**Ejemplo para receptor monofásico: Extractores axiales.**

$$Pc = n \cdot Pa \cdot Fs \cdot Fu = 2 \cdot 200 \cdot 1 \cdot 1 = 400W$$

$$Ic = \frac{Pc}{U \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{230 \cdot 0,95} = 1,83 A$$

$$F_{CT} = F_{ct} \cdot F_{ag} \cdot F_{ex} = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1$$

$$\Delta U_{INMAX} = \frac{U \cdot \Delta U_{INMAX} \%}{100} = \frac{230 \cdot 5}{100} = 11,5 V$$

$$S_{tc} = \frac{2 \cdot L \cdot Ic \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta U_{max}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 1,83 \cdot 0,95}{48 \cdot 11,5} = 0,315 mm$$

Sección comercial 2,5mm

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I_c \cdot \cos \varphi}{K \cdot S} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 1,83 \cdot 0,95}{48 \cdot 2,5} = 1,45 V$$

$$I_c < I_{n_{PIA}} < I_{ad} \quad 1,83 A < 16 A < 21 A$$

Número de conductores y sección:

$$N^{\circ} C/S = 2 \times 1,5 + TT (PE) \times 1,5 \text{ mm Cu/PVC}$$

### Ejemplo para receptor trifásico: Motor bomba de agua a presión

$$P_c = n \cdot P_a \cdot F_s \cdot F_u = 1 \cdot 11000 \cdot 1 \cdot 1 = 11000 W \rightarrow 11 \text{ kW}$$

$$I_c = \frac{P_c}{U \cdot \cos \varphi} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,95} = 16,71 A \quad \text{Sección comercial 4 mm}$$

$$F_{CT} = F_{ct} \cdot F_{ag} \cdot F_{ex} = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1$$

$$\Delta U_{INMAX} = \frac{U \cdot \Delta U_{INMAX} \%}{100} = \frac{400 \cdot 5}{100} = 20 V$$

$$S_{ic} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_c \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta U_{max}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 16,71 \cdot 0,95}{48 \cdot 20} = 0,57 \text{ mm} \quad \text{Sección comercial 1,5 mm}$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_c \cdot \cos \varphi}{K \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 16,71 \cdot 0,95}{48 \cdot 4} = 2,86 V$$

$$I_c < I_{n_{PIA}} < I_{ad} \quad 16,71 A < 20 A < 24 A$$

Numero de conductores y sección:

$$N^{\circ} C/S = 4 \times 4 + TT (PE) \times 4 \text{ mm Cu/PVC}$$

### 3.2.1.3 TABLA RESUMEN DE SECCIONES Y CAÍDAS DE TENSION

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Admi. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo, Canal, Band.
ACOMETIDA	27664	5	4x16Al	42.03	77.6	0.17	0.17	63
LINEA GENERAL ALIMENT.	27664	5	4x16+TTx16Cu	42.03	73	0.11	0.11	75
DERIVACION IND.	27664	10	4x10+TTx10Cu	42.03	54	0.37	0.48	50
Mot. para pienso	3000	30	2x2.5+TTx2.5Cu	17.39	21	2.84	3.32	20
Ventilador axial	400	50	2x2.5+TTx2.5Cu	1.83	21	0.59	1.07	20
Bom. agua presion	11000	20	4x4+TTx4Cu	16.71	24	0.7	1.19	25
Cuadro enchufes	9966	65	4x2.5+TTx2.5Cu	14.39	18.5	3.35	3.83	20
Fluorescentes 1	1248	65	2x1.5+TTx1.5Cu	5.43	15	4.03	4.51	16
DERIVACION CASA	615	60	2x2.5Cu	2.67	23	1.08	1.57	20
Bombillas	54	90	2x1.5+TTx1.5Cu	0.23	15	0.24	1.81	16
Tomas uso general	1840	90	2x2.5+TTx2.5Cu	8	21	4.94	6.51	20
Fluorescentes 2	156	95	2x1.5+TTx1.5Cu	0.68	15	0.73	2.29	16

### 3.2.2 ESCENARIO 2: SISTEMA FOTOVOLTAICO TOTALMENTE AISLADO

Para dimensionar el campo de paneles se utiliza el método del mes peor. La hipótesis básica de dimensionado para instalaciones aisladas de la red eléctrica, según este método es la de abastecer en su totalidad las necesidades definidas en el mes de menor relación entre los consumos y la radiación, contando con la seguridad de una capacidad de acumulación necesaria para cubrir un cierto número de días de bajo nivel de radiación (días de autonomía). Este número máximo de días de autonomía previstos para la instalación estará definido en función de las características climatológicas de la zona y del uso o finalidad de la instalación

#### 3.2.2.1 CÁLCULO DE LA RELACIÓN (C/R)

En este paso se relacionarán los consumos (en Wh/día) para cada uno de los meses del año, con la radiación disponible. Hay que tener en cuenta que los consumos dependen de la época del año en función de los equipos utilizados.

La relación de consumos/radiación disponible (C/R) se calcula según:

$$\frac{C}{R} = C_i / R_d$$

De las distintas estimaciones de consumos comparadas con la radiación disponible, se tomará el valor mayor de la fila de consumos/radiación, que denominaremos (C/R)<sub>max</sub>

	Mes:	Ene	Feb	Mar	Abr	My	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Recurso	kWh/m <sup>2</sup> *dia	3,4	4,47	5,71	5,78	6,19	6,64	7,05	6,63	5,97	5,02	3,69	3,24
Consumo	kWh/dia	59,86	59,86	59,86	59,86	61,46	61,46	61,46	61,46	61,46	59,86	59,86	59,86
C/R		17,61	13,39	10,48	10,36	9,93	9,26	8,72	9,27	10,29	11,92	16,22	18,48

El peor mes es en diciembre con una relación consumo / irradiación de 18,48m<sup>2</sup>, lo que significa que si podemos abastecer la instalación en el mes que menor irradiación tenemos, lo podremos hacer en cualquier mes.

#### 3.2.2.2 TAMAÑO DEL CAMPO DE CAPTACIÓN.

En primer lugar se elige el panel con el que se desean realizar los cálculos, en este caso el panel Sunmodule SW 250 poly. A partir de la potencia de captación del panel elegido ( $P_{nom}$ ), en vatios-pico [Wp], y del mayor valor de C/R ( $C/R_{m\acute{a}x}$ ) se calcula el número de paneles necesario,  $N_{mod}$ . El factor 1,15 se aplica para compensar posibles pérdidas debidas a errores en la orientación, limpieza de los paneles, mismacht, etc. El número de paneles será, entonces, el primer número entero mayor que el  $N_p$  calculado según la fórmula anterior

Número de paneles Sunmodule SW 250 poly necesarios suponiendo unas pérdidas del 15%

$$E_{1mod} = P_{nom} \frac{H_{mes\ peor}}{G_{STC}} = 250 \frac{3240}{1000} = 810 \frac{Wh}{dia}$$

$$N^{\circ}_{mod} = \frac{Consumo}{E_{1mod}} * Pérdidas supuestas = \frac{59870,58}{810} * 1,15 = 85,001 \text{ módulos} \rightarrow 86 \text{ módulos}$$

### 3.2.2.3 DIMENSIONADO DE LOS ACUMULADORES

Para evaluar el tamaño del sistema de acumulación es necesario definir previamente los siguientes factores:

- Días de autonomía (D): Tiempo que podrá funcionar la instalación sin recibir radiación solar en condiciones adecuadas.
- Máxima profundidad de descarga ( $PD_{max}$ ): Corresponde al límite de descarga que puede alcanzar la batería, sin perjudicarla de cara a sus prestaciones.
- Tensión de trabajo de la instalación (U): Elegida en función de las características de la instalación.

$$Q[Ah] = \frac{Consumo * D(días autonomía)}{U_{nom} * PD_{max}} = \frac{59870,58 * 4}{48 * 0,85} = 5869,66 Ah$$

Q[Ah] nos indica la cantidad de energía que tiene que acumular como mínimo nuestro sistema de acumulación para abastecer a la instalación durante el tiempo especificado. Como se usarán los acumuladores Batería ROLLS 48V S550 550Ah C100 PD 85%, ahora simplemente se divide la energía total entre la energía que acumula una batería, para saber cuantas necesitamos.

$$N^{\circ}_{baterias} = \frac{Q}{capacidad una bateria} = \frac{5869,66}{550} = 10,67 \rightarrow 11 \text{ baterias}$$

La disposición de las baterías se hará de manera que haya 11 ramas con 2 baterías por rama, llegando así a tener 96V en los extremos de la rama.

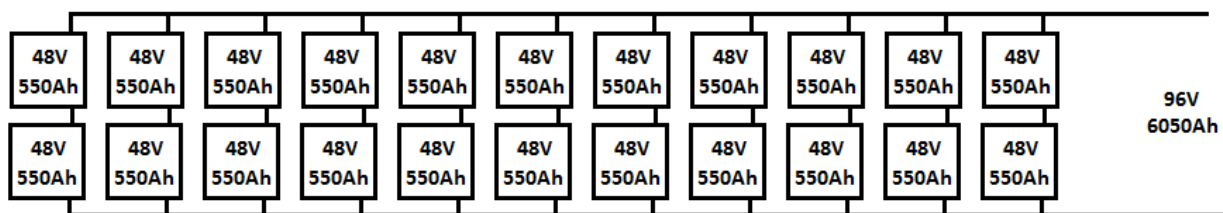


Figura 3.6 Disposición de las baterías en instalación aislada

### 3.2.2.4 ELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA.

En un regulador de carga, lo principal es que su tensión nominal de operación coincida con la del sistema (en nuestro caso en 96V) y que sea capaz de soportar las corrientes que ha de gestionar. Es decir, los parámetros son la tensión y la corriente que gestiona (se mira la corriente que envían los paneles en condiciones estándar y la corriente que absorben las cargas). Se recomienda que la corriente nominal del regulador sea un 25% superior a la corriente que proviene de los paneles o absorbe la carga.

Características módulos Sunmodule SW 250 poly

$V_{OC}=37,6V$

$V_{mpp}=30,9V$

$I_{SC\ STC}=64A$

$\beta = -0,37V/^{\circ}C$

$\gamma = -0,45\%/^{\circ}C$

Características del Regulador Mars Rock 150A 96 V

$V_{max}=200V \quad V_{min}=120V \quad I_{max}=150A$

En las características del regulador no se encuentra la intensidad máxima, pero por el nombre podemos deducir que es 150A, además, se nos dice que la potencia de entrada máxima es de 14,4kW y nuestra instalación trabajando en condiciones STC llegaría hasta:

$$P_{pico\ STC} = N^o_{mod} \times P_{1\ mod} = 86 \times 250 = 21500 \rightarrow 21,5\ kW$$

Por lo tanto se pondrán dos reguladores de carga cada uno con un grupo de paneles, para no sobrecargarlos



Figura 3.7 Regulador de carga Mars Rock

Tensiones máximas y mínimas que puede llegar un panel.

Para configurar la disposición de los paneles es necesario saber que corrientes y que tensiones tiene que soportar el regulador, para ello se halla las máximas y mínimas tensiones a las que un panel puede llegar en España.

$$U_{ac\ -10^{\circ}C} = \frac{\beta}{100} * U_{ac\ STC} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{ac\ STC} = \frac{-0,37}{100} * 37,6 * (-10 - 25) + 37,6 = 42,4\ V$$

$$U_{max\ emp\ -10^{\circ}C} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPP\ STC)} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPP\ STC)} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (-10 - 25) + 30,9 = 34,9\ V$$

$$U_{min\ emp\ 70^{\circ}C} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPP\ STC)} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPP\ STC)} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (70 - 25) + 30,9 = 25,75\ V$$

Disposición de los módulos:

$$N_s < \frac{U_{(MAX\ INV.)}}{U_{(MAX\ MOD)}} = \frac{200}{42,2} = 4,73\ mod \rightarrow 4\ mod$$

Se pueden colocar 5 ya que en invierno no se alcanzan las condiciones STC



$$N_s < \frac{U_{(MPP\ INV)}}{U_{(MAX\ MODEMP)}} = \frac{200}{34,68} = 5,76\ mod \rightarrow 5\ mod$$

$$N_s < \frac{U_{(MPP\ INV)}}{U_{(MIN\ MOD\ EMP)}} = \frac{120}{25,75} = 4,66\ mod \rightarrow 5\ mod$$

Número de paneles en serie:  $N_s = 5$

$$N_p < \frac{I_{(MAX\ INV)}}{I_{(SC\ STC\ MOD)}} = \frac{150}{8,64} = 17,36\ mod \rightarrow 17\ mod$$

Número de paneles en paralelo:  $N_p < 17$

La solución adoptada con el regulador Mars Rock 150A/96V.

Número de reguladores	2 reguladores
Paneles en paralelo	9 ramas/regulador
Paneles en serie	5 módulos/rama
Total	90 módulos

Por lo tanto hay que colocar cuatro módulo más, dos por regulador.

### 3.2.2.5 ELECCIÓN DEL INVERSOR

La potencia de salida del inversor debe calcularse según la simultaneidad en el uso de las diferentes cargas. El efecto del arranque de los motores eléctricos también es especialmente importante, y debe ser tenido en cuenta a la hora de determinar la potencia del inversor

Se prevee que la potencia máxima consumida por los receptores serán los dos motores que funcionan automáticamente y la bomba de agua a presión:

- 1 Bomba de agua a presión 11kW
- 2 Extractores axiales 200W VAX 710/200/6B
- 4 Motores monofásicos para reparto con sinfín P 750W

Potencia máxima consumida =  $11000W + 2 \times 200 + 4 \times 750 = 14,4kW$

$$P_{inv} \approx P_{(max\ consumida)} * margen\ seguridad = 14,4kW * 1,15 \approx 16,5kW \rightarrow 17kW$$

El inversor seleccionado es el INGECON® Sun Storage 1Play de 6kW.

Se necesitan tres inversores, uno por fase, ya que pueden trabajar en este modo como se ve en las características en el anexo IV.4, entregando así una potencia de 18kW.

### 3.2.3 ESCENARIO 3: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARCIALMENTE AISLADO

En este escenario se realizará el mismo procedimiento que el anterior con la diferencia de que la bomba de agua a presión se conectará a red y los demás receptores pertenecerán a una instalación fotovoltaica aislada, por lo tanto, se puede decir que se tiene una instalación parcialmente aislada.

Se volverá a usar el método del mes peor, ya que es un método de dimensionamiento mucho más sencillo e intuitivo que otros. Utilizando valores medios mensuales de radiación global y valores medios diarios de carga.

#### 3.2.3.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA NECESARIA Y CÁLCULO DE $(C/R)_{MAX}$

Como se indica en el apartado 3.1.3 Necesidades energéticas, la bomba de agua requiere una energía de 33kWh/día lo que supone un gran dimensionamiento de la instalación por un solo receptor. Por lo tanto en la siguiente tabla se muestra el consumo de la instalación sin la bomba de agua.

	Mes:	Ene	Feb	Mar	Abr	My	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Recurso	kWh/m <sup>2</sup> *dia	3,4	4,47	5,71	5,78	6,19	6,64	7,05	6,63	5,97	5,02	3,69	3,24
Consumo	kWh/dia	26,86	26,86	26,86	26,86	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	26,86	26,86	26,86
C/R		7,9	6,01	4,7	4,65	4,6	4,29	4,04	4,29	4,77	5,35	7,28	8,29

Como ocurre en el escenario 2 el mes con peor relación irradiación consumo es diciembre ya que los consumos disminuyen igualmente en todos los meses y la radiación solar se mantiene. En este caso la relación consumo irradiación de 8,29m<sup>2</sup>

#### 3.2.3.2 TAMAÑO DEL CAMPO DE CAPTACIÓN

Se procede a calcular el número de paneles Sunmodule SW 250 poly necesarios suponiendo unas pérdidas del 15%, debido a que la energía consumida disminuye, la energía captada también tendrá que ser menor

$$E_{1mod} = P_{nom} \frac{H_{mes\ peor}}{G_{STC}} = 250 \frac{3240}{1000} = 810 \frac{Wh}{dia}$$

$$N_{mod} = \frac{Consumo}{E_{1mod}} * Pérdidas\ supuestas = \frac{26860}{810} * 1,15 = 38,13\ módulos \rightarrow 40\ módulos$$

#### 3.2.3.3 DIMENSIONADO DE LOS ACUMULADORES.

Los días de autonomía (D) están fuertemente condicionados por las características climáticas del emplazamiento y por las necesidades de fiabilidad del suministro. El pliego de condiciones técnicas del IDAE<sup>[4]</sup> recomienda que como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador sea de 3 días. En este caso se opta por 4 días, por si en algún momento dado las necesidades de la instalación superaran los 3 días, pero en condiciones normales de carga de trabajo de la ganadería esto no tendría que ocurrir.

Se usarán los acumuladores Batería ROLLS 48V S550 550Ah C100 PD 85% como en el escenario anterior para comprobar al diferencia entre ambos.

$$Q[Ah] = \frac{\text{Consumo} * D(\text{dias autonomia})}{U_{nom} * PD_{max}} = \frac{26860 * 4}{48 * 0,85} = 2633 Ah$$

$$N^{\circ}_{baterias} = \frac{Q}{\text{capacidad una bateria}} = \frac{2633}{550} = 4,78 \rightarrow 5 \text{ baterias}$$

Como se observa se pasa de 22 baterías en el escenario 2 a menos de la mitad, esto es debido a que un solo receptor tiene que disponer de mucha energía en muy poco tiempo, lo que conlleva un gran sobredimensionamiento de una instalación con el consiguiente coste económico para un receptor que trabaja poco tiempo al día.

La disposición de las baterías será de una rama con 2 baterías en serie para alcanzar los 96V, por lo que se necesitan 10 baterías.

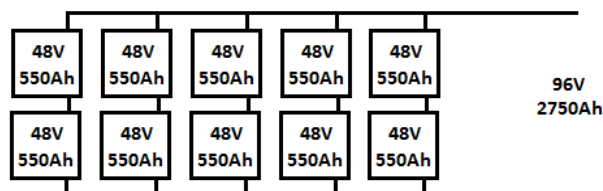


Figura 3.8 Disposición de las baterías en instalación parcialmente aislada

### 3.2.3.4 ELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA

Existen en el mercado reguladores de carga con diferentes grados de complejidad. Para tratar de mantener una homogeneidad en los presupuestos de este proyecto, se escoge un regulador de carga de la misma empresa que en el supuesto 2 ya que nos dará un valor mas aproximado de la diferencia de precio entre una opción y la otra.

#### Características módulos Sunmodule SW 250 poly

$$V_{OC}=37,6V$$

$$V_{mpp}=30,9V$$

$$I_{SC\ STC}=64A$$

$$\beta = -0,37V/^{\circ}C$$

$$\gamma = -0,45\%/^{\circ}C$$

#### Características del Regulador Mars Rock 150A 96 V

$$V_{max}=200V \quad V_{min}=120V \quad I_{max}=150A$$

En las características del regulador no se encuentra la intensidad máxima, pero por el nombre podemos deducir que es 150A, además, se nos dice que la potencia de entrada máxima es de 14,4kW y nuestra instalación trabajando en condiciones STC llegaría hasta:

$$P_{pico\ STC} = N^{\circ}_{mod} \times P_{1\ mod} = 40 \times 250 = 10000W \rightarrow 10kW$$

Tensiones máximas y mínimas que puede llegar un panel.

$$U_{ac-10^{\circ}\text{C}} = \frac{\beta}{100} * U_{ac\text{STC}} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{ac\text{STC}} = \frac{-0,37}{100} * 37,6 * (-10 - 25) + 37,6 = 42,4 \text{ V}$$

$$U_{max\ emp-10^{\circ}\text{C}} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPP\text{STC})} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPP\text{STC})} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (-10 - 25) + 30,9 = 34,9 \text{ V}$$

$$U_{min\ emp70^{\circ}\text{C}} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPP\text{STC})} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPP\text{STC})} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (70 - 25) + 30,9 = 25,75 \text{ V}$$

Disposición de los módulos:

$$N_s < \frac{U_{(MAX\text{ INV})}}{U_{(MAX\text{ MOD})}} = \frac{200}{42,2} = 4,73 \text{ mod} \rightarrow 4 \text{ mod}$$

Se pueden colocar 5 ya que en invierno no se alcanzan las condiciones STC

$$N_s < \frac{U_{(MPP\text{ INV})}}{U_{(MAX\text{ MODEMP})}} = \frac{200}{34,68} = 5,76 \text{ mod} \rightarrow 5 \text{ mod}$$

$$N_s < \frac{U_{(MPP\text{ INV})}}{U_{(MIN\text{ MODEMP})}} = \frac{120}{25,75} = 4,66 \text{ mod} \rightarrow 5 \text{ mod}$$

Número de paneles en serie:  $N_s = 5$

$$N_p < \frac{I_{(MAX\text{ INV})}}{I_{(SC\text{ STC MOD})}} = \frac{150}{8,64} = 17,36 \text{ mod} \rightarrow 17 \text{ mod}$$

Número de paneles en paralelo:  $N_p < 17$

La solución adoptada con el regulador Mars Rock 150A/96V.

Número de reguladores	1 regulador
Paneles en paralelo	8 ramas
Paneles en serie	5 módulos/rama
Total	40 módulos

### 3.2.3.5 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Se prevee que la potencia máxima consumida por los receptores serán los dos motores que funcionan automáticamente y los tomas industriales:

- 1 Tomas industriales 9-10 kW
- 2 Extractores axiales 200W VAX 710/200/6B
- 4 Motores monofásicos para reparto con sinfin P 750W

Potencia máxima consumida =  $10000W + 2 \times 200 + 4 \times 750 = 13,4kW$

$$P_{inv} \approx P_{(max\ consumida)} * margens\ seguridad = 13,4\ kW * 1,15 \approx 15,41\ kW \rightarrow 16\ kW$$

El inversor seleccionado es el mismo que en el escenario 2: INGECON® Sun Storage 1Play de 6kW.



Figura 3.9 Inversor Ingecon de 6kW

Como en el caso anterior se necesitan tres inversores, uno por fase, ya que pueden trabajar en este modo como se ve en las características en el anexo IV.4, entregando así una potencia de 18kW. Como se observa la potencia máxima consumida apenas varía, aunque si se cambia el tiempo de actuación de las tomas industriales que principalmente se emplean en trabajos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo y normalmente durante unos pocos minutos.

### 3.2.4 ESCENARIO 4: VENTA DE ENERGÍA A LA RED

#### 3.2.4.1 INTRODUCCIÓN

Muchos de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética, evitando así que las instalaciones necesiten baterías y constituyendo una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable. En países como Alemania, Japón o EE.UU, un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar un sistema fotovoltaico y conectado a la red. Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la electricidad solar; otros para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; muchos otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental. En todos los casos existe la motivación de contribuir a desarrollo de esta tecnología limpia.

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna. El inversor cumple además otras funciones como monitorizar el sistema y desconectar de la red si hay algún funcionamiento anormal. La conexión a red en este caso se describe en la siguiente figura:

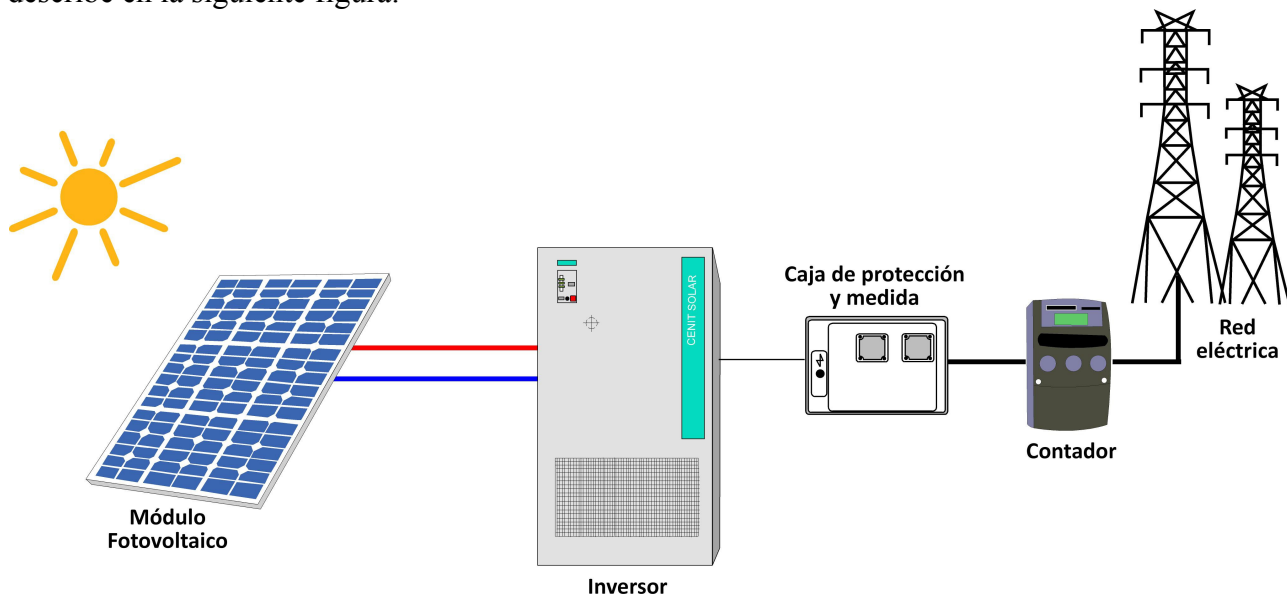


Figura 3.10 Conexión a red de un sistema fotovoltaico

### 3.2.4.2 POTENCIA INTALADA Y GENERADA

#### Potencia nominal instalada

Para tratar de dimensionar las instalaciones lo mas parecidas posible, para posteriormente comparar los presupuestos, se decide colocar el mismo numero de placas (90) que en el escenario 2 aislado.

$$P_{nominstalada} = N^{\circ}_{mod} * P_{nom1 mod} = 90 mod * 250 W / mod = 22500 W$$

#### Potencia generada.

Para calcular la potencia que generará nuestra instalación necesitamos saber cuanta irradiación solar tendremos sobre nuestras placas y con esto calcularemos la potencia generada en cada mes. Como en todos los escenarios anteriores los paneles son los Sunmodule SW 250 poly.

Los cálculos se realizan para el mes de enero y posteriormente se detalla una tabla con los valores para todos los meses del año. En primer lugar se calcula la energía que nos da un módulo durante un día en enero teniendo su potencia nominal y la irradiación, luego lo multiplicamos por el número de módulos a instalar y posteriormente por los días que tiene el mes.

$$E_{1 mod enero} = P_{nom} \frac{H_{mes enero}}{G_{STC}} = 250 \frac{3400}{1000} = 850 \frac{Wh}{dia}$$

$$E_{66 mod} = E_{1 mod} * 66 = 76500 Wh / dia$$

$$E_{tot enero} = E_{66 mod} * 31 dias = 2371500 \rightarrow 2,37 MWh$$

Mes	Nº días	Recurso solar H [Wh/m²día]	Energía media diaria gener 1 módulo [Wh/día]	Energía totalE media diaria gener 90 módulos [Wh/día]	Energía gener total mensual [Wh/mes]
enero	31	3400	850	76500	2371500
febrero	28	4470	1117,5	100575	2816100
marzo	31	5710	1427,5	128475	3982725
abril	30	5780	1445	130050	3901500
mayo	31	6190	1547,5	139275	4317525
junio	30	6640	1660	149400	4482000
julio	31	7050	1762,5	158625	4917375
agosto	31	6630	1657,5	149175	4624425
septiembre	30	5970	1492,5	134325	4029750
octubre	31	5020	1255	112950	3501450
noviembre	30	3690	922,5	83025	2490750
diciembre	31	3240	810	72900	2259900

Total anual: **43695000**

Con estos cálculos conseguimos hallar la energía que nuestra instalación es capaz de generar durante el año. El total anual de energía generada es de: 43695000 Wh = 43,69MWh

### 3.2.4.3 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Características módulos Sunmodule SW 250 poly

$$V_{OC}=37,6V$$

$$V_{mpp}=30,9V$$

$$I_{SC\ STC}=6,4A$$

$$\beta = -0,37V/^{\circ}C$$

$$\gamma = -0,45\%/^{\circ}C$$

$$P_{pico\ STC} = N^o_{mod} \times P_{1\ mod} = 90 \times 250 = 22500W \rightarrow 22,5\ kW$$

Nunca se va a llegar a las condiciones STC de las placas por lo que la potencia del inversor puede ser un 85% la potencia pico de las placas:

$$P_{inv} \approx P_{pico\ STC} \times 85\% = 22,5 \times 0,85 = 19,125\ kW \rightarrow 20\ kW$$

Tensiones máximas y mínimas que puede llegar un panel.

$$U_{ac\ -10^{\circ}C} = \frac{\beta}{100} * U_{ac\ STC} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{ac\ STC} = \frac{-0,37}{100} * 37,6 * (-10 - 25) + 37,6 = 42,4\ V$$

$$U_{max\ emp\ -10^{\circ}C} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPP\ STC)} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPP\ STC)} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (-10 - 25) + 30,9 = 34,9\ V$$

$$U_{min\ emp\ 70^{\circ}C} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPP\ STC)} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPP\ STC)} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (70 - 25) + 30,9 = 25,75\ V$$

El inversor a instalar es el Sunny Tripower 20000TL ya que cumple con la normativa marcada por ERZ Endesa<sup>[5]</sup> sobre emisión de armónicos y certificado de conexión a red

Características del inversor:

V<sub>cc max</sub>= 1000V      Rango tensión MPP: 800 - 580 V      I<sub>max</sub>=36A

Disposición de los módulos:

$$N_s < \frac{U_{(MAX INV)}}{U_{(MAX MOD)}} = \frac{1000}{42,4} = 23,58 \text{ mod} \rightarrow 23 \text{ mod}$$

$$N_s < \frac{U_{(MPP INV)}}{U_{(MAX MODEMP)}} = \frac{800}{34,9} = 22,9 \text{ mod} \rightarrow 23 \text{ mod}$$

Se colocarán 23 en vez de 22 módulos porque nunca se llegara a las condiciones STC

$$N_s > \frac{U_{(MPP INV)}}{U_{(MAX MODEMP)}} = \frac{580}{25,75} = 22,52 \text{ mod} \rightarrow 23 \text{ mod}$$

Número de paneles en serie: 23

$$N_p < \frac{I_{(MAX INV)}}{I_{(SC STC MOD)}} = \frac{36}{6,23} = 4,16 \text{ mod} \rightarrow 4 \text{ mod}$$

Número de paneles en paralelo: N<sub>p</sub> < 4

Por la imposibilidad de configurar las placas para poder colocar 90 módulos, se decide poner dos paneles fotovoltaico para poder usar la siguiente distribución:

Paneles en paralelo	4 ramas
Paneles en serie	23 módulos/rama
Total	92 módulos

Por lo tanto hay que volver a calcular la energía generada como ya se vio en el apartado 3.2.4.2. Ahora simplemente se multiplica por 92 módulos.

$$E_{1 \text{ mod enero}} = P_{nom} \frac{H_{mes enero}}{G_{STC}} = 250 \frac{3400}{1000} = 850 \frac{Wh}{dia}$$

$$E_{65 \text{ mod}} = E_{1 \text{ mod}} * 92 = 78200 \text{ Wh/dia}$$

$$E_{tot enero} = E_{65 \text{ mod}} * 31 \text{ dias} = 2424200 \rightarrow 2,42 \text{ MWh}$$



Mes	Nº días	Recurso solar H [Wh/m²día]	Energía media diaria gener 1 módulo [Wh/día]	Energía totalE media diaria gener 92 módulos [Wh/día]	Energía gener total mensual [Wh/mes]
enero	31	3400	850	78200	2424200
febrero	28	4470	1117,5	102810	2878680
marzo	31	5710	1427,5	131330	4071230
abril	30	5780	1445	132940	3988200
mayo	31	6190	1547,5	142370	4413470
junio	30	6640	1660	152720	4581600
julio	31	7050	1762,5	162150	5026650
agosto	31	6630	1657,5	152490	4727190
septiembre	30	5970	1492,5	137310	4119300
octubre	31	5020	1255	115460	3579260
noviembre	30	3690	922,5	84870	2546100
diciembre	31	3240	810	74520	2310120
Total anual:					<b>44666000</b>

La energía total generada a pasado de: 43,69MWh a 44,66MWh

#### 3.2.4.4 PROTECCIONES PARA EL VERTIDO DE ENERGÍA A LA RED

Según el Ministerio de industria<sup>[2]</sup> y la norma técnica particular para instalaciones de baja tensión de ERZ Endesa<sup>[5]</sup> hay que instalar para garantizar un suministro de calidad y una seguridad en la red:

- ICP-M Tetrapolar (III+N) 63 A
- Interruptor diferencial de 300 mA
- Protección de mínima tensión, uno por fase, ajustados a  $0,85 \cdot U_m$  que actuarán en un tiempo inferior a 0,5 segundos.
- Protección de máxima tensión, entre una fase y neutro, ajustado a  $1,1 \cdot U_m$  que actuará en un tiempo inferior a 0,5 segundos.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (81M-81m), entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea superior a 51 Hz, o inferior a 49 Hz durante más de 5 periodos
- Contador III

#### 3.2.4.5 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA.

Según OMIE<sup>[8]</sup> el precio de mercado de la energía en 2014 se muestra en la siguiente figura extraída de su página web:

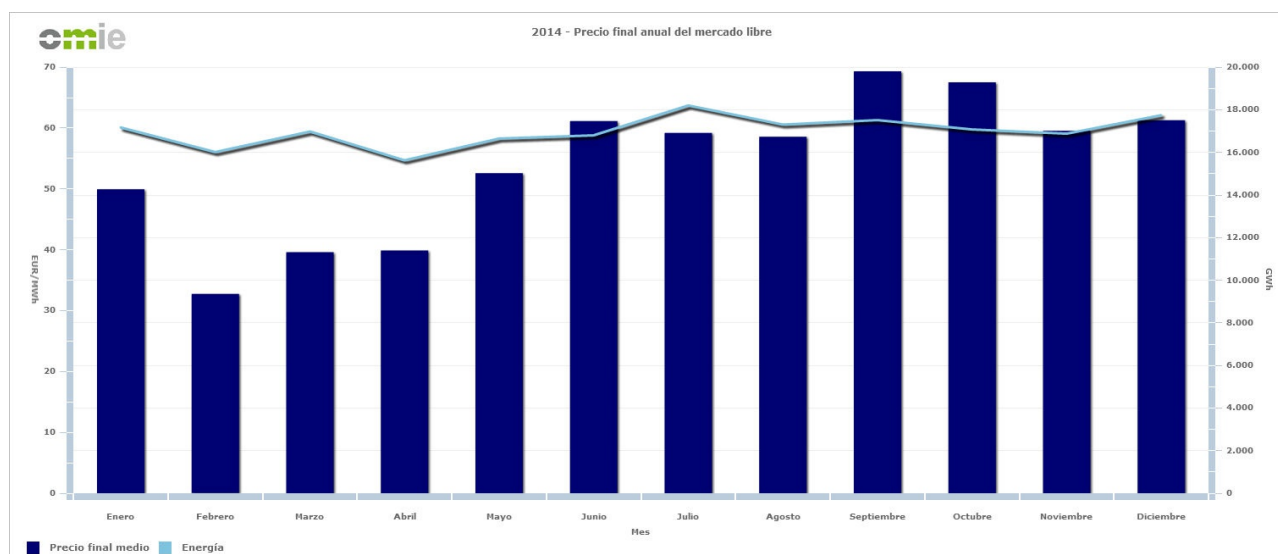


Figura 3.11 Precio de la energía por mes en 2014

Este gráfico se puede resumir en la siguiente tabla:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOT
Precio final medio (EUR/MWh)	49,92	32,72	39,59	39,86	52,56	61,14	59,18	58,54	69,29	67,48	59,54	61,26	
Energía (GWh)	17.163	16.015	16.982	15.627	16.647	16.798	18.197	17.308	17.518	17.081	16.878	17.748	<b>203.962</b>
Porcentaje respecto al total	8,41%	7,85%	8,33%	7,66%	8,16%	8,24%	8,92%	8,49%	8,59%	8,37%	8,28%	8,70%	<b>100%</b>

El precio medio ponderado según la tabla es de 54,55 €/Gwh. Este precio se utilizará para los cálculos del siguiente apartado y para el presupuesto en el punto 4.

#### 3.2.4.6 BENEFICIOS ESTIMADOS POR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

Durante los últimos años en España se ha producido un desarrollo muy significativo de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este crecimiento ha venido impulsado en buena medida por la existencia de diversos marcos de apoyo que han ido estableciendo sucesivamente incentivos económicos a la producción de electricidad mediante estas tecnologías en los últimos años.

El Boltetín Oficial del Estado (BOE) establece el cálculo de la retribución específica para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, los costes de explotación estándar necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo. Todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se instaura un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se determinen.

En este caso podemos tomar como referencia la IT-00300:

Vida útil [años]	Rinv [€/MW]	Ro [€/MWh]	Horas Ro [h]	Horas Nh [h]	Uf [h]
30	161076	10,5	772	198	115

En el caso de las instalaciones con autorización de explotación definitiva en 2013, no se aplican parámetros "número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo" (Horas Nh) y "umbral de funcionamiento" (Uf)

Estas instalaciones podrán percibir durante su vida útil:

- La retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado.
- Una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión
- Un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación

Una vez que las instalaciones superen su vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación

#### Retribución por la venta de energía:

$$\text{Retribución producción} = \text{Precio mercado} \times \text{Pot generada}$$

$$\text{Retribución producción} = 54,55 \times 44,66 = 2436,2 \text{ €}$$

#### Retribución a la inversión:

$$\text{Potencia instalada} = 92 \times 250\text{W} = 23000\text{W}$$

$$\text{Retribución a la inversión} = R_{inv} \times \text{potencia instalada} = 161076 \times 23000 \times 10^{-6} = 3704,75 \text{ €}$$

#### Retribución a la operación:

$$\text{Retribución operación} = R_o \times \text{Pot generada}$$

$$\text{Retribución operación} = 10,5 \times 44,66 = 468,93 \text{ €}$$

#### Beneficios estimados anuales:

$$\text{Beneficios} = R_{venta} + R_{inversion} + R_{operacion} = 2436,2 + 3704,75 + 468,93 = 6609,88 \text{ €}$$

### 3.2.5 ESCENARIO 5: INSTALACIÓN CON BALANCE NETO

#### 3.2.5.1 PARÁMETROS PARA EL ESTUDIO DEL BALANCE NETO.

Como se comenta en el apartado 2.2.4 el balance neto no es una posibilidad en este momento en España, aunque si una realidad en otros países de la Unión Europea y distintos continentes. Es por eso que es necesario definir una normativa a seguir para desarrollar un estudio de viabilidad y comparación.

Se elige el primer borrador de Febrero de 2012 como posible normativa de un balance neto en España. Este primer texto contenía, de forma resumida, las siguientes medidas:

- El productor podía vender el excedente y descontarlo del consumo habitual.
- El productor de balance neto pagaba los peajes de acceso de la energía consumida, que representaba el 38% del coste de la energía. Por tanto, podía ahorrarse el 62% de la energía generada y no consumida (aplicando balance neto).
- El productor disponía de 12 meses para compensar la energía, después se perdía.
- El precio de compra del kWh producido estaba fijado por la compañía eléctrica,

#### 3.2.5.2 ESTUDIO DE LOS CONSUMOS.

Para determinar el número de paneles solares que necesitamos es necesario saber en que momento nuestros receptores estarán consumiendo energía, ya que la energía que se consume cuando se produce no es necesario enviarla a la red y por lo tanto no paga el peaje de acceso que representa el 38% de la energía.

En la siguiente tabla se representa el horario que llevan los diferentes receptores y la energía diaria consumida

Receptores	E diaria	Horario	Nº horas	
Extractor axial	1600,00	11-17	6	266,67
Cuadro enchuf	9966,38	7-20	13	766,64
Enchuf monof	9200,00	8-22	14	657,14
Fluorescentes	1684,80	18-24 24-8	14	120,34
Bombillas	8,40	18-20	2	4,20
Motores monof	6000,00	0-24	24	250,00
Bomba agua	33000,00	8-18	10	3300,00

Si se reparte la energía consumida durante las horas de la tabla anterior se puede generar el siguiente gráfico.

Horas día	Consumo
1	370,34
2	370,34
3	370,34
4	370,34
5	370,34
6	370,34
7	1136,99
8	4973,79
9	4973,79
10	4973,79
11	5240,45
12	5240,45
13	5240,45
14	5240,45
15	5240,45
16	5240,45
17	4973,79
18	1798,33
19	1798,33
20	1027,49
21	1027,49
22	370,34
23	370,34
24	370,34

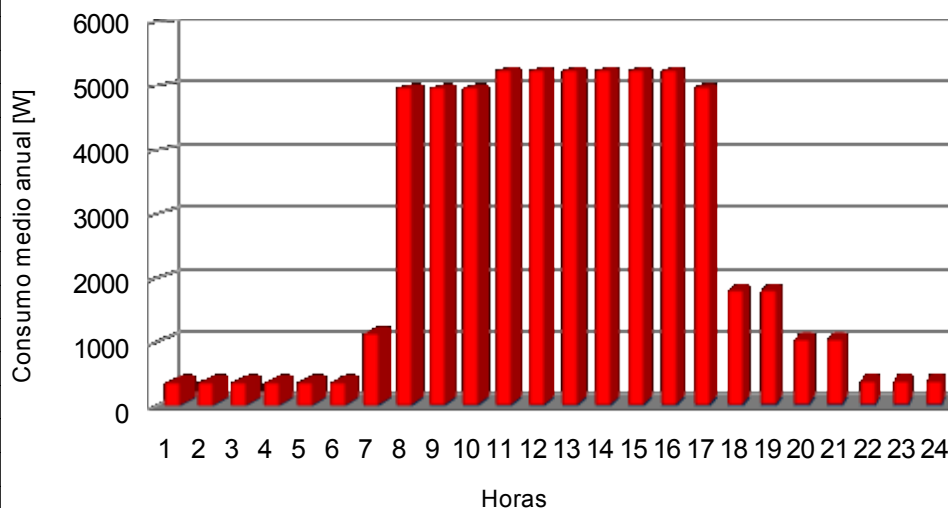


Figura 3.12 Consumo medio anual diario de la explotación

Si hayamos ahora la curva media anual de la irradiación solar sobre los módulos fotovoltaicos, se podrá comparar la energía que se consume con la energía captada. Para ello primero es conocer la radiación anual media de un día

n	Horas [h]	G [W/m <sup>2</sup> ]
1	6,17	0
2	8	237
3	9	446
4	10	667
5	11	778
6	12	817
7	13	792
8	14	635
9	15	425
10	16	255
11	18,25	0

Se determina la cantidad de irradiación diaria procediendo a integrar la curva por el método del trapecio, empleando la siguiente ecuación:

$$H_d = \sum^{(n-1)} \left[ \frac{(G_n + G_{(n-1)}) * (t_{(n-1)} - t_n)}{2} \right]$$

Donde:

$H_d$  : Radiación solar diaria (Wh/m<sup>2</sup>)

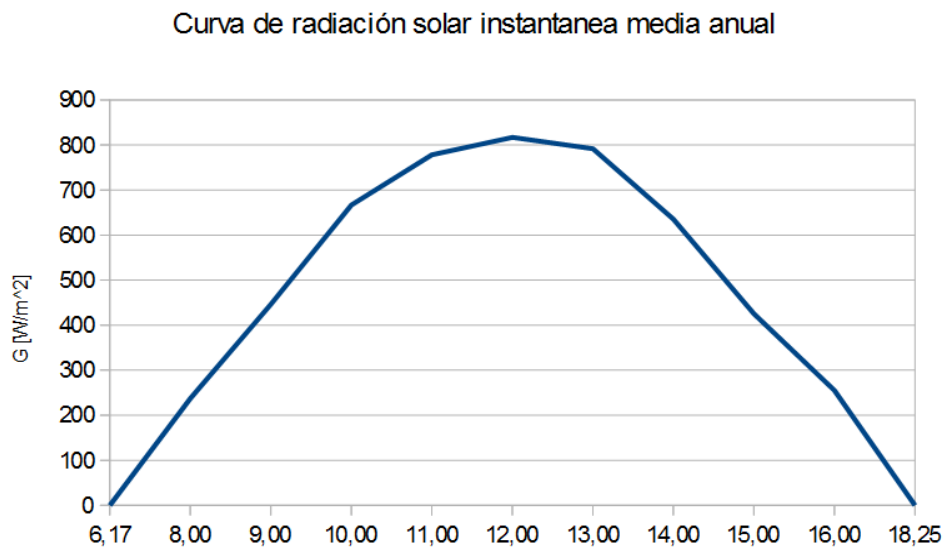


Figura 3.13 Curva de radiación solar instantánea media anual

$G$  : Radiación instantánea (Wh/m<sup>2</sup>)

$t_n$  : tiempo (horas) para la medición “n”

$n$  : número de medidas de radiación obtenidas

$$H_d = \frac{(237+0)*(8-6,17)}{2} + \frac{(446+237)*(9-8)}{2} + \dots + \frac{(0+255)*(18,25-16)}{2}$$

$$H_d = 217 + 342 + 557 + 722 + 797 + 804 + 713 + 530 + 340 + 287 = 5310,55 \text{ W} \rightarrow 5,31 \text{ kWh/m}^2$$

De esta manera, la radiación solar diaria en el plano inclinado es de 5310,55 Wh/m<sup>2</sup> coincidiendo con la irradiancia del apartado 3.1.1

### 3.2.5.3 TAMAÑO DEL CAMPO DE CAPTACIÓN.

Se calcula ahora el número de paneles Sunmodule SW 250 poly necesarios suponiendo unas pérdidas del 15% y según el primer borrador de Febrero de 2012 solo recuperaremos el 62% de la energía total generada.

Suponiendo que no pagamos el peaje del 38% de la normativa y por lo tanto consumiendo toda la energía en el momento que se genera.

$$E_{1mod} = P_{nom} \frac{H_{mes}}{G_{STC}} = 250 \frac{5310}{1000} = 1327,5 \frac{Wh}{dia}$$

$$N^o_{mod} = \frac{Consumo}{E_{1mod}} * Pérdidas supuestas = \frac{60526,25}{1327,5} * 1,15 = 52,43 \text{ modulos} \rightarrow 53 \text{ modulos}$$

Se realiza el mismo cálculo pero esta vez suponiendo que se vierte toda a red y luego se consume, es decir, pagando todo el peaje:

$$N^o_{mod\ peaje} = 52,53 \text{ mod} \frac{100}{62} = \frac{60526,25}{1831,95 * 0,62} * 1,15 = 84,57 \text{ modulos} \rightarrow 85 \text{ mod}$$

El número de paneles estara comprendido entre 53 y 85 dependiendo de la cantidad de energía que consumamos en el momento de producirla.

Porcentaje energía vertida a red	0%	25%	50%	75%	100%
Nº paneles necesarios	53	61	69	77	85

Como la mayor carga de trabajo de la explotación se produce durante el día suponemos que vertemos a red el 25%-50% de la energía que producimos, por lo tanto, se instalaran 61y 69 módulos.

Se calcula la energía de un módulo en todo el día y de toda la instalación:

$$E_{1mod} = E_1 + E_2 + ..... + E_{10} = P_{nomFV} \frac{H_1}{G_{STC}} + P_{nomFV} \frac{H_2}{G_{STC}} + ..... + P_{nomFV} \frac{H_{10}}{G_{STC}}$$

$$250 \frac{217}{1000} + 250 \frac{342}{1000} + ..... + 250 \frac{287}{1000} = 54,28 + 85,44 + ..... + 139,13 = 1327,64 \frac{Wh}{dia}$$

$$E_{46mod} = E_{1mod} * 61$$

	H	E 1 mod	E 61 mod
1	217	54,28	3311,22
2	342	85,44	5212,07
3	557	139,13	8486,63
4	722	180,60	11016,60
5	797	199,37	12161,49
6	804	201,08	12265,58
7	713	178,37	10880,49
8	530	132,56	8086,31
9	340	85,05	5188,05
10	287	71,76	4377,42

Teniendo la gráfica de consumo y los valores de generación de toda la instalación de paneles, se puede generar un gráfico de consumo frente a generación.

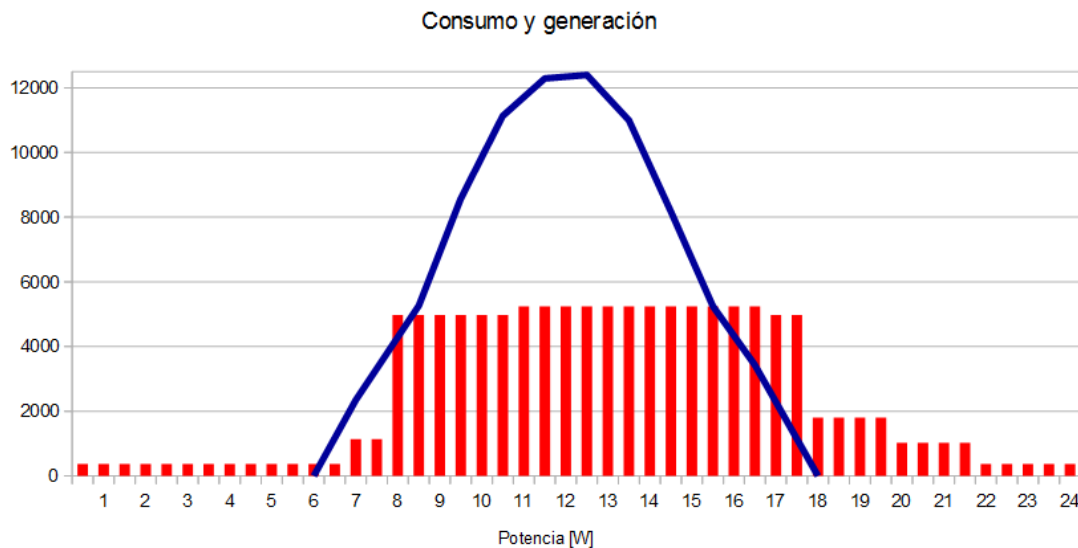


Figura 3.14 Consumo y generación en balance neto

#### 3.2.5.4 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Para la elección del inversor se halla la potencia total instalada y se multiplica por 85% ya que nunca se va a llegar a las condiciones STC de las placas solares, además como se muestra en la figura 3.8 la potencia generada no llega a 12,5kW

$$P_{instalada} = 61 \text{ mod} \times 250 \text{ W/mod} = 15250$$

$$P_{inversor} \approx P_{instalada} \times 0,85 = 12962,5 \text{ W}$$

Esta potencia es una referencia para buscar un inversor que sea como mínimo de 13kW

El inversor a instalar es el Sunny Tripower 15000TL ya que cumple con la normativa marcada por ERZ Endesa<sup>[5]</sup> sobre emisión de armónicos y certificado de conexión a red.

#### 3.2.5.5 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS

##### Características módulos Sunmodule SW 250 poly

$$V_{OC} = 37,6 \text{ V}$$

$$V_{mpp} = 30,9 \text{ V}$$

$$I_{SC \text{ STC}} = 6,4 \text{ A}$$

$$\beta = -0,37 \text{ V/}^{\circ}\text{C}$$

$$\gamma = -0,45\%/^{\circ}\text{C}$$

Tensiones máximas y mínimas que puede llegar un panel.

$$U_{ac-10^{\circ}\text{C}} = \frac{\beta}{100} * U_{ac \text{ STC}} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{ac \text{ STC}} = \frac{-0,37}{100} * 37,6 * (-10 - 25) + 37,6 = 42,4 \text{ V}$$



$$U_{max emp_{-10^{\circ}C}} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPPSTC)} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPPSTC)} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (-10 - 25) + 30,9 = 34,9 V$$

$$U_{min emp_{70^{\circ}C}} = \frac{\beta}{100} * U_{(MPPSTC)} * (T_{EMP} - T_{STC}) + U_{(MPPSTC)} = \frac{-0,37}{100} * 30,9 * (70 - 25) + 30,9 = 25,75 V$$

Características del inversor Sunny tripower 20000TL:

Vcc max= 1000V

Rango tensión MPP: 800 - 580 V

I<sub>max</sub>=36A

Disposición de los módulos:

$$Ns < \frac{U_{(MAX INV)}}{U_{(MAX MOD)}} = \frac{1000}{42,4} = 23,58 mod \rightarrow 23 mod$$

$$Ns < \frac{U_{(MPP INV)}}{U_{(MAX MODEMP)}} = \frac{800}{34,9} = 22,9 mod \rightarrow 23 mod$$

Se colocarán 23 en vez de 22 módulos porque nunca se llegara a las condiciones STC

$$Ns > \frac{U_{(MPP INV)}}{U_{(MAX MODEMP)}} = \frac{580}{25,75} = 22,52 mod \rightarrow 23 mod$$

Número de paneles en serie: 23

$$Np < \frac{I_{(MAX INV)}}{I_{(SC STC MOD)}} = \frac{36}{6,23} = 4,16 mod \rightarrow 4 mod$$

Número de paneles en paralelo: Np < 4

Por la imposibilidad de configurar las placas para poder colocar 61 módulos, se decide añadir ocho paneles fotovoltaicos, ya que en un futuro se podrán aumentar los consumos de la instalación debido a que se captará mas energía a red de la prevista. Además se puede tener mas flexibilidad a la hora de consumir energía en el momento que no se capta para poder usar la siguiente distribución:

Paneles en paralelo	5 ramas
Paneles en serie	23 módulos/rama
Total	69 módulos

Es mejor tener excedente de energía que tener que comprar en algún momento energía de la red. Además añadiendo lo paneles aseguramos que estamos dentro de los límites de nuestro consumo con los 69 paneles y según la Figura 3.13 podemos tener el 50% del consumo fuera del horario establecido.

## 4. PRESUPUESTO

Durante el proyecto se ha dimensionado los dispositivos de cinco tipos de instalaciones, o dicho de otra manera se dispone de una instalación con cinco formas de abastecerla energéticamente. La primera de ellas consiste en abastecer completamente la ganadería mediante una conexión a red convencional. Sin disponer de ningún panel fotovoltaico y sin verter nada de energía a la red, lo que ocurre en la mayoría de casos.

En la segunda alternativa ocurre todo lo contrario, lo que se dimensiona es una instalación fotovoltaica con acumuladores para que la ganadería pueda autoabastecerse sin necesidad de comprar energía a la red eléctrica. Esto tiene ventajas como poder poner la explotación en cualquier terreno, no disponer de la red eléctrica o tener una instalación más ecológica. Por el contrario el alto coste de las baterías y los generadores obliga a realizar un estudio de viabilidad.

En el tercer escenario lo que se pretende es tener una mezcla entre las dos primeras, el mayor motivo de esto es que al hacer el estudio de los consumos se comprueba que el receptor de mayor potencia consume una gran cantidad de energía en periodos cortos de tiempo al día (2-4 horas). Lo que se hace en este caso es alimentar al receptor de mayor potencia de la red eléctrica y a los demás receptores tratarlos como una instalación fotovoltaica aislada, para comprobar la diferencia de presupuesto.

La cuarta alternativa consiste en verter energía a la red con placas fotovoltaicas y comprar la energía que necesiten los receptores. Lo que se pretende es tener la instalación del primer escenario y el número de paneles solares del supuesto dos aproximadamente, con ello se pretende conseguir que la energía que se venda a la red sirva para pagar la energía que se consuma.

El quinto escenario es una instalación con balance neto, aunque la legislación actual no lo contempla, es posible realizarlo en otros países. Un balance neto consiste básicamente en producir energía y consumirla, verterla a red o ambas, con ello lo que se consigue es que parte de la energía que se vierte a la red se puede recuperar de forma gratuita. Se podría decir que la red actúa de batería. Este modo de operar es muy beneficioso para el usuario ya que se trata de un autoconsumo sin la necesidad de disponer de baterías.

#### 4.1. ESCENARIO 1: CONEXIÓN CONVENCIONAL A RED.

Los datos para la realización del presupuesto son extraídos del programa DEMELEC y el precio de los componentes de las páginas web citadas en la bibliografía<sup>[6]</sup>.

Materiales	Unidades	PVP/unitario	PVP/total
Fusibles 50A tipo gG	3	5,66	16,98
Caja de acometida CGP GL 100A	1	36,90	36,90
Contador unidireccional	1	120,00	120,00
IGA 47A	1	66,89	66,89
Cuadro general de mando	1	133,15	133,15
Hilo flexible de 1,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	750	0,18	132,00
Hilo flexible de 2,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	955	0,29	276,47
Hilo flexible de 4 mm H07Z1-K Libre de halógenos	100	0,47	46,59
Hilo flexible de 10 mm H07Z1-K Libre de halógenos	50	1,16	58,08
Hilo flexible de 25 mm H07Z1-K Libre de halógenos	25	1,86	46,40
Tubo rígido gris de PVC de 16 mm con manguito	250	0,52	131,00
Tubo rígido gris de PVC de 20 mm con manguito	235	0,66	155,10
Tubo rígido gris de PVC de 25 mm con manguito	20	0,88	17,60
Tubo rígido gris de PVC de 50 mm con manguito	10	2,39	23,90
Tubo rígido gris de PVC de 75 mm con manguito	5	4,86	24,30
Interruptor magnetotérmico bipolar 10A	3	5,04	15,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 16A	3	7,04	21,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 20A	1	12,99	12,99
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 16A	1	27,10	27,10
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 20A	1	30,82	30,82
Interruptor diferencial bipolar C25 30mA	2	16,58	33,16
Interruptor diferencial bipolar C25 300mA	2	52,23	104,46
Interruptor diferencial tetrapolar C25 30mA	1	93,72	93,72
Interruptor diferencial tetrapolar C25 300mA	1	79,93	79,93
Tomas industriales	9	23,68	213,12
Caja estanca rectangular de 176x130	30	2,90	87,00
Ciadro estanco IP65 12 módulos por fila	1	27,97	27,97
Mecanismo de enchufe simple 2P+T Legrand	10	7,74	77,40
Mecanismo interruptor conmutador	18	6,07	109,26
Mano de obra			
Capataz	160	22,00	3520,00
Peón	160	15,00	2400,00
TOTAL			8138,53

## 4.2. ESCENARIO 2: SISTEMA FOTOVOLTAICO TOTALMETE AISLADO

Material	Unidades	PVP/unitario	PVP/total
Fusibles 50A tipo gG	3	5,66	16,98
Caja de acometida CGP GL 100A	1	36,90	36,90
IGA 47A	1	66,89	66,89
Cuadro general de mando	1	133,15	133,15
Hilo flexible de 1,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	750	0,18	132,00
Hilo flexible de 2,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	955	0,29	276,47
Hilo flexible de 4 mm H07Z1-K Libre de halógenos	200	0,47	93,18
Hilo flexible de 10 mm H07Z1-K Libre de halógenos	50	1,16	58,08
Hilo flexible de 25 mm H07Z1-K Libre de halógenos	25	1,86	46,40
Tubo rígido gris de PVC de 16 mm con manguito	250	0,52	131,00
Tubo rígido gris de PVC de 20 mm con manguito	235	0,66	155,10
Tubo rígido gris de PVC de 25 mm con manguito	20	0,88	17,60
Tubo rígido gris de PVC de 50 mm con manguito	10	2,39	23,90
Tubo rígido gris de PVC de 75 mm con manguito	5	4,86	24,30
Interruptor magnetotérmico bipolar 10A	3	5,04	15,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 16A	3	7,04	21,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 20A	1	12,99	12,99
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 16A	1	27,10	27,10
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 20A	1	30,82	30,82
Interruptor diferencial bipolar C25 30mA	2	16,58	33,16
Interruptor diferencial bipolar C25 300mA	2	52,23	104,46
Interruptor diferencial tetrapolar C25 30mA	1	93,72	93,72
Interruptor diferencial tetrapolar C25 300mA	1	79,93	79,93
Tomas industriales	9	23,68	213,12
Caja estanca rectangular de 176x130	30	2,90	87,00
Cuadro estanco IP65 12 módulos por fila	1	27,97	27,97
Mecanismo de enchufe simple 2P+T Legrand	10	7,74	77,40
Mecanismo interruptor conmutador	18	6,07	109,26
Módulo SunModule SW 250 poly	90	230,00	20700,00
Batería ROLLIS 550Ah	22	2779,80	61155,60
Regulador de carga Mars Rock 190A 96V	2	520,00	1040,00
Inversor Ingecon SunStorage 6kW	3	1200,00	3600,00
Mano de obra			
Capataz	200	22,00	4400,00
Peón	200	15,00	3000,00
TOTAL			96040,72

### 4.3. ESCENARIO 3: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARCIALMENTE AISLADO

Materiales	Unidades	PVP/unitario	PVP/total
Fusibles 50A tipo gG	3	5,66	16,98
Caja de acometida CGP GL 100A	1	36,90	36,90
Contador unidireccional	1	120,00	120,00
IGA 47A	1	66,89	66,89
Cuadro general de mando	1	133,15	133,15
Hilo flexible de 1,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	750	0,18	132,00
Hilo flexible de 2,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	955	0,29	276,47
Hilo flexible de 4 mm H07Z1-K Libre de halógenos	160	0,47	74,54
Hilo flexible de 10 mm H07Z1-K Libre de halógenos	50	1,16	58,08
Hilo flexible de 25 mm H07Z1-K Libre de halógenos	25	1,86	46,40
Tubo rígido gris de PVC de 16 mm con manguito	250	0,52	131,00
Tubo rígido gris de PVC de 20 mm con manguito	235	0,66	155,10
Tubo rígido gris de PVC de 25 mm con manguito	20	0,88	17,60
Tubo rígido gris de PVC de 50 mm con manguito	10	2,39	23,90
Tubo rígido gris de PVC de 75 mm con manguito	5	4,86	24,30
Interruptor magnetotérmico bipolar 10A	3	5,04	15,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 16A	3	7,04	21,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 20A	1	12,99	12,99
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 16A	1	27,10	27,10
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 20A	1	30,82	30,82
Interruptor diferencial bipolar C25 30mA	2	16,58	33,16
Interruptor diferencial bipolar C25 300mA	2	52,23	104,46
Interruptor diferencial tetrapolar C25 30mA	1	93,72	93,72
Interruptor diferencial tetrapolar C25 300mA	1	79,93	79,93
Tomas industriales	9	23,68	213,12
Caja estanca rectangular de 176x130	30	2,90	87,00
Ciadro estanco IP65 12 módulos por fila	1	27,97	27,97
Mecanismo de enchufe simple 2P+T Legrand	10	7,74	77,40
Mecanismo interruptor conmutador	18	6,07	109,26
Módulo SunModule SW 250 poly	40	230,00	9200,00
Batería ROLLS 550Ah	10	2779,80	27798,00
Regulador de carga Mars Rock 190A 96V	1	520,00	520,00
Inversor Ingecon SunStorage 6kW	3	1200,00	3600,00
Mano de obra			
Capataz	200	22,00	4400,00
Peón	200	15,00	3000,00
TOTAL			50764,48

#### 4.4. ESCENARIO 4: VENTA DE ENERGÍA A LA RED

<b>Materiales</b>	<b>Unidades</b>	<b>PVP/unitario</b>	<b>PVP/total</b>
Fusibles 50A tipo gG	3	5,66	16,98
Caja de acometida CGP GL 100A	1	36,90	36,90
Contador unidireccional	1	120,00	120,00
IGA 47A	1	66,89	66,89
Cuadro general de mando	1	133,15	133,15
Hilo flexible de 1,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	750	0,18	132,00
Hilo flexible de 2,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	955	0,29	276,47
Hilo flexible de 4 mm H07Z1-K Libre de halógenos	200	0,47	93,18
Hilo flexible de 10 mm H07Z1-K Libre de halógenos	50	1,16	58,08
Hilo flexible de 25 mm H07Z1-K Libre de halógenos	25	1,86	46,40
Tubo rígido gris de PVC de 16 mm con manguito	250	0,52	131,00
Tubo rígido gris de PVC de 20 mm con manguito	235	0,66	155,10
Tubo rígido gris de PVC de 25 mm con manguito	20	0,88	17,60
Tubo rígido gris de PVC de 50 mm con manguito	10	2,39	23,90
Tubo rígido gris de PVC de 75 mm con manguito	5	4,86	24,30
Interruptor magnetotérmico bipolar 10A	3	5,04	15,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 16A	3	7,04	21,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 20A	1	12,99	12,99
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 16A	1	27,10	27,10
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 20A	1	30,82	30,82
Interruptor diferencial bipolar C25 30mA	2	16,58	33,16
Interruptor diferencial bipolar C25 300mA	2	52,23	104,46
Interruptor diferencial tetrapolar C25 30mA	1	93,72	93,72
Interruptor diferencial tetrapolar C25 300mA	1	79,93	79,93
Tomas industriales	9	23,68	213,12
Caja estanca rectangular de 176x130	30	2,90	87,00
Ciadro estanco IP65 12 módulos por fila	1	27,97	27,97
Mecanismo de enchufe simple 2P+T Legrand	10	7,74	77,40
Mecanismo interruptor conmutador	18	6,07	109,26
Módulo SunModule SW 250 poly	92	230,00	21160,00
Inversor Sunny tripower 20000 TL	1	4090,25	4090,25
Mano de obra			
Capataz	200	22,00	4400,00
Peón	200	15,00	3000,00
<b>TOTAL</b>			<b>34915,37</b>

## 4.5. ESCENARIO 5: INSTALACIÓN CON BALANCE NETO

Material	Unidades	PVP/unitario	PVP/total
Fusibles 50A tipo gG	3	5,66	16,98
Caja de acometida CGP GL 100A	1	36,90	36,90
Contador unidireccional	1	120,00	120,00
IGA 47A	1	66,89	66,89
Cuadro general de mando	1	133,15	133,15
Hilo flexible de 1,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	750	0,18	132,00
Hilo flexible de 2,5 mm H07Z1-K Libre de halógenos	955	0,29	276,47
Hilo flexible de 4 mm H07Z1-K Libre de halógenos	200	0,47	93,18
Hilo flexible de 10 mm H07Z1-K Libre de halógenos	50	1,16	58,08
Hilo flexible de 25 mm H07Z1-K Libre de halógenos	25	1,86	46,40
Tubo rígido gris de PVC de 16 mm con manguito	250	0,52	131,00
Tubo rígido gris de PVC de 20 mm con manguito	235	0,66	155,10
Tubo rígido gris de PVC de 25 mm con manguito	20	0,88	17,60
Tubo rígido gris de PVC de 50 mm con manguito	10	2,39	23,90
Tubo rígido gris de PVC de 75 mm con manguito	5	4,86	24,30
Interruptor magnetotérmico bipolar 10A	3	5,04	15,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 16A	3	7,04	21,12
Interruptor magnetotérmico bipolar 20A	1	12,99	12,99
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 16A	1	27,10	27,10
Interruptor magnetotérmico tetrapolar 20A	1	30,82	30,82
Interruptor diferencial bipolar C25 30mA	2	16,58	33,16
Interruptor diferencial bipolar C25 300mA	2	52,23	104,46
Interruptor diferencial tetrapolar C25 30mA	1	93,72	93,72
Interruptor diferencial tetrapolar C25 300mA	1	79,93	79,93
Tomas industriales	9	23,68	213,12
Caja estanca rectangular de 176x130	30	2,90	87,00
Cuadro estanco IP65 12 módulos por fila	1	27,97	27,97
Mecanismo de enchufe simple 2P+T Legrand	10	7,74	77,40
Mecanismo interruptor conmutador	18	6,07	109,26
Módulo SunModule SW 250 poly	69	230,00	15870,00
Inversor Sunny tripower 20000 TL	1	4090,25	4090,25
Mano de obra			
Capataz	200	22,00	4400,00
Peón	200	15,00	3000,00
TOTAL			29625,37

## 4.6. COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS

Para llevar a cabo el estudio económico se va a tener en cuenta el siguiente índices de rentabilidad.

V.A.N: es el Valor Actual Neto o valor capital, indicador de la rentabilidad absoluta, y se define como el sumatorio de todos los flujos de caja ordinarios, actualizados, esperados. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Se considera una inversión viable si el V.A.N. obtenido es superior a cero.

Para calcularlo, es necesario prefijar la vida útil del proyecto, así como estimar la tasa de actualización y considerar que el mercado de capitales es perfecto. La tasa de actualización representa el valor del dinero con el paso del tiempo, es decir, es la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto actualizando a valor de hoy los flujos de efectivos estimados para dicho proyecto. Además, a la hora de hacer una inversión, para que resulte rentable, el beneficio obtenido debe ser mayor que el que me aportaría depositarlo en una entidad financiera a largo plazo, que es la inversión con menor riesgo que puedo hacer.

Por tanto se considera la tasa de actualización como el sumatorio de la tasa de variación anual del IPC, unidad de medida de la inflación, y del interés que el banco ofrece por depósitos o captaciones. Este interés es del 2%. La inflación existe cuando disminuye el precio del dinero y, por tanto, aumenta el precio de los bienes y servicios. Se mide a través de la tasa de variación del IPC (Índice de precios al consumo), el cual mide la evolución del precio de éstos. Se va a estimar la tasa de variación del IPC a partir de un estudio de la evolución de éste a lo largo de los últimos 25 años.

Se establece un precio de compra de energía de 125 €/MW/h y un precio de venta de 55€/MW/h. Teniendo todos estos datos se puede hacer un resumen de los distintos escenarios.

1 Conexión convencional a la red		
Presupuesto del escenario	8138,53	€
Energía consumida anual	22,09	MW/h
Gasto energía consumida	2761,25	€/año
Energía vendida anual	0	MW/h
Beneficio energía vendida		€/año

2 Totalmente aislado		
Presupuesto del escenario	96040,72	€
Energía consumida anual	0	MW/h
Gasto energía consumida	0	€/año
Energía vendida anual	0	MW/h
Beneficio energía vendida	0	€/año

3 Parcialmente aislado		
Presupuesto del escenario	50764,48	€
Energía consumida anual	12,045	MW/h
Gasto energía consumida	1505,625	€/año
Energía vendida anual	0	MW/h
Beneficio energía vendida	0	€/año

4 Venta de energía		
Presupuesto del escenario	34915,37	€
Energía consumida anual	22,09	MW/h
Gasto energía consumida	2761,25	€/año
Energía vendida anual	44,66	MW/h
Beneficio energía vendida	2456,3	€/año
Retribución operación	468,93	€/año
Retribución inversión	3704,75	€/año

5 Balance neto		
Presupuesto del escenario	29625,37	€
Energía consumida anual	0	MW/h
Gasto energía consumida	0	€/año
Energía vendida anual	0	MW/h
Beneficio energía vendida	0	€/año



Una vez conocidos los presupuestos de todos los escenarios y sabiendo el coste de mantenimiento previsto para cada instalación y el beneficio que generan se puede calcular el valor actual neto y comprobar como cambia según el tiempo.

En los escenarios que requieren de baterías (2 y 3) se estima que cada 10 años hay que reemplazar las baterías. Como se puede comprobar en el año 10 y 20 en los flujos de caja

	1		2		3		4			5		
AÑO	FLUJO CAJA	VAN	FLUJO CAJA	VAN	FLUJO CAJA	VAN	FLUJO CAJA	VAN	TIR	FLUJO CAJA	VAN	AÑO
0	-8138,53		-96040,72		-50764,48		-34915,37			-29625,37		0
1	-2761,25	-10845,64	0	-96040,72	-1505,625	-52270,11	3868,73	-31046,64		0	-29625,37	1
2	-2761,25	-13499,67	0	-96040,72	-1505,625	-53717,27	3868,73	-27328,14		0	-29625,37	2
3	-2761,25	-16101,65	0	-96040,72	-1505,625	-55136,05	3868,73	-23682,55		0	-29625,37	3
4	-2761,25	-18652,62	0	-96040,72	-1505,625	-56527,02	3868,73	-20108,44	-26,129%	0	-29625,37	4
5	-2761,25	-21153,57	0	-96040,72	-1505,625	-57890,71	3868,73	-16604,41	-16,929%	0	-29625,37	5
6	-2761,25	-23605,48	0	-96040,72	-1505,625	-59227,66	3868,73	-13169,09	-10,549%	0	-29625,37	6
7	-2761,25	-26009,32	0	-96040,72	-1505,625	-60538,40	3868,73	-9801,13	-5,977%	0	-29625,37	7
8	-2761,25	-28366,02	0	-96040,72	-1505,625	-61823,43	3868,73	-6499,20	-2,604%	0	-29625,37	8
9	-2761,25	-30676,51	0	-96040,72	-1505,625	-63083,27	3868,73	-3262,02	-0,055%	0	-29625,37	9
10	-2761,25	-32941,69	-61155,6	-146209,61	-29303,625	-87122,45	3868,73	-88,32	1,910%	0	-29625,37	10
11	-2761,25	-35162,46	0	-146209,61	-1505,625	-88333,37	3868,73	3023,16	3,452%	0	-29625,37	11
12	-2761,25	-37339,69	0	-146209,61	-1505,625	-89520,55	3868,73	6073,63	4,681%	0	-29625,37	12
13	-2761,25	-39474,23	0	-146209,61	-1505,625	-90684,44	3868,73	9064,28	5,672%	0	-29625,37	13
14	-2761,25	-41566,91	0	-146209,61	-1505,625	-91825,52	3868,73	11996,29	6,480%	0	-29625,37	14
15	-2761,25	-43618,56	0	-146209,61	-1505,625	-92944,22	3868,73	14870,82	7,145%	0	-29625,37	15
16	-2761,25	-45629,98	0	-146209,61	-1505,625	-94040,99	3868,73	17688,98	7,698%	0	-29625,37	16
17	-2761,25	-47601,96	0	-146209,61	-1505,625	-95116,25	3868,73	20451,88	8,160%	0	-29625,37	17
18	-2761,25	-49535,28	0	-146209,61	-1505,625	-96170,43	3868,73	23160,61	8,550%	0	-29625,37	18
19	-2761,25	-51430,68	0	-146209,61	-1505,625	-97203,93	3868,73	25816,22	8,880%	0	-29625,37	19
20	-2761,25	-53288,93	-61155,6	-187365,58	-29303,625	-116924,43	3868,73	28419,77	9,161%	0	-29625,37	20
21	-2761,25	-55110,73	0	-187365,58	-1505,625	-117917,81	3868,73	30972,26	9,401%	0	-29625,37	21
22	-2761,25	-56896,82	0	-187365,58	-1505,625	-118891,70	3868,73	33474,71	9,608%	0	-29625,37	22
23	-2761,25	-58647,88	0	-187365,58	-1505,625	-119846,51	3868,73	35928,09	9,786%	0	-29625,37	23
24	-2761,25	-60364,61	0	-187365,58	-1505,625	-120782,58	3868,73	38333,36	9,941%	0	-29625,37	24
25	-2761,25	-62047,67	0	-187365,58	-1505,625	-121700,31	3868,73	40691,47	10,075%	0	-29625,37	25

Gracias a las tablas se puede generar un gráfico para comprobar de manera mas intuitiva como evoluciona el valor del VAN según el tiempo.

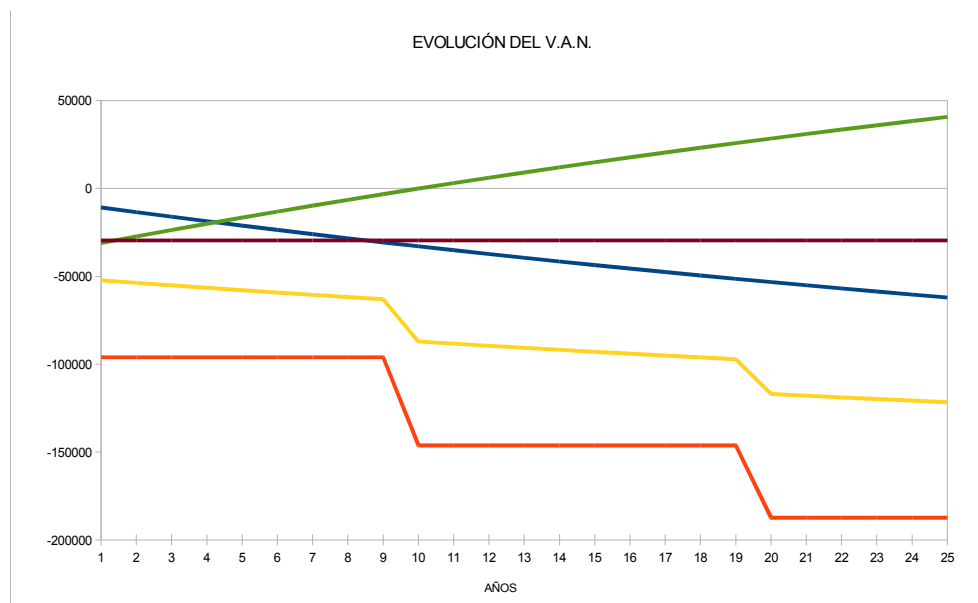


Figura 4.1 Evolución del VAN

## 4.7. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este estudio se basa en buscar la solución óptima que permita llevar a cabo la actividad de la explotación con el menor impacto económico posible, maximizando así los beneficios del propietario. Para ello este proyecto se centra en las energías renovables por ser unas energías limpias, seguras e inagotables, y entre ellas en la energía solar fotovoltaica por su gran flexibilidad y adaptabilidad a las necesidades del usuario.

En un principio el sistema aislado o parcialmente aislado puede parecer una idea atractiva el no tener que depender de la red eléctrica para el abastecimiento energético. La idea es realizar una gran inversión inicial para luego no tener que absorber energía de red. El problema surge en el momento de proyectar la instalación, ya que el coste de mantener baterías para el almacenamiento de la energía es muy caro en comparación a otras alternativas. Además se tienen que reemplazar cada cierto tiempo porque tienen una vida limitada que reduce drásticamente su capacidad de almacenamiento con el tiempo. Esto supone un gasto económico constante en mantenimiento de la instalación.

En el lado totalmente opuesto se encuentra la conexión de la instalación a red sin disponer ni de generadores fotovoltaicos ni de baterías. La inversión inicial es muy baja en comparación con la posibilidad de aislar la instalación. Su principal ventaja es el coste inicial y el coste de mantenimiento de la instalación, debido a que una vez hecha la instalación, prácticamente solo necesita mantenimiento correctivo en el momento que pueda ocurrir algún fallo.

Su inconveniente erradica en que depende de la red eléctrica y por lo tanto tiene que absorber la energía de ésta, por lo que está sujeta a pagar todos los meses la energía que necesite la explotación para desarrollar su actividad.

Finalmente como puede observarse en el presupuesto, las mejores opciones son los escenarios de balance neto y de venta de energía. Esto es debido a que combinan lo mejor de los otros escenarios, es decir, en estas opciones el usuario genera energía mediante generadores fotovoltaicos y tiene la ventaja de no tener que disponer de baterías. Se puede afirmar que la red eléctrica funciona como si fuera una "gran batería". A sí mismo los módulos fotovoltaicos tienen una gran vida útil y pueden funcionar durante mucho tiempo.

En el caso de venta de energía, los módulos la generan y la venden a red en el momento que se produce y al precio del mercado. La instalación compra la electricidad en el momento en que la requiere. Por lo que el gasto en electricidad de la instalación es compensado por la venta que producen los módulos. Y en balance neto los paneles vierten la energía a la red pero no la venden, lo que hace que se pueda recuperar parte de ella en el momento que se necesite.

Observando la tabla 4.1 se puede pensar que la mejor opción planteada en el proyecto es la de vender energía a la red para luego comprar la que se necesite, porque a lo largo del tiempo es la única opción que reporta beneficios. Pero otra opción puede ser la de hacer una instalación convencional e invertir la diferencia de inversión inicial en otra propuesta que nos reporte un mayor beneficio.

Siendo conservadores se podría seleccionar la opción de balance neto, ya que sabes exactamente lo que va a ocurrir y además no se está sujeto a ningún riesgo económico. La problemática radica en que la legislación actual no la contempla y podría ser de utilidad en muchos otros sistemas eléctricos de baja potencia para ayudar a desarrollar el mercado fotovoltaico.

## 5.BIBLIOGRAFÍA

- [www.epia.org](http://www.epia.org) European Photovoltaic Industry Association. [1]
- Comech Moreno Mari Paz (2014). Apuntes asignatura Instalaciones de producción eléctrica con energías renovables.
- <http://www.codigotecnico.org> Código técnico de la edificación. [2]
- [www.unef.es](http://www.unef.es) Unión Española Fotovoltaica. [3]
- [Www.idae.es](http://www.idae.es) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [4]
- [Www.endesa.es](http://www.endesa.es) Empresa Nacional de Electricidad, S.A. [5]
- R.E.B.T. Reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- [www.electromaterial.com](http://www.electromaterial.com) Almacén de material eléctrico e iluminación [6]
- [www.unesa.es/](http://www.unesa.es/) Asociación española de la industria eléctrica. [7]
- [www.ree.es](http://www.ree.es) Red eléctrica de España
- [www.omie.es](http://www.omie.es) [8]
- <http://www.aragon.es> Gobierno de Aragón [9]

## **ANEXO I: LA CÉLULA FOTOVOLTAICA**

## ANEXO 1: LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

### Principio de funcionamiento del efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se define como la conversión de la energía lumínica proveniente del Sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se emplean células solares cuyo comportamiento se basa en el uso de materiales semiconductores y uniones p-n. La luz solar está compuesta por partículas energéticas o fotones, los cuales son de diferentes energías, las cuales se corresponden con las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando estos fotones inciden sobre la célula fotovoltaica pueden ser reflejados, pasar a su través o ser absorbidos. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad

El silicio es el material semiconductor más empleado, dada su abundancia y sus propiedades electrónicas. El 90% de las células solares actuales están hechas de silicio

Cuando un fotón choca con un átomo y libera un electrón, deja un hueco. Si esta creación de un par electrón-hueco tiene lugar en el lado de material tipo p, el electrón y el hueco vagan alrededor de la estructura cristalina con una velocidad que depende del material, y estará libre un tiempo relativamente corto, ya que se recombinará con uno de los huecos libres que hay en el semiconductor tipo p.

Sin embargo, si el par electrón-hueco está lo suficientemente cerca de la unión, el electrón cruzará al otro lado de la unión, y cuando lo haga se acelerará a su través debido al campo eléctrico. Así, el electrón quedará en el lado n, ya que necesitaría energía para poder saltar la barrera hacia el lado p, y en este lado existen pocos huecos para poder recombinarse.

Una situación similar sucede cuando el par electrón-hueco se crea por la luz en el lado n. En este caso es el hueco el que se difunde en la unión siendo acelerado hacia el lado p donde hay muy pocos electrones, como se muestra en la Figura 1.1

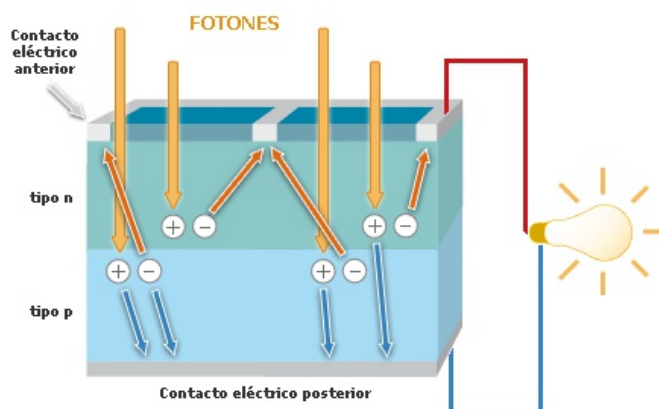


Figura 1.1 Funcionamiento de una célula fotovoltaica

### Estructura básica de una célula solar

Prácticamente todas las células solares disponibles en la actualidad están constituidas por una unión p-n como la descrita anteriormente.

La célula es una lámina de silicio (oblea) de unos 300  $\mu\text{m}$  de espesor con una unión p-n muy

próxima a la superficie, ya que el mayor número de generaciones de pares electrón-hueco se produce en las primeras micras, y por tanto, conviene que el campo eléctrico de la unión p-n esté próximo a la superficie para conducir las cargas hacia los contactos metálicos con eficiencia.

La malla de metalización frontal representa los contactos metálicos para extraer la corriente eléctrica de la célula. Debe tenerse en cuenta que los metales absorben la luz, por lo que no puede ocupar toda la superficie de la célula. Así la cara que recibe la radiación solar, tiene un contacto metálico en forma de rejilla para coleccionar las cargas pero que permite el paso de los fotones al interior del cristal, por lo tanto tiene que llegarse a un compromiso entre dos objetivos: la rejilla debe ser lo suficientemente pequeña para que deje pasar la luz al semiconductor pero suficientemente grande para que por ella pueda pasar la corriente generada sin presentar una excesiva resistencia. El contacto inferior, generalmente, ocupa toda la cara inferior de la célula.

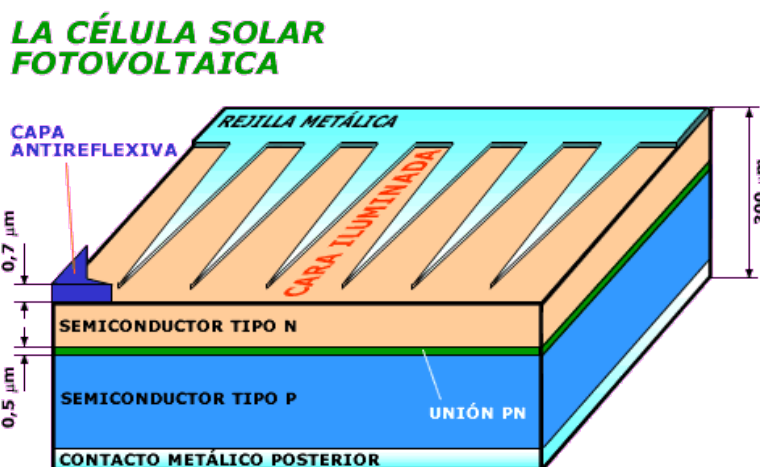


Figura 1.2 Estructura de una célula solar fotovoltaica

Habitualmente la cara iluminada se cubre con una capa de material antirreflectante para aumentar el porcentaje de la energía solar absorbida. La coloración habitual de las células es azul oscuro mate para evitar que los fotones se reflejen en la superficie. Como las obleas de silicio son bastante especulares y de color gris metálico claro es necesario aplicar una capa antirreflexiva, minimizando las pérdidas por reflexión.

### Característica I-V de iluminación

Cuando una célula solar iluminada se conecta a una carga, la corriente entregada a dicha carga es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen:

La corriente fotogenerada o fotocorriente debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

La corriente de diodo o corriente de oscuridad debida a la recombinación de portadores que produce la tensión externa necesaria para poder entregar energía a la carga, que es a su vez función de la tensión.

Si suponemos que la célula responde linealmente a iluminación y tensión, la corriente neta que circula por el exterior es la suma algebraica de estas dos componentes de corriente.

Para el estudio de las células fotovoltaicas es habitual cambiar las referencias de polaridad, considerando  $I_L$  como una cantidad positiva, así la corriente total será:

$$I = I_L - I_D$$

Que es la ecuación característica de la célula solar, válida en todos sus rangos de funcionamiento, incluido cuando el dispositivo actúa como un diodo receptor de energía porque la recombinación excede a la generación.

Matemáticamente, y considerando para simplificar, que la corriente de diodo puede expresarse mediante el modelo de una sola exponencial, la ecuación característica del dispositivo es:

$$I = I_L - I_D = I_L + I_0 \left( e^{\frac{eV}{m k T}} - 1 \right)$$

donde  $e$  es la carga del electrón,  $k$  es la constante de Boltzmann y  $m$  es un parámetro adimensional que vale entre 0 y 1.

### CARACTERÍSTICA I-V DE ILUMINACIÓN

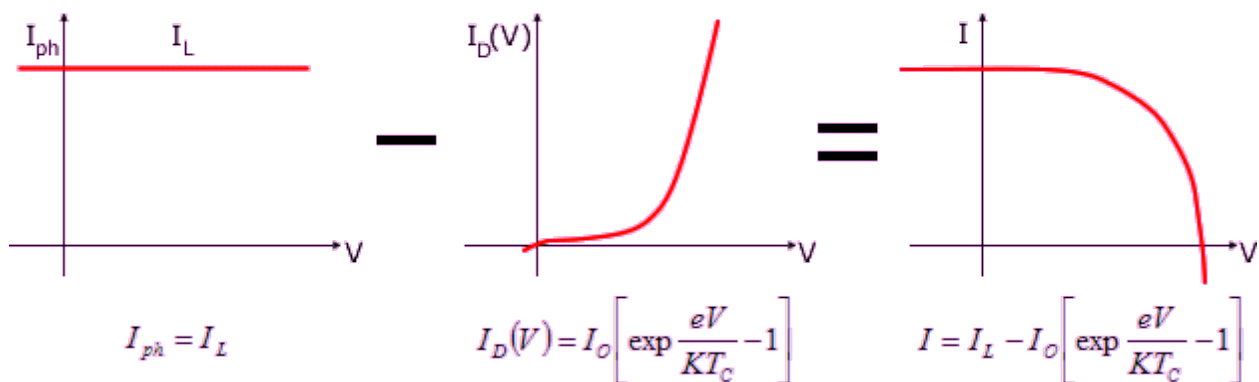


Figura 1.3 Característica I-V de una célula solar

El esquema eléctrico equivalente atendiendo a la expresión anterior es el mostrado en la siguiente figura:

### CIRCUITO EQUIVALENTE DE DISPOSITIVO INTRÍNSECO

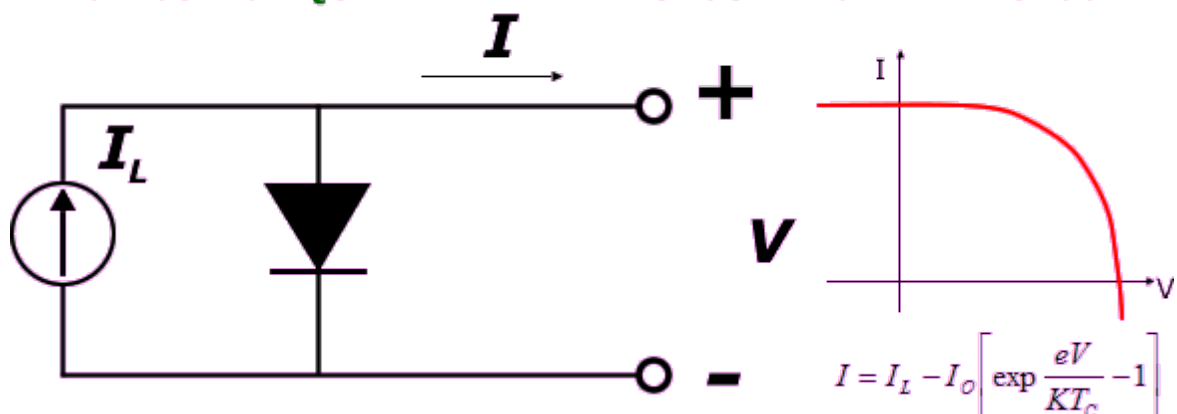


Figura 1.4 Circuito equivalente de una célula solar

### Corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto

Como puede observarse en la figura anterior, el mayor valor de la corriente se obtiene para  $V=0$ , es decir, en condiciones de cortocircuito. Según la ecuación anterior, la corriente de cortocircuito  $I_{cc}$  viene dada por:

$$I_{cc} = I(V=0) = I_L$$

Por otra parte, si el dispositivo se mantiene en circuito abierto, la corriente será nula ( $I = 0$ ), y el diodo se “autopolarizará” a la mayor tensión que puede soportar en la región de generación. Esta tensión se denomina tensión de circuito abierto, denotada a veces como  $V_{ca}$  o como  $V_{oc}$  (ca de circuito abierto u oc de open circuit).

Para tener un modelo más cercano a la realidad habría que incluir dos elementos que son la resistencia serie y la resistencia paralelo, que afectan a la eficiencia de la célula.

La resistencia serie de la célula,  $R_s$ , es una resistencia interna debida a factores como la resistencia del propio semiconductor. La corriente generada en las células solares circula hacia los contactos a través del material semiconductor. Por otro lado, si el recubrimiento tiende a cero (la malla deja pasar más luz), la resistencia serie aumenta (tiende a infinito).

La resistencia paralelo  $R_p$ , aparece debido a imperfecciones en la calidad de la unión pn, y es responsable de la existencia de fugas de corriente.

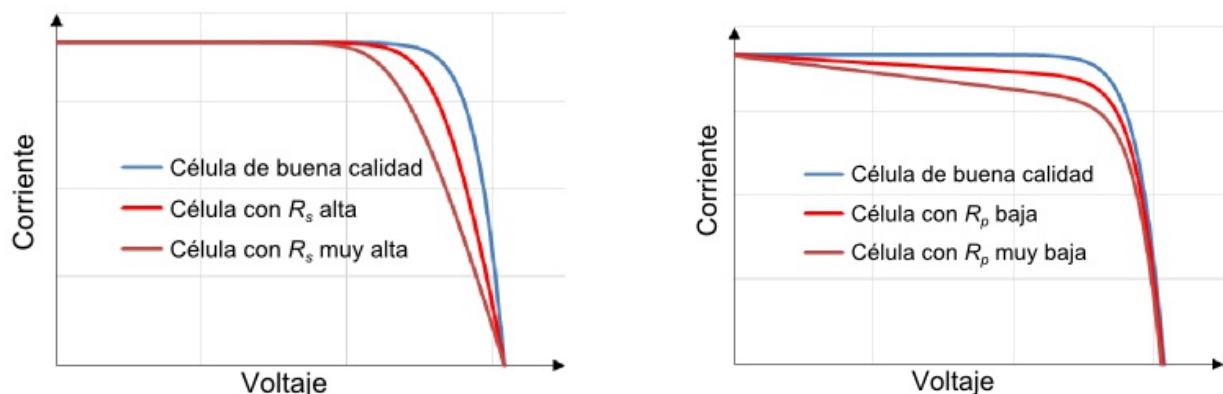


Figura 1.5 Efecto de la resistencia serie y la resistencia paralelo

### Curva de potencia. Punto de máxima potencia

Como ya se ha indicado anteriormente, la región de la curva característica comprendida entre  $I_{cc}$  y  $V_{ca}$  corresponde al funcionamiento de la célula como generador. Para cada punto de la curva I-V, se tiene un valor de tensión y de corriente de trabajo, es decir una potencia  $P=V \cdot I$ , que puede representarse como se muestra en la siguiente figura.

En los puntos de cortocircuito, o de circuito abierto, la potencia cedida por la célula será cero. En la curva, puede encontrarse un punto de trabajo ( $I_{pmp}$ ,  $V_{pmp}$ ) para el cual la potencia cedida por la célula es máxima. Este punto se denomina punto de máxima potencia



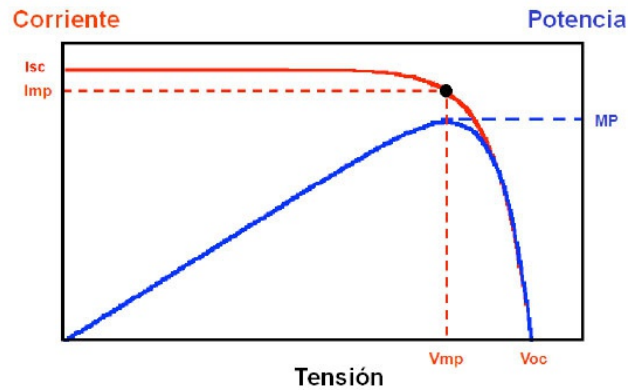


Figura 1.6 Curva I-V (roja) y curva de potencia (azul) de una célula fotovoltaica

### Factor de forma

El producto  $I_{mp} * V_{mp}$  que da la potencia máxima, entregada a la carga, viene representado en la figura siguiente por el área del rectángulo amarillo, que es obviamente menor que la del rectángulo que representa el producto  $I_{sc} V_{oc}$  de la mayor corriente que puede extraerse de la célula  $I_{sc}$  por la mayor tensión  $V_{oc}$ .

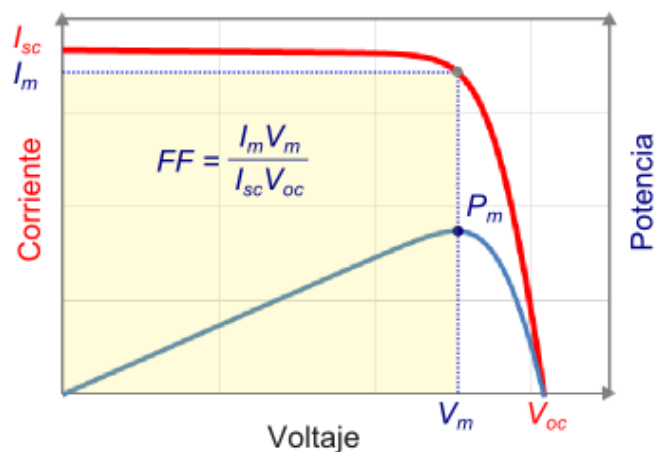


Figura 1.7 Factor de forma (FF)

Así, el factor de forma se define mediante la siguiente expresión:

$$FF = \frac{I_m * V_m}{I_{sc} * V_{oc}}$$

El factor de forma es un parámetro de gran utilidad práctica, que varía poco de unos dispositivos a otros y que toma valores que se sitúan alrededor de 0,7 y 0,8

Haciendo uso de la definición del factor de forma, la potencia máxima entregada por la célula puede escribirse como:

$$P_{max} = FF * V_{ca} * I_{cc}$$

### Eficiencia de conversión de la célula

La eficiencia de conversión energética de una célula solar se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y la potencia de la radiación  $G$  incidente sobre el dispositivo:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G}$$

Hay que tener en cuenta que la potencia máxima sólo se obtiene en el punto de trabajo  $V_{pmp}$ ,  $I_{pmp}$ .

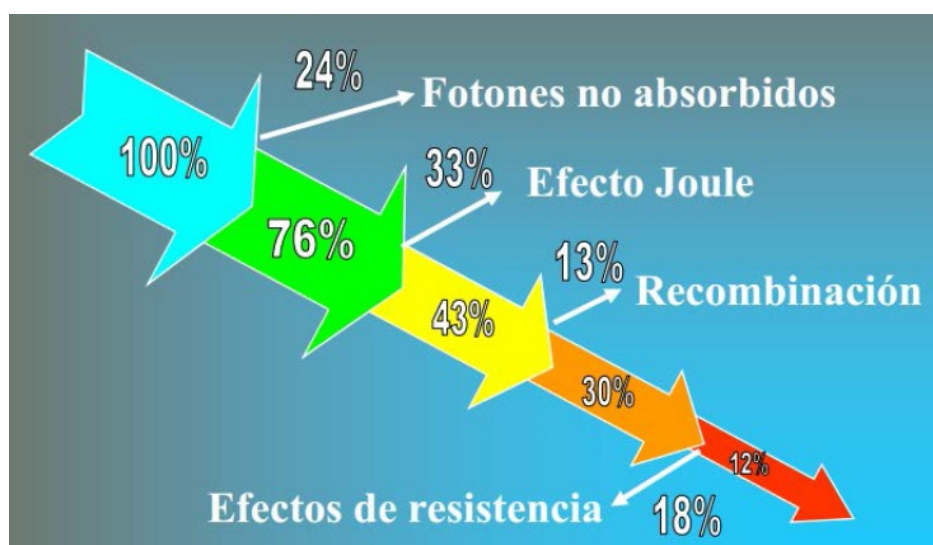


Figura 1.8 Eficiencia de la célula fotovoltaica

## **ANEXO II: EL PANEL FOTOVOLTAICO**

## ANEXO 2: EL PANEL FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas conectadas eléctricamente, encapsuladas y fijadas sobre una estructura de soporte o marco, que producen electricidad a partir de la luz que incide en ellas. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas: Radiación de 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura de la célula de 25 °C. Los paneles solares fotovoltaicos se conectan entre sí en serie y/o paralelo para obtener los valores de potencia y tensión admisibles por el regulador, acumuladores e inversor; y se orientan de forma que se consiga el máximo aprovechamiento. Existen diversas alternativas en el mercado que se pueden clasificar como:

- Silicio cristalino
  - Monocristalino
  - Policristalino
- Capa fina
  - Amorfo
  - Telurio de cadmio
  - Arseniuro de Galio
  - Diseleniuro de cobre en indio
  - Triple unión. GaAs, Ge y GaInP<sub>2</sub>

### Tipos de células

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación y la forma final. A continuación se describen los materiales que pueden formar las células solares:

Silicio Puro monocristalino: Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



*Figura 2.1 Placa solar silicio puro monocristalino*

Silicio puro policristalino: Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños

cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



*Figura 2.2 Placa solar silicio puro policristalino*

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada.

Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

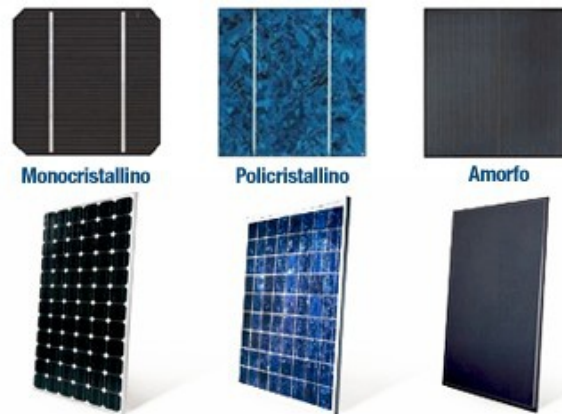
- Silicio amorfo (TFS): Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no tiene estructura cristalina alguna. Se emplean habitualmente para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% y en los módulos comerciales del 8%.



*Figura 2.3 Placa solar silicio amorfo*

- Teluro de cadmio, con un rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%

- Arseniuro de Galio: Uno de los materiales más eficientes. presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- Diseleniuro de cobre en indio: con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%
- Triple unión. GaAs, Ge y GaInP2 esta unión de tres semiconductores obtiene un rendimiento del 39%



*Figura 2.4 Diferencia de silicio monocristalino, policristalino y amorfo*

También existen células bifaciales, que son capaces de transformar en electricidad la radiación solar que recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel

## **ANEXO III: ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

## ANEXO III: ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 1. El módulo fotovoltaico

Para su empleo práctico, las células solares se asocian eléctricamente en diferentes combinaciones que permiten obtener los valores de corriente y tensión necesarios para una aplicación determinada y se encapsulan entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y da rigidez mecánica al conjunto. El conjunto de células, conexiones, protecciones, soportes, etc., constituye lo que llamaremos el generador fotovoltaico. Así, el módulo fotovoltaico se define como el conjunto más pequeño, completo medioambientalmente protegido, de células interconectadas.

Cuando se conectan en serie dos o más células fotovoltaicas, el conjunto se comporta mediante otra curva I-V equivalente. Al estar en serie, todas las células son recorridas por la misma intensidad, pero la tensión en los terminales del conjunto es la suma de las tensiones existentes en cada célula.

Por el contrario, cuando se conectan varias células en paralelo, todas ellas quedan sometidas a la misma tensión, y la corriente a la salida del conjunto es igual a la suma de las corrientes generadas por cada una de las células.

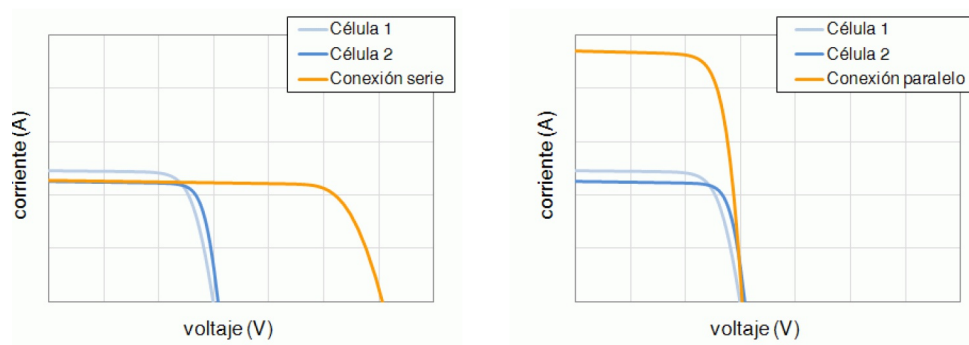


Figura 3.1 Curvas I-V en la conexión serie y paralelo

Por tanto, la corriente de cortocircuito y la tensión a circuito abierto de un módulo se pueden calcular a partir de las expresiones sencillas:

$$I_{cc \text{ módulo}} = I_{cc \text{ célula}} * Np$$

$$V_{ca \text{ módulo}} = I_{ca \text{ célula}} * Ns$$

donde Ns y Np el número de células asociadas en serie y paralelo, respectivamente.



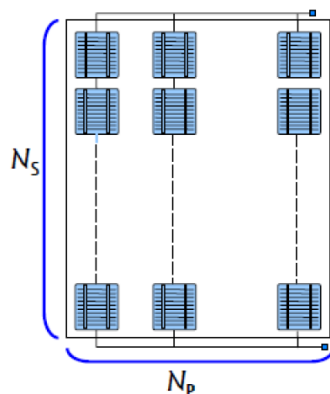


Figura 3.2 Disposición de células en serie y en paralelo en los módulos fotovoltaicos

En las conexiones del mismo número de células, sea en serie o en paralelo, se tiene el mismo valor de potencia máxima. Lo que cambia son los valores de tensión y corriente a los que se obtiene dicha máxima potencia. Las conexiones se realizan mediante cintas conductoras.

El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, debe ser superior a 25 años y viene determinado por la duración del encapsulado que debe ser impenetrable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica I-V, bajo unas determinadas condiciones de iluminación y temperatura, puede obtenerse a partir de la información característica que, conjuntamente con el módulo, debe suministrar el fabricante y que está constituida por varios parámetros obtenidos en unas condiciones estándares de medida (STC)

A continuación, se enumeran los parámetros que podemos encontrar en las hojas de características de distintos fabricantes

#### Parámetros eléctricos:

- Punto de máxima potencia: Es el punto donde el producto de tensión por corriente da una potencia máxima bajo unas condiciones de operación especificadas.

En particular interesa saber el valor de la tensión y la intensidad en ese punto (a unas condiciones dadas), Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{pmp}$ ), e Intensidad en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ). Los fabricantes suelen proporcionar estos valores en las condiciones STC.

- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): Es la corriente de salida con los terminales cortocircuitados a una temperatura e irradiancia particulares,  $I_{cc}$ . En particular, bajo condiciones STC se denomina  $I_{ccSTC}$ .
- Tensión a circuito abierto ( $V_{ca}$ ): Es la tensión con corriente cero en un dispositivo (abierto o descargado) a una temperatura e irradiancia particulares,  $V_{ca}$ . Bajo condiciones STC:  $V_{caSTC}$ .
- Potencia máxima nominal ( $P_{m\acute{a}x}$ ): Es la máxima potencia bajo condiciones estándar de medida, STC. La unidad que se utiliza es el Wp, (vatío pico), aunque no es una unidad recomendada. La terminología correcta es «la potencia pico es 50 W» y no «la potencia es 50 Wp». No obstante, en el sector está ampliamente extendido el uso del Wp.

- Mínima potencia ( $P_{min}$ ): Es la potencia mínima garantizada por el fabricante para un módulo (de entre los valores de potencia máxima), en condiciones STC. Algunos fabricantes indican la banda de tolerancia entre la que puede estar la potencia máxima. Su medida está dada en Wp. Esta medida está dada para condiciones de pruebas estándar. Al no ser la temperatura de trabajo real de la célula la de esta prueba, aunque este valor es cercano al valor real de potencia que nos entrega el módulo, todavía este es menor.
- Curva I-V: La característica tensión-corriente nos muestra la corriente de salida de un generador fotovoltaico como función de la tensión de salida, a una temperatura e irradiancia determinadas,  $I = f(V)$ .

Algunos fabricantes indican la curva I-V estándar solamente. Otros indican varias entre ellas la de funcionamiento en condiciones de medida de la TONC, mucho más realista, aunque todavía por encima de sus parámetros reales de trabajo.

Otro parámetro de relevancia es la eficiencia de conversión, relación (adimensional, habitualmente expresada como porcentaje) entre la potencia eléctrica generada por un dispositivo a su irradiancia, medida bajo Condiciones de Medida Standard (STC).

### Parámetros térmicos

- TONC: Se define como la temperatura media de equilibrio de la célula dentro de un módulo bajo condiciones de referencia de 800 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, 20 grados de temperatura ambiente, velocidad de viento de 1 m/s, a circuito abierto, montado en open rack y con incidencia normal, al mediodía.
- Coeficiente temperatura para corriente cortocircuito ( $\alpha$ ): El Coeficiente corriente-temperatura se define como el cambio de la corriente de cortocircuito de un dispositivo por unidad de cambio de temperatura. Pueden usarse valores absolutos o relativos.
- Coeficiente temperatura para la tensión de circuito abierto ( $\beta$ ): Es un coeficiente que nos indica la variación de la tensión a circuito abierto de un dispositivo por unidad de cambio de la temperatura de la célula.
- Coeficiente de variación de la máxima potencia con la temperatura ( $\gamma$ ): Cambio de la máxima potencia de una célula por unidad de cambio de temperatura.

### Parámetros físicos

Estos son parámetros máximos o rangos para los cuales no se degradan sus condiciones iniciales.

- Temperatura admisible módulo: Rango de temperaturas de trabajo (°C).
- Humedad relativa máxima (%).
- Tensión máxima del sistema: es la tensión eléctrica máxima que puede soportar, dado su aislamiento.
- Presión superficial (N/m<sup>2</sup>)
- Torsión máxima: Ángulo de torsión soportado (°)
- Granizo: Tamaño de grano (mm) y velocidad de impacto (m/s) que puede soportar
- Dimensiones: Longitud (mm), Anchura (mm), Espesor (mm).

- Peso (kg).

A veces se habla también del factor de empaquetado (Module packingfactor), que es la relación entre el área total de células al área del módulo (en %).

### Otras especificaciones

- Características de las cajas de conexión: Resulta de interés mirar las características de la Caja de conexión (junction box) en donde se conectan eléctricamente los circuitos y donde pueden colocarse dispositivos de protección. Algunos fabricantes especifican las conexiones posibles del panel a distintas tensiones así como algún dibujo de estas conexiones. Por ejemplo, existen en el mercado módulos que pueden trabajar en sistemas a 6 V y a 12V sin más que realizar una conexión dentro de la caja de conexiones.
- Materiales y construcción: No todos los fabricantes especifican los materiales de construcción del panel, y otros lo hacen de manera exhaustiva.
- Garantía: Se distingue dos clases de garantía, la posterior a la instalación, durante un año normalmente, que cubre los defectos de instalación o materiales defectuosos, y la que garantiza la producción del módulo en las condiciones especificadas (la potencia máxima en condiciones STC), que suele estar entre diez y veinticinco años, según los fabricantes.
- Usos y aplicaciones: Debido a la variedad de aplicaciones de estos elementos, a veces especifican estas.

## **2. El regulador de carga**

El regulador de carga es el dispositivo encargado de controlar la carga de las baterías actuando sobre la intensidad de carga que llega desde los módulos a las baterías, alargando su vida útil y protegiéndolas de descargas profundas y sobrecargas. El regulador evita la descarga de la batería en situaciones en las que la demanda provoca un estado de carga demasiado bajo y evita la sobrecarga, que puede producir gasificación y calentamiento.



*Figura 3.3 Regulador de carga Mars Rock*

### Características del regulador

Un regulador funciona generalmente mediante el control de la tensión en los terminales de la batería, que a su vez está relacionada con su estado de carga.

El regulador debe configurarse específicamente en función del tipo de batería, aplicación y condiciones climáticas.

Sus principales características son:

23. Tensión nominal: igual a la del sistema, usualmente 12, 24 o 48 V.

24. Intensidad máxima que permite que circule a través de él: debe ser al menos un 25% mayor a la máxima corriente del generador fotovoltaico, puesto que en ocasiones la irradiancia puede llegar a superar los 1.250 W/m<sup>2</sup>.

Otras características son los valores de tensión de corte por alta (sobrecarga) y tensión de corte por baja (sobredescarga).

Algunos reguladores pueden incluir también las siguientes funciones:

- Existencia de compensación con la temperatura. Las tensiones que indican el estado de carga de la batería varían con la temperatura, por eso algunos reguladores miden la temperatura y corrigen, basándose en ello, las tensiones de sobrecarga.
- Ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería
- Protección contra polaridad inversa.
- Protección contra cortocircuito.
- Protección frente a sobretensiones debidas a descargas atmosféricas (rayos).
- Indicación de la función de carga en cada momento, así como indicación de la intensidad y de la tensión.
- Regulación automática de gaseo (o gasificación): cada 15 días las baterías se cargan durante unas 3 horas con una tensión por encima de la tensión de gaseo. De este modo, con los gases en el electrolito de la batería se produce una mezcla de las capas del mismo. De lo contrario, a lo largo de la vida de la batería se producirá una estratificación indeseada del electrolito.
- Seguimiento de punto de máxima potencia

Algunos reguladores incorporan instrumentación de medida e indicadores, que proporcionan al usuario una información básica sobre el funcionamiento de la instalación:

- Voltímetros.
- Amperímetros
- Contadores.
- Alarmas luminosas o sonoras que indican bajo estado de carga, desconexión del generador, entre otros.
- Función antidescarga nocturna (descarga de la batería a través del generador cuando no hay irradiación).
- Conexión con ordenador.

El regulador puede conectarse con la batería en serie o en paralelo, como se muestra en la Figura 3.4. Generalmente se usan los reguladores en serie (Figura 3.4 a). Los reguladores en paralelo se emplean para sistemas de muy baja potencia (Figura 3.4 b).

Los reguladores serie (Figura 3.4 a) se caracterizan por un elemento interruptor en serie entre el módulo fotovoltaico y la batería y otro entre la batería y el consumo.

Cuando el interruptor tras los módulos está en conducción (BRK1), dirige la corriente eléctrica hacia la batería. Cuando la tensión de la batería indica que va a pasar a sobrecarga (tensión de corte por alta), se desconecta la batería del generador. Cuando la tensión de la batería indica que va a pasar a sobredescarga (tensión de corte por baja), se desconecta la batería del consumo (BRK2).

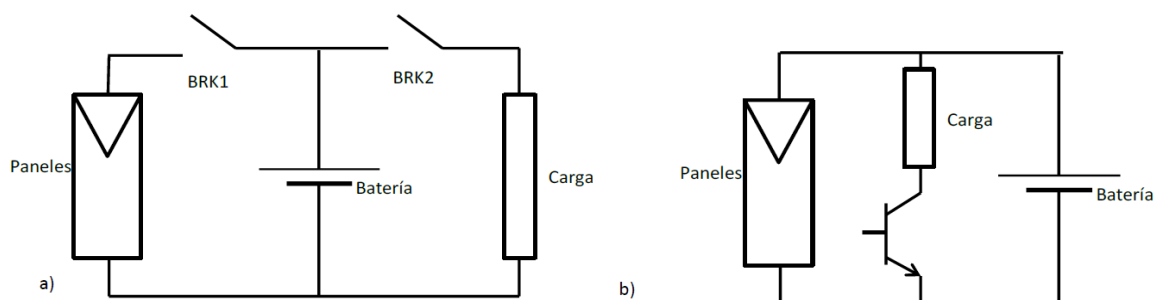


Figura 3.4 Conexión del regulador en serie y en paralelo

### Tensiones de regulación

Las tensiones de regulación son los niveles de tensión a los que el regulador realiza el control o los cortes. Los reguladores serie incorporan cuatro valores de tensión de regulación:

- Tensión de corte por sobrecarga ( $V_{sc}$ ): Máxima tensión que el regulador permite que alcance la batería. Cuando se detecta que la tensión de la batería llega a  $V_{sc}$  se desconecta el generador o comienza a limitar la cantidad de corriente que se suministra a la batería.

En algunos casos se utilizan dos valores para  $V_{sc}$ . El mayor se utiliza para proporcionar una cierta sobrecarga, lo que implica gasificación (para evitar la estratificación) y ecualización (para evitar la dispersión de las características de los elementos que componen la batería) cada ciertos ciclos. El valor menor se utiliza para el resto de ciclos, evitando la sobrecarga.

La selección de la tensión de regulación depende de muchos factores, como el tipo de batería, el diseño, el tamaño del generador y la batería, la temperatura de operación, etc. Normalmente los reguladores incluyen compensación por temperatura.

- Tensión de rearme de carga ( $V_{rc}$ ): Tensión a la cual se vuelve a conectar el generador para cargar de nuevo la batería. De esta forma hasta que no se supera  $V_{sc}$  no se desconecta el generador, y hasta que no se baja de  $V_{rc}$  no se vuelve a conectar (histéresis) evitando reconexiones demasiado frecuentes, tal y como se muestra en la Figura 3.5 a.
- Tensión de corte por sobredescarga ( $V_{sd}$ ): Valor mínimo de tensión al que la batería está conectada al consumo. Cuando se baja de esta tensión, se desconecta la batería del consumo. En algunos casos se puede establecer una jerarquía de prioridades en la

desconexión de los consumos críticos.

- - Tensión de rearme de descarga ( $V_{rd}$ ): Tensión a la cual el regulador vuelve a conectar la batería al consumo. En este caso también se realiza un ciclo de histéresis: hasta que no se baja del valor de  $V_{sd}$  no se desconecta el consumo de la batería, y hasta que no se supera el valor de  $V_{rd}$  no se vuelve a conectar, tal y como se muestra en la siguiente figura.

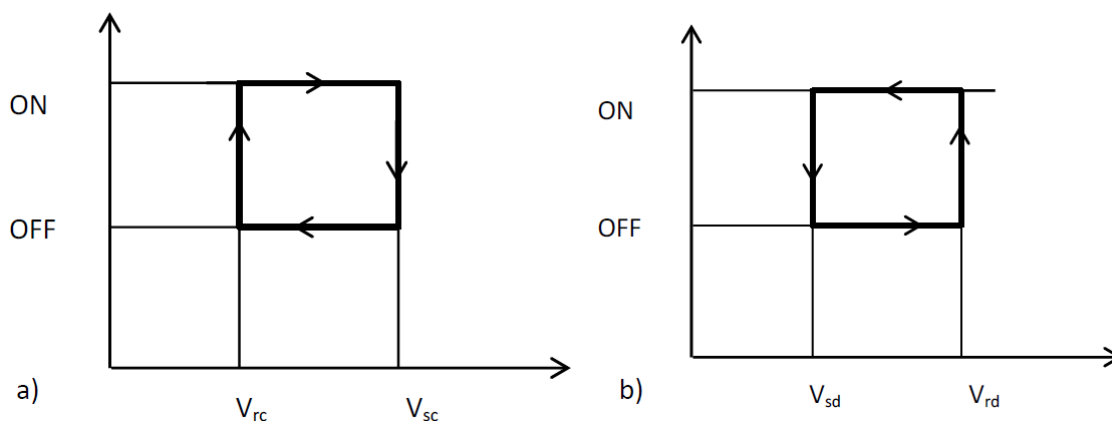


Figura 3.5 Ciclos de conexión (a) y desconexión (b) por sobrecarga y descarga.

### 3. Sistemas de almacenamiento de energía.

En muchas ocasiones, debido a la variabilidad cíclica de la radiación solar (variabilidad diaria y estacional), la energía instantánea generada es distinta de la requerida por el sistema, por lo que se necesita algún dispositivo que acumule energía cuando la generada es mayor que la consumida, y que devuelva esa energía cuando la demanda supere a la producción.

El elemento que se encarga de esto es el acumulador. En los sistemas fotovoltaicos se utilizan acumuladores electroquímicos, es decir baterías recargables.



Figura 3.6 baterías Rolls.

Además de cubrir la necesidad de acumular la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos

para su utilización posterior, la batería mantiene un nivel de tensión estable independiente de las condiciones de incidencia luminosa. Debe tenerse en cuenta que la tensión de salida del panel varía en función de la intensidad radiante, lo cual puede no ser adecuado para el funcionamiento de los aparatos.

Una batería está constituida por uno o varios elementos electroquímicos que tienen la propiedad de convertir energía química en eléctrica. Cuando las reacciones químicas que se producen son irreversibles, la batería puede usarse sólo una vez y recibe el nombre de primaria o pila. Una vez fabricadas no requieren ninguna carga inicial o proceso de activación y pueden suministrar energía eléctrica directamente.

Si las reacciones químicas son reversibles y se puede recargar el elemento convirtiendo la energía eléctrica en química, la batería es denominada secundaria. Las baterías secundarias no pueden suministrar directamente energía eléctrica y es necesario someterlas inicialmente a un proceso de carga. Pertenecen a este grupo todas las baterías recargables, conocidas también como acumuladores, como las de plomo-ácido y las de níquel-cadmio.

A pesar de estar construidas de diferente forma y de tener un comportamiento diferente, desde el punto de vista químico están basadas en los mismos principios y componentes básicos.

Las baterías se suelen clasificar en función del uso:

- Baterías o acumuladores estacionarios: Suelen estar en una posición fija y están destinados a producir una corriente permanente o esporádica baja y nunca para grandes corrientes en breves periodos de tiempo. Son las más utilizadas en instalaciones fotovoltaicas.
- Baterías o acumuladores de arranque (baterías de automóvil): su misión es proporcionar gran intensidad en pocos segundos. Tiene una construcción especial por el hecho de tener que entregar esas grandes corrientes. Las placas de los electrodos son más gruesas que las de las baterías de las estacionarias. También tienen una menor duración.
- Baterías o acumuladores de tracción (pequeños vehículos eléctricos de transporte de equipaje de los aeropuertos): Su misión es proporcionar corrientes moderadamente altas durante varias horas.

Atendiendo a sus características y sus elementos constituyentes, se pueden clasificar de la siguiente forma:

- De electrolito ácido. Dominan en el mercado las de plomo. Así se denominan plomo-ácido. Destacan las de placas tubulares. Este tipo de acumuladores son muy adecuados para las condiciones de trabajo de las instalaciones fotovoltaicas.
- De electrolito alcalino. Destacan las de níquel-cadmio y las de níquel-hierro.

En los sistemas fotovoltaicos las baterías más usadas son las de plomo-ácido (Pb-ácido); y las de níquel-cadmio (Ni-Cd). En la actualidad son de aplicación generalizada las de plomo-ácido, debido sobre todo al precio, varias veces menor. Por otra parte, las de níquel-cadmio son más fiables y resistentes ya que pueden permanecer durante largos periodos en un bajo estado de carga, suministrando un valor de tensión bastante estable, y necesitando menos mantenimiento que las de plomo-ácido.

La batería diseñada para el almacenamiento de la energía solar fotovoltaica debe tener una larga duración, un buen comportamiento frente a los ciclos de carga y descarga. Otras características necesarias son un mínimo mantenimiento, buena aceptación de la corriente, mínima autodescarga y alta fiabilidad

### Parámetros característicos.

- Capacidad nominal,  $C_B$ . Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga. Se habla del régimen de descarga como el número de horas que la batería puede dar una cierta corriente hasta que se descarga completamente.

En la práctica esto no es así, sino que la capacidad de una batería varía según el régimen de descarga: aumenta a medida que la descarga es más lenta, y disminuye cuando esta es más rápida. Por esta razón, el valor de  $C$  debe venir referenciado con el tiempo de descarga.

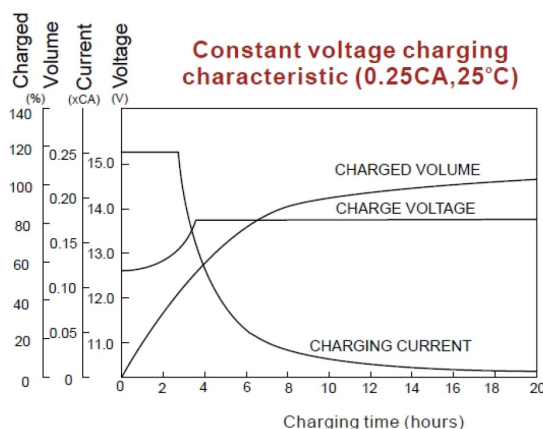


Figura 3.7 Curva de carga.

La capacidad real también depende de la temperatura: un incremento de la temperatura, dentro de unos límites, aumenta la actividad de los procesos químicos y, por lo tanto, la capacidad de la batería. Por el contrario, a bajas temperaturas la actividad química es menor y la capacidad disminuye considerablemente.

Para acumuladores fotovoltaicos es usual referirse a tiempos de descarga de 100 horas,  $I_{100}$ . Las baterías usadas en sistemas fotovoltaicos son estacionarias, preparadas para suministrar intensidades relativamente pequeñas durante mucho tiempo, a diferencia de las baterías de arranque, las cuales suministran grandes intensidades en segundos.

- Tensión. Al igual que para módulos solares, puede definirse la tensión de circuito abierto y la tensión en carga. Las baterías tienen una tensión nominal que suele ser de 2, 6, 12 o 24 V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante conocer la tensión de carga, definido por la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado.

Una batería de 12 V de tensión nominal, en función de su estado de carga, puede presentar algunos voltios por encima o por debajo de dicho valor (11-14 V). Al conectar los paneles a la batería, la tensión viene determinada por la batería, por lo que la curva I-V del panel determinará la corriente. Para cargar correctamente una batería de 12 V hacen falta unos 14,5 V. Debido a ello, los paneles



suelen ser capaces de proporcionar unos 17 V, así se asegura la carga en un amplio margen de funcionamiento (margen de seguridad), ya que cuando la temperatura aumenta la tensión en bornes del panel disminuye, lo cual podría dar lugar a valores inferiores a los precisos para la carga de las baterías.

- Autodescarga. Pérdida de carga de la batería cuando esta permanece en circuito abierto. Depende del tipo de batería y aumenta con la temperatura. Habitualmente se expresa como tanto por ciento de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

La autodescarga hay que considerarla como un consumo adicional, que demanda un cierto porcentaje de energía almacenada. Su valor es aproximadamente de un 0,5 a un 1% diario en baterías de Pb-ácido.

- Profundidad de descarga (PD). Es el valor, en tanto por ciento, de la energía que se ha extraído de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Como ejemplo, si tenemos una batería de 100 Ah y la sometemos a una descarga de 20 Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%.

A partir de la profundidad de descarga podemos encontramos con descargas superficiales (de menos del 20 %) o profundas (hasta el 80 %).

- Rendimiento. Es la relación entre la energía suministrada durante la descarga y la que se necesita para cargar plenamente la batería. Las pérdidas en una batería se deben sobre todo a la producción de energía calorífica en los procesos químicos que tienen lugar durante la carga y descarga.

- Vida útil La vida útil de una batería se mide por la cantidad de ciclos de carga-descarga que es capaz de realizar. Así, si se la somete a un régimen de trabajo de muchos ciclos diarios, probablemente solo durará unos meses, mientras que si el régimen es de un ciclo al día o incluso más lento (como ocurre en el caso de iluminación de viviendas con energía solar) la batería puede durar diez años.

- Densidad del electrolito. En una batería de Pb-ácido el electrolito interviene en forma activa en el proceso electroquímico, variando la proporción de ácido en la solución con el estado de carga del acumulador. Cuando la batería está descargada, la cantidad de ácido en la solución disminuye. Si la batería está cargada, la cantidad de ácido en la solución aumenta. Este mecanismo tiene una derivación práctica: monitoreando la concentración del ácido se puede determinar el estado de carga de la batería. Por tanto, la mejor indicación del estado de carga es la densidad del electrolito.

- Resistencia interna. Formada por la resistencia óhmica de sus componentes (terminales, electrodos, soportes y electrolito) y por una resistencia virtual variable en función del estado de carga y de las distintas polarizaciones y concentraciones. Aumenta con las bajas temperaturas, con la descarga de la batería y con el envejecimiento.

### Conexión en serie y paralelo de las baterías

Casi todas las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario asociar varias baterías en serie y paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados. Como norma general no se conectan entre sí baterías de distintas características y, en la medida de lo posible, han de ser del mismo fabricante.

- En serie: se conecta un polo positivo de una batería con el polo negativo de la siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones generadas por cada batería o, lo que es lo mismo, el producto de la tensión de una batería por el número de baterías.
- Paralelo: se conectan todos los polos positivos, y por separado, todos los polos negativos. Con ello se consigue aumentar la corriente generada y mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada batería o, lo que es lo mismo, el producto de la corriente generada por una batería por el número de baterías.

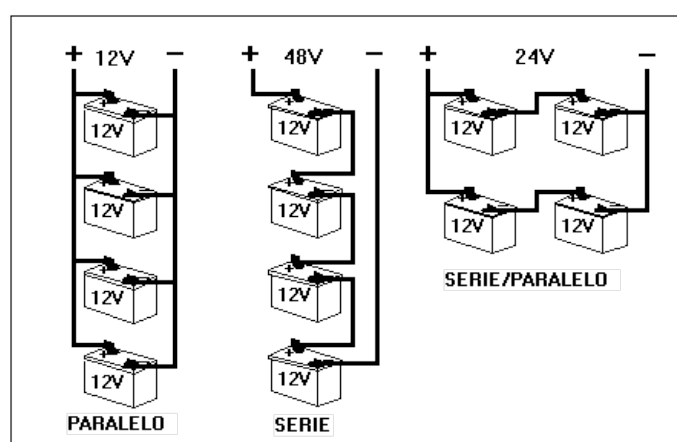


Figura 3.8 Conexión serie, paralelo y mixto de las baterías.

#### 4. El inversor.

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 230/400 V y una frecuencia de 50 Hz. Es un elemento muy importante en las instalaciones conectadas a la red eléctrica, y está presente cuando en una instalación aislada se necesita corriente alterna.

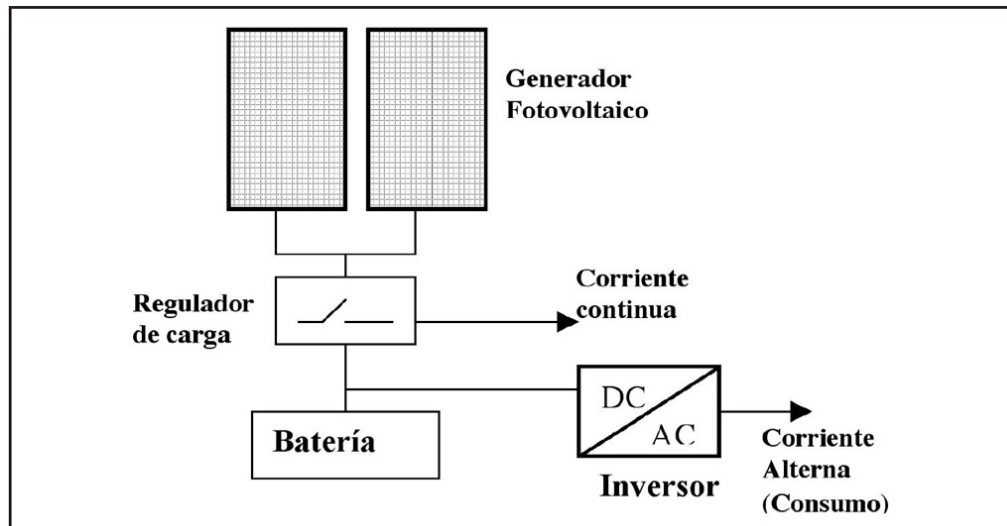


Figura 3.9 Esquema de una instalación aislada.

Los requisitos técnicos se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija, es decir, valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos. Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

- Los inversores deben ser de onda senoidal pura. Se permite el uso de inversores de onda no senoidal si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- Los inversores se conectan a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se debe asegurar la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones pueden estar incorporadas en el propio inversor o realizarse con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 \text{ V}_{\text{RMS}} \text{ o } 230 \text{ V}_{\text{RMS}}$$

$$50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

- El inversor debe ser capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- Los inversores deben estar protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
  - Desconexión del acumulador.

- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada debe ser menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).
- El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
<b>Onda senoidal<sup>3</sup></b>	$P_{NOM} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{NOM} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
<b>Onda no senoidal</b>		> 90 %	> 85 %

*Figura 3.9 Límites de rendimiento en inversores.*

- Los inversores deben estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:
  - Potencia nominal (VA)
  - Tensión nominal de entrada (V)
  - Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
  - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
  - Polaridad y terminales

## 5. Otros subsistemas de una instalación fotovoltaica

### Los soportes

El aprovechamiento óptimo de la energía solar requiere que los módulos fotovoltaicos dispongan de la inclinación y la orientación adecuadas. Esto, unido a consideraciones como la superficie ocupada por el número de módulos necesarios en la aplicación, la dificultad de su integración directa en edificaciones existentes y los efectos perjudiciales que el sombreado de los módulos ejerce sobre la generación fotovoltaica, hace necesaria la inclusión en el sistema de una estructura soporte.

Las principales funciones de la estructura soporte son la de servir de soporte y fijación segura de los módulos, facilitando su montaje y dotarles de la inclinación y orientación adecuadas.

La inclinación que se recomienda (siempre mirando al Sur) es la siguiente:

- 20° mayor que la latitud para instalaciones de función prioritaria en invierno, como la de servicios eléctricos o albergues de montaña.
- 15° mayor que la latitud para instalaciones de funcionamiento más o menos uniforme durante todo el año, como por ejemplo la de electrificación de viviendas, bombas de agua,

- repetidores de TV, etc.
- Igual que la latitud para instalaciones de funcionamiento prioritario en primavera o verano, como la de campings y campamentos.

El bastidor que sujeta el panel, la estructura soporte del mismo y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva a la inmediata paralización de la instalación.

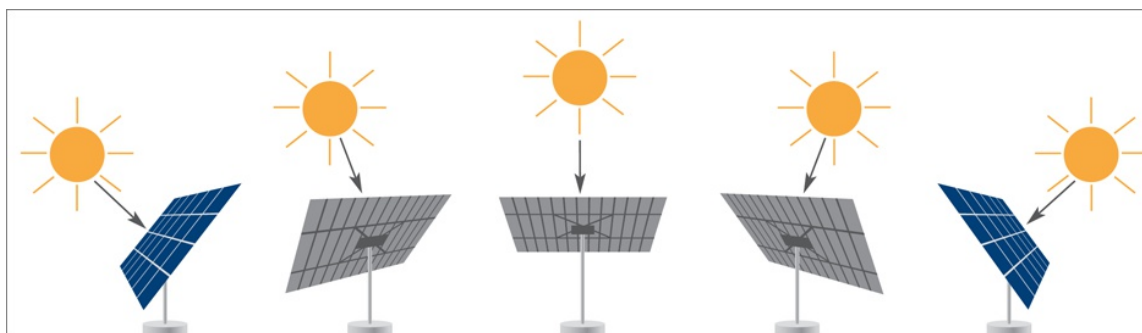
La utilización de una estructura de soporte adecuada facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y hace agradable la vista del generador en su conjunto.

Las estructuras soporte deben ser aptas para su colocación a la intemperie, con materiales protegidos contra fenómenos de corrosión, y deben estar bien ancladas para soportar las cargas máximas producidas por el viento. Los materiales más habituales empleados son el acero galvanizado, el acero y el aluminio.

### Sistemas de seguimiento

Mediante el seguimiento solar se consigue aumentar la cantidad de energía solar que se pone a disposición de los paneles permitiendo un aumento de la producción e ingresos anuales, que compensan la mayor inversión inicial. También permite al instalador y mantenedor la obtención de unos mayores beneficios empresariales, ya que requiere una mayor inversión inicial y mayor necesidad de mantenimiento. Uno de los factores que influye decisivamente en su coste es el diseño para soportar vientos elevados. Además ha de estar diseñado para durar al menos tanto como los módulos fotovoltaicos.

El movimiento puede realizarse sobre uno o dos ejes. Existen cinco tipos de seguimiento: en dos ejes, un eje Norte-Sur horizontal, un eje Norte-Sur inclinado y un eje Este-Oeste horizontal y un eje acimutal. La elección de un determinado sistema de seguimiento se realiza según las necesidades, en función de los costes, precisión, etc.



*Figura 3.10 Sistema de seguimineto solar .*

### Cableado y protecciones

Un cableado adecuado debe limitar las caídas de tensión y aislar eléctricamente a las células y contactos del exterior, para evitar la posibilidad de contactos fortuitos que pueden ser peligrosos.

Para ello, debe satisfacer las condiciones siguientes:

- a) Disponer de cables incluidos en alguno de estos casos:
  - Estar aislados de la intemperie por un tubo protector.
  - Tener una funda aislante constituida por algún material cuya temperatura de servicio alcance los 90 °C. En particular, el PVC simple no está recomendado.
  - Estar enterrado sobre un lecho de arena y en una zanja de, al menos, 40 cm de profundidad.
- b) Disponer de cables con una sección tal que asegure que la caída de tensión en el conjunto del generador y entre este y la entrada de la siguiente tapa de la instalación (regulador, inversor, etc.), no supere el 1% de la tensión nominal, en cualquier condición de operación.

Aunque no esté estrictamente relacionado con el generador, conviene mencionar que esta misma regla de limitar al 1% las caídas de tensión, debe triplicarse, y con mayor rigor, si cabe, al cableado que une el regulador a la batería. Este cableado debe incluir, además, un fusible en uno de los cables de salida de la batería, para evitar que se produzcan daños en esta última, en la eventualidad de un cortocircuito en alguna parte de la instalación.

- c) Disponer de cajas de conexión estancas y situadas a más de 50 cm sobre el nivel del suelo.

Las pérdidas de potencia en el cableado de un generador fotovoltaico son proporcionales al producto  $I^2R$ , y de ello deriva la idea general de intentar trabajar con corrientes lo más bajas posibles. En generadores de cierta entidad, ello supone utilizar tensiones elevadas, lo que, a su vez, conlleva problemas de seguridad.

**ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS  
EMPLEADOS**

## 1. PANEL FOTOVOLTAICO SUNMODULE SW 250 POLY





## Sunmodule<sup>+</sup>™

### SW 250 poly / Version 2.0 and 2.5 Frame

#### World-class quality

Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

#### SolarWorld Plus-Sorting

Plus-Sorting guarantees highest system efficiency. SolarWorld only delivers modules that have greater than or equal to the nameplate rated power.

#### 25 years linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years

SolarWorld guarantees a maximum performance degradation of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry. In addition, SolarWorld is offering a product warranty, which has been extended to 10 years.\*

\*in accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.  
[www.solarworld.com/warranty](http://www.solarworld.com/warranty)



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic Inspection



# Sunmodule<sup>+</sup>™

SW-02-5099US 07-2012

## SW 250 poly / Version 2.0 and 2.5 Frame

### PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)\*

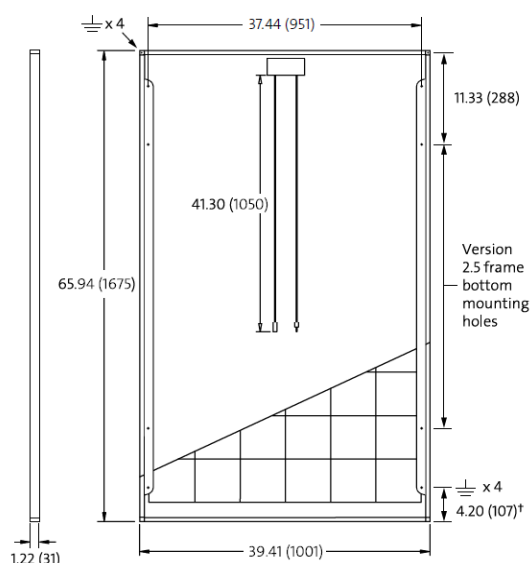
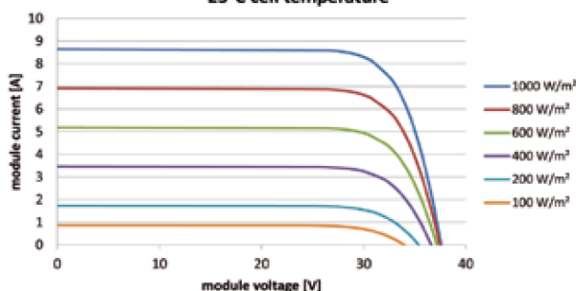
SW 250		
Maximum power	$P_{max}$	250 Wp
Open circuit voltage	$V_{oc}$	37.6 V
Maximum power point voltage	$V_{mpp}$	30.8 V
Short circuit current	$I_{sc}$	8.64 A
Maximum power point current	$I_{mpp}$	8.12 A

\*STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5

### THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC $I_{sc}$	0.081 %/K
TC $V_{oc}$	-0.37 %/K
TC $P_{mpp}$	-0.45 %/K
Operating temperature	-40°C to 85°C

IV-curves for SolarWorld Sunmodule Plus SW 250 poly at 25°C cell temperature



### PERFORMANCE AT 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1.5

SW 250		
Maximum power	$P_{max}$	180.4 Wp
Open circuit voltage	$V_{oc}$	33.9 V
Maximum power point voltage	$V_{mpp}$	27.8 V
Short circuit current	$I_{sc}$	6.96 A
Maximum power point current	$I_{mpp}$	6.50 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m<sup>2</sup>, 95% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m<sup>2</sup>) is achieved.

### COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Poly crystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	tempered glass (EN 12150)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)

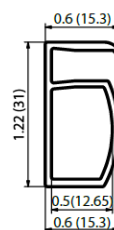
### SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II		1000 V
Max. system voltage USA NEC		600 V
Maximum reverse current		16 A
Number of bypass diodes		3
UL Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 64 psf upward
UL Design Loads*	Three rail system	170 psf downward 64 psf upward
IEC Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 50 psf upward

\*Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

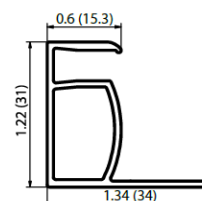
### ADDITIONAL DATA

Power tolerance <sup>2)</sup>	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	MC4
Module efficiency	14.91 %
Fire rating (UL 790)	Class C



#### VERSION 2.0 FRAME

- Compatible with "Top-Down" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame



#### VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame and 4 locations along the length of the module in the extended flange<sup>†</sup>

1) Sunmodules dedicated for the United States and Canada are tested to UL 1703 Standard and listed by a third party laboratory. The laboratory may vary by product and region. Check with your SolarWorld representative to confirm which laboratory has a listing for the product.

2) Measuring tolerance traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power Controlled).

3) All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.

2 REGULADOR DE CARGA MARS ROCK 150A 96V

## Quick Details

Place of Origin: Fujian, China (Mainland)	Brand Name: MARS ROCK	Model Number: 150A96V
Application: Charger Controller	Rated Voltage: 96V	Maximum Current: 150A
Commodity: 150A 96V Solar Charge Controller	Allowable voltage(DC): 128V (Max)	Input power: 14400W (Max)
	Input voltage(DC): 120V(Min)200V(Max)	Type: PWM
Operating Temperature: -35°C~55°C	Size: 355x273x142mm	Cooling: Fan
Weight(NG): 7.1kg	Certificate: CE, ROHS	<b>Packaging &amp; Delivery</b>
Packaging Details:	1. Inner Packing: bubble bags and in box; 2. External Packing: Strong Paper Carton and thin film bound 3. Bulk Quantity will be packed with wooden pallet ;	
Delivery Detail:	7 days for sample after payment	

## Specifications

150A 96V Solar Charge Controller  
1.LCD showing system critical parameters  
2.PWM charging control  
3.RS232  
4.DC output

## 150A 96V Solar Charge Controller with RS232 communication interface, PV charger Regulator with LCD display, DC output function, Fan cooling, Approved by CE, ROHS, FCC

### Introduction&Feature

This new generation of MARSROCK series controller is used for off-grid solar power systems (independent system), especially suitable for small off-grid solar power control system, automatically adjust the charging and discharging. According to the latest technology development, the controller represents the latest photovoltaic technology development level of products, this product has many excellent performance.

### Features:

- Excellent thermal design and air cooling control.
- High efficient PWM charging ways.
- Variety of load control method, enhanced the flexibility of the system
- Battery charging parameters can be set up.
- Any combination of photovoltaic module and storage battery reverse automatic protection function, no damage to any device.
- Adopt traditional LCD liquid crystal display and keyboard design, convenient to view the running parameters of the controller.
- Provide industrial generic RS232 communication interface, the user can design PC communication software, also can buy the company developed the upper machine communication accessories.

### Perfect Protect function:

#### 1. PV array short circuit:

PV array input short circuit, when it solved, the controller will continue to charge the battery automatic.

#### 2. Reverse connection of PV modules:

When reverse connection of PV modules, the controller will not damaged. After you modify the wrong connection, the controller will continues to work safety.

#### 3. Reverse connection of battery:

When reverse connection of battery, the controller will not damaged. After you modify the wrong connection, the controller will continues to work safety.

#### 4. Sensor off:

When the current-sensor-wire off, it will affect the current display, but it does not affect the normal charging and discharging of the system.

#### 5. High voltage surges:

This controller have great protection for smaller energy with high voltage surges. At lightning frequently areas, we suggest to install external arrester for the controller.

## Parameter

Model	150A120V	150A110V	150A96V	150A48V	150A24V
Related System Volatage	120V	110V	96V	48V	24V
Related Charge Current	100A	100A	100A	100A	100A
Max Allowable Voltage	160V	147V	128V	64V	32V
Max input Voltage	250V	230V	200V	100V	50V
Min input Voltage	150V	138V	120V	60V	30V
Max input power	18000W	16500W	14400W	7200W	3600W
Load Function	optional	optional	optional	optional	optional
Communication Function	yes	yes	yes	yes	yes
Static loss	<0.2A				
Charge loop drop	≤0.5V				
Discharge circuit of pressure drop	≤0.3V				
Battery voltage parameters(Temperature:25℃)					
Over voltage switching off	160V	147V	128V	64V	32V
Limited charge voltage	150V	138V	120V	60V	30V
Over voltage recover	147V	135V	118V	59V	29.5V
Average voltage	145V	133V	116V	58V	29V
Boost voltage	138V	127V	110V	55.2V	27.6V
Float voltage	125V	115V	100V	50V	25V
Undervoltage recovery	108V	99V	87V	43.2V	21.8V
Undervoltage disconnect	---				
Duration of equilibrium	2 hours				
General Parameter					
Work Temperture	-35℃- +55℃				
Store Temperature	-35℃- +80℃				
Temperture Range	10%-90% No condensation				
Protection level	IP30				
Using altitude	≤3000m				

## Product Photo





**Customize Your Own Controller:**



**Note:** The Standard Type controller is without DC load function; If you need this function, you can contact with us.

## Operation

### I. LCD Display



- 1- LCD Display:** Display system operation parameter
- 2- Charge indicator:** Indicate the charging status
- 3- Battery indicator light:** Indicate the battery voltage and discharge state



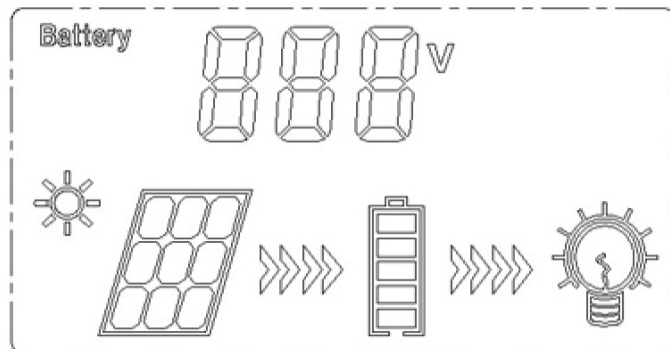
**4- Set the button:** Press this button to enter setup interface or change the Settings.

**5- "↑"button:** Click this button add a page up or figures

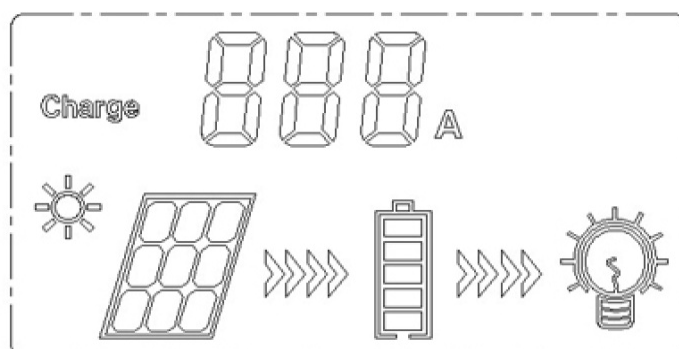
**6- "↓" button:** Press the page up or number minus one

**7- Exit button:** Under the set interface to browse interface, press this key to exit the setup interface does not save the Settings data when power supply drop

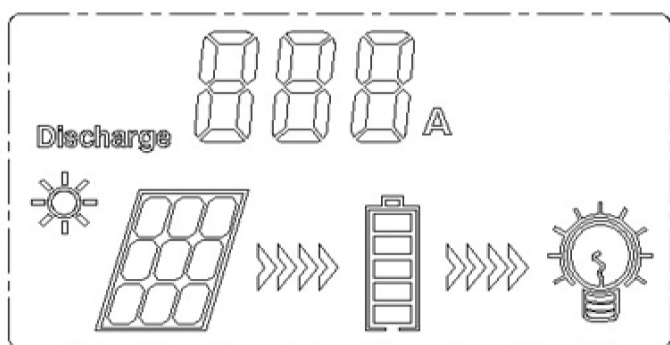
## II. LCD initial interface introduced (default during the day)



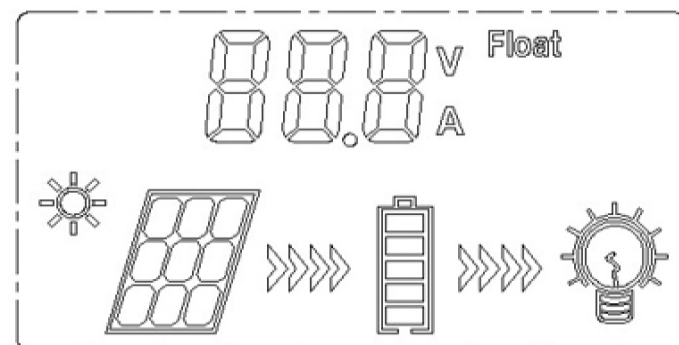
1.



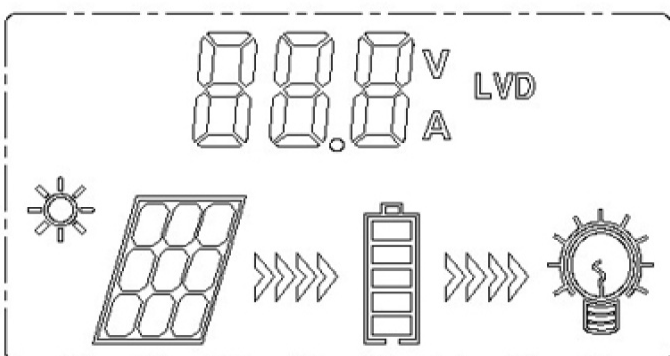
2.



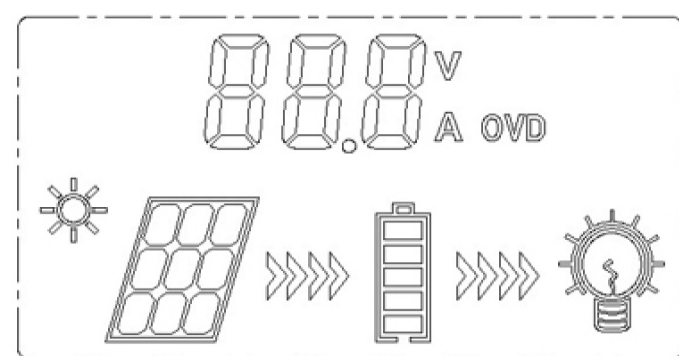
3.



4.



5.



6.

1. Two ">>>>" represent the charging and discharging, for charging, have the current will show effect, when there is no current or current is very small, the label will disappear; For discharge, when the battery is in a state of undervoltage, flashing the overall effect, when the battery is in good state, according to static effect, marking can pick up the load, after loading, if there are current, will display effect.

2. Click "↓" to view the charging current, the page is shown in figure 2, "Charge" on behalf of the displayed charging current, behind the numbers is the charging current readings.

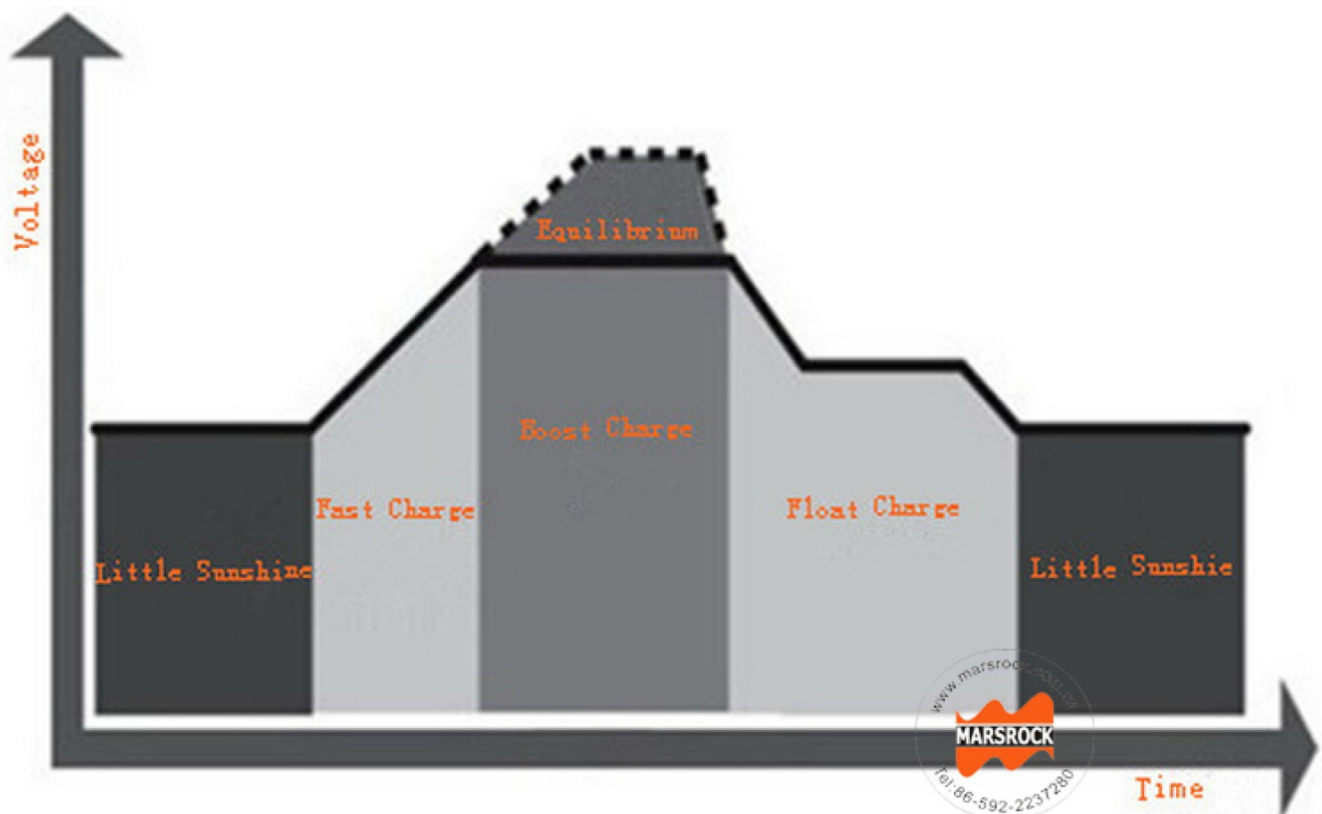
3. Click "↑" will return to the interface of figure 1, click "↓" to view the discharge current, the page is shown in figure 3, "Discharge" on behalf of the discharge current, behind the Numbers is the discharge current readings.

4. Press Enter to controller with parameter is set into the interface, as shown in figure 4, "Float" represent this time can be set to float charging voltage value, the user can press "↑" or "↓" key numerical, each time you press the increase or decrease 1v, set up finished, the user can press the ESC key to exit to browse the first page, also can continue to press the Enter key to Enter 5 as shown in the page.

5. As shown in figure 5, "LVD" represent this time can be set up under-voltage protection voltage numerical, the user can press "↑" or "↓" numerical, each time you press the increase or decrease 1v, set up finished, the user can press the ESC key to exit to browse the first page, also can continue to press the Enter key to Enter 6 is shown in the page.

6. As shown in figure 6, "OVD" represent can be set up at this time of over-voltage protection numerical, the user can press the "↑" key or "↓" key numerical, each time you press the increase or decrease 1 v, set up finished,, the user can press the ESC key to exit to scan the first page.





#### •Fast Charging Gradation:

In fast charging gradation, solar controller will come into direct charge mode if voltage of battery cannot reach re-made full charge values.

#### •Boost Charging Gradation:

Solar controller will adjust battery voltage continuously to maintain boost charge setting point when battery voltage reached setting values. It prevents battery from product gas and become too hot.

Battery boost charging time keeps about 120 minutes, and then solar controller will enter into float charge statues.

Solar controller will come into boost charge status while it identify battery isn't in over-discharge and over-load status every time.

#### •Float Charging Gradation:

Solar controller will enter into float charging status after battery finished boost charge gradation.

All charging current will transform into heat and gas after battery is fully charged without more electrochemical reaction.

Solar controller with more little voltage and current to charging battery during float charge gradation.

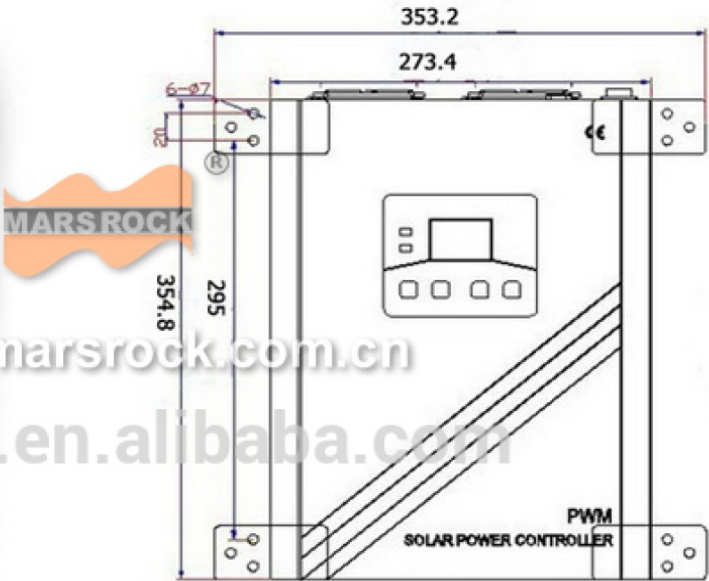
Thus decrease temperature of battery and give out gas, then charging battery with little current.

## Installation

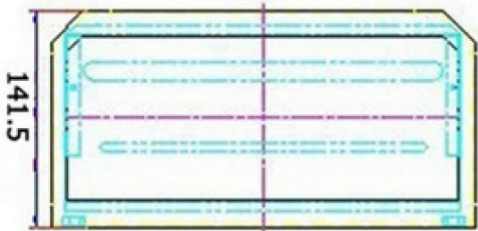
### I. Size



Front



Bottom

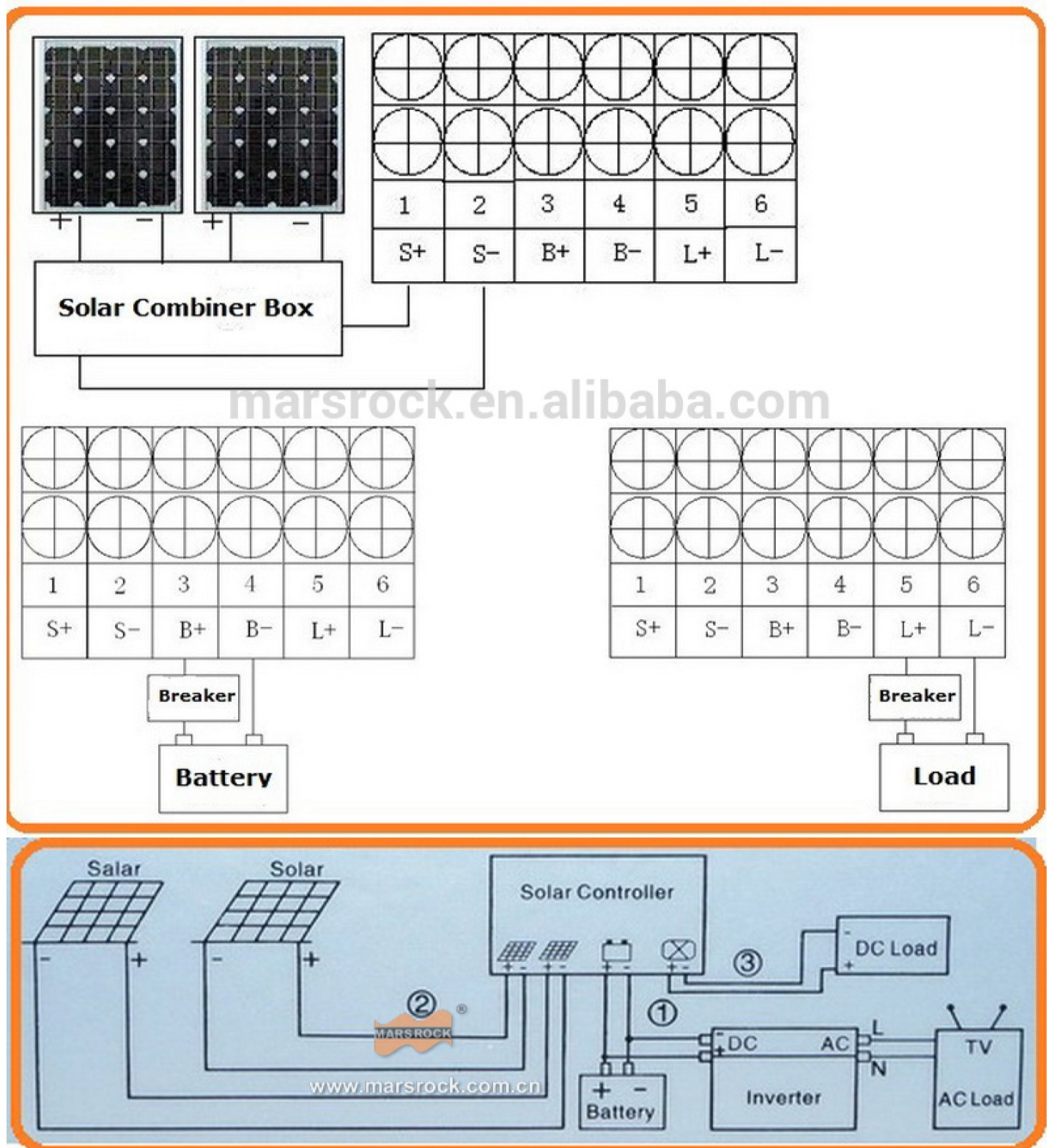


II. Terminal Description



1	2	3	4	5	6
S+	S-	B+	B-	L+	L-





### III. Installation Environment

1. Should be in a clean dry ventilated environment.
2. Avoid direct sunlight and the sun, rain, humid mist of the environment.
3. To avoid dust in a soil, dust in the environment.
4. The battery should be placed away from 0.5m or more.
5. Strictly prohibited in flammable, explosive gas environments, to guard against flames and sparks!
6. Ambient temperature  $-10\text{ }^{\circ}\text{C} - +50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
7. The air relative humidity less than 85% ( $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).





#### Whole System



#### Certifications



3 BATERÍAS ROLLS 48V S550 550Ah

# Rolls

**FLOODED DEEP CYCLE BATTERIES**
**S-550**
**6 VOLTS**


CONTAINER:	High Density Polypropylene
COVER:	High Density Polypropylene
TERMINALS:	Flag M
HANDLES:	Rope

WEIGHT DRY:	43 kg	94 Lbs.
WEIGHT WET:	56 kg	123 Lbs.
LENGTH:	318 mm	12 1/2 Inches
WIDTH:	181 mm	7 1/8 Inches
HEIGHT:	425 mm	16 3/4 Inches

PLATE HEIGHT:	293 mm	11.550 Inches
PLATE WIDTH:	143 mm	5.625 Inches
THICKNESS (POSITIVE):	4.32 mm	0.170 Inches
THICKNESS (NEGATIVE):	3.05 mm	0.120 Inches

COLD CRANK AMPS (CCA):	0°F / -17.8°C	1315
MARINE CRANK AMPS (MCA):	32°F / 0°C	1645
RESERVE CAPACITY (RC @ 25A):		931 Minutes

## CAPACITY **428 AH**

HOURLY RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOUR RATE	1.280	554	5.54
@ 72 HOUR RATE	1.280	524	7.28
@ 50 HOUR RATE	1.280	500	10.00
@ 24 HOUR RATE	1.280	441	18.37
@ 20 HOUR RATE	1.280	<b>428</b>	21.40
@ 15 HOUR RATE	1.280	401	26.76
@ 12 HOUR RATE	1.280	381	31.74
@ 10 HOUR RATE	1.280	364	36.38
@ 8 HOUR RATE	1.280	342	42.80
@ 6 HOUR RATE	1.280	317	52.79
@ 5 HOUR RATE	1.280	300	59.92
@ 4 HOUR RATE	1.280	278	69.55
@ 3 HOUR RATE	1.280	253	84.17
@ 2 HOUR RATE	1.280	218	109.14
@ 1 HOUR RATE	1.280	154	154.08

Ampere Hour capacity ratings based on specific gravities of 1.280. Reduce capacities 5% for 1.265 specific gravity and 10% for specific gravities of 1.250

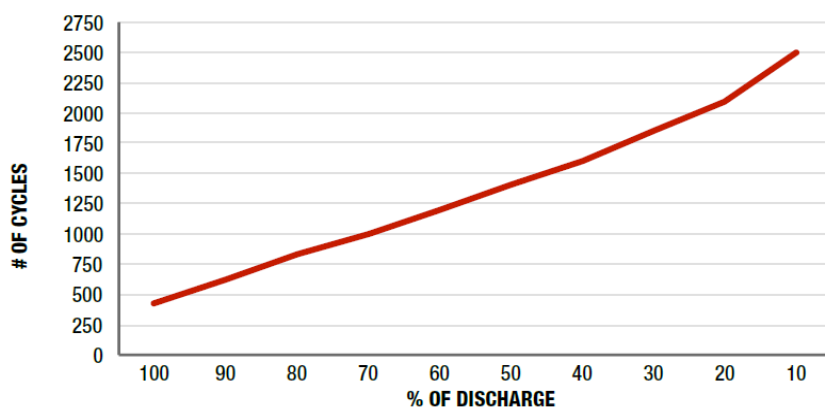
WWW.ROLLSBATTERY.COM

SPEC 01

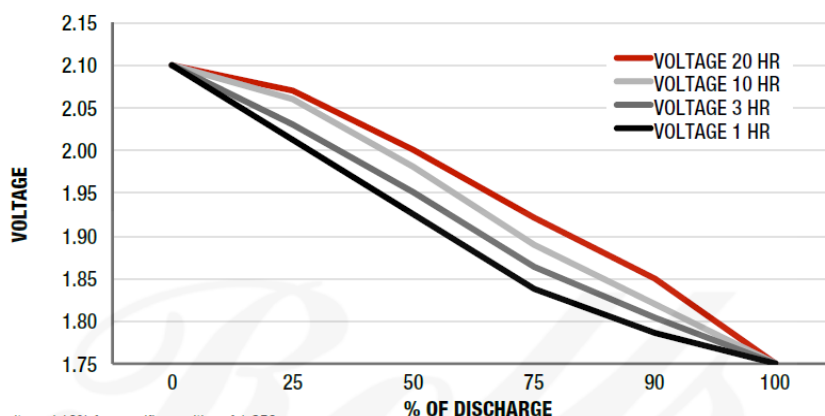


CELLS:	17 Plates/Cell	3 Cell
SEPARATOR THICKNESS:	2 mm	0.061 Inches
GLASS MAT INSULATION:	1 mm	0.02 Inches
ELECTROLYTE RESERVE: ABOVE PLATES	57 mm	2.25 Inches

## CYCLE LIFE VS. DEPTH OF DISCHARGE



## VOLTAGE VS. DEPTH OF DISCHARGE





4 INVERSOR INGECON® SUN STORAGE 1 Play DE 6kW



**3 / 6**
**INVERSOR  
DE BATERÍAS  
MONOFÁSICO CON  
TRANSFORMADOR**

El inversor de baterías INGECON® SUN STORAGE 1Play 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 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 sobrecorrientes iniciales de precarga.

**Generador auxiliar**

El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play permite la conexión de un generador 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 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 puede incrementarse conectando en paralelo a la red alterna diversos convertidores de conexión a red. También es posible generar redes trifásicas a partir de 3 inversores monofásicos.

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


**PROTECCIONES**

- Aislamiento galvánico entre las partes de DC y AC.
- Sobretensiones AC.
- Fallos de aislamiento.
- Soporta cortocircuitos y sobrecargas en la salida.

**ACCESORIOS OPCIONALES**

- Comunicación entre inversores vía RS-485 y Ethernet.
- Entrada FV.
- Seccionador DC para el campo FV.
- Sistema de pre-carga AC.
- INGECON® EMS Battery Box.

**ACCESORIOS INTEGRADOS**

- Comunicación CAN para baterías inteligentes.
- Entrada libre de potencial configurable.
- Salidas libres de potencial configurables, algunas para la conexión y desconexión del generador auxiliar.
- Sistema de precarga DC.
- Medidor de temperatura de baterías PT100 de 3 hilos.

**Modos de funcionamiento:****- Modo Aislado**

El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play 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 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**

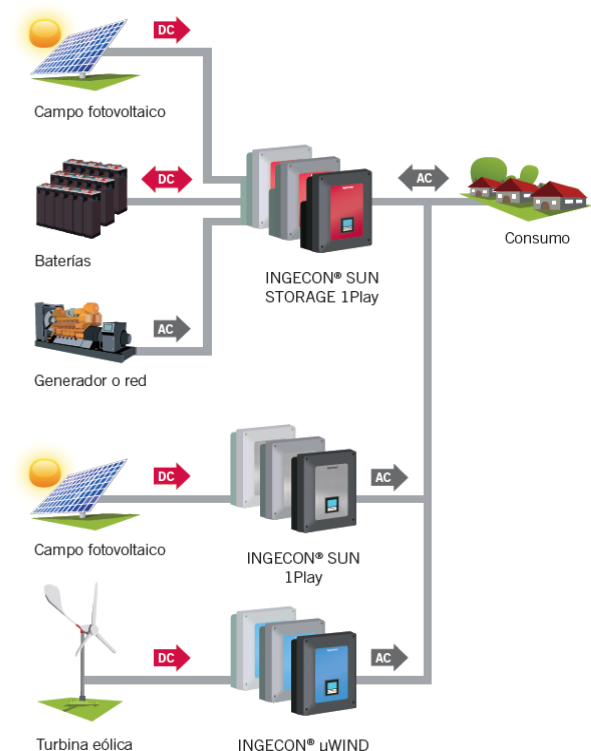
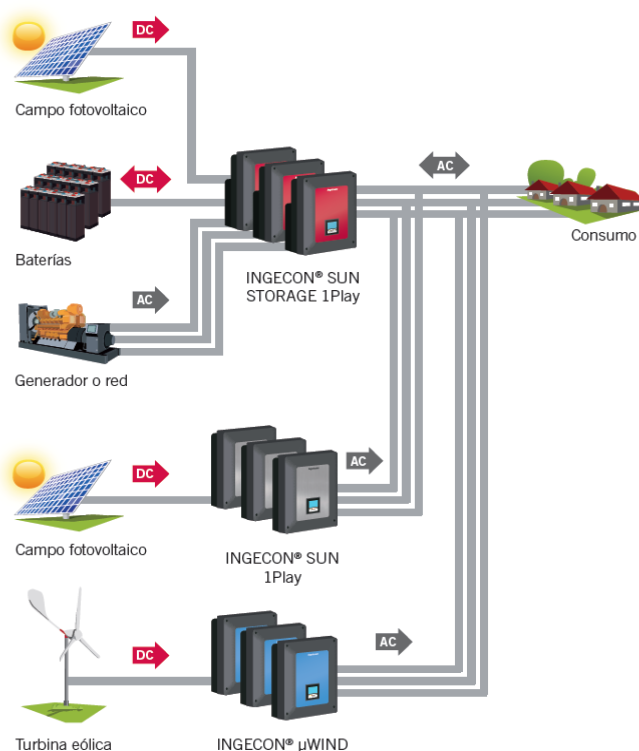
Este modo de funcionamiento ha sido concebido para sistemas conectados a la red, donde las caídas de red son largas y frecuentes, y una fuente de energía auxiliar es necesaria. El inversor INGECON® SUN STORAGE 1Play opera conectado a la red alterna. Con el fin de garantizar una fuente de energía, el 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 demandada, 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 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.

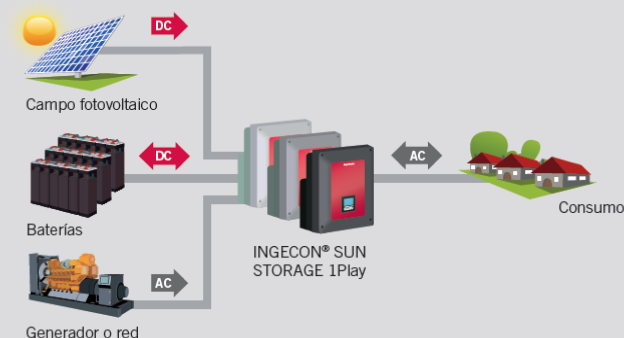
**Esquema para el Modo aislado**  
**Monofásico****Trifásico**

	3	6
<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 - 300 V	96 - 300 V
Tensión extendida de baterías <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

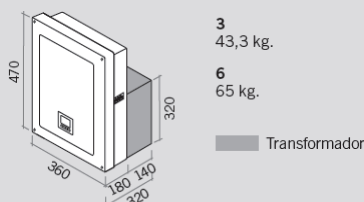
**Referencias normativas:** EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-12, EN 61000-3-11, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS 3100, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2<sup>(7)</sup>, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements

**Notas:** <sup>(1)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas <sup>(2)</sup> La máxima potencia del inversor será la tensión de baterías multiplicada por la máxima corriente de descarga (50 A) <sup>(3)</sup> Sólo permitido si la energía solar fotovoltaica no está presente <sup>(4)</sup> Potencia AC hasta 40 °C de temperatura ambiente <sup>(5)</sup> Estas potencias están disponibles solamente si la tensión de baterías multiplicada por la máxima corriente de descarga alcanza estos valores <sup>(6)</sup> Tensión configurable a través del display <sup>(7)</sup> Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

## SUN STORAGE 1Play



## Dimensiones y peso (mm)





# Ingeteam

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Avda. Ciudad de la Innovación, 13  
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain  
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001  
e-mail: solar.energy@ingetteam.com

**Ingeteam S.r.l.**  
Via Emilia Ponente, 232  
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy  
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391  
e-mail: italia.energy@ingetteam.com

**Ingeteam GmbH**  
Herzog-Heinrich-Str. 10  
80336 MUNICH - Germany  
Tel.: +49 89 99 65 38 0 / Fax: +49 89 99 65 38 99  
e-mail: solar.de@ingetteam.com

**Ingeteam SAS**  
La Naurouze B - 140 rue Carmin  
31670 Labège - France  
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11  
e-mail: france@ingetteam.com

**Ingeteam INC.**  
5201 Great American Parkway, Suite 320  
SANTA CLARA, CA 95054 - USA  
Tel.: +1 (415) 450 1869 / +1 (408) 524 2929 / Fax: +1 (408) 824 1327  
e-mail: solar.us@ingetteam.com

**Ingeteam INC.**  
3550 W. Canal St.  
MILWAUKEE, WI 53208 - USA  
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736  
e-mail: solar.us@ingetteam.com

**Ingeteam, a.s.**  
Technologická 371/1  
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC  
Czech Republic  
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899  
e-mail: czech@ingetteam.com

**Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.**  
Shanghai Trade Square, 1105  
188 Si Ping Road  
200086 SHANGHAI - P.R. China  
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38  
e-mail: shanghai@ingetteam.com

**Ingeteam, S.A. de C.V.**  
Ave. Revolución, n° 643, Local 9  
Colonia Jardín Español - MONTERREY  
64820 - NUEVO LEÓN - México  
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859  
e-mail: northamerica@ingetteam.com

**Ingeteam Ltda.**  
Estrada Duílio Beltrami, 6975  
Chácara São Bento  
13278-078 VALINHOS SP - Brazil  
Tel.: +55 19 3037 3773 / Fax: +55 19 3037 3774  
e-mail: brazil@ingetteam.com

**Ingeteam Pty Ltd.**  
Unit 2 Alphen Square South  
16th Road, Randjiespark, Midrand 1682 - South Africa  
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420  
e-mail: southafrica@ingetteam.com

**Ingeteam SpA**  
Cerro El Plomo 5630, Piso 9, Oficina 901  
7560742 Las Condes - Santiago de Chile - Chile  
Tel.: +56 2 26664370  
e-mail: chile@ingetteam.com

**Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.**  
2nd Floor, 431  
Udyog Vihar, Phase III  
122016 Gurgaon (Haryana) - India  
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493  
e-mail: india@ingetteam.com

**Ingeteam Sp. z o.o.**  
Ul. Koszykowa 60/62 m 39  
00-673 Warszawa - Poland  
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931  
e-mail: polska@ingetteam.com

**Ingeteam Australia Pty Ltd.**  
Suite 112, Level 1, Mike Codd Building 232  
Innovation Campus, Squires Way  
North Wollongong, NSW 2500 - Australia  
Tel.: +61 499 988 022  
e-mail: australia@ingetteam.com

## 5 INVERSOR SUNNY TRIPOWER 20000TL



# SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL ECONOMIC EXCELLENCE



STP 15000TLEE-10 / STP 20000TLEE-10



## Rentable

- Rendimiento máximo del 98,5 %
- Mejor rendimiento de adaptación con la regulación SMA MPP OptiTrac

- Gestión activa de la temperatura gracias a OptiCool
- Comunicación <sup>®</sup>Bluetooth

## Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX

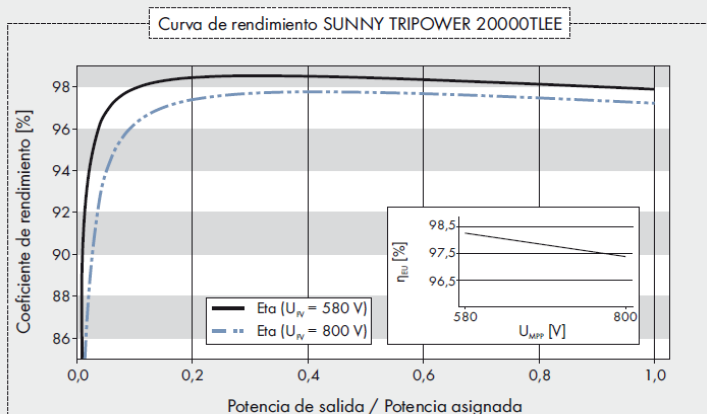
## Flexible y con el futuro asegurado

- Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Capacidad de potencia reactiva

## SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL ECONOMIC EXCELLENCE

El especialista económico para instalaciones industriales de alto rendimiento

Potencia máxima a un precio específico muchísimo más bajo: el nuevo Sunny Tripower TL Economic Excellence. Es el resultado lógico y el nuevo desarrollo de la serie Sunny Tripower con una excelente relación calidad-precio. Por una parte, reduce de forma considerable los costes de inversión y por otra, garantiza unas ganancias increíbles gracias a un rendimiento del 98,5 %. El Sunny Tripower TL Economic Excellence es el inversor ideal para instalaciones fotovoltaicas de construcción homogénea y con un tamaño de medio a muy grande. Se concentra en lo que tiene importancia de verdad y reúne todos los requisitos: prepara la tensión reactiva, apoyo de red y contribución a la gestión de red.



## Accesorios



Interfaz RS485  
DM-485CB-10



Interfaz  
Speedwire/Webconnect  
SWDM-10



Relé multifunción  
MFR01-10



Power Control Module  
PWCMOD-10

\* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

● De serie ○ Opcional — No disponible  
Datos en condiciones nominales  
Datos provisionales; actualizado: abril 2013

## Datos técnicos provisionales

### Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$ )
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión del punto de máxima potencia con una tensión de red de 230 V / tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio
Corriente máx. de entrada
Corriente máx. de entrada por string
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)

### Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia aparente de CA máxima
Tensión nominal de CA
Rango de tensión nominal de CA
Frecuencia de red de CA / rango
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red
Corriente máx. de salida
Factor de potencia a potencia asignada
Factor de desfase ajustable
Fases de inyección / fases de conexión

### Rendimiento

Rendimiento máx. / rendimiento europeo

### Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de CC
Monitorización de toma a tierra / Monitorización de red
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable
Protección contra polarización inversa (CC) / Resistencia al cortocircuito (CA) / Con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)

### Datos generales

Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisiones de ruido, típicas
Autoconsumo nocturno
Topología / sistema de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

### Características

Conexión de CC
Conexión de CA
Pantalla
Interfaces: RS485 / Bluetooth® / Speedwire / Webconnect
Relé multifunción / Power Control Module
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

Modelo comercial

## Sunny Tripower 20000TL

20450 W
1000 V
580 V - 800 V / 580 V
570 V / 620 V
36 A
36 A
1 / 6

## Sunny Tripower 15000TL

15260 W
1000 V
580 V - 800 V / 580 V
570 V / 620 V
36 A
36 A
1 / 6

20000 W
20000 VA
3 / N / PE, 230 V / 400 V
160 V - 280 V
50 Hz, 60 Hz / -6 Hz, +5 Hz
50 Hz / 230 V
29 A
1
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
3 / 3

15000 W
15000 VA
3 / N / PE, 230 V / 400 V
160 V - 280 V
50 Hz, 60 Hz / -6 Hz, +5 Hz
50 Hz / 230 V
24 A
1
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
3 / 3

98,5 % / 98,2 %

98,5 % / 98,3 %

○

○

● / ●

● / ●

—

—

● / ● / —

● / ● / —

●

●

I / III

I / III

665 / 680 / 265

665 / 680 / 265

45 kg (99,2 lb)

45 kg (99,2 lb)

-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)

-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)

51 dB(A)

51 dB(A)

1 W

1 W

Sin transformador / OptiCool

Sin transformador / OptiCool

IP65

IP65

4K4H

4K4H

100 %

100 %

SUNCLIX

SUNCLIX

Borne de conexión por resorte

Borne de conexión por resorte

Gráfico

Gráfico

○ / ● / ○ / ○

○ / ● / ○ / ○

○ / ○

○ / ○

● / ○ / ○ / ○ / ○

● / ○ / ○ / ○ / ○

AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438\*, G59/2, IEC 61727, IEC 62109-1-2, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105

STP 20000TLEE-10

STP 15000TLEE-10

## **ANEXO V: DESARROLLO MERCADO FOTOVOLTAICO**



## ANEXO 5: DESARROLLO MERCADO FOTOVOLTAICO

## Instalaciones globales fotovoltaicas por habitante segun EPIA

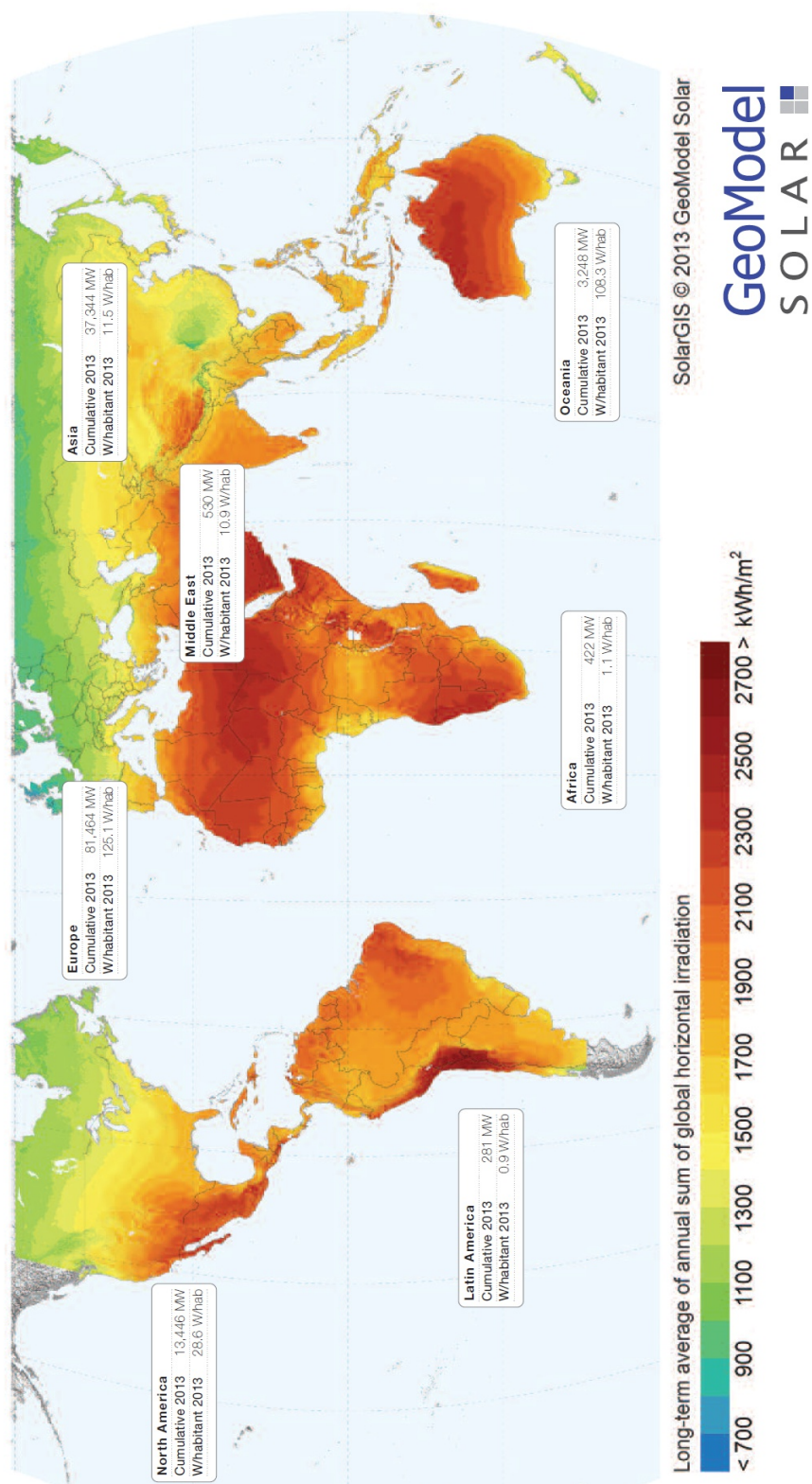


Figura 5.1 instalación fotovoltaica mundial por habitante

Instalaciones europeas fotovoltaicas por habitante segun EPIA

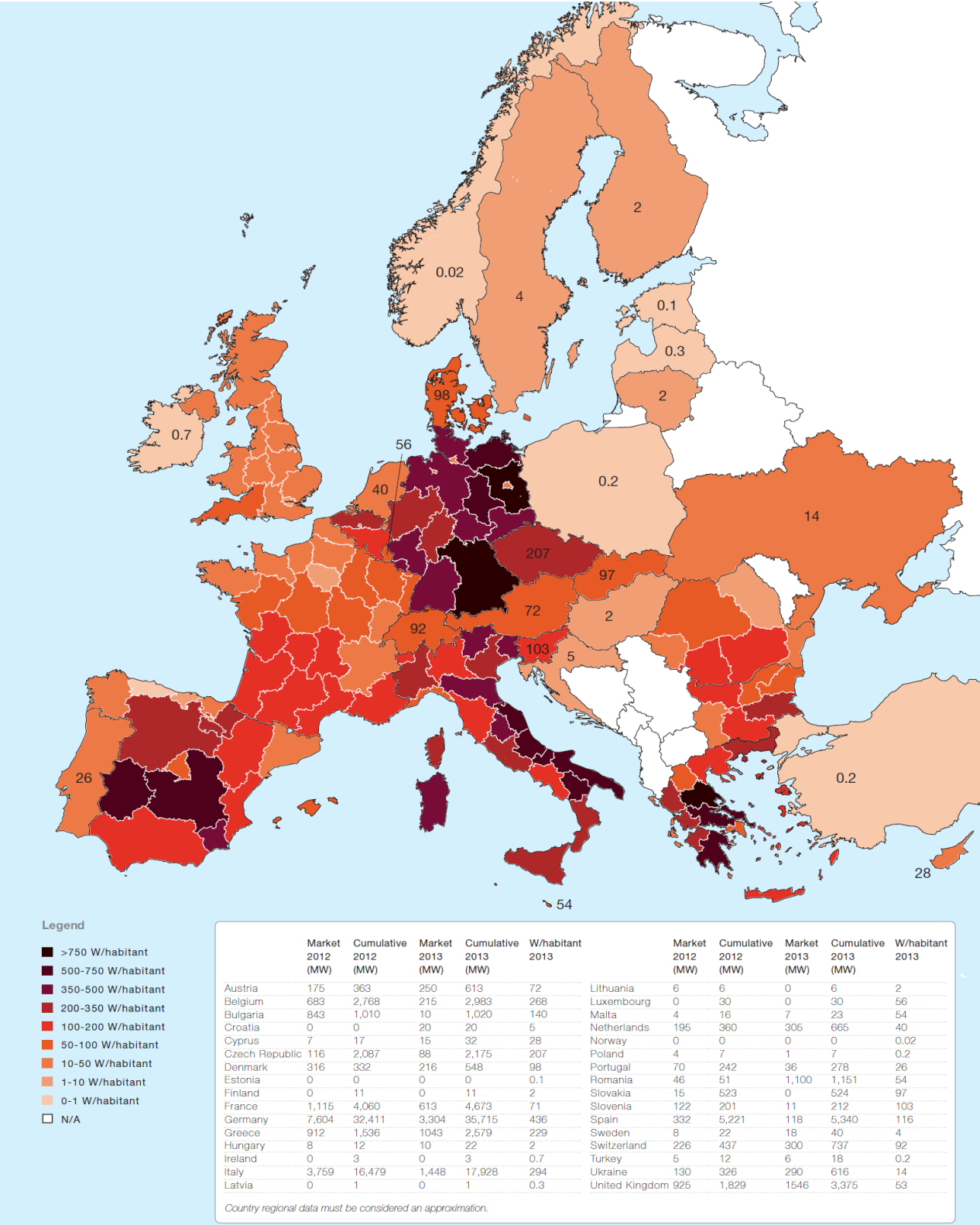


Figura 5.2 Instalación fotovoltaica europea por habitante

## **ANEXO VI: CÁLCULO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS**

## ANEXO 6: CÁLCULO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS

### Cuadro general de mando y protección

#### Fórmulas

Emplearemos las siguientes:

Sistema Trifásico

$$I = P_c / 1,732 \times U \times \cos\phi \times R = \text{amp (A)}$$

$$e = (L \times P_c / k \times U \times n \times S \times R) + (L \times P_c \times X_u \times \sin\phi / 1000 \times U \times n \times R \times \cos\phi) = \text{voltios (V)}$$

Sistema Monofásico:

$$I = P_c / U \times \cos\phi \times R = \text{amp (A)}$$

$$e = (2 \times L \times P_c / k \times U \times n \times S \times R) + (2 \times L \times P_c \times X_u \times \sin\phi / 1000 \times U \times n \times R \times \cos\phi) = \text{voltios (V)}$$

En donde:

$P_c$  = Potencia de Cálculo en Watios.

$L$  = Longitud de Cálculo en metros.

$e$  = Caída de tensión en Voltios.

$K$  = Conductividad.

$I$  = Intensidad en Amperios.

$U$  = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).

$S$  = Sección del conductor en  $\text{mm}^2$ .

$\cos\phi$  = Coseno de  $\phi$ . Factor de potencia.

$R$  = Rendimiento. (Para líneas motor).

$n$  = N° de conductores por fase.

$X_u$  = Reactancia por unidad de longitud en  $\text{m}\Omega/\text{m}$ .

#### Fórmula Conductividad Eléctrica

$$K = 1/\rho$$

$$\rho = \rho_{20} [1 + \alpha (T - 20)]$$

$$T = T_0 + [(T_{\max} - T_0) (I/I_{\max})^2]$$

Siendo,

$K$  = Conductividad del conductor a la temperatura  $T$ .

$\rho$  = Resistividad del conductor a la temperatura  $T$ .

$\rho_{20}$  = Resistividad del conductor a  $20^\circ\text{C}$ .

$$Cu = 0.018$$

$$Al = 0.029$$

$\alpha$  = Coeficiente de temperatura:

$$Cu = 0.00392$$

$$Al = 0.00403$$

$T$  = Temperatura del conductor ( $^\circ\text{C}$ ).

$T_0$  = Temperatura ambiente ( $^\circ\text{C}$ ):

Cables enterrados =  $25^\circ\text{C}$

Cables al aire =  $40^\circ\text{C}$

$T_{\max}$  = Temperatura máxima admisible del conductor ( $^\circ\text{C}$ ):

XLPE, EPR =  $90^\circ\text{C}$

PVC =  $70^\circ\text{C}$

$I$  = Intensidad prevista por el conductor (A).

$I_{\max}$  = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

#### Fórmulas Sobrecargas

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

$I_b$ : intensidad utilizada en el circuito.

$I_z$ : intensidad admisible de la canalización según la norma UNE 20-460/5-523.

$I_n$ : intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables,  $I_n$  es la intensidad de regulación escogida.

$I_2$ : intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. En la práctica  $I_2$  se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos ( $1,45 I_n$  como máximo).

- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles ( $1,6 I_n$ ).

### Fórmulas compensación energía reactiva

$$\cos\theta = P/\sqrt{(P^2 + Q^2)}.$$

$$\tan\theta = Q/P.$$

$$Q_c = P_x(\tan\theta_1 - \tan\theta_2).$$

$$C = Q_c \times 1000 / U^2 \times \omega; \text{ (Monofásico - Trifásico conexión estrella).}$$

$$C = Q_c \times 1000 / 3 \times U^2 \times \omega; \text{ (Trifásico conexión triángulo).}$$

Siendo:

$P$  = Potencia activa instalación (kW).

$Q$  = Potencia reactiva instalación (kVAr).

$Q_c$  = Potencia reactiva a compensar (kVAr).

$\theta_1$  = Angulo de desfase de la instalación sin compensar.

$\theta_2$  = Angulo de desfase que se quiere conseguir.

$U$  = Tensión compuesta (V).

$\omega = 2\pi \times f$ ;  $f = 50$  Hz.

$C$  = Capacidad condensadores (F);  $c \times 1000000 (\mu F)$ .

### DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

Mot. para pienso	3000 W
Ventilador axial	400 W
Bom. agua presión	11000 W
Tomas industriales	9966 W
Fluorescentes 1	1248 W
Bombillas	54 W
Tomas uso general	1840 W
Fluorescentes 2	156 W
TOTAL....	27664 W

- Potencia Instalada Alumbrado (W): 1458

- Potencia Instalada Fuerza (W): 26206

- Potencia Máxima Admisible (W): 30933.52

### Cálculo de la ACOMETIDA

- Tensión de servicio: 400 V.

- Canalización: Enterrados Bajo Tubo (R.Subt)

- Longitud: 5 m;  $\cos \phi$ : 0.95;  $X_u (m\Omega/m)$ : 0;

- Potencia a instalar: 27664 W.

- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47 y ITC-BT-44):  
 $11000 \times 1 + 16664 = 27664 \text{ W. (Coef. de Simult.: 1)}$

$$I = 27664 / 1,732 \times 400 \times 0.95 = 42.03 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $4 \times 16 \text{ mm}^2 \text{ Al}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-Al

I.ad. a  $25^\circ\text{C}$  ( $F_c=0.8$ ) 77.6 A. según ITC-BT-07

Diámetro exterior tubo: 63 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 44.07

$$e(\text{parcial}) = 5 \times 27664 / 31.43 \times 400 \times 16 = 0.69 \text{ V.} = 0.17 \%$$

$$e(\text{total}) = 0.17\% \text{ ADMIS (2\% MAX.)}$$

### Cálculo de la LINEA GENERAL DE ALIMENTACION

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 5 m;  $\cos \phi$ : 0.95;  $X_u(\text{m}\Omega/\text{m})$ : 0;
- Potencia a instalar: 27664 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47 y ITC-BT-44):  
 $11000 \times 1 + 16664 = 27664 \text{ W. (Coef. de Simult.: 1)}$

$$I = 27664 / 1,732 \times 400 \times 0.95 = 42.03 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $4 \times 16 + \text{TT} \times 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE+Pol - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida

-. Desig. UNE: RZ1-K(AS)

I.ad. a  $40^\circ\text{C}$  ( $F_c=1$ ) 73 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 75 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 56.58

$$e(\text{parcial}) = 5 \times 27664 / 48.59 \times 400 \times 16 = 0.44 \text{ V.} = 0.11 \%$$

$$e(\text{total}) = 0.11\% \text{ ADMIS (5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

Fusibles Int. 50 A.

### Cálculo de la DERIVACION INDIVIDUAL

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 10 m;  $\cos \phi$ : 0.95;  $X_u(\text{m}\Omega/\text{m})$ : 0;
- Potencia a instalar: 27664 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47 y ITC-BT-44):  
 $11000 \times 1 + 16664 = 27664 \text{ W. (Coef. de Simult.: 1)}$

$$I = 27664 / 1,732 \times 400 \times 0.95 = 42.03 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $4 \times 10 + \text{TT} \times 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE+Pol - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida

-. Desig. UNE: RZ1-K(AS)

I.ad. a  $40^\circ\text{C}$  ( $F_c=1$ ) 54 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 50 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 70.29

$$e(\text{parcial}) = 10 \times 27664 / 46.41 \times 400 \times 10 = 1.49 \text{ V.} = 0.37 \%$$

$$e(\text{total}) = 0.48\% \text{ ADMIS (5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Tetrapolar Int. 47 A.

#### Cálculo de la Línea: Mot. para pienso

- Tensión de servicio: 230 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 30 m; Cos  $\phi$ : 0.75;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0; R: 1
- Potencia a instalar: 3000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47):  
 $3000 \times 1 = 3000$  W.

$$I = 3000 / 230 \times 0.75 \times 1 = 17.39 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $2 \times 2.5 + TT \times 2.5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a  $40^\circ\text{C}$  ( $F_c=1$ ) 21 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 60.58

$$e(\text{parcial}) = 2 \times 30 \times 3000 / 47.93 \times 230 \times 2.5 \times 1 = 6.53 \text{ V} = 2.84 \%$$

$$e(\text{total}) = 3.32\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 20 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Bipolar Int.: 25 A. Sens. Int.: 300 mA.

#### Cálculo de la Línea: Ventilador axial

- Tensión de servicio: 230 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 50 m; Cos  $\phi$ : 0.95;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0; R: 1
- Potencia a instalar: 400 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47):  
 $400 \times 1 = 400$  W.

$$I = 400 / 230 \times 0.95 \times 1 = 1.83 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $2 \times 2.5 + TT \times 2.5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a  $40^\circ\text{C}$  ( $F_c=1$ ) 21 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 40.23

$$e(\text{parcial}) = 2 \times 50 \times 400 / 51.47 \times 230 \times 2.5 \times 1 = 1.35 \text{ V} = 0.59 \%$$

$$e(\text{total}) = 1.07\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 16 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Bipolar Int.: 25 A. Sens. Int.: 300 mA.

#### Cálculo de la Línea: Bom. agua presion

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 20 m; Cos  $\phi$ : 0.95;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0; R: 1

- Potencia a instalar: 11000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-47):  
 $11000 \times 1 = 11000 \text{ W}$ .

$$I = 11000 / (1,732 \times 400 \times 0.95) = 16.71 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x4+TTx4mm<sup>2</sup>Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a 40°C (Fc=1) 24 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 25 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 54.55

$$e(\text{parcial}) = 20 \times 11000 / (48.93 \times 400 \times 4 \times 1) = 2.81 \text{ V} = 0.7 \%$$

$$e(\text{total}) = 1.19\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Tetrapolar Int. 20 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Tetrapolar Int.: 25 A. Sens. Int.: 300 mA.

#### Cálculo de la Línea: Tomas industriales

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 65 m; Cos  $\phi$ : 1;  $X_u(\text{m}\Omega/\text{m})$ : 0;
- Potencia a instalar: 9966 W.
- Potencia de cálculo: 9966 W.

$$I = 9966 / (1,732 \times 400 \times 1) = 14.39 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x2.5+TTx2.5mm<sup>2</sup>Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a 40°C (Fc=1) 18.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 58.14

$$e(\text{parcial}) = 65 \times 9966 / (48.33 \times 400 \times 2.5) = 13.4 \text{ V} = 3.35 \%$$

$$e(\text{total}) = 3.83\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Tetrapolar Int. 16 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Tetrapolar Int.: 25 A. Sens. Int.: 30 mA.

#### Cálculo de la Línea: Fluorescentes 1

- Tensión de servicio: 230 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 65 m; Cos  $\phi$ : 1;  $X_u(\text{m}\Omega/\text{m})$ : 0;
- Potencia a instalar: 1248 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):  
 $1248 \times 1 = 1248 \text{ W}$ .

$$I = 1248 / 230 = 5.43 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm<sup>2</sup>Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a 40°C (Fc=1) 15 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.



Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 43.93

$e(\text{parcial}) = 2 \times 65 \times 1248 / 50.79 \times 230 \times 1.5 = 9.26 \text{ V} = 4.03 \%$

$e(\text{total}) = 4.51\% \text{ ADMIS (5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Bipolar Int.: 25 A. Sens. Int.: 30 mA.

#### Cálculo de la Línea: Derivacion casa

- Tensión de servicio: 230 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 60 m; Cos  $\phi$ : 1;  $X_u(\text{m}\Omega/\text{m})$ : 0;

- Potencia a instalar: 2050 W.

- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):  
615 W.(Coef. de Simult.: 0.3 )

$I = 615 / 230 \times 1 = 2.67 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares  $2 \times 2.5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a 40°C ( $F_c=1$ ) 23 A. según ITC-BT-19

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 40.41

$e(\text{parcial}) = 2 \times 60 \times 615 / 51.44 \times 230 \times 2.5 = 2.5 \text{ V} = 1.08 \%$

$e(\text{total}) = 1.57\% \text{ ADMIS (5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 16 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Bipolar Int.: 25 A. Sens. Int.: 30 mA.

#### Cálculo de la Línea: Bombillas

- Tensión de servicio: 230 V.

- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra

- Longitud: 90 m; Cos  $\phi$ : 1;  $X_u(\text{m}\Omega/\text{m})$ : 0;

- Potencia a instalar: 54 W.

- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):  
54 W.

$I = 54 / 230 \times 1 = 0.23 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares  $2 \times 1.5 + \text{TT} \times 1.5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a 40°C ( $F_c=1$ ) 15 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 40.01

$e(\text{parcial}) = 2 \times 90 \times 54 / 51.52 \times 230 \times 1.5 = 0.55 \text{ V} = 0.24 \%$

$e(\text{total}) = 1.81\% \text{ ADMIS (5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

#### Cálculo de la Línea: Tomas uso general

- Tensión de servicio: 230 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 90 m; Cos  $\phi$ : 1;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0;
- Potencia a instalar: 1840 W.
- Potencia de cálculo: 1840 W.

$$I=1840/230 \times 1=8 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $2 \times 2.5 + TT \times 2.5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a  $40^\circ\text{C}$  ( $F_c=1$ ) 21 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 44.35

$$e(\text{parcial})=2 \times 90 \times 1840/50.71 \times 230 \times 2.5=11.36 \text{ V}=4.94 \%$$

$$e(\text{total})=6.51\% \text{ NO ADMIS (6.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 16 A.

### Cálculo de la Línea: Fluorescentes 2

- Tensión de servicio: 230 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 95 m; Cos  $\phi$ : 1;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0;
- Potencia a instalar: 156 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):  
 $156 \times 1=156 \text{ W.}$

$$I=156/230 \times 1=0.68 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares  $2 \times 1.5 + TT \times 1.5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, PVC. Desig. UNE: H07V-K

I.ad. a  $40^\circ\text{C}$  ( $F_c=1$ ) 15 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable ( $^\circ\text{C}$ ): 40.06

$$e(\text{parcial})=2 \times 95 \times 156/51.51 \times 230 \times 1.5=1.67 \text{ V}=0.73 \%$$

$$e(\text{total})=2.29\% \text{ ADMIS (5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

**Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:**

### **Cuadro General de Mando y Protección**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Admi. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
ACOMETIDA	27664	5	4x16Al	42.03	77.6	0.17	0.17	63
LINEA GENERAL ALIMENT.	27664	5	4x16+TTx16Cu	42.03	73	0.11	0.11	75
DERIVACION IND.	27664	10	4x10+TTx10Cu	42.03	54	0.37	0.48	50
Mot. para pienso	3000	30	2x2.5+TTx2.5Cu	17.39	21	2.84	3.32	20
Ventilador axial	400	50	2x2.5+TTx2.5Cu	1.83	21	0.59	1.07	20
Bom. agua presión	11000	20	4x4+TTx4Cu	16.71	24	0.7	1.19	25
Tomas industriales	9966	65	4x2.5+TTx2.5Cu	14.39	18.5	3.35	3.83	20
Fluorescentes 1	1248	65	2x1.5+TTx1.5Cu	5.43	15	4.03	4.51	16
DERIVACIÓN CASA	615	60	2x2.5Cu	2.67	23	1.08	1.57	
Bombillas	54	90	2x1.5+TTx1.5Cu	0.23	15	0.24	1.81	16
Tomas uso general	1840	90	2x2.5+TTx2.5Cu	8	21	4.94	6.51	20
Fluorescentes 2	156	95	2x1.5+TTx1.5Cu	0.68	15	0.73	2.29	16

## **ANEXO VII: NORMA TÉCNICA PARTICULAR PARA LA CONEXIÓN A RED SEGUN ERZ ENDESA**

## **ANEXO 7: NORMA TÉCNICA PARTICULAR PARA LA CONEXIÓN A RED SEGUN ERZ ENDESA**

### **TIPOS Y ESQUEMAS DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN BT**

Este apartado tiene por finalidad establecer los distintos tipos de conexión a la red de distribución BT, así como desarrollar los esquemas de conexión según la potencia nominal de la central fotovoltaica y la tipología de los inversores que la constituyen.

Para el resto de prescripciones que no estén contempladas en esta NTP, deberá cumplirse lo establecido en la ITC-BT-40 del REBT.

#### Tipos de conexión a la red de distribución BT

La central fotovoltaica podrá conectarse a la red de distribución BT de la siguiente manera:

- Conexión en emplazamiento de concentración de contadores (centralización de contadores).
- Conexión en Caja General de Protección o Caja de Protección y Medida.

Estas conexiones se realizarán según lo establecido en el Capítulo III: Instalaciones de Enlace de Baja Tensión, de la presente NTP, tanto para los elementos mediante los cuales se realiza propiamente la conexión (CGP, CPM, cables) como para los esquemas eléctricos de la conexión.

En el caso de conexión en centralización de contadores, el titular de la central fotovoltaica deberá disponer de las preceptivas autorizaciones de la Comunidad de Propietarios, asumiendo, además, la responsabilidad derivada de la conexión de la central fotovoltaica a la centralización de contadores

#### Esquemas de conexión a la red de distribución BT

En función de la potencia de la central fotovoltaica y de la topología de los inversores que la constituyen, se desarrollan los siguientes esquemas de conexión:

- Conexión monofásica ( $P \leq 5$  kW) a la red de distribución realizada con uno o más inversores monofásicos, y protecciones integradas en ellos.
- Conexión trifásica a la red ( $P > 5$  kW) realizada con tres o más inversores monofásicos, (de la misma potencia), que forman un sistema equilibrado, y protecciones integradas en ellos.
- Conexión trifásica a la red ( $P > 5$  kW) realizada con uno o más inversores trifásicos.

### **PUNTO DE CONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

La central solar fotovoltaica se conectará directamente a la red de distribución en BT de ERZ ENDESA en el llamado “punto de conexión”, que será determinado por ERZ ENDESA, de acuerdo con el Real Decreto 1663/2000 y con la legislación Autonómica vigente, procurando que sea el más cercano posible al lugar de la ubicación de dicha instalación, si bien deben cumplirse en todo caso las siguientes condiciones:

- La potencia máxima de generación fotovoltaica que puede conectarse en redes de distribución BT 3x400/230 V, en el punto de conexión, es de 100 kVA. En redes de distribución BT 3x220/127 V, no se podrán conectar en un punto de conexión instalaciones

fotovoltaicas de potencia nominal superior a 60 kVA y, en estos casos, toda la instalación deberá estar preparada para un funcionamiento futuro a 3x400/230 V.

- La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a una línea de BT no podrá superar, ni la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en cualquiera de los tramos que van desde el punto de conexión hasta el cuadro de BT del Centro de Transformación, ni la mitad de la capacidad de transformación del transformador al que se conecte la red BT.
- La variación de tensión en el punto de conexión, provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no podrá ser superior al 5%. Además, no deberá provocar, en ningún punto de la red, la superación del límite reglamentario del  $\pm 7\%$ .
- Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica es superior a 5 kW, su conexión a la red de distribución BT será trifásica, bien sea mediante inversores monofásicos de hasta 5 kW a las diferentes fases, (en múltiplos de tres), o directamente mediante uno o más inversores trifásicos.
- La suma de emisión de armónicos provocada por la conexión de todas las instalaciones conectadas en una línea de BT no puede superar los límites establecidos en la normativa UNESA<sup>[7]</sup> y que están reflejadas en el apartado 4.6 de la presente NTP.

## ARMÓNICOS

La instalación fotovoltaica deberá cumplir lo establecido en la norma UNE 21806-1, la norma UNE-EN 61000-3-2, y la norma UNE-EN 61000-3-3.

Los armónicos que pueda producir el inversor estarán dentro de los límites establecidos en la Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas de UNESA de acuerdo con la norma UNE-EN 61000-3-2.

En la Tabla 7.1 se indican los niveles de compatibilidad electromagnética (CEM) para las tasas de los armónicos de tensión.

En la Tabla 7.2 se fijan los límites de emisión de armónicos que deberán cumplir las instalaciones fotovoltaicas. Los mencionados límites de emisión son inferiores a los niveles de compatibilidad electromagnética (CEM) por tener en cuenta las perturbaciones que provienen tanto de los receptores conectados a esa misma red como de otros niveles de tensión.

Armónicos impares no múltiplos de 3		Armónicos impares múltiplos de 3		Armónicos pares	
Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %
5	6	3	5	2	1...2,0
7	5	9	1,5	4	0,5...1,0
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,2				
>25	$0,2+0,5(25/n)$				
Tasa de distorsión armónica total admisible: 8%					

Figura 7.1 Nivel de compatibilidad para las tasas de armónicos de tensión.

Armónicos impares no múltiplos de 3		Armónicos impares múltiplos de 3		Armónicos pares	
Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %
5	5	3	4	2	1,6
7	4	9	1,2	4	1
11	3	15	0,3	6	0,5
13	2,5	21	0,2	8	0,4
17	1,6	>21	0,2	10	0,4
19	1,2			12	0,2
23	1,2			>12	0,2
25	1,2				
>25	$0,2+0,5(25/n)$				
Tasa de distorsión armónica total admisible: 6,5%					

Figura 7.2 Límite de emisión para las tasas de armónicos de tensión.

Previamente a la puesta en servicio de la instalación fotovoltaica, ERZ ENDESA podrá realizar un análisis de la calidad de onda en el punto de conexión, a fin de verificar que se respetan las características de tensión reglamentarias, con el fin de asegurar que la nueva instalación conectada no afecta al resto de clientes de la empresa distribuidora por encima de los límites establecidos.

A fin de realizar las pruebas y un eventual registro de la onda en el punto de conexión, ERZ ENDESA podrá instalar, siempre que lo solicite, un analizador de red. En caso de incumplimiento de los límites anteriormente establecidos, se deberá desconectar la instalación fotovoltaica y realizar las modificaciones oportunas en la misma, con objeto de que se cumplan los reglamentos en vigor y

las normas del GRUPO ENDESA, UNESA, y CE.

Asimismo, el autoproducer deberá entregar, previo a la puesta en servicio de las instalaciones, certificado de cumplimiento de los niveles de emisión de armónicos de la instalación fotovoltaica, de acuerdo con el art.13 RD 1663/2000.

### SISTEMA DE PROTECCIONES: EQUIPOS

El presente apartado tiene por finalidad establecer las características del sistema de protecciones que deberá disponer una central fotovoltaica conectada a la red de distribución BT.

Para el resto de prescripciones que no estén contempladas en esta NTP deberá cumplirse lo establecido en la ITC-BT-40 del REBT y el RD 1663/2000.

Los equipos que constituyen el sistema de protecciones de la central solar fotovoltaica son los siguientes:

- En el punto de conexión con la red de distribución BT, se instalará un Interruptor General de apertura manual, accesible al personal de ERZ ENDESA, que será un Interruptor de Control de Potencia Magnetotérmico (ICPM) con intensidad de cortocircuito superior a la del punto de conexión. El ICPM deberá reunir las siguientes características:

La intensidad nominal del ICPM será la inmediatamente superior que corresponda a la potencia nominal de la central fotovoltaica, de acuerdo a las tablas de potencias asignadas de la NTP-IEBT.

Para conexión monofásica a la red de distribución (centrales fotovoltaicas  $P \leq 5$  kW): ICPM bipolar, dos polos protegidos.

Para conexión trifásica a la red de distribución (centrales fotovoltaicas  $P > 5$  kW): ICPM tetrapolar, tres polos protegidos y neutro de arrastre seccionable.

Los Interruptores de Control de Potencia de intensidad nominal asignada superior a 63 A serán siempre tetrapolares para suministros trifásicos, tres polos protegidos y neutro de arrastre seccionable, pudiendo ser fijos o regulables.

El sistema de regulación será precintable.

Los Interruptores de Control de Potencia de intensidad asignada superior a 63 A cumplirán lo indicado en la Norma UNE-EN 60947-2.

El ICPM se colocará en una caja independiente de dimensiones adecuadas para el buen conexionado de los conductores y deberá ser precintable. Dicha caja se podrá ubicar en el mismo cuadro donde se coloquen los dispositivos generales de mando y protección, se ajustarán a las normas UNE 20451 y UNE 60439.

- En la interconexión de la instalación fotovoltaica con la red de distribución BT se instalará un Interruptor Automático Diferencial de 300 mA.
- Un Interruptor Automático de Interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con su

relé de enclavamiento. Este interruptor dispondrá de los relés de protección siguientes:

- a) Protección de mínima tensión, uno por fase, ajustados a  $0,85 \cdot U_m$  que actuarán en un tiempo inferior a 0,5 segundos.
- b) Protección de máxima tensión, entre una fase y neutro, ajustado a  $1,1 \cdot U_m$  que actuará en un tiempo inferior a 0,5 segundos.
- c) Protección de máxima y mínima frecuencia (81M-81m), entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea superior a 51 Hz, o inferior a 49 Hz durante más de 5 periodos.

Estas protecciones podrán estar integradas en los inversores en los casos siguientes:

- Centrales con conexión monofásica a la red de distribución formada por uno o más inversores monofásicos.
- Centrales con conexión trifásica a la red de distribución formada por uno o más inversores trifásicos (Esquema 2 del apartado 5 del Anexo).
- Centrales con conexión trifásica a la red de distribución formada por tres (o múltiplos de tres) inversores monofásicos formando un sistema equilibrado, si de estos inversores se puede obtener una señal de control que actúe sobre un único interruptor trifásico común a la central, en caso de que haya alguna falta por las protecciones anteriores (27, 59, 81M-81m) integradas en uno de los inversores que constituyen la central

Si las protecciones de máxima y mínima tensión, y de máxima y mínima frecuencia que se utilizan están integradas en el equipo inversor y no son precintables por ERZ ENDESA, o en caso de que sus funciones de protección sean realizadas por un programa informático de control de operaciones, los precintos serán sustituidos por certificaciones originales del fabricante inversor, en los términos exigidos por la reglamentación vigente, que identifiquen suficientemente el cumplimiento de los valores de ajusten el equipo instalado. Este certificado deberá ser presentado a ERZ ENDESA antes de la puesta en servicio de la central.

En estos casos, el Interruptor Automático de Interconexión podrá sustituirse por un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro en la red.

Previamente a la puesta en servicio de la central fotovoltaica, el autoprodutor deberá entregar a ERZ ENDESA certificado original de que, en la operación de sincronización, las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no son superiores a las siguientes:

- Diferencia de tensiones:  $\pm 8 \%$
- Diferencia de frecuencia:  $\pm 0,1 \text{ Hz}$
- Diferencia de fase:  $\pm 10^\circ$

## PUESTA A TIERRA Y SEPARACIÓN GALVÁNICA

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas será independiente de la del neutro de la red de distribución BT de ERZ ENDESA.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la red de ERZ ENDESA y también independiente de otras masas de la instalación.



La instalación debe disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de ERZ ENDESA y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de seguridad o por cualquier otro medio sancionado por la práctica.

## ELEMENTOS DE MEDIDA

### Generalidades

Los elementos para la medida de la energía producida y consumida por la instalación fotovoltaica estarán ubicados en el denominado “módulo de medida”.

Todos los consumos eléctricos asociados a la instalación fotovoltaica y su explotación directa serán registrados por el equipo de medida de la central. En caso de que existan otros consumos eléctricos, en el mismo emplazamiento de la instalación fotovoltaica, pero que sean ajenos a la misma, éstos se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de la instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida.

### Formas de colocación

El módulo de medida de la central fotovoltaica se instalará a la salida de la misma, lo más cerca posible de la acometida y con acceso directo para ERZ ENDESA. Se encontrará debidamente identificado y no estará dotado de fusibles.

El módulo de medida será de tipo armario para su instalación en intemperie o de doble aislamiento para su instalación en interior.

En el caso de que la conexión de la central fotovoltaica se realice en centralización de contadores, el módulo de medida se ubicará en el local destinado a tal efecto.

### Equipos

El contador de energía tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos (energía vertida a la red y consumida de la red). Opcionalmente, también podrán conectarse en el propio módulo de medida dos contadores en serie, uno en cada sentido.

En el caso de la instalación con 2 contadores, éstos deberán estar debidamente identificados de manera indeleble y marcados con adhesivos, con las leyendas que se exponen a continuación. Los rótulos deberán verse a través de la mirilla de la envolvente. Las inscripciones serán las siguientes:

- Contador que mide la energía que sale de la instalación fotovoltaica: “Salida”.
- Contador que mide la energía que consume la instalación fotovoltaica: “Entrada”.

El equipo de medida de la instalación fotovoltaica, que se define en correspondencia con los tipos de esquemas del apartado 4.4.2.- Esquemas de conexión a la red de distribución BT del presente capítulo, estará compuesto por los elementos siguientes:

a) Conexión monofásica; Potencia nominal:  $P_n \leq 5 \text{ kW}$ :

- 2 Contadores de activa direccionales monofásicos de clase 2 ó mejor (medida de entrada y salida).
- Envolvente, que cumplirá con el apartado 3.8 Contadores: Ubicación y sistemas de instalación de esta NTP, permitiendo instalar el interruptor general manual.

b) Conexión trifásica; Potencia nominal:  $5 \text{ kW} < P_n \leq 55,42 \text{ kW}$  o trifásico  $\leq 5 \text{ kW}$ :

- 1 Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 ó mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.
- Envolvente, que cumplirá con el apartado 3.8 Contadores: Ubicación y sistemas de instalación de esta NTP, permitiendo instalar el interruptor general manual.

c) Conexión trifásica; Potencia nominal:  $55,42 \text{ kW} < P_n \leq 100 \text{ kW}$ :

- El equipo de medida y su envolvente cumplirán con el apartado 3.8.- Contadores: Ubicación y Sistemas de Instalación, de la presente NTP.
- El interruptor general manual se alojará en un módulo independiente cumpliendo con el apartado de Dispositivos Generales e Individuales de Mando y Protección, Interruptor de Control de Potencia, de la presente NTP.
- El equipo de medida y el interruptor general manual se ubicarán de forma que siempre se garantice el libre y permanente acceso a la compañía distribuidora.

En cualquiera de los casos anteriores, las características del equipo de medida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica (suma de la potencia de los inversores que intervienen en todas las fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento) se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del equipo de medida, que será del 150%.

En caso de que el contrato de compra – venta de energía entre el promotor de la instalación fotovoltaica y ERZ ENDESA incluya el complemento de reactiva, se instalará un equipo de medida con módem y curva cuarto horaria.

El módulo de medida deberá ir precintado por ERZ ENDESA

## **ANEXO VIII:REQUISITOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA EN SISTEMAS AISLADOS**

## ANEXO 8: REQUISITOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA EN SISTEMAS AISLADOS

En el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE<sup>[4]</sup> (PCT-IDAE) se indican las características de este tipo de sistemas y de los elementos que los componen. Así las instalaciones deben cumplir:

- Con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a  $50 V_{RMS}$  o  $120 V_{CC}$ . Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- Los materiales situados a la intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.
- Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, que podrán ser certificadas por el fabricante.

### Generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV. Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado. En el Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE se indica lo siguiente respecto a los módulos instalados en sistemas aislados:

- El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
- Los módulos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.
- Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

- Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del generador.

### Acumuladores de plomo-ácido

Según el PCT-IDAE los equipos específicos incluidos en una instalación aislada deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permite el uso de baterías de arranque.
- La capacidad nominal del acumulador (en Ah) no debe exceder en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en STC del generador fotovoltaico para asegurar una adecuada recarga de las baterías. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- La máxima profundidad de descarga del acumulador (referida a la capacidad nominal del acumulador) no debe exceder el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.
- Las baterías con electrolito gelificado deben protegerse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, especialmente frente a sobrecargas.
- La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- La autodescarga del acumulador a 20°C no debe exceder el 6% de su capacidad nominal por mes.
- La vida del acumulador debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.
- El acumulador se debe instalar siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, debe asegurarse que el acumulador se sitúa en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se debe adoptar las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes. Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:
  - Tensión nominal (V)
  - Polaridad de los terminales
  - Capacidad nominal (Ah)
  - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

### Reguladores de carga

Según el PCT-IDAE los equipos específicos incluidos en una instalación aislada deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Las baterías se deben proteger contra sobrecargas y sobredescargas. En general, el regulador de carga es el encargado de estas protecciones, aunque dichas funciones podrán incorporarse

en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

- Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deben cumplir los siguientes requisitos:
  - La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador debe elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida. La precisión en tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
  - La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
  - La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de  $-4 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$  a  $-5 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$  por vaso, y estar en el intervalo de  $\pm 1 \%$  del valor especificado.
  - Se permiten sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.
- Se permite el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, debe asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.
- Los reguladores de carga deben estar protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- El regulador de carga se debe seleccionar para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:
  - Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en STC.
  - Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.
- El regulador de carga debe estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las STC y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debe asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.
- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador deben ser inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador.
- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo deben ser inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.
- Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.
- Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga deben ser distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.
- El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:
  - Tensión nominal (V)
  - Corriente máxima (A)

- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

### Inversores

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija, es decir, valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos. Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

- Los inversores deben ser de onda senoidal pura. Se permite el uso de inversores de onda no senoidal si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- Los inversores se conectan a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se debe asegurar la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones pueden estar incorporadas en el propio inversor o realizarse con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:  
 $V_{\text{NOM}} \pm 5\%$ , siendo  $V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}}$  o  $230 V_{\text{RMS}}$   
 $50 \text{ Hz} \pm 2\%$
- El inversor debe ser capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- Los inversores deben estar protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
  - Desconexión del acumulador.
  - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
  - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada debe ser menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).
- El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
<b>Onda senoidal<sup>3</sup></b>	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
<b>Onda no senoidal</b>		> 90 %	> 85 %

*Figura 8.1 Límites de rendimiento en inversores*

- Los inversores deben estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:
  - Potencia nominal (VA)
  - Tensión nominal de entrada (V)
  - Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
  - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
  - Polaridad y terminales

### Cableado

- Todo el cableado debe cumplir con lo establecido en la legislación vigente.
- Para cualquier condición de trabajo, los conductores deben tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.
- La longitud de cables debe ser la necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se debe conducir separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.
- Los cables de exterior deben estar protegidos contra la intemperie.

### Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios deben contar con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones debe asegurar la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación debe estar protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones, prestando especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.



## **ANEXO IX: INFORMES PVSYST**

## 1 ESCENÁRIO 2: SISTEMA TOTALMENTE AISLADO

PVSYST V6.34					31/03/15	Página 1/4																		
<b>Sistema Aislado: Parámetros de la simulación</b>																								
<b>Proyecto : Proyecto Aislado at CRETAS GRANJA</b>																								
<b>Lugar geográfico</b>		<b>CRETAS GRANJA</b>		<b>País</b>	<b>España</b>																			
<b>Ubicación</b>		Latitud	40.9°N	Longitud	0.2°E																			
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	534 m																			
		Albedo	0.20																					
<b>Datos climatológicos:</b>		<b>CRETAS GRANJA</b> Síntesis - PVGIS_SAF 1998-2011																						
<b>Variante de simulación : Variante de simulacion Granja AISLADO</b>																								
		Fecha de simulación	31/03/15 10h55																					
<b>Parámetros de la simulación</b>																								
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación	34°	Acimut	13°																			
<b>Modelos empleados</b>		Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm																			
<b>Características generador FV</b>																								
<b>Módulo FV</b>		Si-poly	Modelo	<b>Sunmodule Plus SW 250 poly</b>																				
			Fabricante	SolarWorld																				
Número de módulos FV		En serie	5 módulos	En paralelo	18 cadenas																			
N° total de módulos FV		N° módulos	90	Pnom unitaria	250 Wp																			
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>22.50 kWp</b>	En cond. funciona.	20.12 kWp (50°C)																			
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	135 V	I mpp	149 A																			
Superficie total		Superficie módulos	<b>151 m²</b>																					
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>																								
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s																			
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	15 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC																			
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.5 %																			
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP																			
Efecto de incidencia, perfil definido por		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>82°</td> <td>88°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.97</td> <td>0.94</td> <td>0.89</td> <td>0.77</td> <td>0.62</td> <td>0.00</td> </tr> </table>					0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°	1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00
0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°																
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00																
<b>Parámetro del Sistema</b>		<b>Tipo de sistema Sistema Aislado</b>																						
<b>Batería</b>		<b>Modelo Rolls 550</b>																						
		<b>Fabricante Rolls</b>																						
Características del banco de baterías		Tensión	96 V	Capacidad Nominal	6050 Ah																			
		N° de unidades	2 en serie x 11 en paralelo																					
		Temperatura	Fijo (20°C)																					
<b>Regulador</b>		<b>Modelo Generic Default with MPPT converter</b>																						
		Tecnología	MPPT converter																					
Convertidor		Eficiencias Máx. y EURO	97.0/95.0 %																					
Umbral de Regulación Baterías		Carga	18.0/17.4 V	Descarga	15.7/16.8 V																			
Comando de Generador Auxiliar		15.8/17.2 V																						
<b>Necesidades de los usuarios</b>		:Cons. domésticos diarios media		Especificaciones mensuales 61 kWh/Día																				

PVSYST V6.34

31/03/15

Página 2/4

## Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

**Proyecto :** Proyecto Aislado at CRETAS GRANJA**Variante de simulación :** Variante de simulacion Granja AISLADO

<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Aislado</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	13°
Generador FV	N° de módulos	90	Pnom total	<b>22.50 kWp</b>
Batería	Modelo	Rolls 550	Tecnología	errada, placas
banco de baterías	N° de unidades	22	Tensión/Capacidad	<b>96 V / 6050 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Especificaciones mensuales	global	22.10 MWh/año

**Cons. domésticos diarios, Especificaciones mensuales, media = 61 kWh/día****Enero y Febrero**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día
Energía total diaria				59875 Wh/día				59875 Wh/día

**Marzo y Abril**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día
Energía total diaria				59875 Wh/día				59875 Wh/día

**Mayo y Junio**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	4060 W total	10 h/día	40600 Wh/día	1	4060 W total	10 h/día	40600 Wh/día
Energía total diaria				61475 Wh/día				61475 Wh/día

**Julio y Agosto**

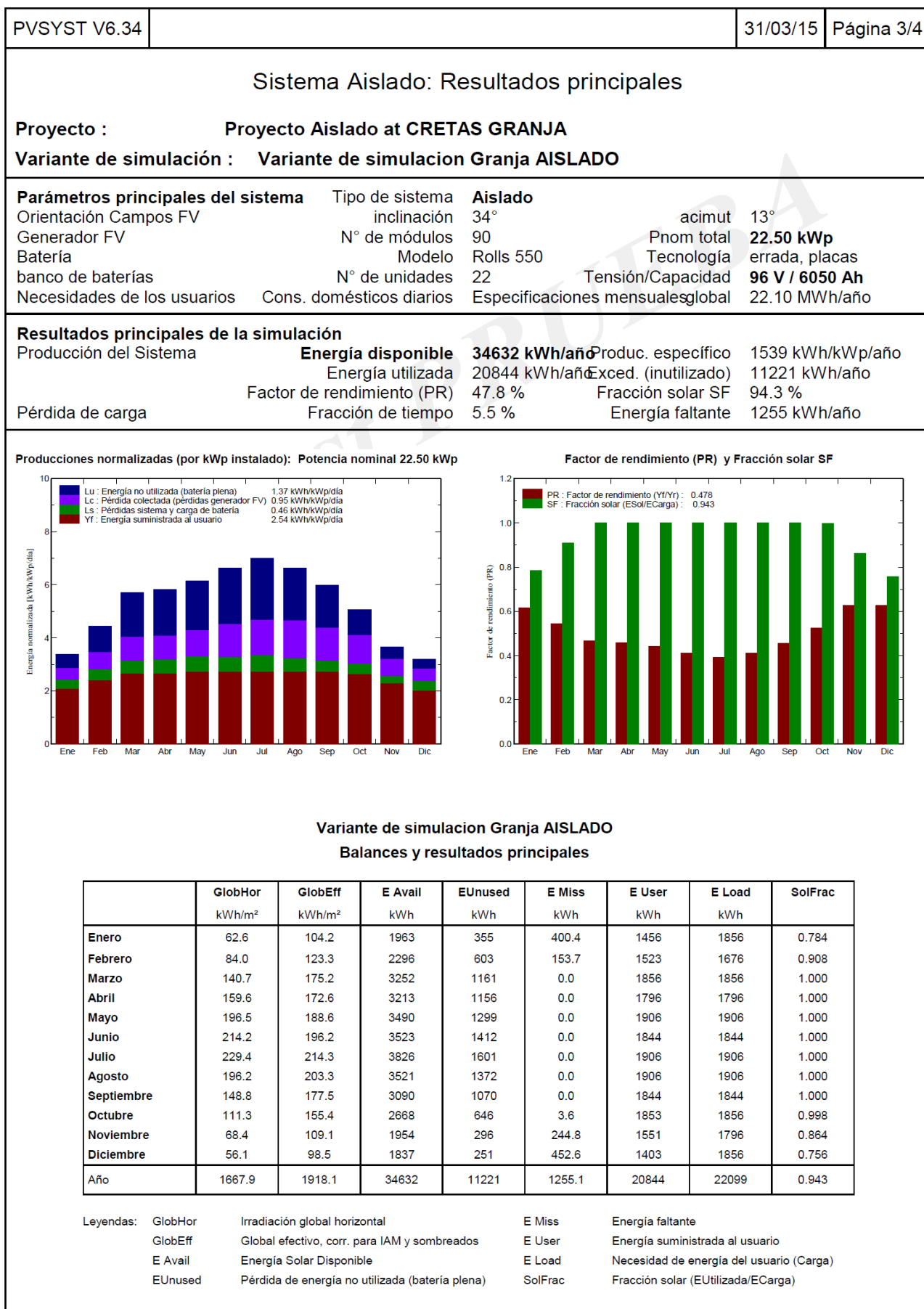
	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	4060 W total	10 h/día	40600 Wh/día	1	4060 W total	10 h/día	40600 Wh/día
Energía total diaria				61475 Wh/día				61475 Wh/día

**Septiembre y Octubre**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	4060 W total	10 h/día	40600 Wh/día	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día
Energía total diaria				61475 Wh/día				59875 Wh/día

**Noviembre y Diciembre**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día	1	3900 W total	10 h/día	39000 Wh/día
Energía total diaria				59875 Wh/día				59875 Wh/día





PVSYST V6.34

31/03/15

Página 4/4

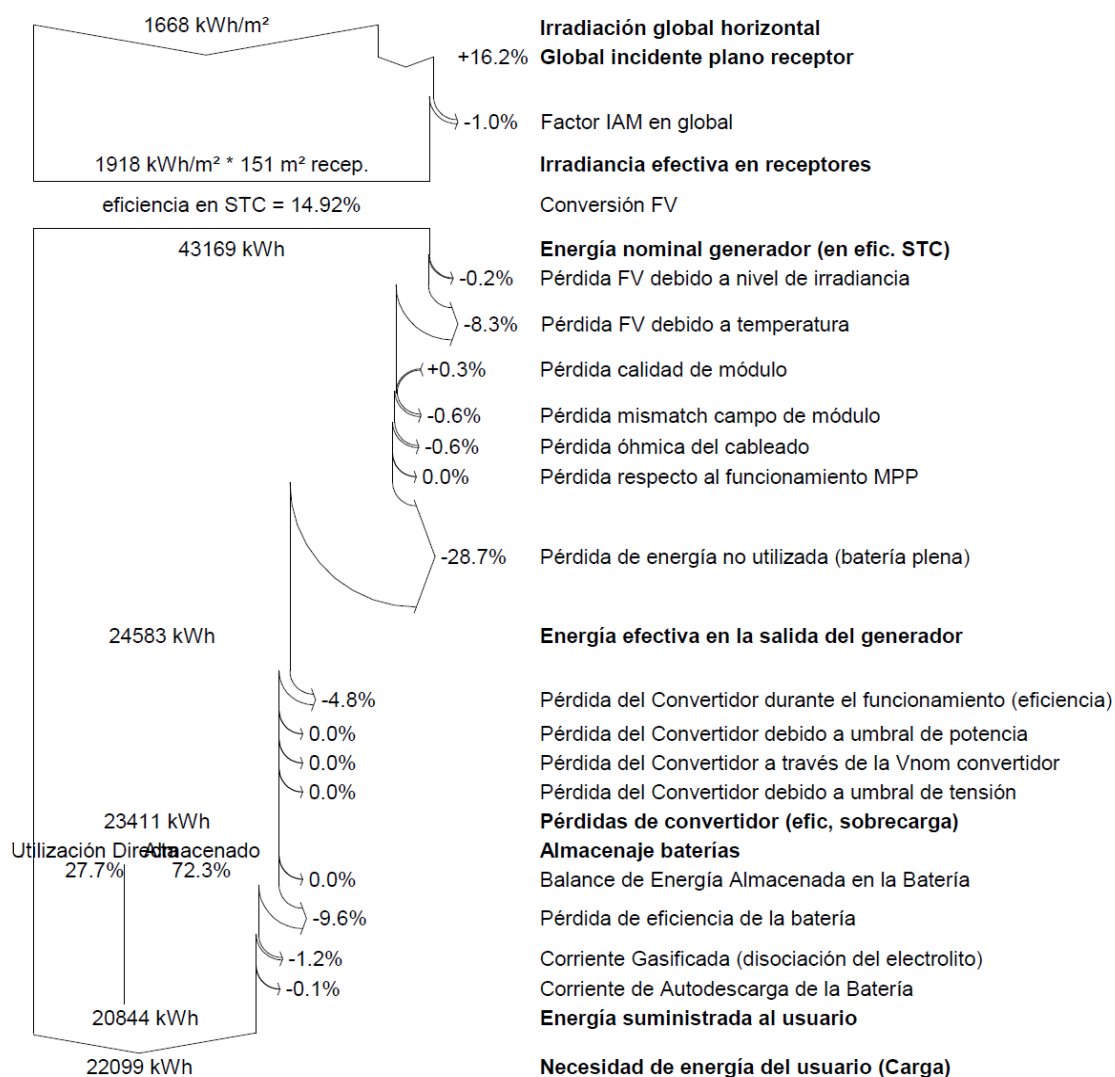
## Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado at CRETAS GRANJA

Variante de simulación : Variante de simulacion Granja AISLADO

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	13°
Generador FV	N° de módulos	90	Pnom total	22.50 kWp
Batería	Modelo	Rolls 550	Tecnología	errada, placas
banco de baterías	N° de unidades	22	Tensión/Capacidad	96 V / 6050 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Especificaciones mensuales	global	22.10 MWh/año

## Diagrama de pérdida durante todo el año



## 2 ESCENÁRIO 3: SISTEMA PARCIALMENTE AISLADO



PVSYST V6.34

31/03/15

Página 1/4

## Sistema Aislado: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** Proyecto Parcialmente Aislado at CRETAS GRANJA**Lugar geográfico** CRETAS GRANJA País España**Ubicación** Latitud 40.9°N Longitud 0.2°E

Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT+1 Altitud 534 m

Albedo 0.20

**Datos climatológicos:** CRETAS GRANJA Síntesis - PVGIS\_SAF 1998-2011**Variante de simulación :** Variante de simulacion Granja AISLADO

Fecha de simulación 31/03/15 11h08

**Parámetros de la simulación****Orientación Plano Receptor** Inclinación 34° Acimut 13°**Modelos empleados** Transposición Perez Difuso Erbs, Meteonorm**Características generador FV****Módulo FV** Si-poly Modelo Sunmodule Plus SW 250 poly

Fabricante SolarWorld

Número de módulos FV En serie 5 módulos En paralelo 8 cadenas

N° total de módulos FV N° módulos 40 Pnom unitaria 250 Wp

Potencia global generador Nominal (STC) 10.00 kWp En cond. funciona. 8.94 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 135 V I mpp 66 A

Superficie total Superficie módulos 67.1 m²

**Factores de pérdida Generador FV**Factor de pérdidas térmicas U<sub>c</sub> (const) 20.0 W/m²K U<sub>v</sub> (viento) 0.0 W/m²K / m/s

Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 34 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC

Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.5 %

Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP

Efecto de incidencia, perfil definido por

0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00

**Parámetro del Sistema**

Tipo de sistema Sistema Aislado

**Batería** Modelo Rolls 550

Fabricante Rolls

Características del banco de baterías Tensión 96 V Capacidad Nominal 2750 Ah

N° de unidades 2 en serie x 5 en paralelo

Temperatura Fijo (20°C)

**Regulador** Modelo Generic Default with MPPT converter

Tecnología MPPT converter Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.

Convertidor Eficiencias Máx. y EURO 97.0/95.0 %

Umbral de Regulación Baterías Carga 18.0/17.4 V Descarga 15.7/16.8 V

Comando de Generador Auxiliar 15.8/17.2 V

**Necesidades de los usuarios :** Cons. domésticos diarios Especificaciones mensuales

media 27.7 kWh/Día

PVSYST V6.34

31/03/15

Página 2/4

## Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

**Proyecto :** Proyecto Parcialmente Aislado at CRETAS GRANJA**Variante de simulación :** Variante de simulacion Granja AISLADO

<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Aislado</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	13°
Generador FV	N° de módulos	40	Pnom total	<b>10.00 kWp</b>
Batería	Modelo	Rolls 550	Tecnología	errada, placas
banco de baterías	N° de unidades	10	Tensión/Capacidad	<b>96 V / 2750 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Especificaciones mensuales	global	10.12 MWh/año

**Cons. domésticos diarios, Especificaciones mensuales, media = 27.7 kWh/día****Enero y Febrero**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día
<b>Energía total diaria</b>				<b>26875 Wh/día</b>				<b>26875 Wh/día</b>

**Marzo y Abril**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día
<b>Energía total diaria</b>				<b>26875 Wh/día</b>				<b>26875 Wh/día</b>

**Mayo y Junio**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	800 W total	10 h/día	8000 Wh/día	1	800 W total	10 h/día	8000 Wh/día
<b>Energía total diaria</b>				<b>28875 Wh/día</b>				<b>28875 Wh/día</b>

**Julio y Agosto**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	800 W total	10 h/día	8000 Wh/día	1	800 W total	10 h/día	8000 Wh/día
<b>Energía total diaria</b>				<b>28875 Wh/día</b>				<b>28875 Wh/día</b>

**Septiembre y Octubre**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	800 W total	10 h/día	8000 Wh/día	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día
<b>Energía total diaria</b>				<b>28875 Wh/día</b>				<b>26875 Wh/día</b>

**Noviembre y Diciembre**

	Número	Potencia	Utilización	Energía	Número	Potencia	Utiliz.	Energía
Lámparas fluorescentes	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día	54	52 W/lámpara	1 h/día	1685 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día	10	368 W/art.	3 h/día	9200 Wh/día
Electrodomésticos	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día	9	148 W/art.	8 h/día	9990 Wh/día
Otras utilizaciones	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día	1	600 W total	10 h/día	6000 Wh/día
<b>Energía total diaria</b>				<b>26875 Wh/día</b>				<b>26875 Wh/día</b>

## Sistema Aislado: Resultados principales

**Proyecto :** Proyecto Parcialmente Aislado at CRETAS GRANJA

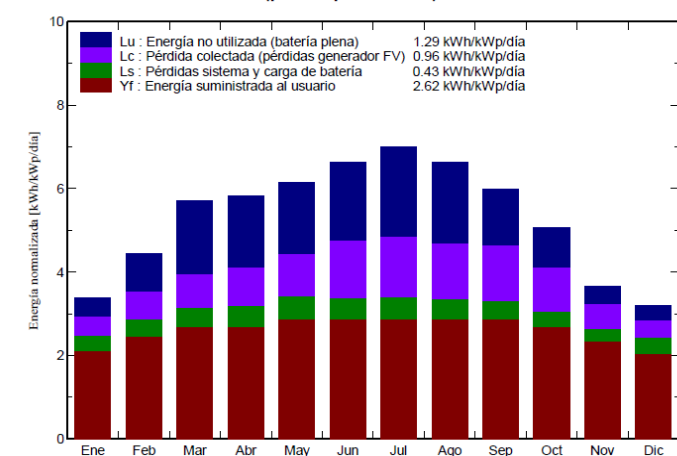
**Variante de simulación :** Variante de simulacion Granja AISLADO

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV		inclinación	34°	acimut 13°
Generador FV		N° de módulos	40	Pnom total <b>10.00 kWp</b>
Batería		Modelo	Rolls 550	Tecnología errada, placas
banco de baterías		N° de unidades	10	Tensión/Capacidad <b>96 V / 2750 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Especificaciones mensuales	global	10.12 MWh/año

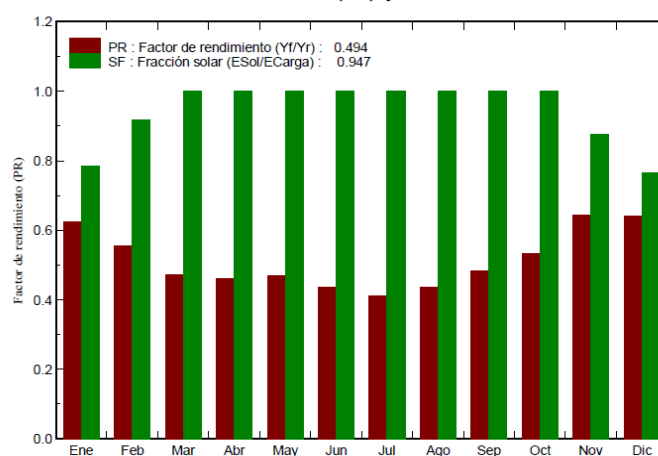
### Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	<b>Energía disponible</b>	<b>15345 kWh/año</b>	Produc. específico	1535 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	9579 kWh/año	Exced. (inutilizado)	4716 kWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	49.4 %	Fracción solar SF	94.7 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	5.3 %	Energía faltante	536 kWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 10.00 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



### Variante de simulacion Granja AISLADO

#### Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Enero	62.6	104.2	865	136.5	177.9	655.2	833.1	0.786
Febrero	84.0	123.3	1018	253.0	62.1	690.4	752.5	0.918
Marzo	140.7	175.2	1475	543.6	0.0	833.1	833.1	1.000
Abril	159.6	172.6	1421	508.4	0.0	806.2	806.2	1.000
Mayo	196.5	188.6	1537	531.5	0.0	895.1	895.1	1.000
Junio	214.2	196.2	1523	561.3	0.0	866.2	866.2	1.000
Julio	229.4	214.3	1673	665.7	0.0	895.1	895.1	1.000
Agosto	196.2	203.3	1590	599.5	0.0	895.1	895.1	1.000
Septiembre	148.8	177.5	1347	398.7	0.0	866.2	866.2	1.000
Octubre	111.3	155.4	1194	288.0	0.0	833.1	833.1	1.000
Noviembre	68.4	109.1	880	124.3	99.8	706.4	806.2	0.876
Diciembre	56.1	98.5	823	105.5	196.6	636.5	833.1	0.764
Año	1667.9	1918.1	15345	4716.1	536.5	9578.8	10115.3	0.947

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

PVSYST V6.34

31/03/15

Página 4/4

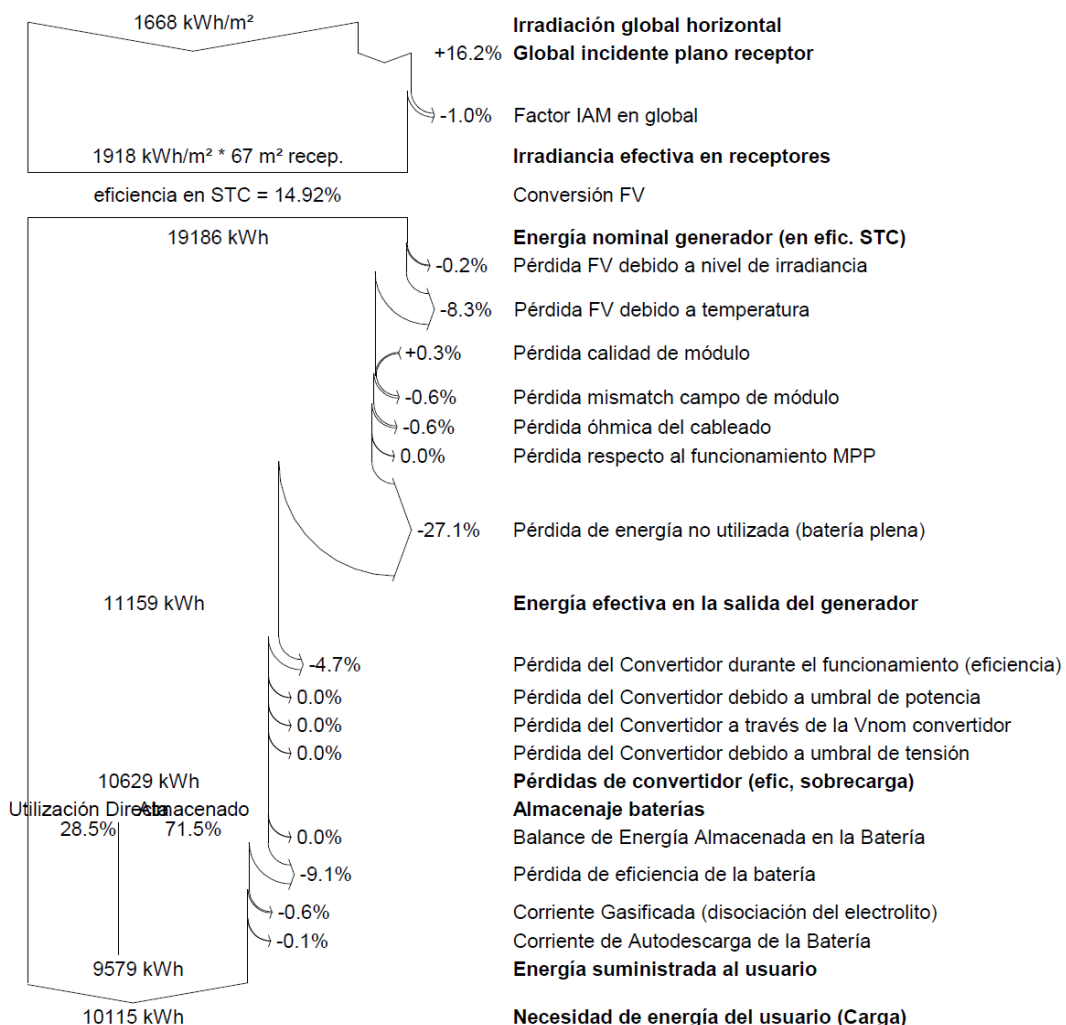
## Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Parcialmente Aislado at CRETAS GRANJA

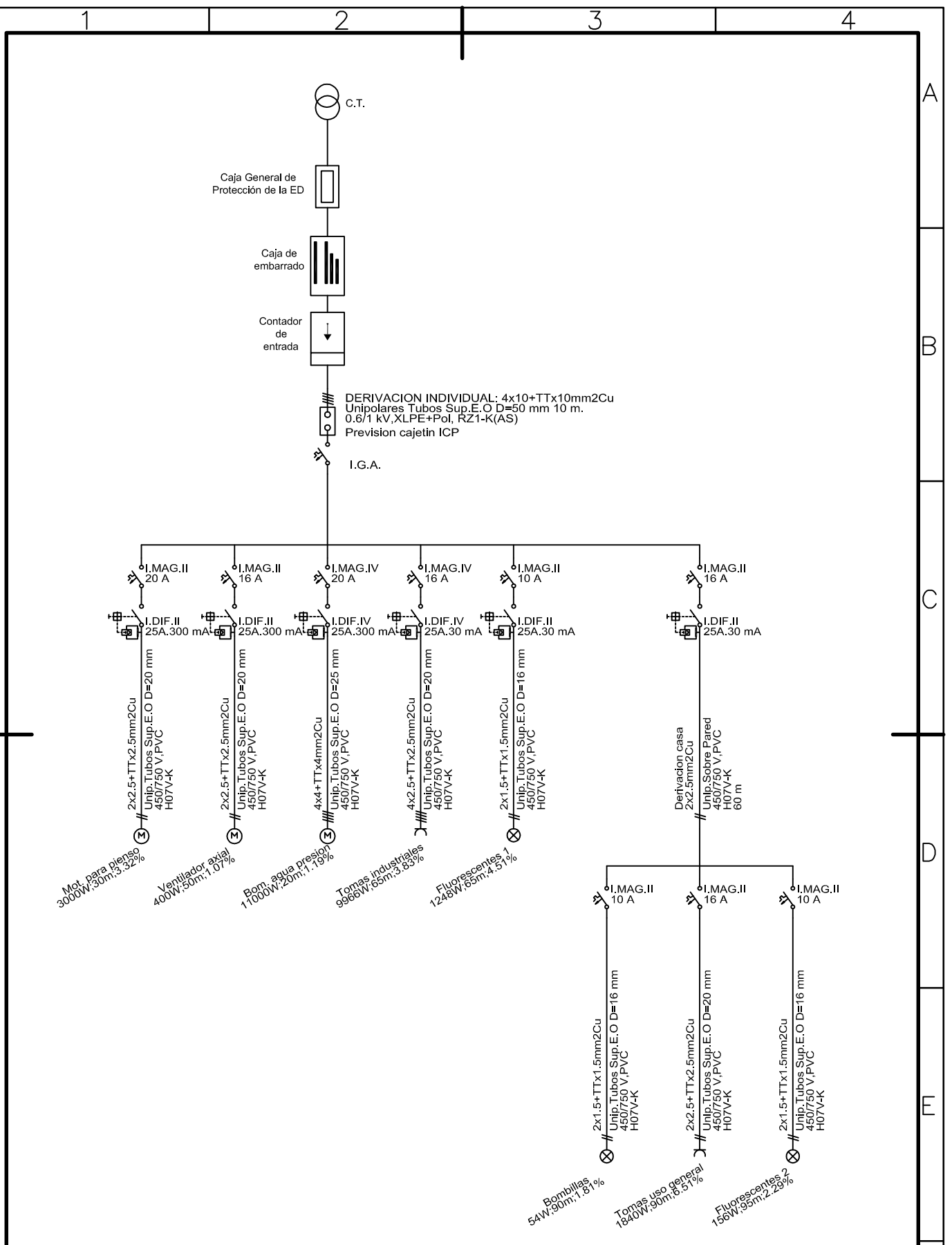
Variante de simulación : Variante de simulacion Granja AISLADO


Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	13°
Generador FV	N° de módulos	40	Pnom total	10.00 kWp
Batería	Modelo	Rolls 550	Tecnología	errada, placas
banco de baterías	N° de unidades	10	Tensión/Capacidad	96 V / 2750 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Especificaciones mensuales	global	10.12 MWh/año

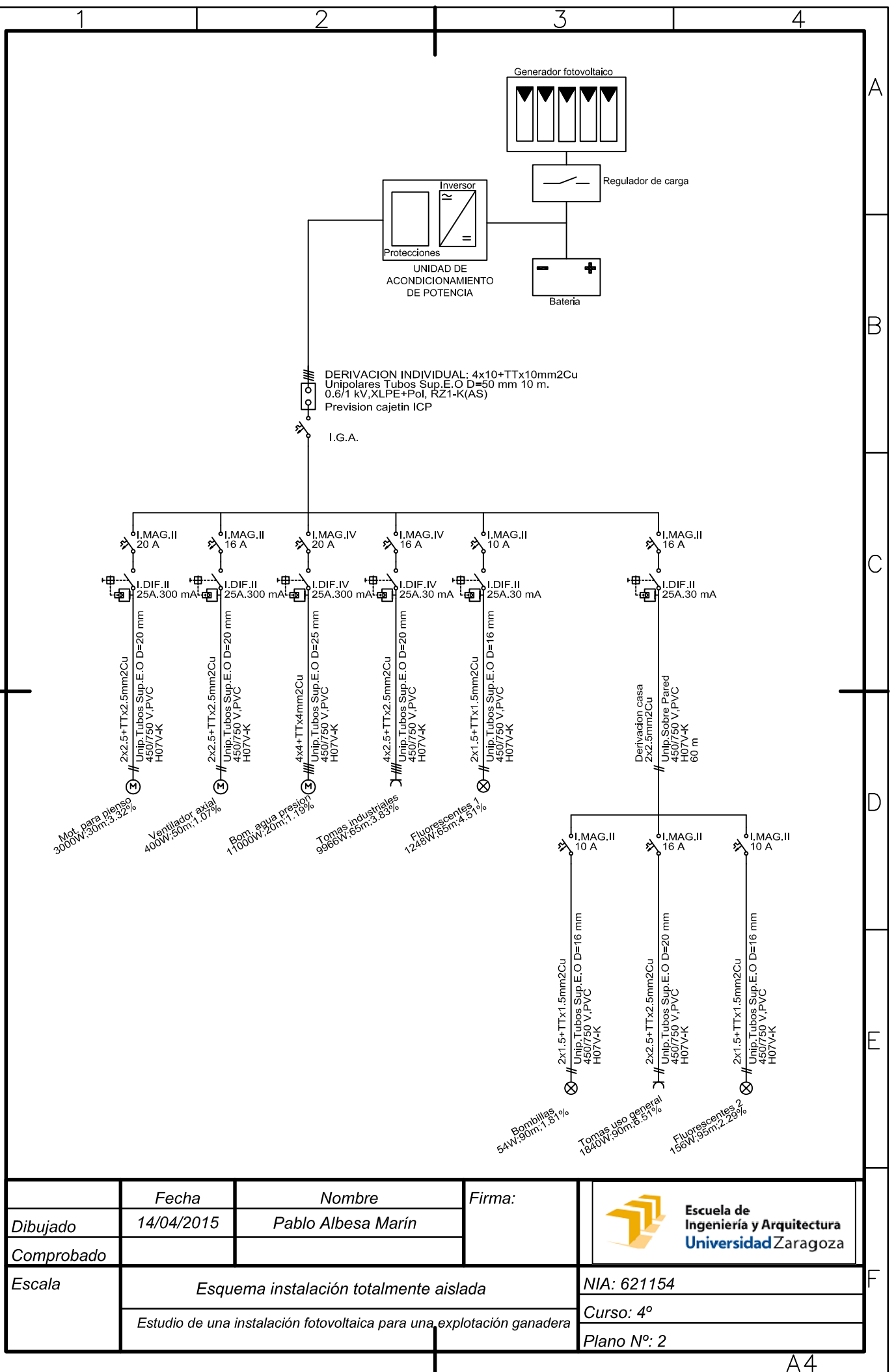
## Diagrama de pérdida durante todo el año



**ANEXO X:PLANOS**



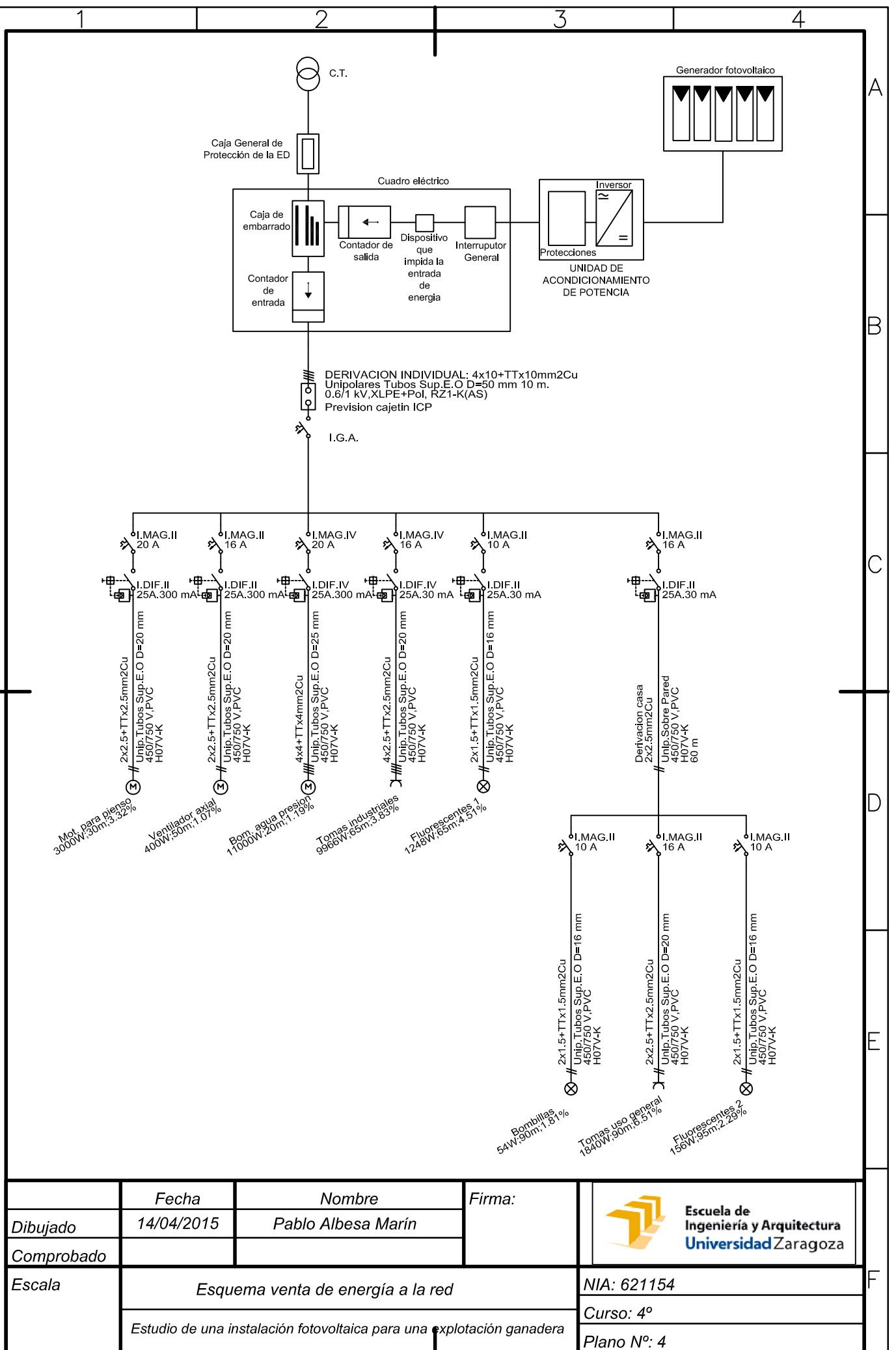
	Fecha	Nombre	Firma:	 <b>Escuela de Ingeniería y Arquitectura</b> <b>Universidad Zaragoza</b>
Dibujado	14/04/2015	Pablo Albesa Marín		
Comprobado				
Esca	Esquema conexión a red convencional			NIA: 621154
	Estudio de una instalación fotovoltaica para una explotación ganadera			Curso: 4º
				Plano N°: 1




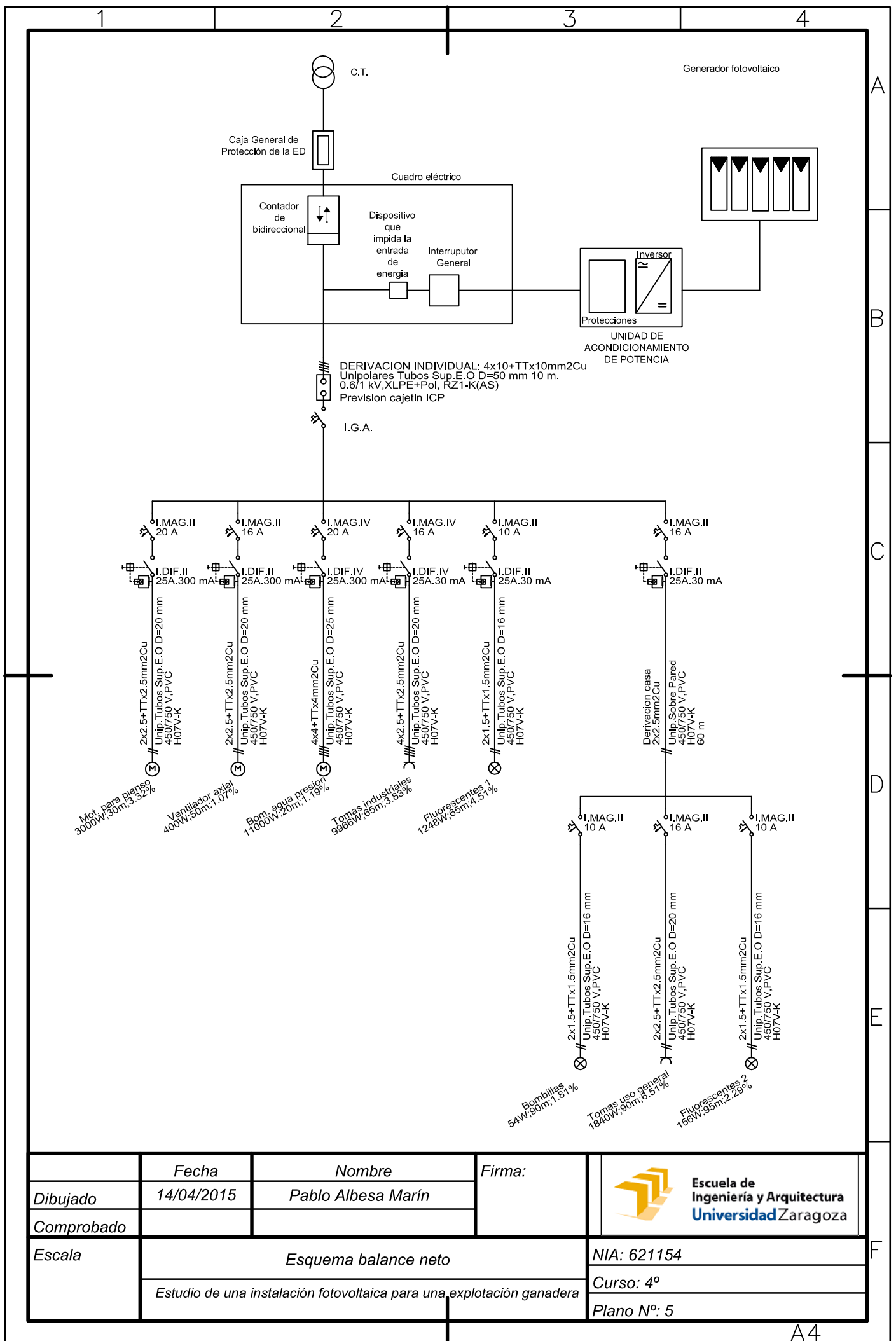




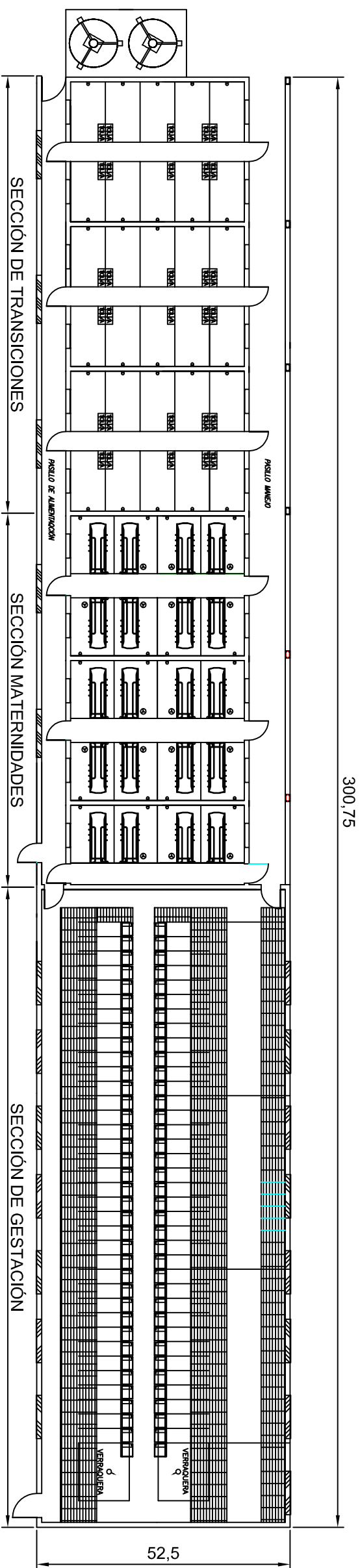




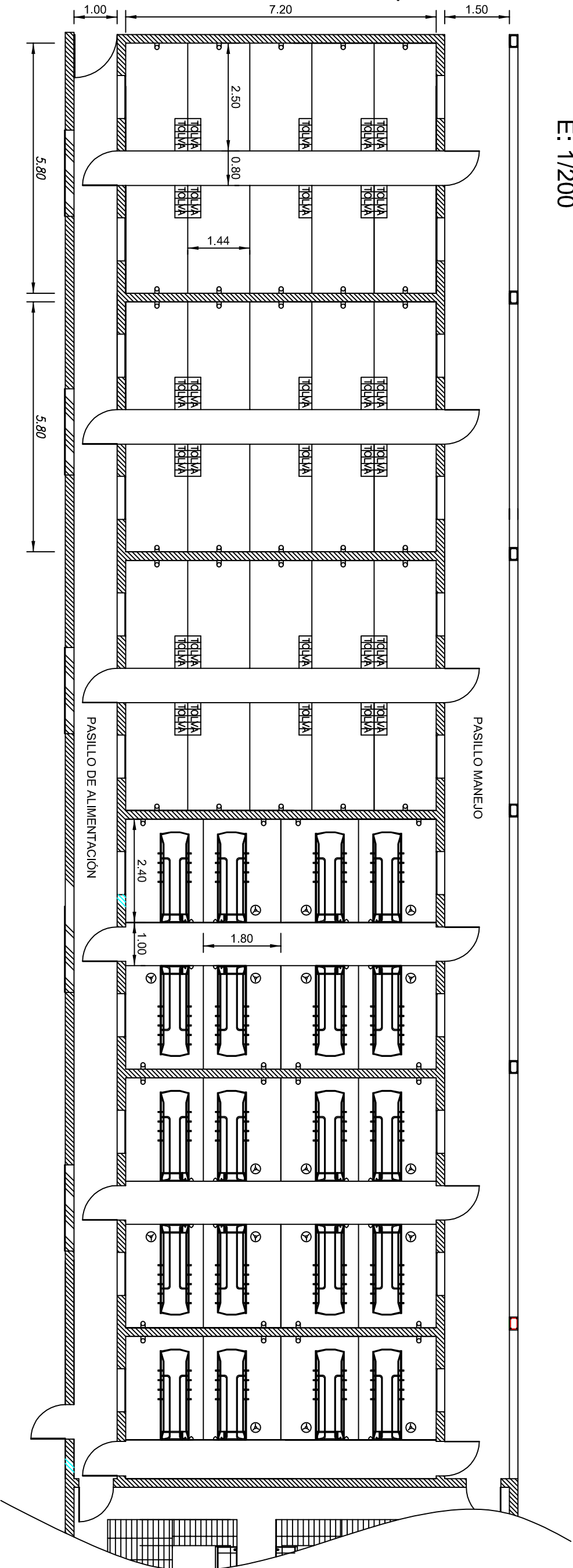
	Fecha	Nombre	Firma:	 <b>Escuela de Ingeniería y Arquitectura</b> <b>Universidad Zaragoza</b>
Dibujado	14/04/2015	Pablo Albesa Marín		
Comprobado				
Escala	Esquema venta de energía a la red			NIA: 621154
	Estudio de una instalación fotovoltaica para una explotación ganadera			Curso: 4º
				Plano N°: 4







E: 1/200



E: 1/100

CAPACIDAD DE LAS TRANSICIONES


3 solas x 10 lechoneras/sola x 18 lechones/lechonera = 540 plazas de transición hasta 20 kg

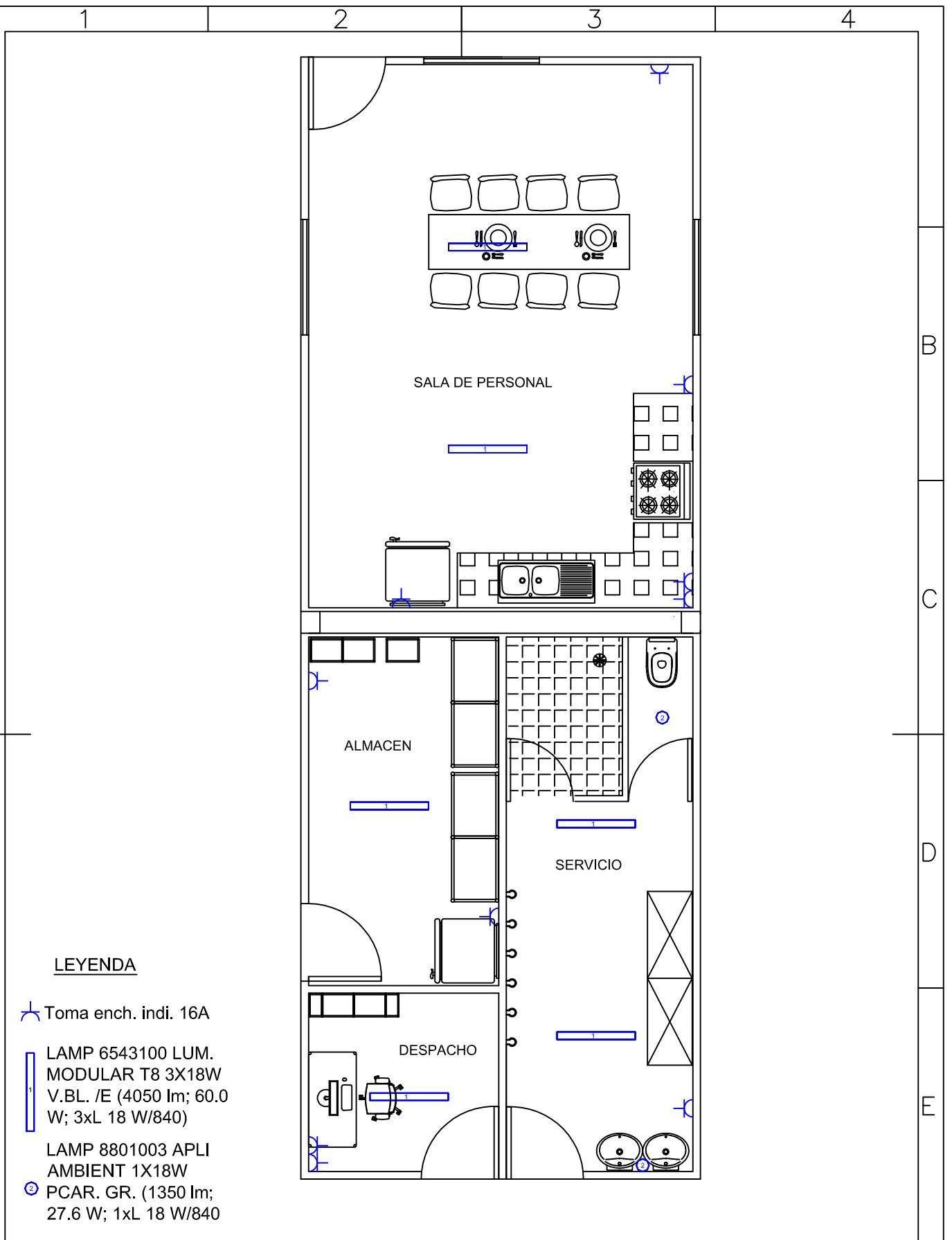
CAPACIDAD DE LAS MATERINIDADES


2 solas x 8 maternidades/sola = 16 maternidades

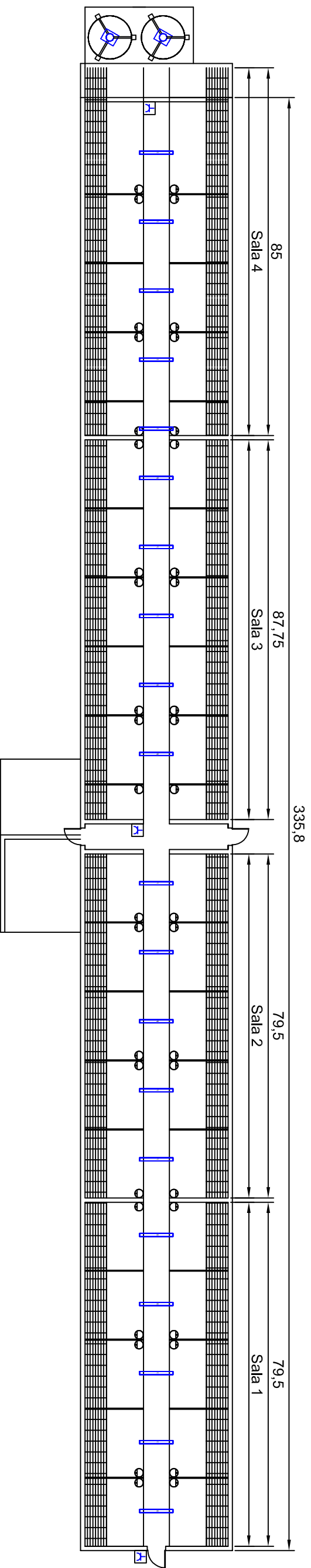
1 sola x 4 maternidades/sola = 4 maternidades

TOTAL = 20 maternidades

	Fecha	Nombre	Firma:	 <div>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</div>
Dibujado	14/04/2015	Pablo Albesa Marín		
Comprobado				
Escala	Planta nave de maternidades			NIA: 621154
	Estudio de una instalación fotovoltaica para una explotación ganadera			Curso: 4º
				Plano Nº: 7



	Fecha	Nombre	Firma:	 <b>Escuela de Ingeniería y Arquitectura</b> <b>Universidad Zaragoza</b>
Dibujado	14/04/2015	Pablo Albesa Marín		
Comprobado				
Escala	Iluminación y apartamenta caseta personal			NIA: 621154
1/400	Estudio de una instalación fotovoltaica para una explotación ganadera			Curso: 4º
				Plano N°: 8




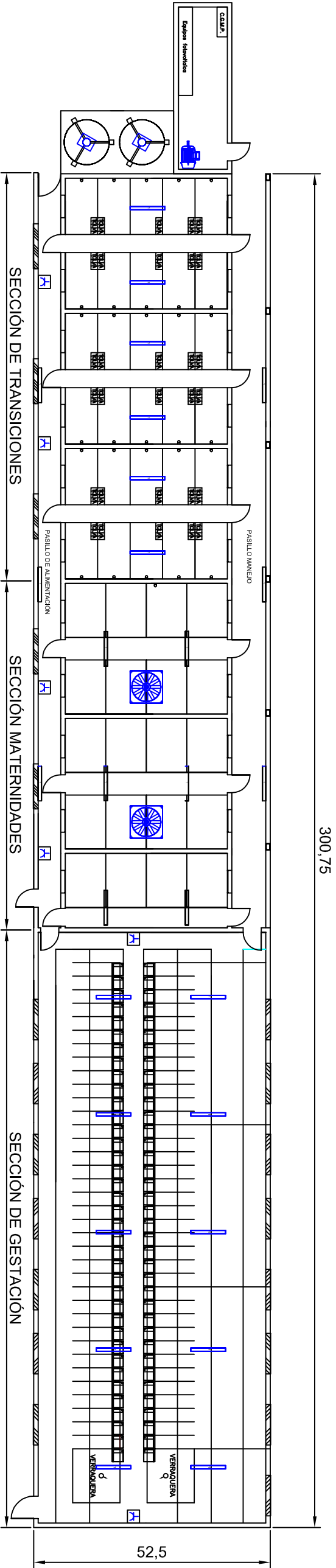
## LEYENDA

Tomas industriales comprende Monof de 2x16A y trifas. 1x32A

LAMP 6543100 LUM. MODULAR T8 3X18W V.BL./E (4050 lm; 60.0 W; 3xL 18 W/840)

Motor monofásico YS 3024. P 0,75kW 1400rpm 230V 3,32A fdp0,75

	Fecha	Nombre	Firma:	 <p>Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza</p>
Dibujado	14/04/2015	Pablo Albesa Marín		
Comprobado				
Escala	Iluminación y fuerza de nave de engorde			
1/200	Estudio de una instalación fotovoltaica para una explotación ganadera			
				Curso: 4º
				Plano Nº. 9



LEYENDA



Extractor axial 200W VAX 710/200/6B



Tomas industriales comprende Monof de 2x16A y trifas. 1x32A




LAMP 6543100 LUM. MODULAR T8 3X18W V.BL. /E (4050 lm; 60.0 W; 3xL 18 W/840)



Motor tres fases cod.Carod-1395 No.21303. P 11kW - 1400rpm



Motor monofásico YS 3024. P 0,75kW 1400rpm 230V 3,32A fdp0,75

	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	14/04/2015	Pablo Albesa Marín		
Comprobado				
Escala				
1/200	Iluminación y fuerza de nave de maternidades			NIA: 621154
	Estudio de una instalación fotovoltaica para una explotación ganadera			Curso: 4º
				Plano Nº: 10

A

1

2

3

4

5

6

7

A3

B

1

2

3

4

5

6

7

8

C

1

2

3

4

5

6

7

8

D

1

2

3

4

5

6

7

8

E

1

2

3

4

5

6

7

8

F

1

2

3

4

5

6

7

8