



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# Estudio energético de una vivienda unifamiliar: Diseño de soluciones para el autoabastecimiento de energía mediante energías renovables

**Titulación:** Ingeniería Técnica  
Industrial  
**Intensificación:** Mecánica  
**Alumno/a:** José Saura Zaplana  
**Director/a/s:** Francisco Javier Cánovas  
Rodríguez

Cartagena, 6 de Octubre de 2014

## Agradecimientos

---

*En este apartado solamente quiero expresar mi agradecimiento a aquellas personas que han estado ahí y me han apoyado en mi andadura por este duro camino de aprendizaje por la universidad, así como en los duros momentos que me ha tocado vivir a lo largo de mi vida.*

*En especial, quiero agradecer como no podría ser de otra forma, a mis padres, ya que si no fuese por ellos, no sería hoy lo que soy, a mis hermanos y muy especialmente a mi novia, Marta, por aguantarme y apoyarme, y por último pero no por ello menos importante, a mis tíos y amigos de Miranda y el Albuñón.*

*También quiero agradecer a mi director de proyecto, Francisco Javier Cánovas Rodríguez, su apoyo y ayuda en la realización de este, así como al departamento de Energía eléctrica por haber cedido sus instalaciones e instrumentos.*

*Para culminar, estas últimas palabras van dedicadas a mis abuelas (Carmen y María) y a mis difuntos abuelos (Pedro y Pepe), que no hay otra cosa que lamente más que no teneros aquí en este momento tan señalado de mi vida, estéis dónde estéis, solo quiero que sepáis que os quiero y que sé que os sentís orgullosos de que vuestro “pepico” ya sea ingeniero.*

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## Índice

<b>1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>6</b>
<b>2. OBJETO DEL PROYECTO</b> .....	<b>7</b>
<b>3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO</b> .....	<b>7</b>
<b>4. DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA</b> .....	<b>8</b>
<b>5. TECNOLOGÍAS PARA EL AUTOABASTECIMIENTO</b> .....	<b>8</b>
5.1 COGENERACIÓN Y TRIGENERACIÓN .....	8
5.1.1 Generalidades .....	8
5.1.2 Ventajas .....	11
5.1.3 Desventajas .....	12
5.1.4 Componentes de los sistemas de cogeneración .....	13
5.1.4.1 Plantas con motores alternativos .....	13
5.1.4.2 Plantas con turbinas de gas .....	14
5.1.4.3 Máquina frigorífica de absorción .....	15
5.1.5 Aplicaciones de la cogeneración .....	16
5.1.5.1 Tipos de plantas de cogeneración .....	16
5.1.5.1.1 Cogeneración con turbina de gas en ciclo simple .....	16
5.1.5.1.2 Cogeneración con turbina de vapor .....	17
5.1.5.1.3 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas .....	18
5.1.5.1.4 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple .....	20
5.1.5.1.5 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel. Ciclo simple para aprovechamiento de gases directos .....	21
5.1.5.1.6 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo .....	22
5.1.5.1.7 Trigeneración .....	23
5.1.5.2 Aplicaciones de la cogeneración con turbina de gas .....	24
5.1.5.3 Aplicaciones de la cogeneración con motor de gas .....	25
5.1.5.4 Aplicaciones de la trigeneración .....	25
5.1.5.4.1 Instalaciones con trigeneración para producción de agua caliente y motores de combustión .....	26
5.1.5.4.2 Instalaciones con trigeneración para producción de vapor y calderas de postcombustión. ....	27
5.1.5.4.3 Instalaciones con energía solar .....	28
5.1.6 Microgeneración .....	28
5.1.6.1 Micromotores alternativos para microgeneración .....	32
5.1.6.2 Microturbinas de gas para microgeneración .....	33
5.1.7 La cogeneración en el Mundo, Europa y España .....	34
5.1.7.1 La cogeneración en el Mundo .....	34
5.1.7.2 Potencial de cogeneración en Europa .....	35
5.1.7.3 La cogeneración en España .....	36
5.2 ENERGÍA EÓLICA .....	37
5.2.1 Generalidades .....	37
5.2.2 Principio de funcionamiento de un aerogenerador .....	39
5.2.2.1 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal .....	40
5.2.3 Tipos de aerogeneradores .....	42
5.2.3.1 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Savonius .....	42

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

5.2.3.2	Aerogeneradores de eje vertical - tipo Darrieus .....	43
5.2.3.3	Aerogeneradores de eje horizontal .....	45
5.2.4	<i>Características de los aerogeneradores</i> .....	47
5.2.5	<i>Coste de la energía eólica</i> .....	49
5.2.6	<i>La energía eólica en el mundo y en la Unión Europea</i> .....	50
5.2.6	<i>Minieólica</i> .....	51
5.3	ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....	53
5.3.1	<i>Generalidades</i> .....	53
5.3.2	<i>Componentes principales de una planta fotovoltaica</i> .....	54
5.3.2.1	Generador fotovoltaico .....	54
5.3.2.2	Inversor .....	59
5.3.3	<i>Tipologías de paneles fotovoltaicos</i> .....	61
5.3.3.1	Paneles de silicio cristalino .....	61
5.3.3.1.1	Paneles de silicio monocristalino .....	61
5.3.3.1.2	Paneles de silicio Policristalino .....	62
5.3.3.2	Paneles de capa fina .....	63
5.3.4	<i>Tipologías de plantas fotovoltaicas</i> .....	66
5.3.4.1	Plantas aisladas .....	66
5.3.4.2	Plantas Conectadas a red .....	67
5.3.5	<i>Energía fotovoltaica en Europa y España</i> .....	68
<b>6.</b>	<b>ESTUDIO DE LOS CONSUMOS DE LA VIVIENDA</b> .....	<b>70</b>
6.1	EVALUACIÓN DEL ACTUAL CONTRATO DE ELECTRICIDAD .....	71
6.2	CÁLCULO DE LAS CURVAS DE CONSUMO DE LA VIVIENDA .....	72
<b>7.</b>	<b>ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA O TECNOLOGÍAS A INSTALAR</b> .....	<b>80</b>
<b>8.</b>	<b>DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>83</b>
8.1	DIMENSIONADO PLANTA FOTOVOLTAICA AISLADA .....	84
8.1.1	<i>Evaluación de las necesidades</i> .....	85
8.1.2	<i>Energía solar recuperable</i> .....	86
8.1.2.1	Orientación e inclinación de los módulos .....	86
8.1.2.2	Datos meteorológicos .....	87
8.1.3	<i>definición de los módulos fotovoltaicos</i> .....	88
8.1.3.1	Cálculo de la potencia cresta del sistema .....	88
8.1.3.2	Pérdidas eléctricas .....	90
8.1.3.3	Cálculo práctico de la potencia fotovoltaica .....	92
8.1.3.4	Tecnología de los módulos .....	93
8.1.3.5	Tensión nominal del sistema fotovoltaico .....	94
8.1.4	<i>Dimensionado del almacenamiento de energía</i> .....	95
8.1.4.1	Autonomía sin aporte solar .....	96
8.1.4.2	Cálculo de la capacidad de la batería .....	96
8.1.4.3	Capacidad de descarga .....	97
8.1.4.4	Efecto de la temperatura .....	98
8.1.4.5	Calculo de la capacidad con los coeficientes de reducción .....	99
8.1.4.6	Elección del tipo de batería .....	99
8.1.5	<i>Dimensionado del regulador</i> .....	100
8.1.5.1	Elección de una tecnología .....	100
8.1.5.2	Puesta en paralelo de los reguladores .....	101
8.1.5.2	Dimensionado .....	102

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

8.1.6 <i>Plan de cableado</i> .....	104
8.1.6.1 Generalidades.....	105
8.1.6.2 Corriente continua.....	105
8.1.6.2.1 Cableado módulos - regulador.....	105
8.1.6.2.2 Cableado regulador – acumuladores.....	106
8.1.6.3 Corriente alterna.....	107
8.1.7 <i>Instalación</i> .....	110
8.1.7.1 Instalación mecánica.....	110
8.1.7.2 Montaje de las baterías.....	112
8.1.7.3 Armarios de conexión.....	114
8.1.8 <i>otros componentes del sistema</i> .....	117
8.1.8.1 protecciones contra los rayos.....	117
8.1.8.2 Fusibles y disyuntores.....	118
8.1.8.3 interruptor programable.....	118
8.1.9 <i>Seguridad</i> .....	119
8.1.10 <i>Mantenimiento</i> .....	120
8.1.10.1 Mantenimiento de los módulos.....	120
8.8.10.2 mantenimientos de las baterías.....	121
8.1.11 <i>Estimación de los costes</i> .....	121
8.2 DIMENSIONADO PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA RED.....	124
8.2.1 <i>Normativa</i> .....	125
8.2.1.1 generalidades.....	125
8.2.1.2 normas de referencia en España (Código Técnico de la Edificación).....	125
8.3.2 <i>Evaluación de las necesidades</i> .....	126
8.2.3 <i>Energía solar recuperable</i> .....	127
8.2.4 <i>Estudio preliminar</i> .....	127
8.2.4.1 Cálculo de la potencia cresta del sistema.....	127
8.2.4.2 Pérdidas eléctricas.....	129
8.2.4.3 Cálculo práctico de la potencia fotovoltaica.....	131
8.2.4.4 Tecnología de los módulos.....	132
8.2.4.5 Tensión nominal del sistema fotovoltaico.....	132
8.2.5 <i>Dimensionado del inversor</i> .....	133
8.2.5.1 Tecnología.....	135
8.2.6 <i>Plan de cableado</i> .....	137
8.2.6.1 Generalidades.....	137
8.2.6.2 Corriente continua.....	138
8.2.6.3 Corriente alterna.....	138
8.2.7 <i>otros componentes del sistema</i> .....	141
8.2.7.1 Protecciones contra los rayos.....	142
8.2.7.2 Fusibles y disyuntores.....	142
8.2.7.3 interruptor programable.....	143
8.2.8 <i>Instalación</i> .....	143
8.2.9 <i>Seguridad</i> .....	143
8.2.10 <i>Mantenimiento</i> .....	144
8.1.10.1 Mantenimiento de los módulos.....	144
8.2.11 <i>Estimación de costes</i> .....	144
<b>9. BIBLIOGRAFÍA:</b> .....	<b>147</b>

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 1. Antecedentes

---

Con los precios al alza de la energía eléctrica y la necesidad de la búsqueda de fuentes de energía renovables, no solo para reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles que cada vez son más escasos y caros, sino también con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a nuestra atmósfera, este proyecto está orientado en la búsqueda de alternativas para lograr un autoconsumo eléctrico de un vivienda unifamiliar mediante energías renovables.

Además el estudio y soluciones aquí planteadas pueden extrapolarse a otro tipo de edificios de uso privado o público. De hecho por la reciente modificación del Documento Básico DB-HE de Ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación (CTE), relativo al ahorro energético, se establecen las siguientes directivas:

- Directiva 2009/28/CE, en lo relativo a la exigencia de niveles mínimos de energía procedente de fuentes renovable en los edificios, establecida en su artículo 13. [\[1\]](#)
- Directiva 2010/31/UE, en lo relativo a los requisitos de eficiencia energética de los edificios, establecidos en sus artículos 3, 4, 5, 6 y 7.

Esta última directiva (2010/31/UE) establece, además de los requisitos relativos a eficiencia energética, lo siguientes:

- A partir del 31-12-2018, los edificios nuevos que estén ocupado y sean propiedad de autoridades públicas deberán ser edificios de consumo de energía casi nulo.
- A más tardar el 31-12-2020, todos los edificios nuevos deberán ser edificios de consumo de energía casi nulo.

Definiéndose el concepto de edificio de consumo casi nulo por la Directiva 2010/31/UE de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de edificios (directiva EPBD) en su artículo 2, como como aquéllos "con un nivel de eficiencia energética muy alto, que se determinará de conformidad con el anexo I de dicha Directiva".

La vivienda unifamiliar con objeto de estudio en este proyecto no tiene instalado ningún sistema de abastecimiento de energía propio, a parte de la propia conexión a la red eléctrica.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 2. Objeto del proyecto

- Evaluación de la situación actual de consumos energéticos de una vivienda unifamiliar, obteniendo como resultado las curvas de consumo de la misma.
- Estudiar las distintas tecnologías susceptibles de utilizar (Energía eólica, solar fotovoltaica, etc). De modo que la posterior instalación de los mismos, permita satisfacer las demandas de dicha vivienda en cuanto a electricidad, intentando alcanzar el autoconsumo de la misma.
- Realizar un estudio de viabilidad de dichas tecnologías y elegir la tecnología o combinación de tecnologías que proporcione un mejor resultado en cuanto a coste e inversión, retorno de la misma, la que más se aproxime a nuestro objetivo de autoconsumo, etc.

## 3. Situación y emplazamiento

La vivienda objeto de estudio se encuentra en las cercanías de la ciudad de Cartagena (Murcia), concretamente en la Barriada de Santiago – Miranda cp: 30319 y situada en la calle Altamirano nº20 y cuyas coordenadas exactas son: 37°40'36.8"N 1°01'26.9"W.



Figura 2 - Emplazamiento

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 4. Descripción de la vivienda

---

La vivienda objeto de estudio, diseñada por el arquitecto Francisco Javier Olmos Sánchez, es una vivienda en planta baja, dotada de recibidor, salón-comedor, cocina con despensa, 3 dormitorios, 2 baños, patio y cochera.

Exteriormente sigue los patrones adoptados en la zona, a base de paramentos lisos con revestimiento de pétreo, zócalo de piedra y tejado tipo mediterráneo.

La superficie construida destinada a la vivienda es de 137,31m<sup>2</sup> y la superficie total es de 157,682m<sup>2</sup>.

La fecha de visado del proyecto de la misma es el 7 de Abril de 1994 y conforme la legalidad vigente en ese momento, la vivienda cumple con el Plan General de Ordenación Urbana de Cartagena. Le afecta la norma  $V_{ul}$ , que establece una edificabilidad de 0,7m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup> (no conmuta la cochera), con lo que podría haber llegado a construirse 156,57m<sup>2</sup>, de los cuales solo se han construido 137,31m<sup>2</sup> es decir 0.61m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>.

También cumple el resto de la normativa establecida en ese momento por el Plan General, así como la de Solar y frente de fachada mínimo, y número de plantas permitidas, que es de 2 plantas y la casa solo cuenta con planta baja.

## 5. Tecnologías Para el autoabastecimiento

---

En este punto vamos a describir las distintas tecnologías disponibles para el autoabastecimiento bien de una vivienda o de cualquier otro edificio. Seguiremos una pauta definida en cada apartado, primero explicando en qué consiste cada tecnología, enumeraremos las ventajas e inconvenientes de cada tipo de instalación y posteriormente repasaremos la trayectoria en España de cada una de ellas.

### 5.1 Cogeneración y Trigeneración

#### 5.1.1 Generalidades

La **cogeneración** es la generación en un mismo proceso de energía eléctrica y calor útil. Es aplicable, fundamentalmente, en las industrias que utilizan vapor y/o agua caliente como químicas, papeleras o alimentarias; en las que requieren procesos de secado

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

como en minería, cerámica y similares; y, en general, en cualquier instalación que consuma calor o frío.

La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional y para las necesidades de calor una caldera convencional, además al producir la electricidad cerca del punto de consumo, se evitan cambios de tensión y transporte a larga distancia.

Al generar electricidad mediante una dinamo o alternador, movidos por un motor térmico o una turbina, el aprovechamiento de la energía química del combustible es del 25% al 46% (sobre el poder calorífico inferior), y el resto debe disiparse en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una parte importante de la energía térmica que normalmente se disiparía a la atmósfera o a una masa de agua y evita volver a generarla con una caldera. Además evita los posibles problemas generados por el calor no aprovechado.

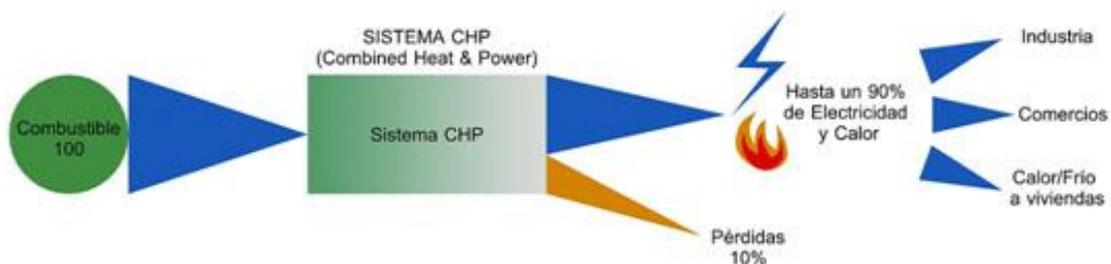


Figura 3 – Esquema eficiencia cogeneración

La **Trigeneración** es un procedimiento similar a la cogeneración en el que se consigue frío, además de energía eléctrica y calor, típicos de la cogeneración, todo a partir de un mismo combustible o una misma fuente de energía primaria.

La aparición de los sistemas de trigeneración tiene su origen en la llamada generación distribuida o descentralizada, que consiste en localizar el sistema de generación en el mismo lugar donde se encuentran los usuarios finales, o muy cerca de ellos.

La fuente de energía primaria utilizada en sistemas de trigeneración puede ser un combustible fósil como el gas natural o también fuentes de energía renovables o incluso calor residual de procesos industriales, lo cual añade aún más ventajas medioambientales. Además, si la fuente de energía es renovable permite la producción de electricidad, calor y frío de forma independiente de la red eléctrica y del consumo

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

de combustibles fósiles. Esto reduce la dependencia del exterior, proporcionando seguridad de suministro e independencia energética a los usuarios. Existen instalaciones de trigeneración que utilizan como energía primaria biomasa, energía solar térmica, energía geotérmica, e incluso combinaciones de varias de ellas.

Debido a su alto rendimiento, las plantas de trigeneración posibilitan una gran reducción del coste energético de los procesos productivos allí donde se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío industrial o energía eléctrica.

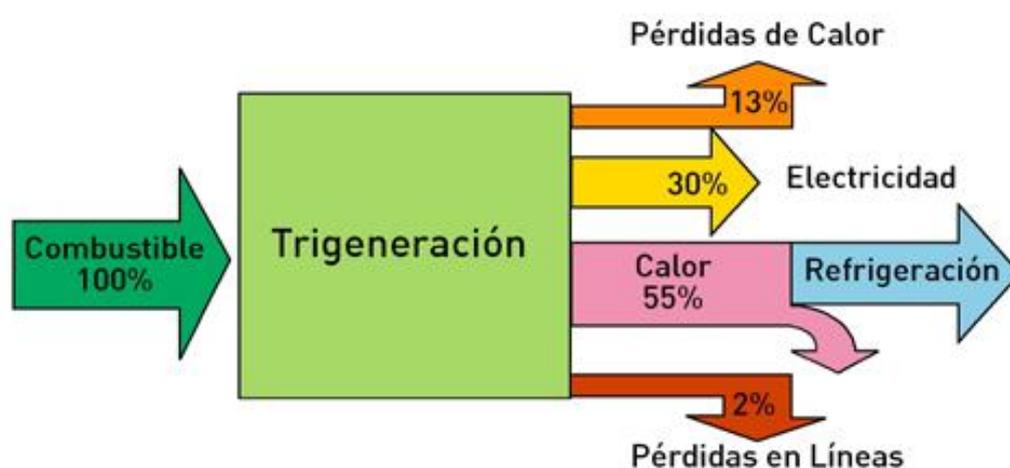


Figura 4 – Rendimiento de una instalación de trigeneración

La trigeneración es aplicable al sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran proporción de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos (calefacción en invierno y climatización en verano) impediría la normal operación de una planta de cogeneración clásica.

Las máquinas de absorción se aplican cuando existe una demanda de frío, bien sea para algún proceso de fabricación, climatización, congelación o conservación, y una energía residual.

Este calor residual puede ser aportado por diferentes fluidos térmicos, como vapor, agua caliente, agua sobrecalentada o gases calientes.

La instalación de una máquina de absorción nos permite tener una curva de demanda térmica más homogénea a lo largo del año, permitiendo aumentar el tamaño de la instalación de cogeneración.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

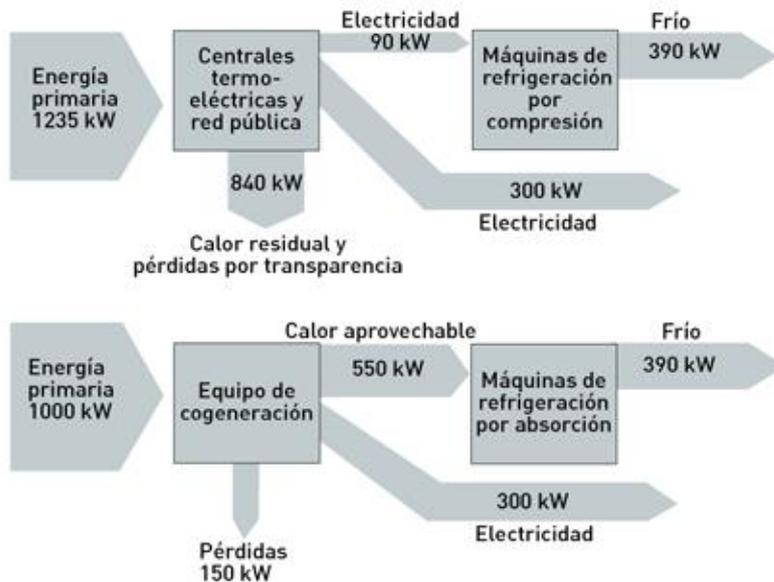


Figura 5 – Generación energética convencional frente a Trigeneración

### 5.1.2 Ventajas

- Reducción de pérdidas en la red de transmisión y distribución de electricidad, al reducirse la distancia generador-consumidor.
- Menor consumo de energía primaria, por lograrse mayores rendimientos globales al aprovecharse parte del calor residual.
- Electrificación de determinadas zonas alejadas de la red: en zonas que dispongan o donde vayan a implantarse centros que demanden electricidad y calor (polígonos industriales, parques empresariales, zonas comerciales, etc...), puede plantearse el aprovisionamiento energético mediante cogeneración.
- Posible reducción de los picos de consumo: “aplanamiento” de la curva de demanda como consecuencia de la generación distribuida.
- Independencia total o parcial del suministro eléctrico exterior. Garantía de suministro y fiabilidad del sistema.
- Aumento de la fiabilidad del suministro de energía: La planta de cogeneración conectada a la red eléctrica, donde aporta o absorbe electricidad, garantiza un funcionamiento ininterrumpido de la unidad, en caso de interrupción de la

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

operación de la planta o del suministro eléctrico de la red. A escala, reduce la necesidad de instalación de grandes centrales eléctricas y mejora la estabilidad de la red eléctrica del país.

- Incremento de la estabilidad de la red eléctrica: Las unidades de trigeneración ofrecen un alivio significativo a las redes eléctricas durante los meses calurosos de verano. Las cargas de refrigeración se transfieren de las redes eléctricas a las redes de combustibles fósiles, ya que el proceso de refrigeración cambia de los ciclos de compresión generalizados a los de absorción. Esto incrementa aún más la estabilidad de la red eléctrica y mejora la eficiencia del sistema, ya que los picos del verano son cubiertos por empresas eléctricas mediante unas ineficaces unidades de reserva y líneas de transporte de electricidad sobrecargadas.
- Introducción de tecnologías más eficientes y competitivas.
- Utilización de combustibles más limpios como el gas natural, en lugar de petróleo o carbón.
- Reducción de emisiones de gases efecto invernadero contaminantes, debido a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil.
- Descentralización de los focos de emisión.
- Ahorro económico: la adopción de un sistema de cogeneración por la industria no representa una disminución de energía térmica ni eléctrica, sino que produce una reducción de la demanda de electricidad a la compañía suministradora (incluso puede producirse un aporte de electricidad a la red) y un aumento del consumo de combustible. El ahorro económico es debido a la diferencia entre la reducción de los costes de energía eléctrica respecto del aumento de los costes de combustible. Cuando se producen ingresos por venta de electricidad el ahorro económico conseguible es mayor. En consecuencia, la diferencia entre el precio de la energía eléctrica y el precio de los combustibles va a ser un factor determinante de la rentabilidad del sistema de cogeneración.

### 5.1.3 Desventajas

- Inversión adicional y además, en una actividad apartada de las líneas normales de actuación de la empresa.
- Aumento de la contaminación local, como consecuencia del mayor consumo de combustibles en la propia instalación.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 5.1.4 Componentes de los sistemas de cogeneración

Una planta de trigeneración está compuesta por una planta de cogeneración a la que se le añade un sistema de absorción para la producción de frío.

Los sistemas típicos de cogeneración donde se integran máquinas de absorción para producción de frío son aquellos que emplean motores alternativos o turbinas de gas, tanto en ciclo simple como combinado.

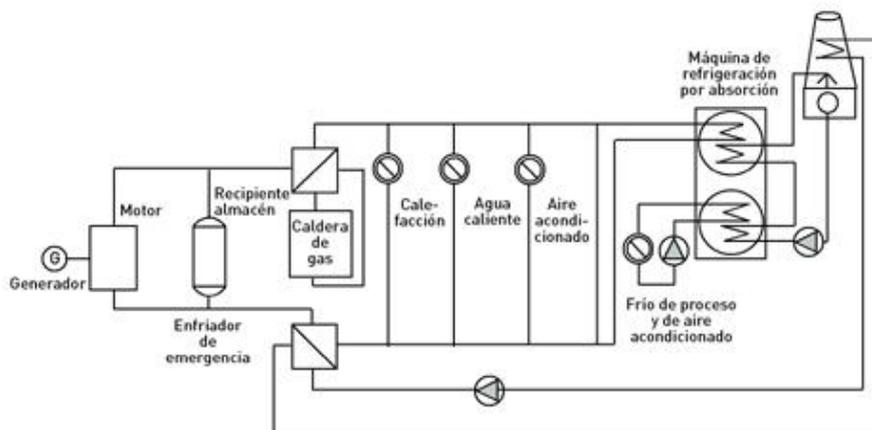


Figura 6 – Sistema de trigeneración

#### 5.1.4.1 Plantas con motores alternativos

Se trata de motores de combustión interna que generan energía mecánica a partir de la energía desprendida en la reacción de combustión de un combustible.

El rango de potencias más usual de estos motores en sistemas de cogeneración en el sector industrial es de 100 kW a 1.000 kW.

El rendimiento de estos motores suele estar en torno al 30 %-35 %.

Presentan una gran flexibilidad en su funcionamiento.

La energía térmica generada por el motor alternativo es del orden del 60 %-70 % (la energía eléctrica supone aproximadamente un 30 %) y proviene de:

- refrigeración del motor
- refrigeración del aceite de lubricación
- gases de escape

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

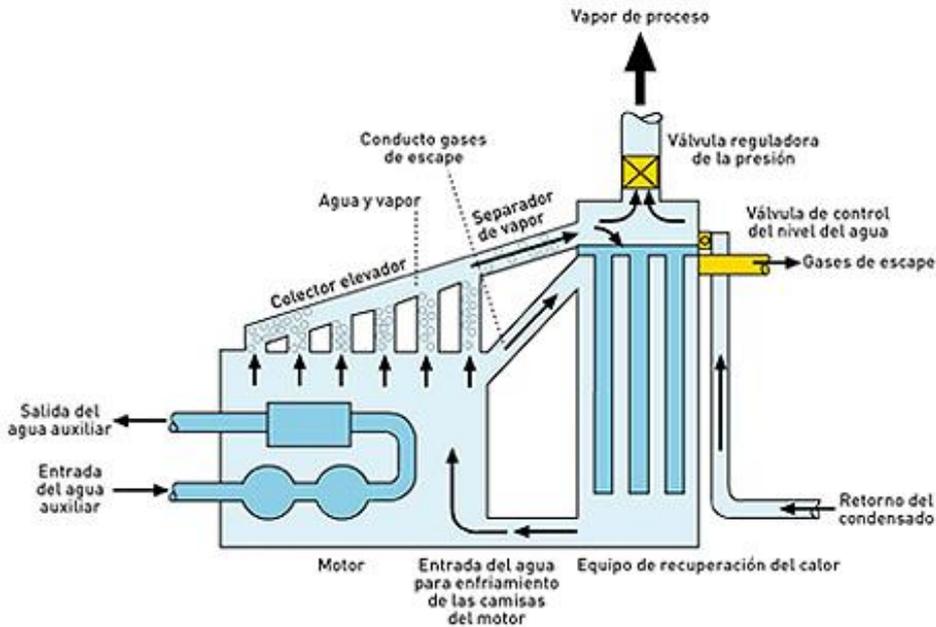


Figura 7 – Planta con motor alternativo.

### 5.1.4.2 Plantas con turbinas de gas

Su rendimiento de conversión es inferior al de los motores alternativos.

Tienen la gran ventaja de una fácil recuperación del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape. Al estar a una temperatura de unos 500 °C estos gases son idóneos para producir vapor en un generador de recuperación.

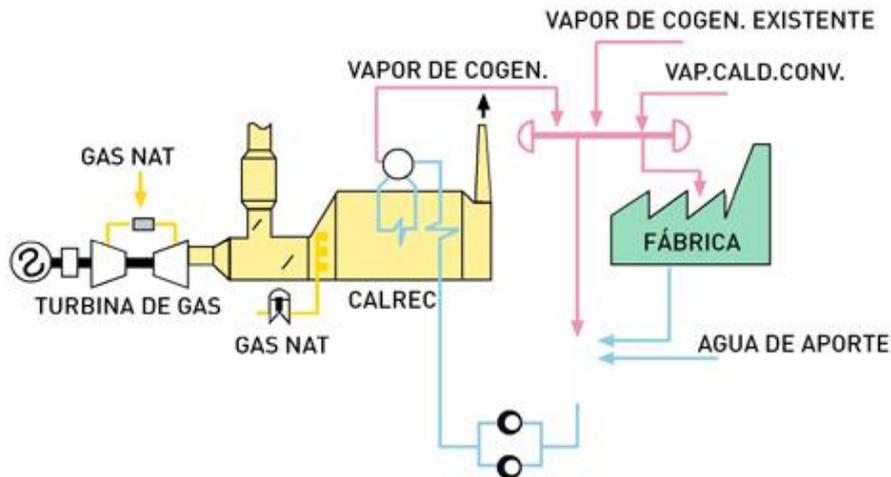


Figura 8 – Planta con turbina de gas.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Si este vapor se produce a la presión de utilización del usuario se define como ciclo simple, y si se genera a alta presión y temperatura para su expansión previa en una turbina de vapor, se definen como ciclo combinado.

### 5.1.4.3 Máquina frigorífica de absorción

Las máquinas de absorción producen frío a partir de calor residual de algún proceso de fabricación.

En general, los sistemas de refrigeración consiguen producir el frío gracias a la evaporación de un fluido refrigerante (amoníaco, bromuro de litio o similar). El fluido refrigerante toma calor del cuerpo que se desea enfriar, al evaporarse a baja presión y temperatura.

Posteriormente, el fluido refrigerante es llevado a la situación inicial, comprimiéndolo y condensándolo, bien mediante una compresión mecánica (aire acondicionado) o bien mediante una compresión físico-química (máquina de absorción).

Las máquinas de absorción tienen como principal ventaja que pueden ser combinadas con sistemas de cogeneración, actuando como consumidores térmicos que permiten obtener agua y/o aire de refrigeración a una temperatura de entre 5,5 °C y 7 °C. De esta forma se permite al cliente final ahorrar mucho en costes operativos al generar su propio autoconsumo de electricidad, calor y frío.

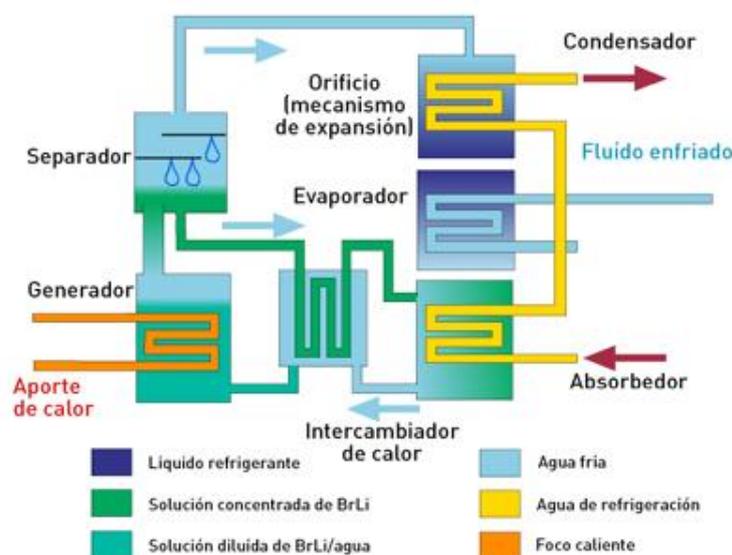


Figura 9 – Máquina frigorífica de absorción.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 5.1.5 Aplicaciones de la cogeneración.

La cogeneración se considera como la mejor tecnología disponible para la utilización de los combustibles. Para sacarle el máximo partido, el tipo y características de la planta debe adaptarse a la utilización. Dentro de los sistemas disponibles hay muchas posibilidades. De la apropiada configuración, dimensionamiento y diseño de la planta depende que puedan obtenerse las mejores prestaciones y, por tanto, el máximo ahorro energético, la máxima rentabilidad y mínimas emisiones.

En definitiva para cada aplicación hay un mejor diseño. Se dice muchas veces que la cogeneración es un traje a medida. Lo que hay que decidir en cada planta es, en primer lugar, el tipo de ciclo (ciclo simple como motor de gas, con turbina, ciclo combinado, trigeneración, etc.), en segundo lugar, el tamaño de planta y después el diseño de los auxiliares que permitan sacar el mayor partido a los equipos principales.

#### 5.1.5.1 Tipos de plantas de cogeneración

##### 5.1.5.1.1 Cogeneración con turbina de gas en ciclo simple

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbo- generador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500 °C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo combustible directamente a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente en oxígeno, si se quiere hacer la postcombustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues la economía del proyecto está directamente ligada al mismo, ya que el peso de la recuperación del calor en la rentabilidad es mayor que en las plantas con motores alternativos.

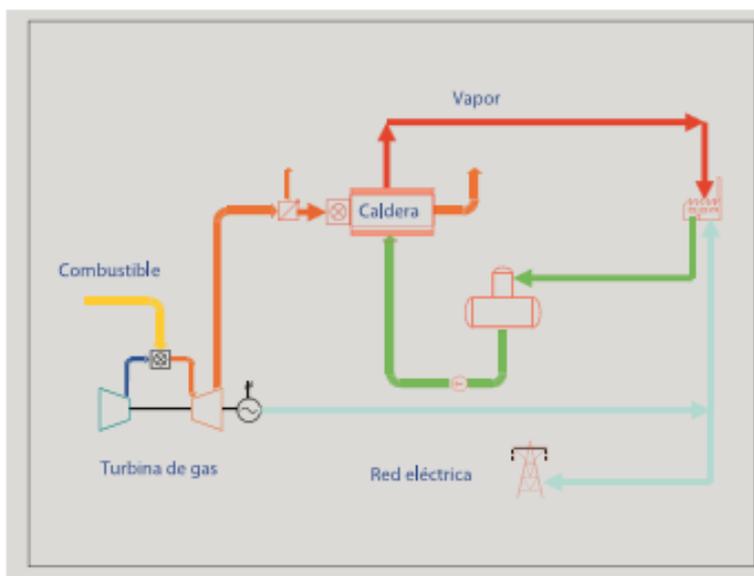


Figura 10 - Planta de cogeneración con turbina de gas.

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.

#### 5.1.5.1.2 Cogeneración con turbina de vapor

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. Históricamente, este ciclo fue el primero que se usó en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

La aplicación típica de cogeneración es con turbina de vapor a contrapresión, siendo el vapor del escape de la turbina el que se envía al proceso.

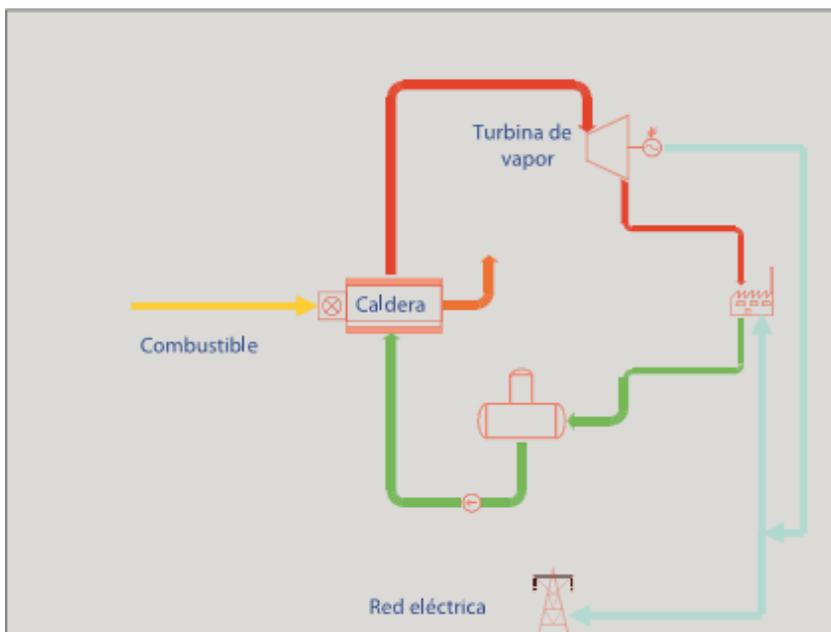


Figura 11 - Planta de cogeneración con turbina de vapor.

### 5.1.5.1.3 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado.

La denominación ciclo combinado proviene de que se combinan dos ciclos: el ciclo de gas (ciclo Bryton de la turbina de gas) y el ciclo agua-vapor (ciclo Rankin de la turbina de vapor).

Los gases de escape de la turbina de gas atraviesan la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo energía eléctrica adicional. El escape de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

industria asociada. En este tipo de ciclo, si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda la energía de los gases no se pierde sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

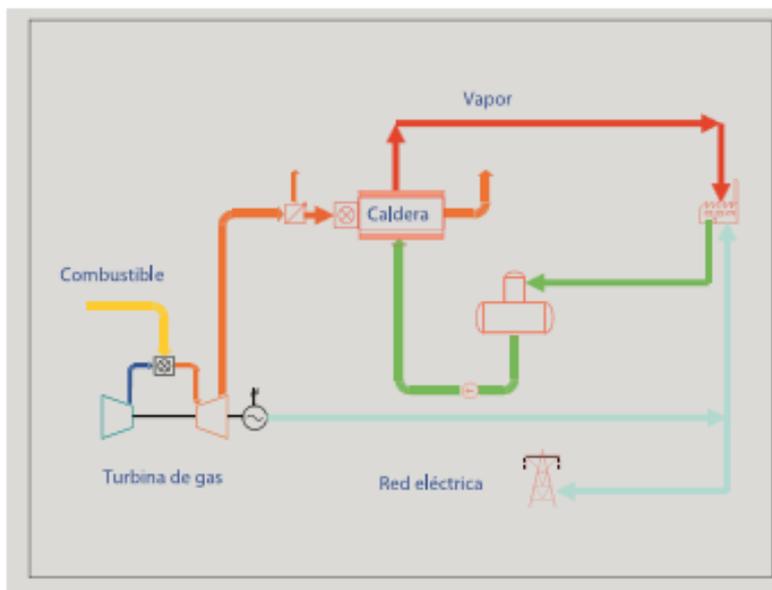


Figura 12 - Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para maximizar la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica. Por ello se requiere un diseño adaptado al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que disponga de gran flexibilidad para posibilitar su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño, al mismo tiempo que maximice la energía eléctrica producida por la turbina de vapor.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (esto es, expande el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor proveniente del primer ciclo se realiza en la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible. Este es el ciclo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

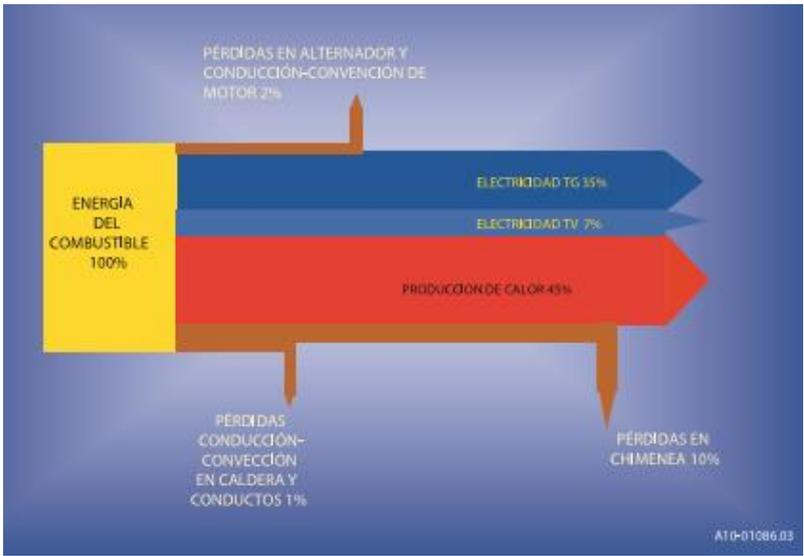


Figura 13 - Diagrama de Sankey de Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas.

### 5.1.5.1.4 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares) o aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuadas para la producción de frío por absorción.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico ha alcanzado.

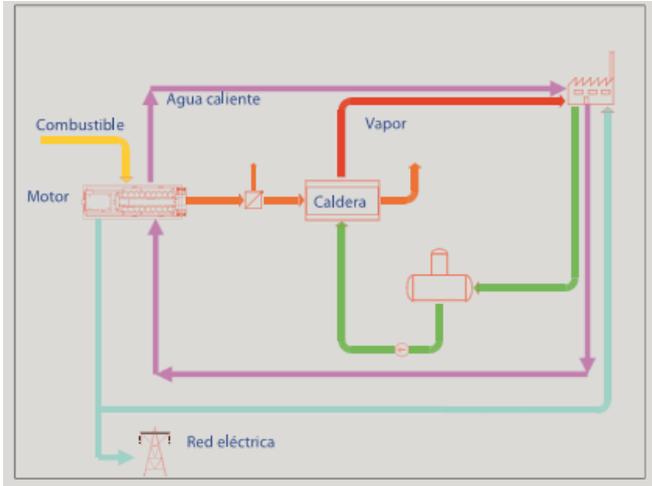


Figura 14 - Planta de cogeneración con motor alternativo.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

El reparto de energía en una planta con motor alternativo es aproximadamente como se muestra en la siguiente figura (se ha representado el caso de un motor de gas del orden de 3 o 4 MW).

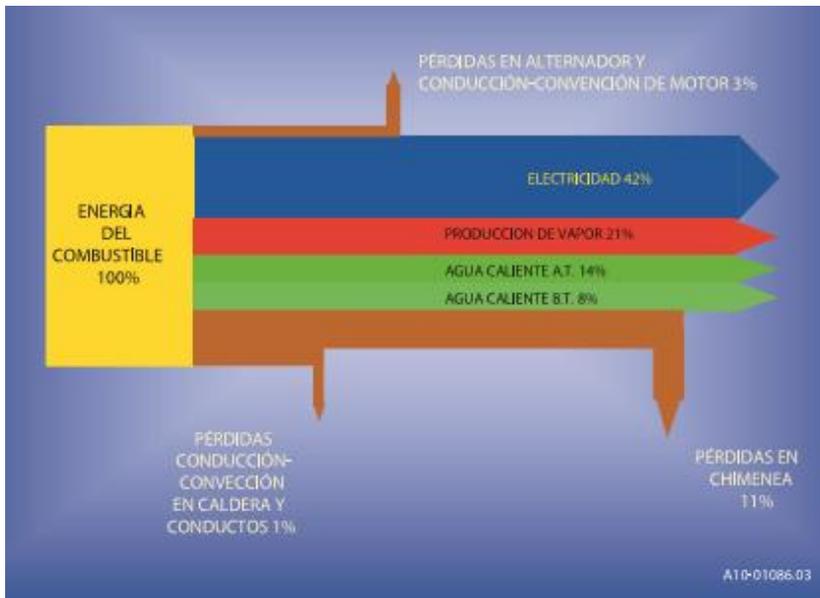


Figura 15 - Diagrama de Sankey de planta de cogeneración con motor de gas.

### 5.1.5.1.5 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel. Ciclo simple para aprovechamiento de gases directos

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire. Este último es el sistema representado en la Fig. 8, donde se aprovechan en cascada el calor del circuito de alta temperatura (circuito AT) de motores y el de los gases para calentar aire. Si se toma el aire a calentar de la sala del motor es posible recuperar además una parte del calor de radiación del motor.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

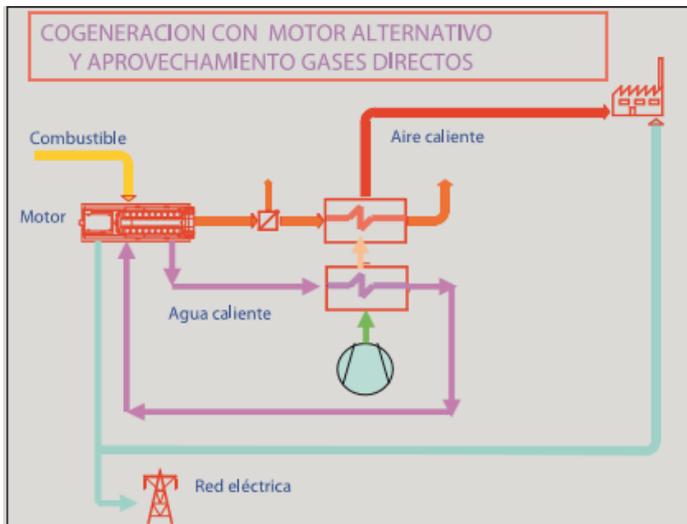


Figura 16 - Diagrama de proceso de planta de cogeneración con motor de gas, para generación de aire caliente.

#### 5.1.5.1.5.6 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

En este tipo de plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, así como el calor de los gases que abandonan la sección de generación de vapor hacia la turbina de vapor, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas. El calor del escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

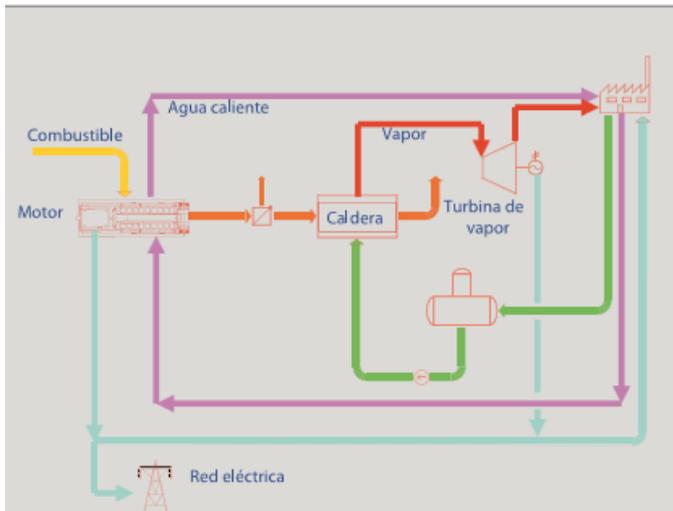


Figura 17 - Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo.

#### 5.1.5.1.5.7 Trigeneración

La trigeneración suele referirse a la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor (agua sobrecalentada o vapor) y energía térmica en forma de frío. El frío se obtiene transformando parte o todo el agua caliente, sobrecalentada o vapor en agua fría, utilizando equipos de absorción (de amoníaco o de bromuro de litio), que tienen un ciclo termofísico cuyos principios se conocen desde antes que los del ciclo de compresión de las máquinas frigoríficas convencionales. La Fig. 18 muestra el esquema de una de estas plantas.

La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente, no era económicamente viable en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Facilita a la industria del sector alimentario ser cogeneradores potenciales. Asimismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, centros educativos, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Al aprovecharse el calor también para la producción de frío, permite una mayor estabilidad en el aprovechamiento del calor.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

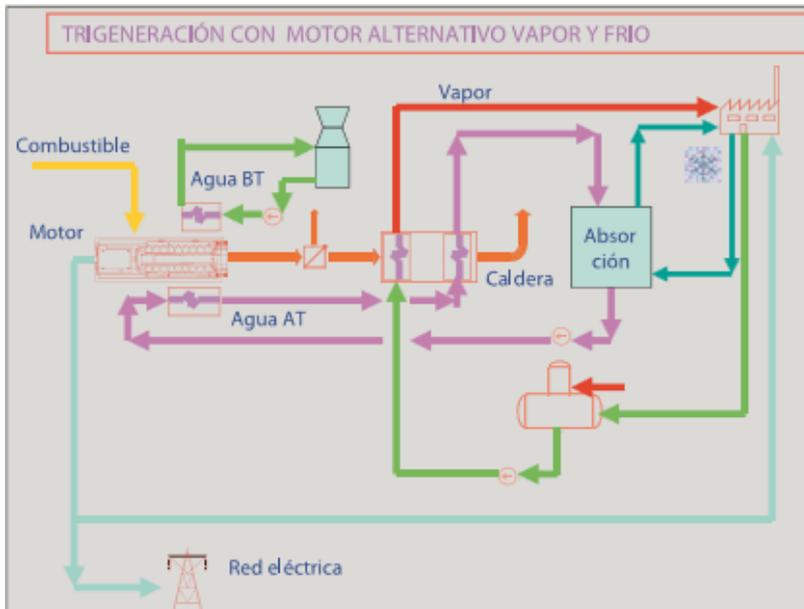


Figura 18 - Planta de trigeneración con motor de gas

En realidad en una planta de cogeneración se pueden producir otros productos útiles, a parte de la electricidad, calor y frío, como puede ser energía mecánica, aire comprimido o incluso CO<sub>2</sub>. Algunas veces se llama a este tipo de plantas, de poligeneración.

La trigeneración por supuesto también puede tener como motor primario una turbina de gas. En este caso el calor para absorción viene exclusivamente de la caldera de recuperación de calor, bien sea en forma de vapor, agua caliente o sobrecalentada.

### 5.1.5.2 Aplicaciones de la cogeneración con turbina de gas

La turbina de gas es un motor térmico que se presta muy bien a cogeneración. El rendimiento eléctrico es muy variable dependiendo de su tamaño, yendo desde rendimientos del orden del 20% para las turbinas más pequeñas hasta el 40 o 45% en unidades a partir de 30 MW. A parte de la electricidad producida y salvo unas pequeñas pérdidas, el resto de la energía del combustible va en los gases de escape a temperaturas del orden de 500 °C, que son fáciles de utilizar para generación de vapor o agua caliente, a las condiciones que se requieran por cualquier consumidor:

- Instalaciones de gases directos para secado (secado de minerales, atomizadores de cerámicas)
- Instalaciones en el sector alimentario (lácteo y derivados)

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- Plantas del sector de celulosa y papel
- Plantas del sector de fibra sintética y sector textil
- Plantas del sector químico
- Plantas del sector del automóvil
- Plantas de producción de sales industriales
- Plantas del sector refino

### 5.1.5.3 Aplicaciones de la cogeneración con motor de gas

Enumeramos las aplicaciones más relevantes de los sistemas de cogeneración con motor de gas:

- Instalaciones de gases directos y agua caliente de AT para secado (cerámica roja, secado de áridos).
- Instalaciones en sector alimentario (lácteo y derivados, zumos, embutidos, mataderos) (utilización de calor y frío).
- Plantas del sector papel.
- Las plantas de tratamiento de purines.
- Las plantas de concentración de sales minerales. Evaporación a vacío y calentamiento de soluciones.
- Plantas de tratamiento de aguas residuales y plantas de biogás.
- Plantas de secado de madera, pellet, forrajes, pulpas y otros derivados agroalimentarios.
- Plantas de secado de lodos de depuradora.

### 5.1.5.4 Aplicaciones de la trigeneración

Son usuarios potenciales de sistemas de trigeneración aquellas plantas industriales que reúnen las siguientes características:

- Demandas de calor, frío y electricidad simultáneas y continuas.
- Disponibilidad de combustibles de calidad.
- Calendario laboral de, al menos, 4.500 h-5.000 h anuales.
- Espacio suficiente y legalización adecuada para la ubicación de los nuevos equipos.
- Efluentes térmicos de calidad.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Son los sectores del papel y del refino de petróleo los más atractivos para la instalación de este tipo de plantas, debido a sus altos requerimientos de energía primaria.

Hay otros sectores donde la cogeneración puede también reportar importantes beneficios, como los sectores químico y cerámico.

Por otro lado, las máquinas de absorción tienen unas aplicaciones muy determinadas en aquellos proyectos en los que existe la posibilidad de obtener efluentes térmicos gratuitos.

En caso contrario, los estudios de viabilidad demuestran periodos de amortización más largos que las máquinas de compresión convencionales, ya que los COP obtenidos en máquinas de absorción sólo son rentables si la energía térmica de calentamiento no tiene coste económico ninguno.

Los tres grandes grupos de usuarios en el mercado del frío industrial español son:

- Industria agroalimentaria.
- Aplicaciones industriales no alimentarias.
- Transporte refrigerado.

Existen tres tipos principales de instalación con obtención de fluentes térmicos residuales o gratuitos en los que se recomienda mayoritariamente la instalación de máquinas de absorción.

#### 5.1.5.4.1 Instalaciones con trigeneración para producción de agua caliente y motores de combustión

La máquina de absorción puede ser alimentada con energía térmica procedente de los motores de combustión.

Esta energía se obtiene de la recuperación del calor de los humos procedentes de la combustión y del agua caliente de refrigeración de las camisas del motor.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

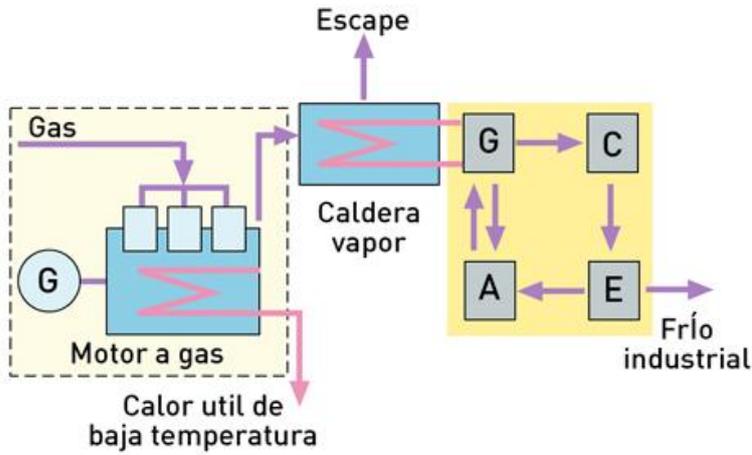


Figura 19 - Instalaciones con trigeneración

#### 5.1.4.4.2 Instalaciones con trigeneración para producción de vapor y calderas de postcombustión.

En las calderas de postcombustión se obtiene vapor a distintas presiones que puede utilizarse para las máquinas de absorción. De esta manera se puede obtener un rendimiento del 29 % de la potencia aportada en combustión como potencia frigorífica disponible.

Las instalaciones de cogeneración mediante turbina de gas y ciclo combinado con ciclo de vapor exigen que el consumo eléctrico sea constante, ya que la turbina alcanza sus máximos rendimientos a plena carga, siendo desaconsejable su utilización para instalaciones que van a ser utilizadas frecuentemente a carga parcial.

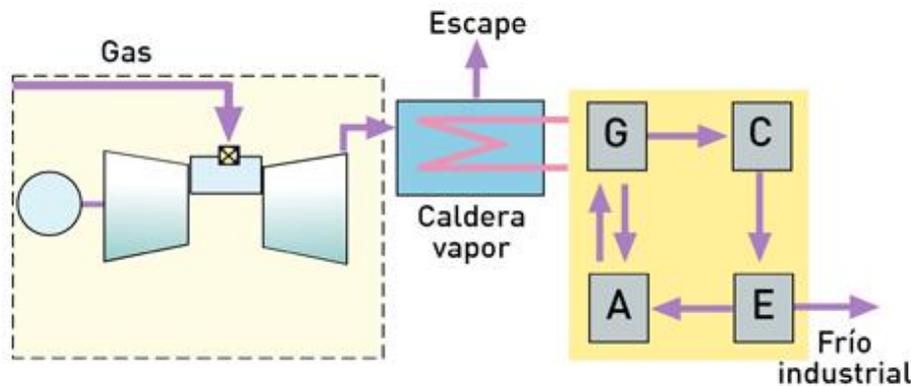


Figura 20 - Instalaciones con trigeneración

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

#### 5.1.4.4.3 Instalaciones con energía solar.

Los paneles solares producen agua caliente a una temperatura aproximada de 80 °C. Mediante un intercambiador de calor, el circuito de los paneles cede su energía al agua almacenada en un tanque de acumulación.

La máquina de absorción se acciona con el agua caliente del tanque, y produce frío que es distribuido al local a través de los fan-coils.

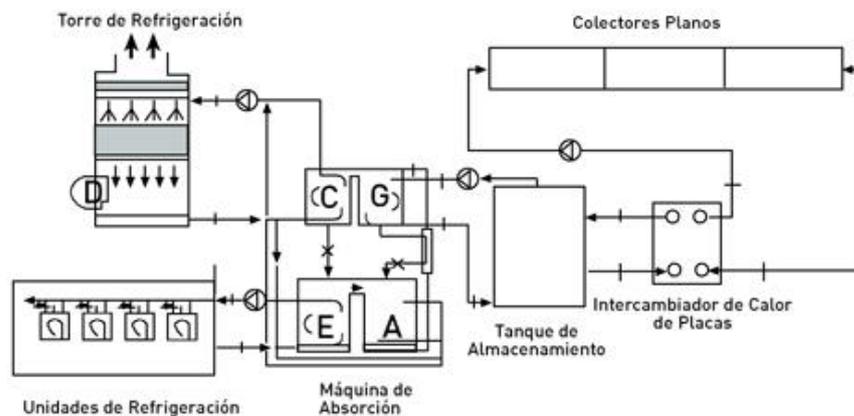


Figura 21 - Instalaciones con trigeneración

#### 5.1.6 Microgeneración

Es interesante dedicar un apartado a esta tecnología por la relación que tiene con el presente proyecto, que aunque básicamente los principios de funcionamiento y demás características con muy similares a los sistemas anteriormente explicados, hay una serie de características que se deben mencionar.

La microgeneración (hasta 50 kW), con microturbinas de gas o micromotores de combustión, son aplicaciones que se han implantado con éxito en instalaciones del sector terciario tan diversas como son las correspondientes a hospitales, hoteles y oficinas, etc. Ello se debe a que las microgeneradores cubren unas gamas de potencia adecuadas para poder actuar como cogeneraciones a escala reducida, adaptándose bien a las necesidades de este tipo de establecimientos y aportándoles rendimientos competitivos y prestaciones energéticamente atractivas frente a los sistemas convencionales.

Según el Código Técnico de Edificación (CTE), la exigencia de contribución solar mínima en el aporte energético de agua caliente sanitaria de toda nueva vivienda puede ser sustituida por otros sistemas que usen fuentes renovables o procesos de cogeneración

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

en aquellos casos en los que no sea posible la instalación de energía solar. De este modo, en cada situación las características energéticas, físicas y operativas determinará la viabilidad de la instalación de equipos de microgeneración o de sistemas de captación solar.

La solución basada en la generación de las necesidades de calor mediante sistemas de microgeneración para la generación de ACS, calefacción y frío reporta ventajas respecto a la generación de esta demanda mediante sistemas convencionales (calderas) y en muchos casos también respecto a los sistemas basados en colectores solares térmicos exclusivamente. Estas ventajas son las siguientes:

- Disponibilidad. La planta de microgeneración no depende de la climatología y garantiza el suministro energético para ACS y calefacción, incluso garantizando el consumo eléctrico en los equipos que pueden funcionar como generadores de emergencia.
- Liberación de espacio en comparación con la solar térmica y los sistemas convencionales. La planta de microgeneración ocupa unas dimensiones reducidas y no necesita invadir espacios arquitectónicamente visibles como fachadas y tejados, ya que se pueden ubicar bajo techo. La cogeneración al ser un sistema centralizado libera espacios de alto valor (interior de viviendas), ocupados por los sistemas convencionales.
- Generación distribuida de electricidad. La energía, tanto térmica como eléctrica, se genera junto al lugar de consumo, por lo que no hay pérdidas en el transporte, distribución y transformación.
- El aprovechamiento del calor y la generación de electricidad de manera eficiente reportan un ahorro de energía primaria. Esto implica un ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> y de otros gases de efecto invernadero.

Teniendo en cuenta el ámbito de aplicación de la microgeneración, esto es, suministro de la demandas de calor en el sector terciario (básicamente calefacción y ACS), no es difícil ver un campo de aplicación amplio en la microgeneración. La generación de frío para climatización permite alargar el período de operación al no ser coincidentes las demandas de frío y calor. La conversión del calor en frío se realiza mediante máquinas de absorción, siendo una excelente solución para la cogeneración en el sector terciario. Estos sistemas aportan ventajas sustanciales como:

- Sustitución de consumos de energía eléctrica, de elevado coste, por consumos de energía térmica, lo que permite un mayor dimensionamiento de la central.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- Aumento del número de horas de funcionamiento con alta eficiencia energética.
- Aumento de la versatilidad del central, puesto que es posible generar, además de electricidad y calor, un tercer tipo de energía: el frío.
- No utilización de CFCs, lo que las convierte en posibles sustitutos de las máquinas de compresión basadas en este tipo de fluidos refrigerantes.



Figura 22 - Sección de una microturbina Capstone de 65 kW eléctricos.

Para la generación de frío a partir de calor se utiliza el ciclo de absorción integrado. Para el tipo de aplicación que estamos tratando, cabe destacar las máquinas basadas en BrLi que son las utilizadas habitualmente para la climatización de edificios. En éstas, el BrLi actúa como absorbente y el agua como fluido refrigerante. En aplicaciones de climatización para generación de agua fría del orden de 5-7 °C las máquinas de simple efecto permiten conseguir COP de aproximadamente 0,7.

Los sistemas de microgeneración tienen rendimientos de generación eléctricos inferiores a los equipos de cogeneración de mayor tamaño. Esta menor capacidad de transformar el combustible en electricidad produce una mayor capacidad de recuperación térmica. Los sistemas de cogeneración se rigen por el mayor aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, lo cual se cuantifica en el rendimiento global (RG). En la siguiente tabla se muestra los valores típicos de eficiencia según tecnologías y tamaño. Siendo E (electricidad), V (calor), Q (combustible).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Sistemas de Microgeneración	RE=E/Q	RG=(E+V)/Q	C=E/V	Tamaño (MW)
Turbina de gas en ciclo simple	30-40	75-80	0,6-1	5-50
Turbina de gas en ciclo combinado	35-50	≥ 80	0,8-1,6	7-60
Turbina de vapor contrapresión	5-14	75-90	0,04-0,16	1-20
Motores alternativos de combustión	35-45	75	1,1-1,5	1-25
Micromotores*	25-35	75	0,5-0,9	0,01-0,4
Microturbinas*	25-30	75	0,5-0,67	0,03-0,2

\* Consideramos máquinas con potencias unitarias inferiores a los 100 kW eléctricos.

Tabla 1 - Sistemas de microgeneración.

Centrándonos en el ámbito de la microgeneración, si comparamos ambas tecnologías para una misma potencia eléctrica unitaria, la microturbina tiene un rendimiento eléctrico menor que el micromotor (en torno al 30% frente al 35%), pero queda compensado con la recuperación térmica cuando se comparan sus rendimientos globales. Por otra parte, cabe destacar que la ausencia de aceites lubricantes, sistemas auxiliares para el arranque y la refrigeración y una única parte móvil, hacen que su fiabilidad sea superior y sus costes de mantenimiento inferiores. En cada caso se debe escoger la tecnología más apropiada en función de la potencia y del modo de operación.

La legislación es favorable a la microgeneración: el 1 de junio de 2007 entró en vigor el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de electricidad en el Régimen Especial. Este RD otorga diferentes precios a la electricidad vertida a la red en función de los siguientes parámetros: tipo de combustible, rango de potencia y eficiencia energética.

Para la actividad que nos interesa en este caso, nos centraremos en el combustible gas natural o GLP para el rango de centrales de menos de 1 MW eléctrico.

Todas las cogeneraciones del grupo a.1 deben cumplir una alta eficiencia energética como se describe en el anexo I del RD 661/2007. Esta eficiencia implica el cumplimiento del REE. Para turbinas de gas de menos de 1 MW, el valor es de 53,1% y para los motores del mismo rango de potencia, es de 49,5%.

Los precios de venta de energía eléctrica a la red para cada uno de los grupos y segmentos comentados (a.1.1. Gas natural, a.1.2. Gasóleo/GLP) se basan en la

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

denominada ‘tarifa regulada’, la cual es actualizada trimestralmente. En la siguiente tabla se muestran los valores de la tarifa regulada vigentes para el primer trimestre del año 2010.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa Regulada (c€/kWh)
a.1	a.1.1	Gas natural	P≤0,5 MW	12,7166
			0,5<P≤1 MW	10,4352
	a.1.2	Gasoleo/ GLP	P≤0,5 MW	14,3837
			0,5<P≤1 MW	12,2408

Tabla 2 - Precios de venta de energía eléctrica a la red (tarifa regulada vigentes para el primer trimestre del año 2010).

Cabría significar adicionalmente que el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) contempla ayudas a fondo perdido para la ejecución de plantas de cogeneración en el sector edificación. Las ayudas se articulan a través de las CCAA y los porcentajes de las mismas están comprendidas entre un 10% y un 30% dependiendo de la potencia de la instalación.

Los sistemas de generación usados en la microgeneración son principalmente microturbinas y micromotores.

#### 5.1.6.1 Micromotores alternativos para microgeneración

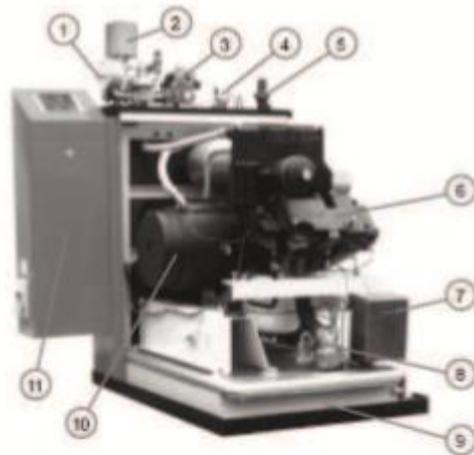
Los micromotores alternativos de combustión interna son bien conocidos por todos ya que sus aplicaciones en nuestras actividades diarias son muchísimas. Desde los pequeños generadores que vemos en los puestos de venta ambulante hasta los motores que incorporan todos los vehículos, hay un abanico de potencias en el que se incluirían los micromotores para cogeneración.

La diferencia de estos motores es principalmente su rango de trabajo ya que están diseñados para funcionar un elevado número de horas en continuo con la máxima eficiencia por lo que se trata de buscar el régimen de funcionamiento que maximice el rendimiento eléctrico.

Los motores disipan calor a través de los circuitos de agua de refrigeración y de los gases de escape. En los micromotores se recuperan ambas fuentes de calor para

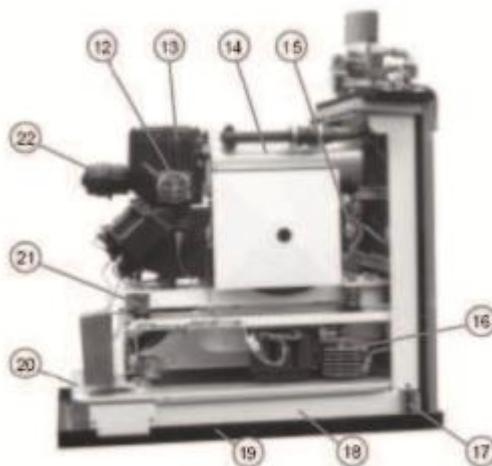
<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

finalmente dar toda la energía en forma de agua caliente que pueda ser usada para climatización.



**HKA G and F**

- |                                  |  |
|----------------------------------|--|
| 1: Mezclador de gas              | 7: Ignición                            |
| 2: Silenciador de admisión       | 8: Control de cantidad de gas          |
| 3: Multibloque                   | 9: Cierre para transporte              |
| 4: Estárter                      | 10: Generador                          |
| 5: Conexión para salida de gases | 11: Unidad de monitorización y control |
| 6: Motor                         |  |



- |   |  |
|---|--|
| 12: Bomba de refrigeración de agua  | 17: Cierre para transporte             |
| 13: Intercambiador de gases de combustión calientes con catálisis oxidativa | 18: Cubeta con silenciador de admisión |
| 14: Silenciador de escape   | 19: Cubeta inferior con goma           |
| 15: Motor de arranque de 12V  | 20: Cubeta de goteo                    |
| 16: Motor de arranque de suministro de potencia trifásica                   | 21: Soporte de motor con muelles       |
|   | 22: Filtro del aceite lubricante       |

Figura 23 - Partes de un micromotor alternativo DACHS de 5,5 kW eléctricos.

### 5.1.6.2 Microturbinas de gas para microgeneración

Las microturbinas de gas son máquinas de combustión basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales pero simplificando los elementos mecánicos.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

El modo de funcionamiento de la microturbina no difiere mucho del de una turbina convencional. La diferencia principal se encuentra en el hecho de tener un ciclo de regeneración para mejorar el rendimiento eléctrico y a la ausencia de reductor para conectarse al alternador. Así, las microturbinas generan energía eléctrica en tensión alterna a frecuencia variable que es convertida a corriente continua y, mediante un inversor parecido al que incorporan los sistemas foto- voltaicos, se convierte a corriente alterna trifásica 400 V y 50 Hz que exigen las aplicaciones en baja tensión. Finalmente los gases de escape tienen una temperatura de 300 °C aproximadamente que permite una recuperación térmica útil para la producción de ACS, calefacción y frío.

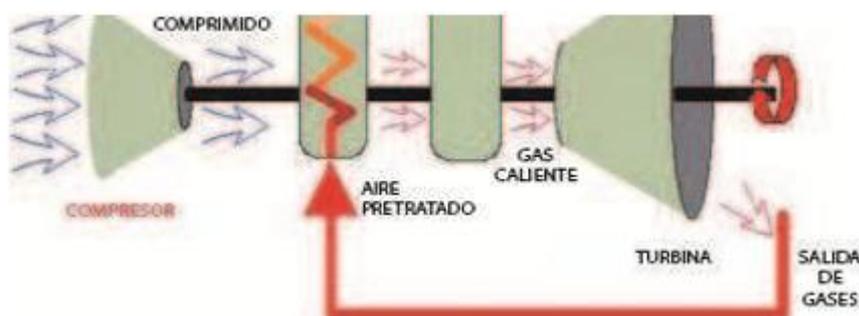


Figura 24 - Esquema de una microturbina de gas.

## 5.1.7 La cogeneración en el Mundo, Europa y España

### 5.1.7.1 La cogeneración en el Mundo

La Agencia Internacional de la Energía<sup>5</sup> estima que la potencia de cogeneración instalada a nivel global es de 330 GW y representa un 9% de la electricidad producida. Sin embargo, en las grandes economías del G8 —a excepción de Rusia—, la cuota de producción eléctrica de cogeneración es baja. Alemania es un buen ejemplo de desarrollo de cogeneración, contando con una potencia instalada de 20 000 MW y una cobertura de la demanda eléctrica con cogeneración del 12,5% y acelerando su implementación gracias a incentivos gubernamentales. La alta penetración de la cogeneración en estos países resulta en gran medida del desarrollo de la energía de distrito, una de las asignaturas pendientes en España, que no cuenta con desarrollo en este ámbito probablemente debido a que las condiciones climatológicas requieren soluciones más sofisticadas con refrigeración.



<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 5.1.7.3 La cogeneración en España

El parque de cogeneración contaba con 6.170 MW a principios del 2009. Ello representa un 6,5% de la potencia total instalada del parque de generación español (94.762 MW) en el 2008, un 13,5% de la potencia máxima demandada y un 12% de la demanda eléctrica nacional en 20067.

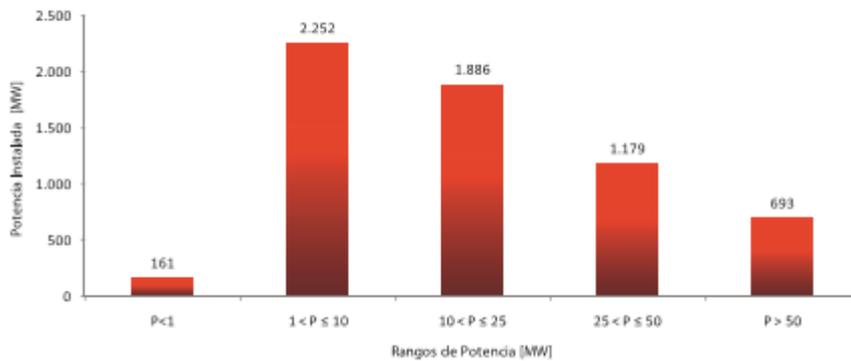


Figura 25 -Potencia instalada de cogeneración en España (MW) por rangos de potencia. Fuente: CNE, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial 2009.

La mayor parte de la potencia instalada se encuentra entre 1 MW y 25 MW (Fig. 4). El total de número de plantas instaladas en España a principios del 2009 era de 883, siendo las plantas entre 1 MW y 10 MW las más numerosas. El parque de cogeneración posee un rendimiento eléctrico entorno al 29% y un rendimiento global entorno al 80%.

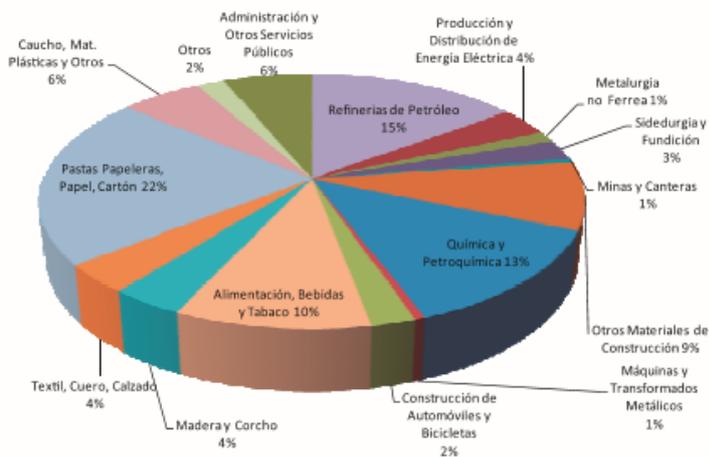


Figura 26 - Distribución de la energía cogenerada por sector industrial. Fuente: MITYC. Informe Anual. 2006.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Las plantas de cogeneración cuentan con un gran desarrollo en el sector industrial en España. Los subsectores más desarrollados son el papelero, refino, química y petroquímica y alimentación así como en construcción (Figura 26). Existe sin embargo un gran potencial de cogeneración en el sector residencial y pequeño y mediano terciario.

En lo que a combustibles empleados en cogeneración se refiere, las plantas de cogeneración emplean gas natural en un 76%. Siguen a este combustible fueloil y gasoil (18%) y gas de refinería (4%).

La distribución por comunidades autónomas muestra como el 22% de la potencia de cogeneración se encuentra en Cataluña, seguida de Andalucía, Valencia y Galicia (entorno a un 11% de la potencia instalada), siendo prácticamente inexistente en Extremadura, Canarias o las Baleares.

## 5.2 Energía Eólica

### 5.2.1 Generalidades

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, puesto que son las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar las que ponen en movimiento los vientos.

La energía eólica es la energía renovable más madura y desarrollada. Genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Desde principios del siglo XX, produce energía a través de los aerogeneradores. La energía eólica mueve una hélice y, mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica.

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo un kilómetro por encima del suelo. Del resto, se estima que por

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada una treceava parte, cantidad suficiente para abastecer 10 veces el consumo actual de energía primaria mundial. De ahí su enorme potencial e interés.

Del mismo modo, para poder aprovechar esa energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar, pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "cut-in speed", y que por otra parte, no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "cut-out speed".

Esa energía del viento se aprovecha mediante el uso de máquinas eólicas (o aeromotores), capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente dichas máquinas, como para la producción de energía eléctrica.

En el caso de la producción de energía eléctrica, el sistema de conversión, es conocido como aerogenerador. En estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.



Figura 27 – parques eólicos en mar y tierra

Para aprovechar la energía eólica, es muy importante tener en cuenta las grandes variaciones de velocidad entre diferentes zonas: lugares que apenas distan unos kilómetros entre sí pueden estar sujetos a condiciones de viento muy dispares y suscitar un interés muy distinto a la hora de instalar un aerogenerador.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 5.2.2 Principio de funcionamiento de un aerogenerador

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas.

Los aerogeneradores pueden ser de “sustentación” o de “resistencia” en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como “fuerza motriz”. Para entender el principio de funcionamiento de un aerogenerador nos referiremos a las turbinas de uso más extendido en la actualidad, es decir, las de “sustentación”; en ellas, a diferencia de las de “resistencia”, el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior<sup>4</sup>. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica (figura 1.7) sobre la superficie de la pala, de forma parecida a lo que sucede en las alas de los aviones.

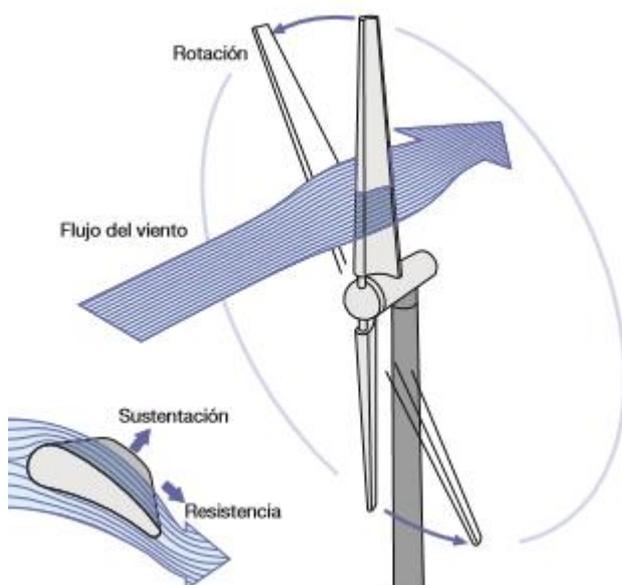


Figura 28 – Esquema funcionamiento de un aerogenerador

La sustentación en las alas de un avión es capaz de levantarlo del suelo y mantenerlo volando, mientras que en un aerogenerador, dado que las palas son solidarias con el terreno, provoca su rotación alrededor del eje del buje. Al mismo tiempo se genera una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y es perpendicular a la sustentación. En los aerogeneradores diseñados correctamente, la relación sustentación/resistencia es grande dentro del rango normal de operación. Un aerogenerador necesita una velocidad del viento mínima (velocidad de acoplamiento o cut-in) de 3 - 5 m/s y entrega la potencia nominal a una velocidad de 12 - 14 m/s. Por

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

razones de seguridad, a velocidades elevadas por lo general superiores a 25 m/s (velocidad de desconexión o cut-off), el sistema de frenado para la turbina. El bloqueo puede efectuarse por medio de frenos mecánicos que detienen el rotor o, en el caso de palas de inclinación variable, “escondiéndolas” del viento al ponerlas en la posición conocida como “bandera”<sup>5</sup>.

Las principales ventajas de las instalaciones eólicas son:

- Generación distribuida
- Conversión eficiente de la energía eólica en energía eléctrica (rendimiento teórico del 59%).
- Ausencia de emisiones contaminantes.
- Ahorro de combustibles fósiles.
- Reducción de los costes de servicio (no hay costes de abastecimiento de combustible) y de mantenimiento.
- Fácil desmantelamiento de los aerogeneradores al final de su vida útil (20/25 años).
- La capacidad de generación de los aerogeneradores va desde los pocos centenares de W hasta algunos MW, ajustándose a las exigencias tanto de las viviendas aisladas como de las aplicaciones industriales o de la inyección en la red (a través de parques eólicos).

### 5.2.2.1 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal

Los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son:

1. pala
2. soporte de la pala
3. actuador del ángulo de paso
4. buje
5. cubierta
6. soporte principal
7. eje principal
8. luces de señalización aérea
9. multiplicador
10. dispositivos hidráulicos de refrigeración
11. frenos mecánicos
12. generador
13. convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- 14. transformador
- 15. anemómetros
- 16. estructura de la góndola
- 17. torre de soporte
- 18. mecanismo actuador de la orientación

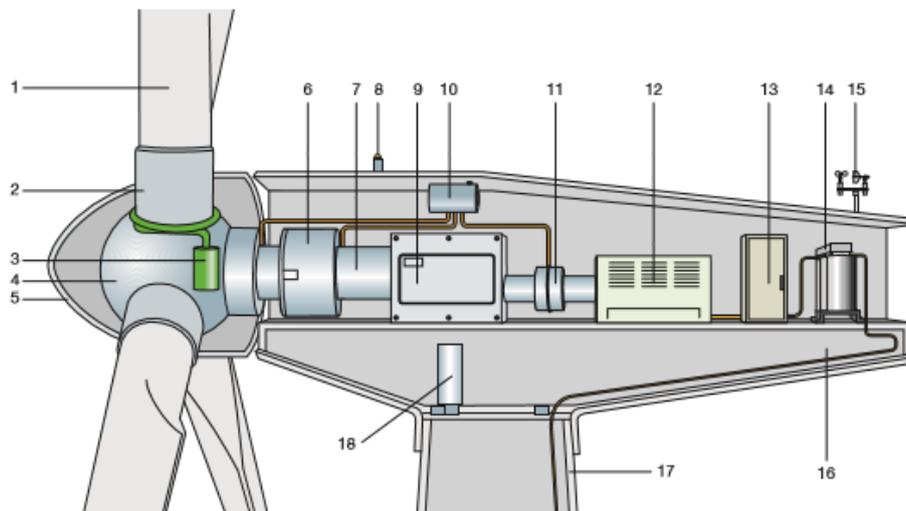


Figura 29 – Componentes de un aerogenerador de eje horizontal  
 Los costes de los distintos componentes se desglosan en la figura 30 en función del coste total del aerogenerador.

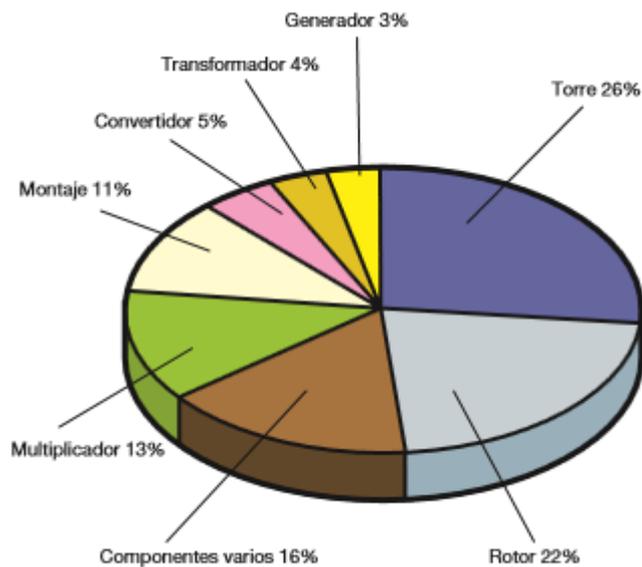


Figura 30 - Coste componentes de un aerogenerador en %

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 5.2.3 Tipos de aerogeneradores

En función de la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes familias:

- Aerogeneradores de eje vertical – VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).
- Aerogeneradores de eje horizontal – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

A su vez los aerogeneradores VAWT, que representan el 1% del total, se subdividen en:

- Aerogeneradores del tipo Savonius;
- Aerogeneradores del tipo Darrieus;
- Aerogeneradores híbridos Darrieus-Savonius.

Los aerogeneradores HAWT, que representan el 99% del total, se subdividen en:

- Aerogeneradores a barlovento (upwind);
- Aerogeneradores a sotavento (downwind).

De entre los aerogeneradores de eje horizontal, un 99% son de tres palas, mientras que un 1% son de dos palas.

#### 5.2.3.1 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Savonius

Es el modelo más simple de aerogenerador y consta de dos (o cuatro) chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro (figura 1.8).

También se denomina "aerogenerador de resistencia" ya que el par motor sobre el eje está generado por la diferencia de resistencia (fricción) que las superficies verticales dispuestas simétricamente respecto al eje ofrecen al viento.



Figura 31 – Aerogenerado savonius

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Las principales características del aerogenerador Savonius son:

- Aerogenerador “lento”6;
- Poca eficiencia.
- Utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado.
- Necesidad de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables.
- Imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas.
- Necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador.
- Necesidad de una estructura robusta que resista los vientos extremos (debido a la elevada superficie expuesta de las palas).
- Válido solo para aplicaciones de poca potencia.
- Poco ruidoso.

### 5.2.3.2 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Darrieus

Son aerogeneradores de eje vertical y de "sustentación", ya que las superficies expuestas al viento presentan un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala y, por tanto, un par en el eje de rotación.

Con relación a los aerogeneradores de “resistencia” Savonius, los de tipo Darrieus (y todos los aerogeneradores de "sustentación") proporcionan una mayor eficiencia al tener menos pérdidas por fricción.

No obstante, un aerogenerador Darrieus es incapaz de arrancar por sí solo dado que, independientemente de la velocidad del viento, el par de arranque es nulo: como consecuencia, este aerogenerador necesita un dispositivo auxiliar. En el aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius, el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius situado en el interior del aerogenerador Darrieus.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 31 – Aerogenerador Darrieus

Las principales características del aerogenerador Darrieus son:

- Aerogenerador "rápido".
- Eficiencia menor que los aerogeneradores de eje horizontal, debido también a que una gran parte de la superficie de las palas gira en las proximidades del eje a poca velocidad.
- Adaptación a los cambios de dirección del viento.
- Eficiente para vientos con una notable componente vertical de la velocidad. (emplazamientos con pen- dientes o instalaciones en el tejado de edificios, "efecto esquina").
- Utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado.
- Necesidad de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables.
- Imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas.
- Necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador.
- Necesidad de una estructura no especialmente robusta para resistir los vientos extremos (debido a la poca superficie de las palas expuesta al viento en comparación con el aerogenerador Savonius).
- Utilizable para aplicaciones de gran potencia<sup>7</sup>.
- Poco ruidoso y con vibraciones que se limitan a la cimentación (apto por tanto para instalaciones sobre edificios).
- Capaz de funcionar incluso con vientos turbulentos.
- El multiplicador y el generador eléctrico pueden ubicarse al nivel del suelo.
- Elevadas fluctuaciones del par mecánico motor.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 32 - Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius

### 5.2.3.3 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal a barlovento, llamados así porque el viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre. En cambio, tienen el inconveniente de no alinearse automáticamente con relación al viento, por lo que necesitan una aleta direccional o un sistema de orientación<sup>8</sup>. Los aerogeneradores de eje horizontal a sotavento acusan los efectos negativos de la interacción torre-rotor, pero se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible para resistir los vientos fuertes.

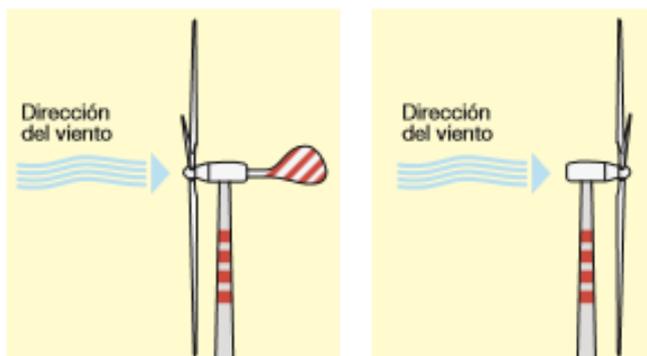


Figura 33 - Barlovento con aleta direccional y Sotavento sin aleta direccional

El aerogenerador de eje horizontal de tres palas (figura 34) es el modelo más generalizado, aunque existen modelos de dos palas (figura 35), de una sola pala dotada de contrapeso (figura 36) que ya no se usan en la actualidad y multipala, usado sobre todo en micro eólica (figura 37).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 34 – aerogenerador de 3 palas



Figura 35 – aerogenerador de 2 palas



Figura 36 – aerogenerador 1 pala



Figura 37 – aerogenerador multipala

Dado que la velocidad de rotación disminuye al crecer el número de palas (mientras que el par aumenta), los rotores de 2 palas giran más rápidamente que los de 3 (40 rpm de media frente a 30 rpm de los tripala), de manera que el ruido aerodinámico es mayor. Además, un rotor de dos palas está sometido a desequilibrios debidos a la variación del viento con la altura; a efectos giroscópicos, cuando la góndola se orienta tiene un momento de inercia inferior cuando las palas están en posición vertical que cuando están horizontales. Para solucionar este problema generalmente incorporan un buje basculante que les permite equilibrar el empuje asimétrico en el rotor. En cualquier caso, el rotor de dos palas es más liviano, por lo que todas las estructuras de soporte pueden ser menos masivas, con la consiguiente reducción de costes. Además el impacto visual y el ruido son menos importantes en las instalaciones marinas u offshore, lo cual, junto al menor coste, hace que los aerogeneradores de dos palas

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

sean más atractivos para estas aplicaciones. En la tabla 3 se confrontan las principales características de los aerogeneradores de dos y de tres palas.

2 PALAS	3 PALAS
Menor coste del rotor (menor peso)	Mayor compensación de las fuerzas aerodinámicas
Más ruidoso (velocidad periférica mayor)	Mayor estabilidad mecánica (fuerzas giroscópicas equilibradas)
Instalación más simple (ensamblaje en tierra de la torre)	Par motor más uniforme
Mayor complejidad de diseño (necesita un buje basculante)	Menor impacto visual

Tabla 3 - características de los aerogeneradores de dos y de tres palas.

### 5.2.4 Características de los aerogeneradores

Atendiendo a la potencia de los aerogeneradores, las instalaciones eólicas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Microeólicas para potencias inferiores a 20 kW y por instalaciones destinadas principalmente al suministro doméstico.
- Minieólicas para potencias entre 20 y 200 kW con instalaciones principalmente destinadas a la producción y venta de electricidad;
- Eólicas para potencias superiores a 200 kW y constituidas principalmente por parques eólicos para la inyección de la energía producida en la red.

El funcionamiento de un aerogenerador viene determinado por valores específicos de velocidad del viento, relacionados con diferentes fases:

- Velocidad de arranque - el rotor empieza a girar y el alternador genera una tensión, que aumenta con la velocidad del viento.
- Velocidad de acoplamiento (2 - 4 m/s) - cuando la tensión es lo suficientemente elevada para la aplicación específica, entonces se empieza a producir energía y se activa todo el circuito, el cual constituirá la carga del aerogenerador.
- Velocidad nominal (10 - 14 m/s) - es la velocidad a la cual se genera la potencia nominal.
- Velocidad de desconexión (20 - 25 m/s) - es la velocidad del viento por encima de la cual el rotor debe detenerse para evitar daños en la máquina; el sistema de control interviene mediante dispositivos adecuados, activos o pasivos.

Un aerogenerador debe poder soportar durante toda su vida útil la peor tormenta que pueda darse en el emplazamiento donde está instalado. Si el aerogenerador va a utilizarse durante 20 años, se considerará como ráfaga máxima la que se repite de

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

media cada 50 años. La tabla 4 (IEC EN 61400-1) muestra las distintas clases de aerogeneradores en función de la velocidad  $V_{ref}$  es la velocidad del viento de referencia medio durante 10 minutos.

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
$V_{ref}$ (m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A $I_{ref}$ (-)	0.16			
B $I_{ref}$ (-)	0.14			
C $I_{ref}$ (-)	0.16			

Tabla 4 - Parámetros de la velocidad del viento según las clases de aerogeneradores.

Dónde:

- $V_{ref}$  es la velocidad media del viento de referencia durante 10 minutos.
- A corresponde a la categoría con características de turbulencia superiores.
- B corresponde a la categoría con características de turbulencia medias.
- C corresponde a la categoría con características de turbulencia inferiores.
- $I_{ref}$  es el valor previsto de intensidad de la turbulencia a 15 m/s.

Hasta hace poco, la potencia habitual de los aerogeneradores se situaba entre 600 y 850 kW, generalmente con rotores de 3 palas, con diámetros entre 40 y 55 m y una altura del buje respecto al suelo de unos 50 m.

En los últimos tiempos, en el norte de Europa se han empezado a instalar turbinas de tres palas con potencias de 1,5 a 3 MW, diámetros entre 70 y 90 m y una altura de buje de unos 100 m.

Los aerogeneradores pequeños incluyen turbinas de eje vertical con una potencia desde decenas de W hasta algunos kW, para aplicaciones aisladas de la red o conectadas a ella para suministro doméstico. En lo que respecta a los aerogeneradores de gran tamaño, ya existen turbinas de 5 o 6 MW con diámetros de rotor entre 120 y 130 m, de uso típico en aplicaciones offshore. La potencia máxima del mayor aerogenerador actualmente en el mercado es de 8 MW, pero ya se diseñan turbinas de 10 MW con diámetros de rotor de 160 m.

El interés por las instalaciones offshore se debe a que permiten aprovechar vientos de mayor intensidad al tiempo que tienen un menor impacto visual. Además, mientras la productividad anual de una instalación terrestre es del orden de 1500 - 2500 MWh/MW, la de una instalación marina es del orden de 3000 - 3500 MWh/MW.

Con las tecnologías disponibles para la instalación de aerogeneradores cimentados sobre el fondo marino pueden explotarse zonas offshore con profundidades de hasta 30 - 40 m. Para profundidades mayores se recurre a los aerogeneradores flotantes (en

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

fase experimental). A pesar de todo, los parques eólicos offshore suponen una inversión considerable en relación con las instalaciones onshore debido a los costes derivados de las cimentaciones submarinas y la instalación en el mar; la inversión es de 2800 - 3000 €/kW aproximadamente frente a los 1800 - 2000 €/kW de las instalaciones de gran tamaño en tierra. Aún más altos son los costes de inversión en las instalaciones de pequeño tamaño (minieólica), que pueden llegar a los 2500 - 4000 €/kW.

En promedio, el reparto de la inversión de una instalación eólica corresponde a un 70% para los aerogeneradores y un 30% para el resto de factores (cimentaciones, instalación, infraestructuras eléctricas, etc.).

La vida útil de las instalaciones eólicas se estima en unos 30 años, aunque habitualmente se desmantelan ya a los 20 años, debido a la disminución progresiva de la producción energética causada por el envejecimiento de los componentes de los aerogeneradores.

<b>Potencia nominal</b>	<b>4,5 MW</b>
Número de palas	3
Diámetro del rotor	120 m
Control	inclinación de la pala y velocidad variable
Longitud de la pala	58 m
Cuerda máxima de la pala	5 m
Peso de una pala	18 t
Peso de la góndola con rotor y palas	220 t
Peso de la torre (estructura tubular de acero)	220 t
Altura de la torre (dependiendo de las condiciones locales del viento)	90 - 120 m
Diámetro de la torre en la base	5,5 m
Velocidad de rotación del rotor	9 - 15 rpm
Relación del multiplicador	100-1
Velocidad del viento de arranque del aerogenerador	4 m/s
Velocidad nominal del viento	12 m/s
Velocidad del viento de desconexión del aerogenerador	25 m/s

Tabla 5 - Ejemplo de características de un aerogenerador

### 5.2.5 Coste de la energía eólica

La energía eólica puede considerarse, especialmente cuando se genera en parques eólicos multi-megavatio, una energía eficiente en términos de costes, de impacto medioambiental y de retorno de la inversión (de 3 a 5 años).

Como puede verse en la tabla 1.4, la energía procedente de grandes instalaciones eólicas conlleva unos costes de inversión y producción (incluyendo los costes de

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

mantenimiento, combustible y de personal) comparables a los de una central térmica de carbón tradicional.

Costes de la energía		
Tipo de instalación	Coste de inversión €/kWh	Coste de la energía generada €/kWh
Instalación eólica multimegavatio	1000 – 2200	0,04 – 0,08
Central térmica de carbón	1000 – 1350	0,05 – 0,09
Central térmica de gas	500 – 700	0,03 – 0,04

Tabla 6 – Coste de la energía eólica producida en comparación con otras fuentes.

### 5.2.6 La energía eólica en el mundo y en la Unión Europea

En el mundo, a finales del 2009 la potencia eólica instalada ha rondado los 160 000 MW con un crecimiento global del 233% desde el 2004, mientras que a finales del 2010 la potencia eólica ha alcanzado los 194 000 MW (fuente: GWEC). En la Unión Europea, a finales del 2009 se superaron los 73 000 MW instalados con un incremento del 114% respecto al 2004, mientras que a finales del 2010 la potencia eólica alcanzó los 84 000 MW, de los que casi 3000 MW corresponden a instalaciones eólicas offshore (fuente: EWEA). Concretamente en la Unión Europea, Alemania es el país con más instalaciones, con una potencia total de más de 25 000 MW, seguida por España, con más de 19 000 MW e Italia y Francia a continuación. Como puede verse en la figura 39, estas 4 naciones representan el 74% de los más de 73 000 MW de potencia eólica instalada en la UE.

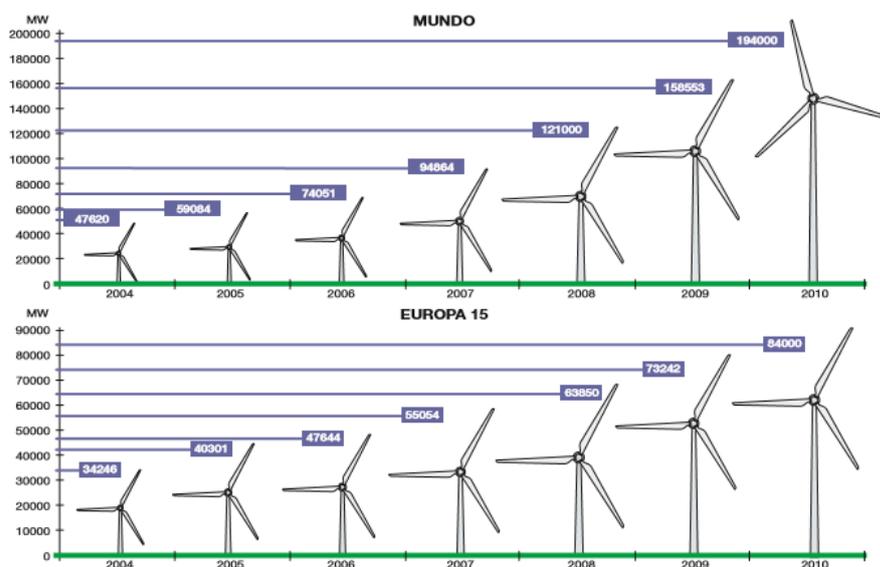


Figura 38 – Evolución de la energía eólica en el Mundo y en Europa

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 39 – Potencia instalada por países de la Unión Europea (MW)

### 5.2.6 Minieólica

Al igual que en el punto anterior sobre la microgeneración, también es de interés hacer un repaso de la energía eólica producida a menor escala o minieólica.

La energía minieólica fue originalmente definida por sus características para producir poca cantidad de electricidad para cubrir el consumo de los electrodomésticos o cubrir la demanda varios hogares con poca demanda eléctrica.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Aunque el recurso es el mismo que en la gran eólica, las instalaciones minieólicas tienen características propias:

- Generación de energía próxima a los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas de transporte (generación distribuida).
- Versatilidad de aplicaciones y ubicaciones, ligado al autoconsumo, con posibilidad de integración en sistemas híbridos, y tecnologías existentes para suelo y cubierta.
- Accesibilidad tecnológica al usuario final, por las relativamente bajas inversiones requeridas, con una instalación sencilla (sin apenas necesidad de obra civil), facilidad de transporte de equipamientos y montaje.
- Funcionamiento con vientos moderados, sin requerir complejos estudios de viabilidad.
- Aprovechamiento de pequeños emplazamientos o de terrenos con orografías complejas.
- Suministro de electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica.
- Optimización del aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas de distribución existentes, a las que se conectan directamente, sin requerir infraestructuras eléctricas adicionales de evacuación.
- Bajo coste de operación y mantenimiento y elevada fiabilidad.
- Reducido impacto ambiental, por menor tamaño e impacto visual, y por su integración en entornos humanizados.

Para la instalación de una miniturbina eólica es importante tener en cuenta una serie de consideraciones:

- Que en la zona sople suficiente viento y que se cuenta con espacio para montar una instalación así.
- que este llegue bien a la turbina sin encontrarse con **obstáculos**, como edificios o árboles cercanos.
- se necesita sitio para realizar el **anclaje**.

Si bien al priori parece viable la instalación de tal turbina, esto no lo es tanto, pues debido a los trámites burocráticos para conectar dicha instalación a la red eléctrica nacional y a que el precio de las turbinas de minieólica tienen aún un coste muy elevado, de entre 3.000 y los 9.000 euros el kilovatio de potencia, podríamos decir que aún existen demasiados impedimentos para invertir en uno de estos aparatos.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 40 – Miniturbina eólica enair30 1500w (pvp: 6000€)

## 5.3 Energía fotovoltaica

### 5.3.1 Generalidades

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica (FV) se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores "dopados" generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar

Las principales ventajas de las plantas fotovoltaicas (FV) son, en resumen:

- Generación distribuida donde sea necesario
- No se emiten materiales contaminantes
- Ahorro de combustibles fósiles
- Fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles (la vida útil suele superar los 20.años)
- Costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos
- Modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles) conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el coste inicial de desarrollo de una planta FV es bastante elevado, debido a un mercado que todavía no ha alcanzado su madurez plena desde un punto

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

de vista Técnico y económico. Además la generación de energía es errática a causa de la variabilidad de la fuente de energía solar.

La electricidad anual generada por una planta FV depende de distintos factores, entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación.
- Inclinação y orientación de los paneles.
- Presencia o no de sombras
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

Las aplicaciones principales de las plantas FV son:

- Instalaciones (con sistemas de almacenamiento). Para usuarios aislados de la red.
- Instalaciones para usuario conectados a la red de BT.
- Plantas de energía solar fotovoltaica, normalmente conectadas a la red de MT.

Una planta FV está compuesta esencialmente por un generador (paneles FV), un bastidor de soporte para montar los paneles sobre el terreno, un edificio o la estructura de un edificio; por un sistema de control y acondicionamiento energético, por un posible sistema de almacenamiento de la energía, por cuadros y apartamentos eléctricos que alojan los equipos de protección y maniobra, así como por los cables de conexión.

## 5.3.2 Componentes principales de una planta fotovoltaica

### 5.3.2.1 Generador fotovoltaico

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm<sup>2</sup>. El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se "dopa" con átomos trivalentes (p. ej. Boro dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo-dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones (figura 41).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

**Silicio dopado**

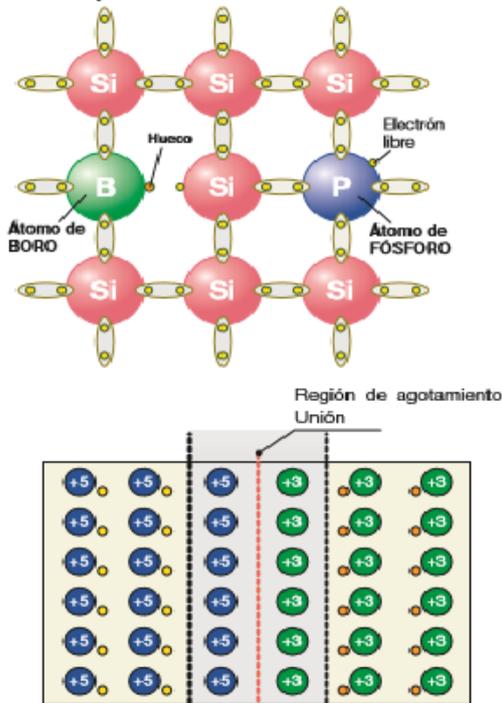


Figura 41 - La célula fotovoltaica

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico e la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección (funcionamiento como un diodo). Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P el campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada (Figura 42).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

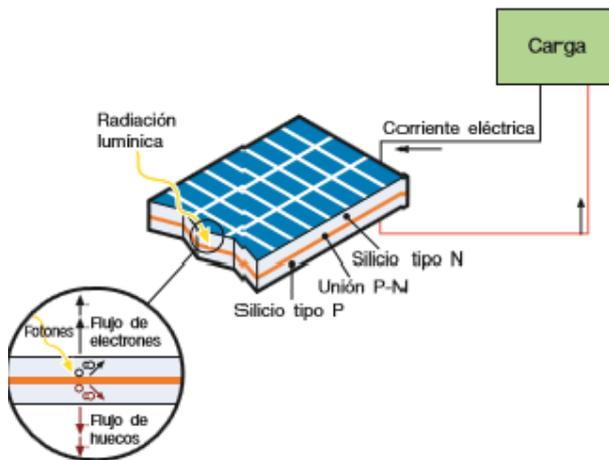


Figura 42 - Funcionamiento de una célula fotovoltaica.

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada. La figura 43 representa el efecto fotovoltaico y el balance energético que muestra el porcentaje considerable de energía solar incidente no convertida a energía eléctrica.



Figura 43 – Efecto fotovoltaico.

100% de la energía solar incidente:

3% pérdidas por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales.

23% fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones; se genera calor

32% fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión)

8,5% recombinación de portadores de carga libres

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

20% gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición  
0,5% resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción  
= 13% energía eléctrica utilizable

En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiancia de 1W/m<sup>2</sup> a una temperatura de 25 °C) una célula FV genera una intensidad de 3 A con una tensión de 0,5V y una potencia pico de 1,5 a 1,7 Wp.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie, con un área comprendida entre 0,5 y 1 m<sup>2</sup>. Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente. Componen un panel, entendido como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio (figura 44 ).



Figura 44 - Módulos fotovoltaicos en tejado y suelo

Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador o huerto fotovoltaico (figuras 45 y 46).

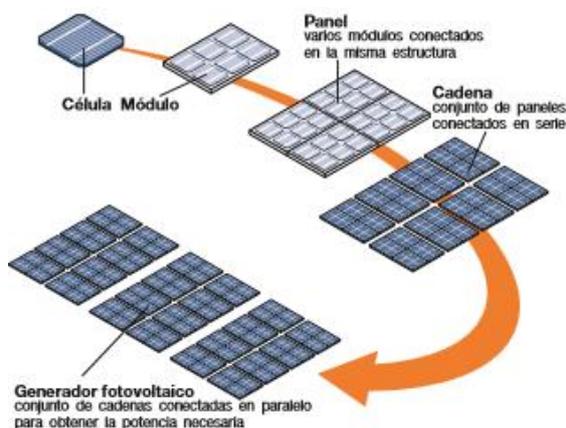


Figura 45 – Placas conectadas en serie



Figura 46 – huerto fotovoltaico

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Las células fotovoltaicas de los módulos no son exactamente iguales a causa de desviaciones de fabricación inevitables, por lo tanto es posible que dos bloques de células conectados en paralelo no posean la misma tensión. A consecuencia de esta diferencia, se genera una corriente que fluye desde el bloque de células de mayor tensión hacia el bloque de menor tensión. De este modo, parte de la energía generada por el módulo se pierde dentro del mismo módulo (pérdidas por desequilibrio). La falta de igualdad de las células también puede deberse a una irradiación solar diferente, por ejemplo cuando están parcialmente a la sombra o deterioradas. Estas células se comportan como diodos, bloqueando la intensidad generada por las otras células. El diodo depende de la tensión de las otras células y puede provocar la perforación de la unión por sobrecalentamiento local, así como daños al módulo.

Para limitar este tipo de fenómenos, los módulos están equipados con diodos de bypass que cortocircuitan las zonas sombreadas .dañadas del módulo. El fenómeno del desequilibrio también ocurre entre los paneles del campo fotovoltaico a causa de la desigualdad de los módulos, las diferencias en las irradiancias de los paneles, las zonas de sombra y los defectos en algún panel. Para impedir el flujo de corriente inversa entre los paneles se pueden insertar diodos.

Las células que componen el módulo se encapsulan en un sistema de montaje que:

- Aísla eléctricamente las células del exterior
- Protege las células de los agentes atmosféricos y de los esfuerzos mecánicos
- Es resistente a los rayos ultravioleta, a las bajas temperaturas, a los cambios bruscos de temperatura y a la abrasión.
- Disipa el calor fácilmente para evitar que el aumento de temperatura reduzca la energía suministrada por el módulo.

Estas propiedades deben mantenerse durante toda la vida útil prevista para el módulo. La figura 47 muestra la sección de un módulo estándar de silicio cristalino. Compuesto de:

- Una lámina protectora en la parte superior expuesta a la luz, caracterizada por una elevada transparencia (el material más común es vidrio templado).
- Un material encapsulante que evita el contacto directo entre el vidrio y la célula, elimina los intersticios originados por las imperfecciones superficiales de las células y aísla eléctricamente la célula del resto del panel; en procesos que requieren laminación suele utilizarse etileno vinilo acetato (EVA).
- Un sustrato de soporte (vidrio, metal, plástico) en la parte posterior.
- Un bastidor metálico, normalmente de aluminio.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

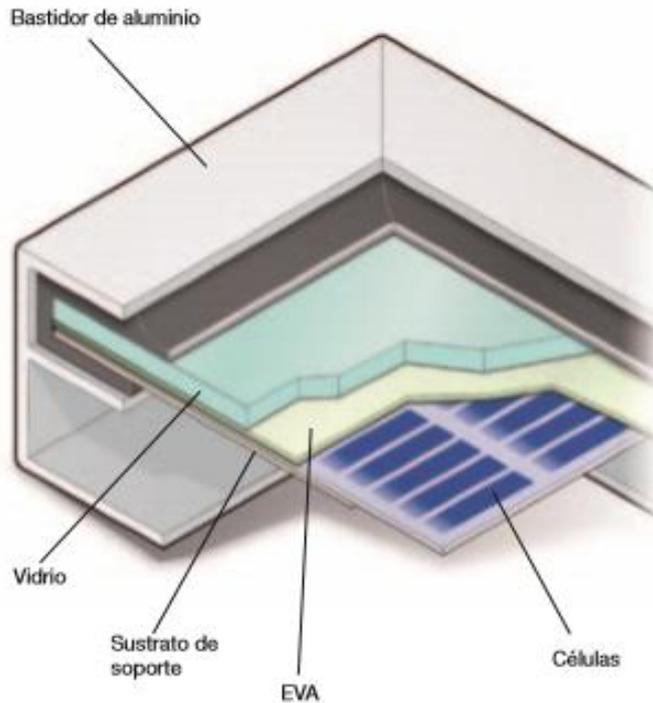


Figura 47 – sección módulo fotovoltaico estándar de silicio

En los módulos de silicio cristalino, una vez construidas las células se utilizan contactos metálicos soldados para conectarlas; en los módulos de capa fina la conexión eléctrica es parte del proceso de fabricación de las células, siendo posible gracias a una capa de óxidos metálicos transparentes, como óxido de zinc u. óxido de estaño.

### 5.3.2.2 Inversor

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor

La figura 48 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

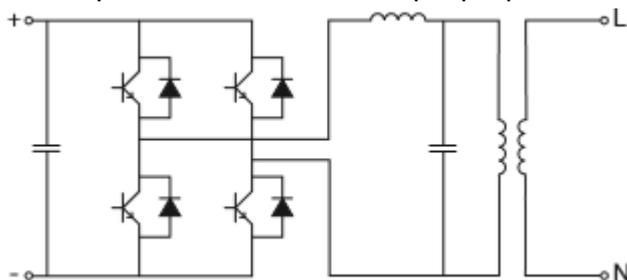


Figura 48 - Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico

<b>Proyecto final de Carrera:</b> "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida (figura.1.15).

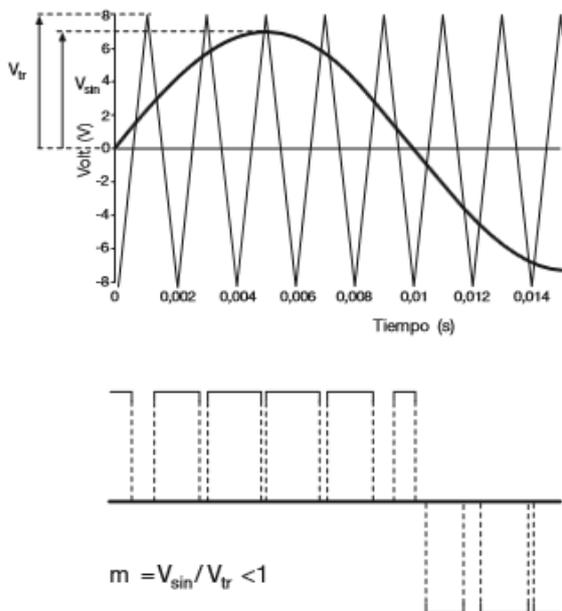


Figura 49 - Principio de funcionamiento de la tecnología PWM

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un chopper controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking) El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V ("tensión-intensidad") del generador al cual se produce la máxima potencia disponible. Tomando la curva I-V del generador FV.

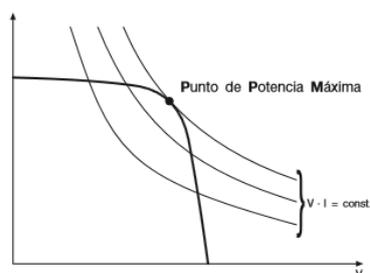


Figura 50 - Punto de potencia máxima (MPP) de un generador fotovoltaico

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación  $V \cdot I = \text{const.}$

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determina las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas:

- En las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga.
- En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.

### 5.3.3 Tipologías de paneles fotovoltaicos

Existen dos tipos de paneles fotovoltaicos:

- Paneles de silicio cristalino.
- Paneles de capa fina.

Loa cuales detallamos a continuación:

#### 5.3.3.1 Paneles de silicio cristalino

En la actualidad el mercado está dominado por la tecnología de silicio cristalino, que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo.

Se dividen en dos categorías:

##### 5.3.3.1.1 Paneles de silicio monocristalino

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250  $\mu\text{m}$  de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión.

La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14.a.17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. El coste de estos módulos es de alrededor de 3,2 a 3,5 €/W y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo.



Figura 51 – Panel de silicio monocristalino

### 5.3.3.1.2 Paneles de silicio Policristalino

En los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan una estrías típicas de 1800-300  $\mu\text{m}$  de grosor.

Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12.a.14%), pero su coste también lo es: de 2,8 a 3,3 €/W. Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años).

Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 52 - Panel de silicio policristalino

### 5.3.3.2 Paneles de capa fina

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células (figura 53). Los materiales usados son:

Silicio amorfo

- CdTeS (telururo de cadmio-sulfuro de cadmio).
- GaAs (arseniuro de galio).
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio- cobre).
- GaAs (arseniuro de galio)

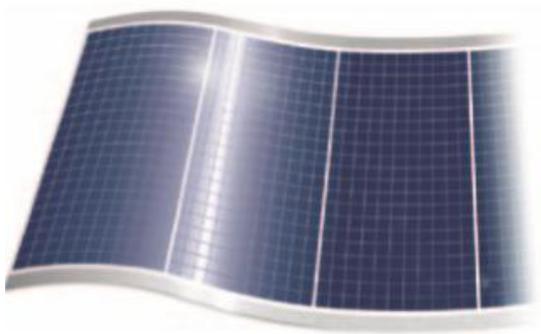


Figura 53 - Módulo de capa fina

<b>Proyecto final de Carrera:</b> "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

El silicio amorfo (símbolo a-Si) depositado como una película sobre un soporte (p.ej. aluminio) ofrece la posibilidad de disponer de tecnología FV a unos costes reducidos comparados con los del silicio cristalino, pero la eficiencia de estas células tiende a empeorar con el tiempo. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del a-Si (5%.a.6%) es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo. Una aplicación interesante de esta tecnología es la "tándem", que combina una capa de silicio amorfo con una o más capas de silicio cristalino multiunión; gracias a la separación del espectro solar, cada unión colocada en secuencia trabaja en su punto óptimo y garantiza niveles más elevados de eficiencia y de resistencia.

Las células solares de CdTeS constan de una capa P (CdTE) y de otra. N (CdS) que forman una heterounión P-N.

Las células de CdTeS presentan una eficiencia mayor que las de silicio amorfo: entre 10 y 11% para los productos industriales (15,8% en pruebas de laboratorio). La producción a gran escala de la tecnología CdTeS trae consigo el problema medioambiental en cuanto al CdTe que contiene la célula: al no ser soluble en agua y ser más estable que otros compuestos del cadmio, puede convertirse en un problema si no se recicla o utiliza de una forma apropiada (figura 54). El coste unitario de tales módulos es de 1,5 a 2,2 €/W.

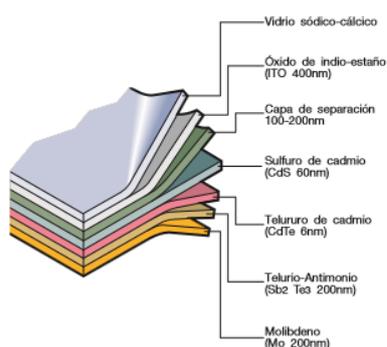


Figura 54 - Estructuras de células de capa fina basadas en CdTe-CdS

Actualmente, la tecnología GaAs es la más interesante en términos de eficiencia obtenida, por encima del 25% y hasta un 30%, pero la producción de estas células se ve limitada por sus altos costes y por la escasez del material, que se utiliza fundamentalmente en los semiconductores de alta velocidad y en la industria

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

optoelectrónica. De hecho, la tecnología GaAs se utiliza principalmente para aplicaciones espaciales donde el peso y las dimensiones reducidas tienen un papel determinante.

Los módulos CIS/CIGS/CIGSS forman parte de una tecnología aún en desarrollo. El silicio se sustituye por aleaciones especiales como:

- Cobre, indio y selenio (CIS)
- Cobre, indio, galio y selenio (CIGS)
- Cobre, indio, galio, selenio y azufre (CIGSS).

La eficiencia actual es del 10 al 11% con rendimientos constantes en el tiempo. En el silicio tanto mono como policristalino se prevé una reducción en los costes de producción, de momento alrededor de 2,2-2,5 €/W.

La cuota de mercado de las tecnologías de capa fina es todavía muy limitada ( $\approx 7\%$ ), pero las soluciones con mayores capacidades a medio y largo plazo se toman en consideración para una reducción sustancial del precio. Al depositar la capa fina directamente a gran escala—más de 5 m<sup>2</sup>—, los desechos resultantes del corte de obleas de silicio cristalino pueden evitarse. Las técnicas de depósito son procesos de bajo consumo energético y por lo tanto el tiempo de amortización es corto, entendido como el tiempo que debe estar funcionando una planta FV antes de que la energía consumida en su construcción se haya generado (alrededor de un año en el caso de capas finas de silicio amorfo frente a los dos años para el silicio cristalino). Comparados con los módulos de silicio cristalino, los de capa fina presentan una menor dependencia de la eficiencia respecto a la temperatura de funcionamiento y una buena respuesta también ante casos en los que la componente difusa de la luz es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados.

	GaAs (arseniuro de galio)	CdTe (teluro de cadmio)	CIS (aleación de seleniuro de indio-cobre)
$\eta$ célula	32,5%	11%	12%
Ventajas	gran resistencia a altas temperaturas (adecuado para concentradores)	bajo coste	muy constante
Desventajas	toxicidad disponibilidad de materiales	toxicidad disponibilidad de materiales	toxicidad

Tabla 7 – Comparación tecnologías en paneles de capa fina

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Capa fina (silicio amorfo)
$\eta$ célula	14% - 17%	12% - 14%	monocristal 4-6% tándem 7-10%
Ventajas	$\eta$ elevada $\eta$ constante	menor coste producción más simple	menor coste influencia de la temperatura reducida
	tecnología fiable	dimensionamiento óptimo	mayor salida energética con radiación difusa
Desventajas	mayor energía cantidad necesaria para producción	sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación	mayores dimensiones coste de estructura y tiempo de montaje

Tabla 8 – Comparación tipos de células fotovoltaicas

### 5.3.4 Tipologías de plantas fotovoltaicas

#### 5.3.4.1 Plantas aisladas

Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético también en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo FV está sobredimensionado de forma que durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a (figura 55):

- Equipos de bombeo de agua.
- Riorrepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos.
- Sistemas de iluminación.
- Sistema de señalización vial, portuaria y aeroportuaria.
- Campings y zonas de servicio para autocaravanas.
- Instalaciones publicitarias.
- Refugios a gran altitud.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 55 - Cubiertas fotovoltaicas y farolas alimentadas con energía fotovoltaica

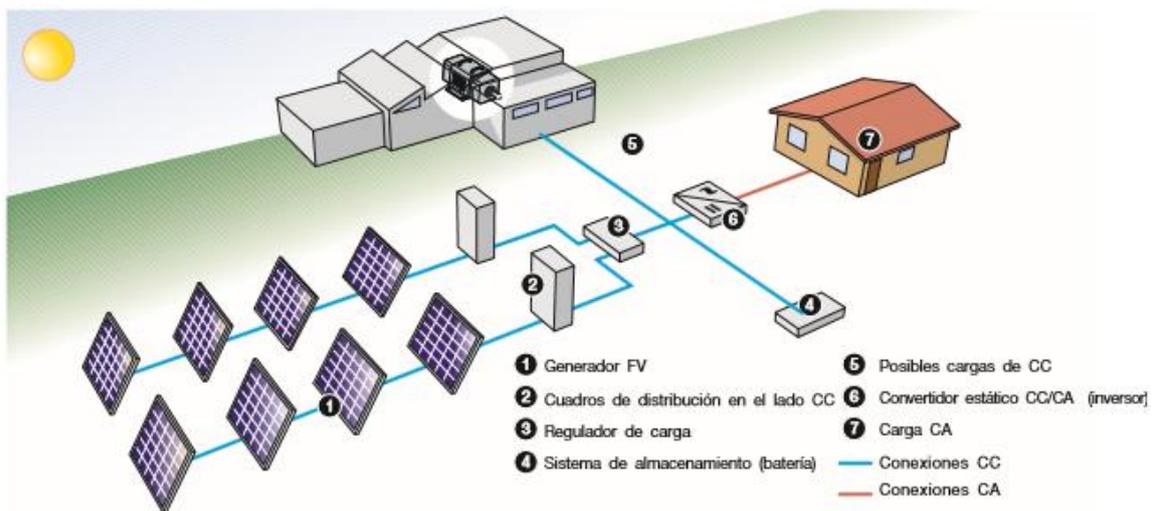


Figura 56 – diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV aislada.

### 5.3.4.2 Plantas Conectadas a red

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores (figura 57).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

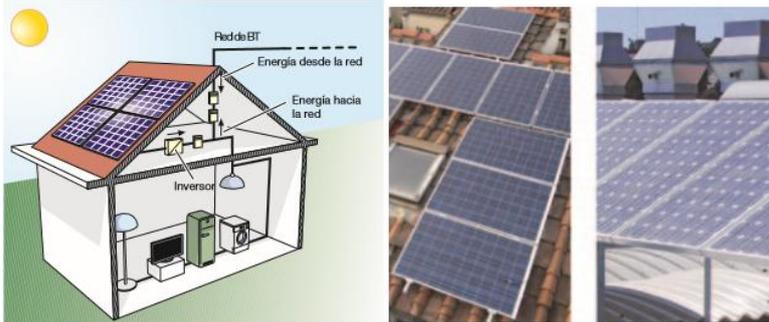


Figura 57 – sistemas conectados a red

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costes en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzca los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

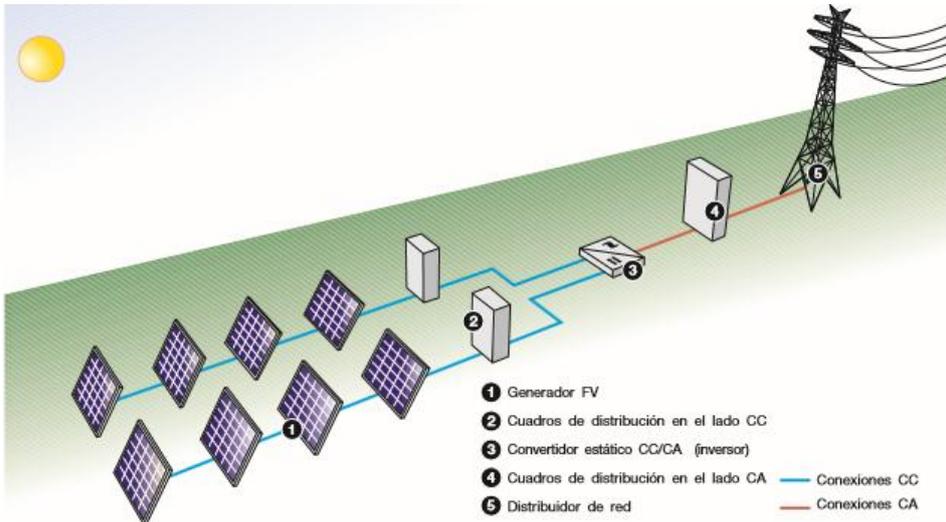


Figura 58 –diagrama del principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la red.

### 5.3.5 Energía fotovoltaica en Europa y España

La Energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que, como España, han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40.000 MWp según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea.

Las tres áreas de mayor interés en el mundo, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España, con más de un 52% del total mundial), Japón y EE.UU. Japón con cerca de 3.622 MW acumulados y EE.UU con aproximadamente 2.727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total. En la Figura 59 se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose claramente el crecimiento exponencial.

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

Desde principios de la década de 2000, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, se aprobaron leyes que establecieron las condiciones técnicas y administrativas, y que supusieron el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España. En 2004, el gobierno español eliminó las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica. El Real Decreto 436/2004 igualó las condiciones para su producción a gran escala, y garantizó su venta mediante primas a la generación.

Gracias a esta regulación, y el posterior RD 661/2007,174 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, posteriores 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 se instalaron 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

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Eléctrica. A finales de 2013 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4679 MW.

El descenso en los niveles de precios de las energías renovables está produciendo que en las economías emergente, sobre todo las asiáticas e iberoamericanas, se estén utilizando de manera importante, no ya por una motivación ambiental, sino por una pura motivación económica y garantía de suministro- Asia y EE.UU. están tomando el relevo a Europa en el liderazgo de estas tecnologías.

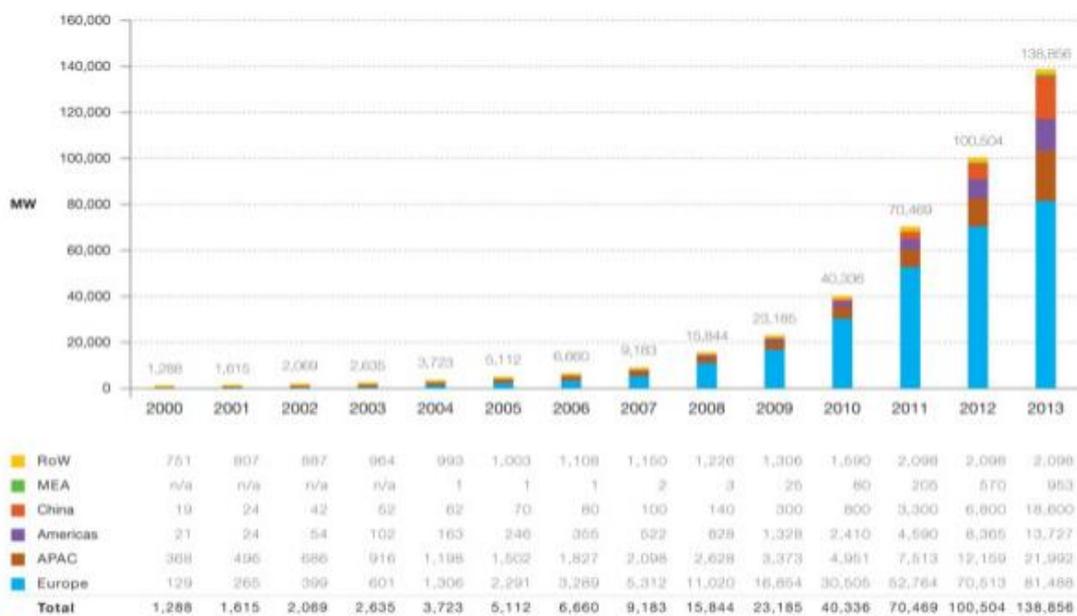


Figura 59 – Evolución Fotovoltaica de las principales potencias

## 6. Estudio de los consumos de la vivienda

Antes de determinar cuál es la tecnología o tecnologías más apropiadas para instalar en la vivienda, es primordial realizar un estudio de consumos en la misma, con el fin de determinar cuáles son las necesidades de los habitantes de la misma. No obstante, no solamente es importante cuantificar la energía consumida en la vivienda, sino también las curvas de consumo diario para intentar adaptar la producción a la demanda.



<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 6.2 Cálculo de las curvas de consumo de la vivienda

Al no disponer de medidas estadísticas del consumo sobre esta vivienda, se ha tenido que realizar unos cálculos aproximados de las necesidades energéticas de la misma y que al compararlos con los consumos reales en las facturas de electricidad, hemos obtenido unos valores muy próximos a la realidad y en cualquier caso también se han mayorado los consumos, por tanto podemos estar en la certeza de que en ningún momento los datos obtenidos son menores que en la realidad.

Para el cálculo de los consumos lo primero ha sido hacer un listado con todos y cada uno de los aparatos eléctricos en la vivienda y sus respectivas potencias. Hay aparatos como por ejemplo la televisión o el ordenador, que en cuyo reverso se dispone de una etiqueta que nos indica el tipo de aparato eléctrico que es, su potencia, la tensión a la que trabaja y la frecuencia de trabajo.



Figura 61 – Etiqueta información eléctrica aparato de consumo.

Sin embargo en otros aparatos de más difícil acceso a su parte posterior, como por ejemplo el horno, la vitrocerámica o el frigorífico es prácticamente imposible acceder a la etiqueta sin desmontar el aparato de su lugar, por tanto se ha recurrido al uso de un analizador de armónicos, en concreto el modelo 41B power de Fluke, cedido amablemente por el profesor director de este proyecto y por el departamento de tecnología eléctrica de la UPCT, que al intercalarlo en el cuadro general de la vivienda y comprobando el consumo instantáneo de cada aparato, hemos obtenido los resultados. También cabe destacar que hemos obtenido el consumo de la vivienda en Stand-by, quiere decir sin nadie dentro de casa.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 62 – Medición con Fluke 41B power

Una vez obtenido el consumo de los distintos aparatos electrónicos en la vivienda, es necesario el tiempo de funcionamiento de cada uno de ellos a lo largo del día, para ello se ha realizado un estudio de consumo durante una semana, que posteriormente se ha extrapolado al resto del año. Este estudio ha consistido en la colocación de carteles en cada una de las estancias de la casa, estos carteles tienen el formato que se puede ver en la figura 63.

Consumos Electricidad 15 de Abril: cocina						
Aparato eléctrico:	8:00 - 12:00	12:00 - 16:00	16:00 - 20:00	20:00 - 24:00	24:00 - 4:00	4:00 - 8:00
Lámpara1:			30 min	2 h	1 y 10 min	30 min
Lámpara2:				1/2 hora		
Horno:			1/2 hora	2 h		
Tele + TDT	15 min					
Cargador móvil						
vitrocerámica	5 min			1 h		20 min
Termomix			25 min 10 min	5 min		
Sandwichera	5 min					5 min
lavavajillas						
vitrocerámica						

Figura 63 – Tabla para estimación de consumo

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Los tramos horarios se han estimado de 4 en 4 para simplificarles el trabajo a los habitantes de la casa, pues es una tarea en la que todos han tenido que participar. Los electrodomésticos que siempre están funcionando, se han omitido en este estudio, por motivos obvios.

Finalmente, tras una semana, los resultados se han extrapolado a todo un año y hecho una estimación para las 2 épocas del año más extremas es aspectos de consumo, que son verano e invierno, obteniendo los siguientes datos para el periodo de invierno:

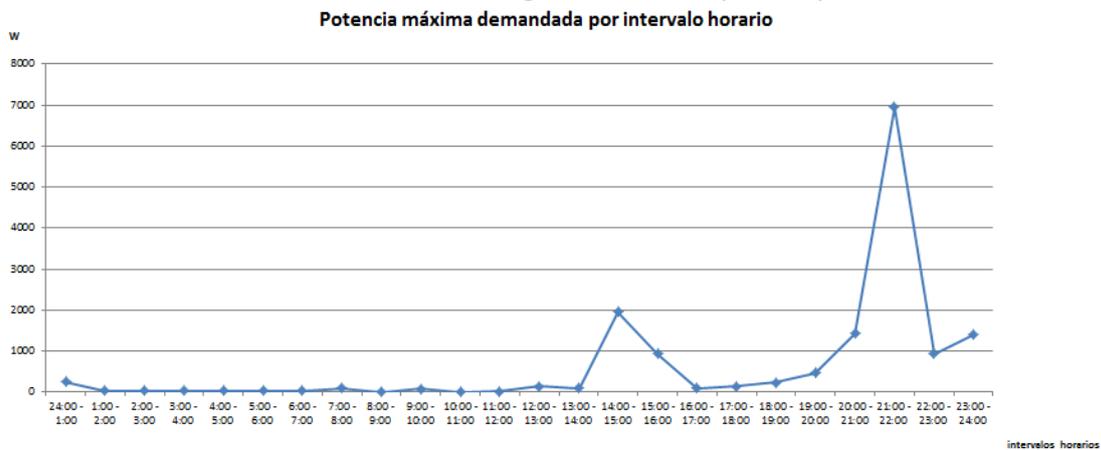


Figura 64 – Potencia media demanda por tramo horario (invierno)

Por otro lado hemos calculado el consumo medio de energía por tramo horario, que representamos a continuación.

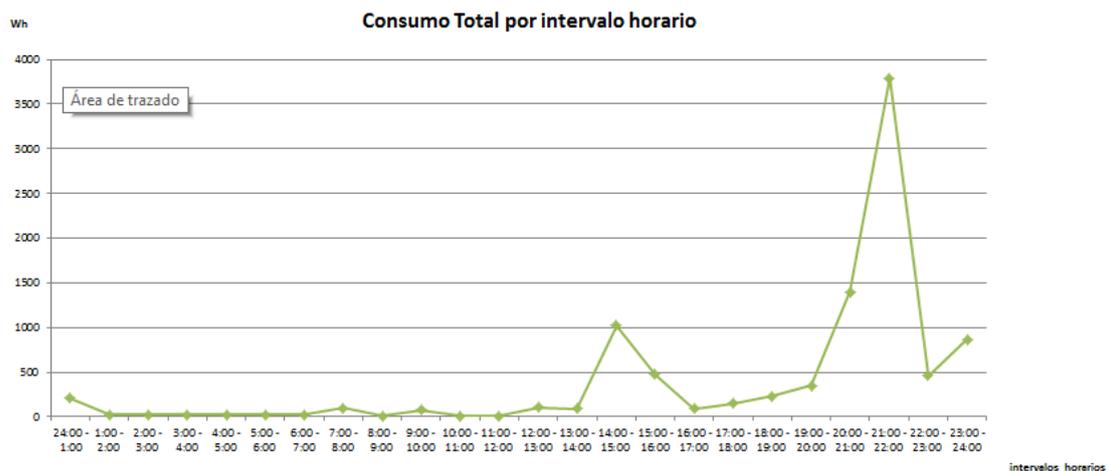


Figura 65 – Consumo medio eléctrico por intervalo horario (invierno)

Al ser datos estimados y mayorados, podemos ver cómo hay una incoherencia, y es que la máxima potencia demandada se produce en el intervalo de entre las 21:00 y las 22:00 de la noche y tiene un valor de 6,947KW y sin embargo la potencia contratada es

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

de 4,4KW y no se han pagado sobre costes por haber superado este límite. Esto es debido a que los consumos se han mayorado, pero nos es de gran utilidad para ver dónde están los picos de consumo, que es realmente lo que nos interesa, pues los consumos totales los veremos posteriormente con las facturas reales de electricidad, por tanto daremos valores más aproximados.

Observamos pues, que los picos de consumo se encuentran entre las 21:00 y 22:00 de la noche, y las 14:00 y 15:00 de la tarde, aunque también hay un aumento significativo entre las 20:00 y 21:00 de la noche. Por tanto, estimamos un consumo diario de 9,562Kwh/día.

De igual forma, estimamos los datos de potencia demandada por tramo horario y energía consumida por tramo horario para el periodo de verano:

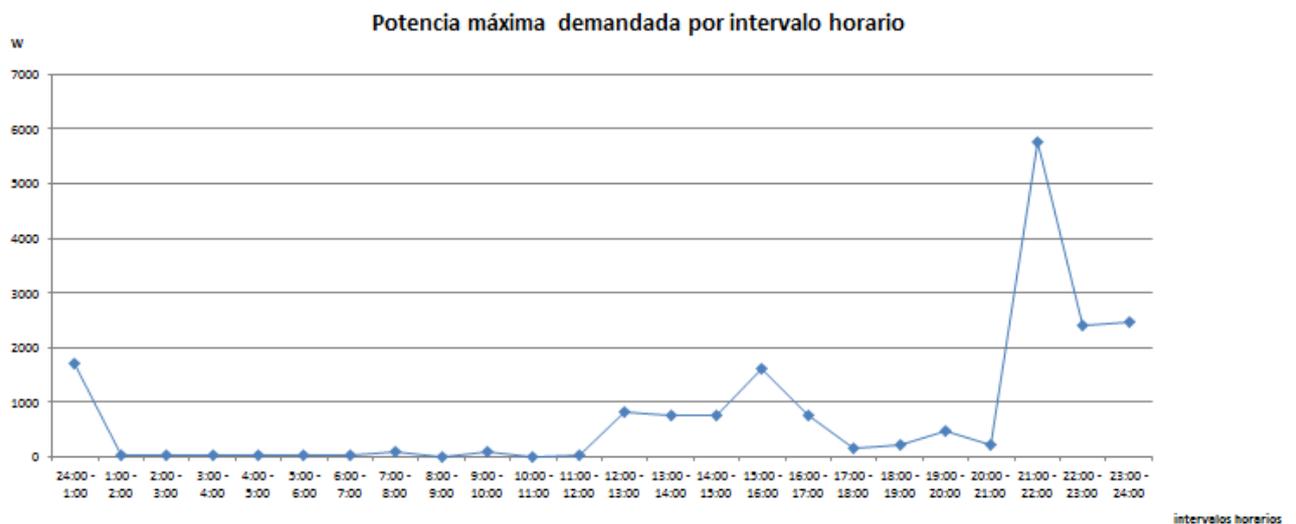


Figura 66 – Potencia media demanda por tramo horario (verano)

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

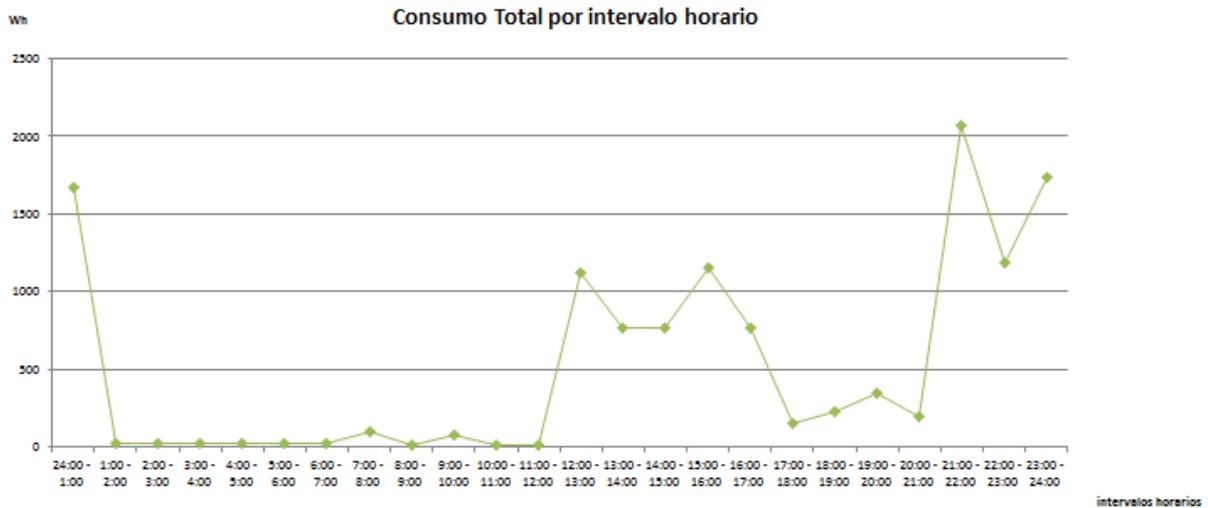


Figura 65 – Consumo medio eléctrico por intervalo horario (verano)

Vemos en este caso que en cuanto a potencia, la mayor demanda la encontramos en el intervalo horario de las 21:00 y 22:00 (5,75 kW), bajando la potencia demandada a partir de las 22:00 (2,4 kW), pero prorrogándose hasta las 1:00, aunque también hay un repunte a partir de las 12:00 que termina con otro máximo relativo (1,62 kW) en el intervalo 15:00 – 16:00.

En cuanto a energía consumida, vemos distintos picos de consumo (Figura 65), aunque los más destacables el que vemos en el intervalo horario 21:00 – 22:00 se queda de los tres siguientes y destacable el consumo hacia la mitad del día (12:00 -17:00) que oscila entre 1,15Kwh y 0,77Kwh. Con un total acumulado medio diario de 12,51Kwh.

Una vez establecido los picos de consumo diarios en Verano e Invierno y estimado los consumos, vamos a ver los consumos reales que obtenemos de las distintas facturas de electricidad, la peculiaridad de estas, reside en que los período de facturación no son constantes, por tanto solamente podremos obtener una estimación del consumo diario necesario, aunque lo que sí obtendremos con gran precisión es el consumo total anual.

En este caso nos hemos remitido a diferenciar 2 ciclos de consumo para así poder comprarlos y ver si son similares. Por un lado el primer ciclo que abarca desde Junio de 2013 hasta Julio de 2013.

En este ciclo, observamos los siguientes repartos de consumos por periodos de facturación (Figura 66). Con un consumo total anual de 3,011Mwh/añual.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

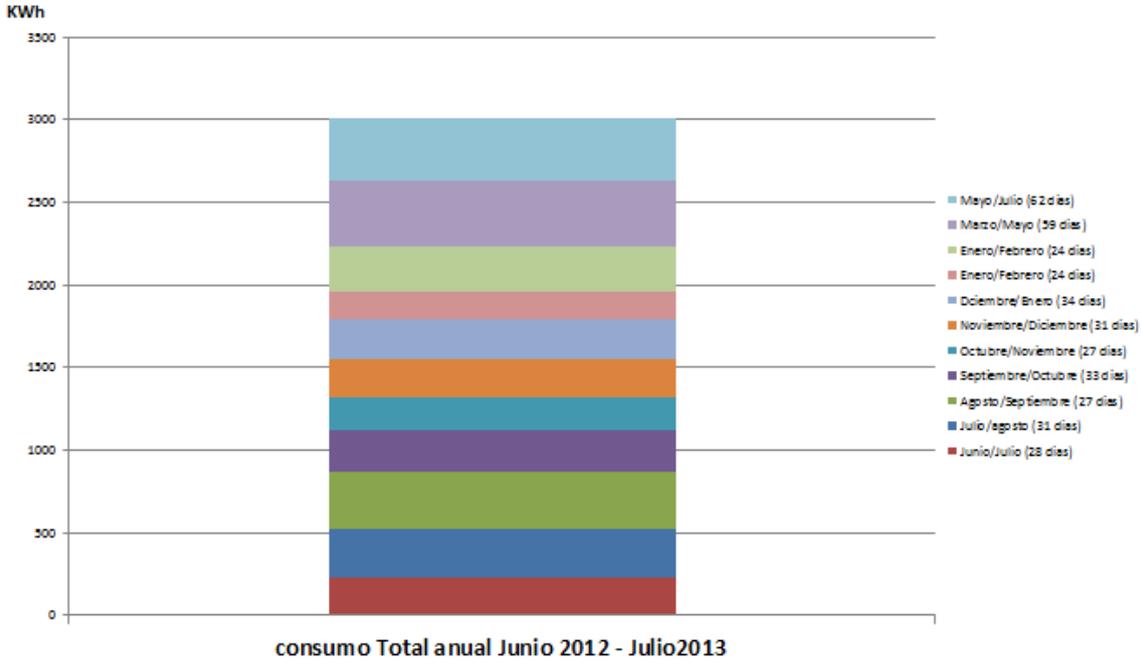
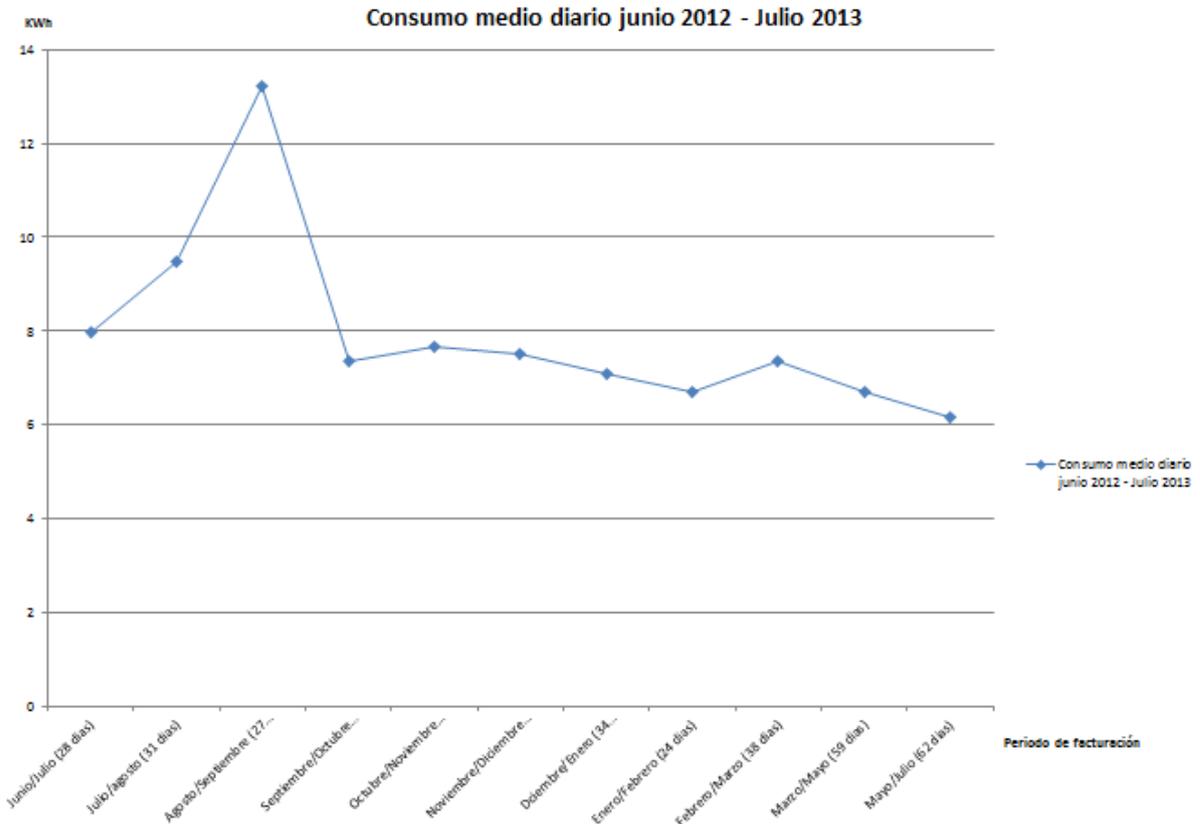


Figura 66 – Consumo acumulado Junio 2012 – Julio 2013

Y en lo que se refiere a consumos medios diarios:



<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Figura 67 – Consumo medio diario Junio 2012 – Julio 2013

En los períodos donde el consumo se dispara son en los días de Agosto – Setiembre, sobre todo debido a los aparatos de aire acondicionado, y también se supera la media en los días de Julio – Agosto. El resto del año, el consumo medio diario se mantiene entre 6,1Kwh/día (Mayo Julio) y 7,67Kwh/día (Octubre – Noviembre). Si recordamos, la estimación de nosotros hicimos fue de 9,562Kwh/día para Invierno y comparando este dato con el mayor consumo diario en invierno que pertenece al periodo octubre – Noviembre, anteriormente mencionado, supone una mayoración de consumo en Invierno de un 20%, lo que consideramos aceptable para los cálculos posteriores (nos dará mayor margen de seguridad).

Así pues, para el ciclo Julio 2013 – Julio 2014 y de manera similar, obtenemos un consumo anual total de 2,9Mwh/añal y este consumo queda repartido de la siguiente forma a lo largo de los tramos de facturación:

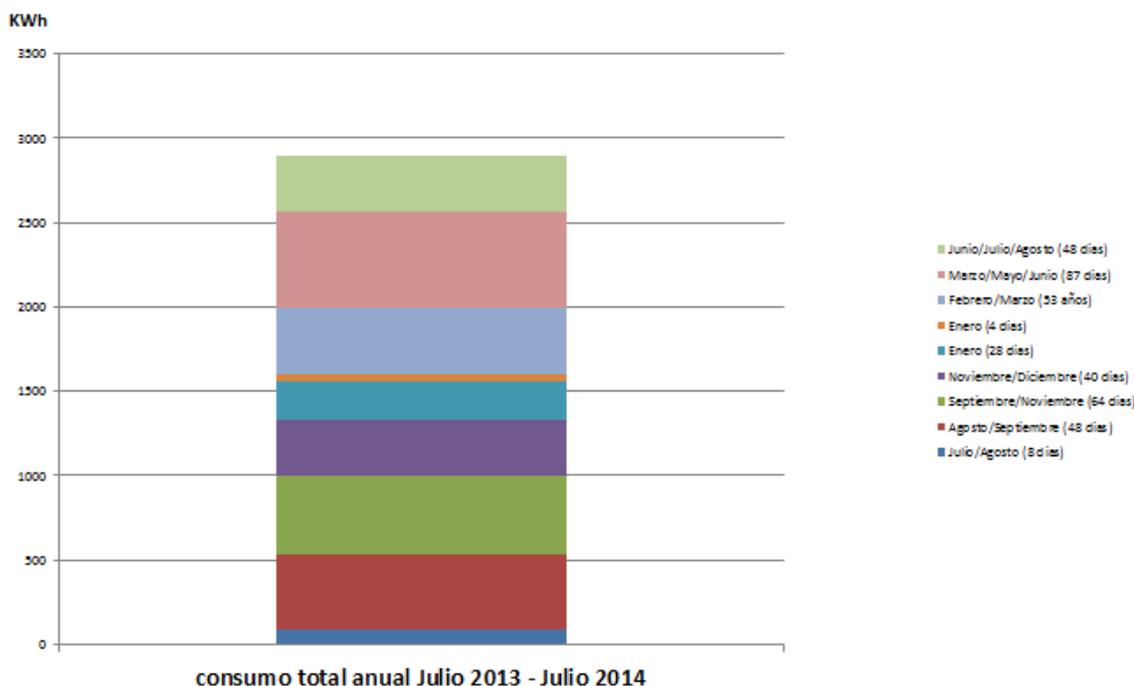


Figura 66 – Consumo acumulado Junio 2012 – Julio 2013

Y en cuanto a consumos medios diarios:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

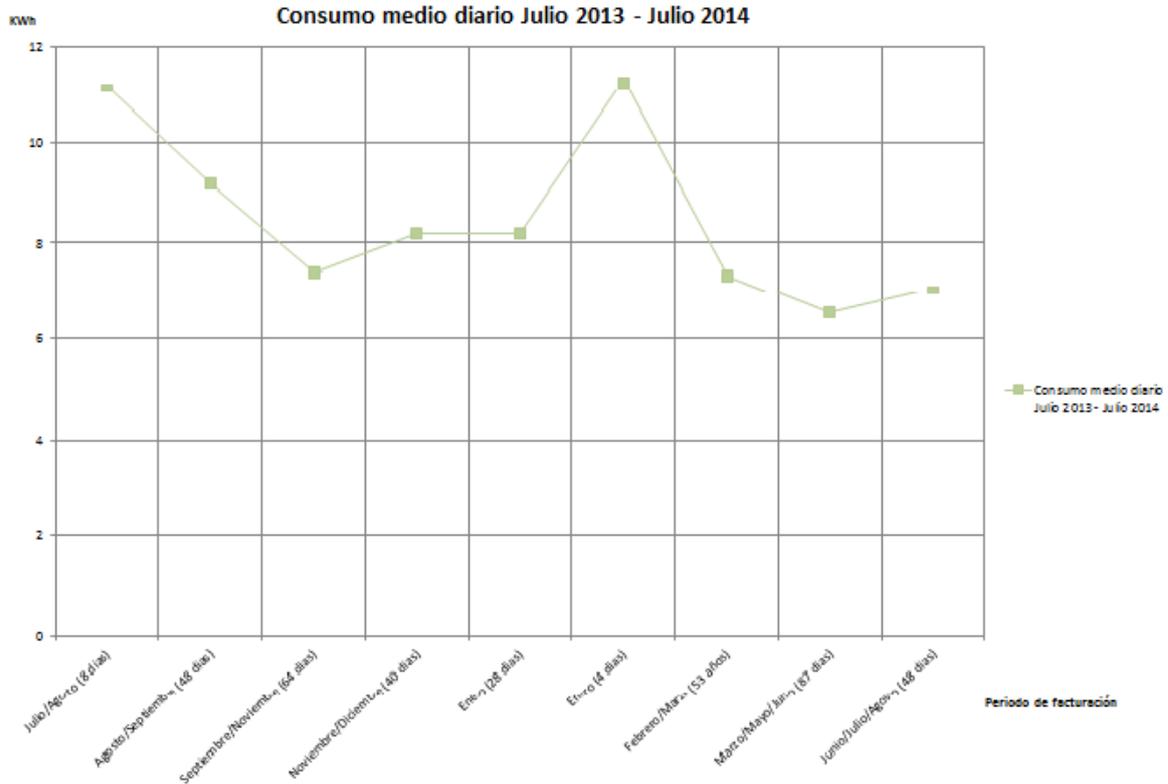


Figura 67 – Consumo medio diario Julio 2013 – Julio 2014

Aunque los periodos de consumo no son exactamente iguales en ambos ciclos, vemos como existe cierta coherencia entre ambos, y es que al igual que ocurría en el ciclo 2013 – 2013, en los meses de verano de 2013 – 2014 (Julio – Agosto) también existe un repunte en el consumo. El resto del año, el consumo medio diario se mantiene entre un máximo 8,2Kwh/día (Noviembre- Diciembre) y un mínimo de 6,52 kWh/día (Marzo – Mayo -Junio). Existe un repunte un tanto extraño en una factura perteneciente solamente a 4 días en el mes de Enero que establece un consumo diario de 11,25Kwh/día, estos días coinciden con la última semana del mes de Diciembre, o sea fin de año, por lo que podemos pensar que es un pico de consumo debido a la festividad de estos días.

De todo esto obtenemos las siguientes conclusiones:

- El consumo medio diario en Período de verano (máximo consumo) que hemos calculado mediante las estimaciones 12,51Kwh/día, es muy próximo al real, pues obtenemos de las facturas un consumo medio diario en este periodo de 12,2kwh/día.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- El consumo medio diario en invierno (considerando los máximo que corresponde al ciclo 2013 - 2014) es de 8,2Kwh/día frente a los 9,562Kwh/día estipulado por el estudio, lo que supone una mayoración del 14,14%.
- En fechas clave tendremos picos de demanda (Navidades) y previsiblemente también en otras fechas señaladas como el 19 de Marzo, 12 de Octubre, etc.

## 7. Elección de la tecnología o tecnologías a instalar

---

Las tres tecnologías susceptibles de instalar en la vivienda se explican en el apartado 6 de este proyecto, dónde explicamos el principio de funcionamiento de cada una de ellas. Ahora vamos a intentar buscar la mejor solución para nuestra aplicación.

Empezamos por un lado con la microgeneración, esta tecnología no nos resulta atractiva para instalar en una vivienda unifamiliar. Por un lado porque esas estaciones están pensadas para abastecer edificios de viviendas o lugares públicos por lo que no tiene mucho sentido instalar un módulo de este tipo en una aplicación para un sola vivienda. Además la ventaja que nos ofrece la cogeneración es que no solamente produce electricidad, si no que a su vez el calor resultante se aprovecha para la calefacción de la vivienda, cosa que no nos resulta imprescindible a nosotros pues la zona donde está situada la vivienda es cálida y realmente solo necesitaremos esa calefacción durante uno o dos meses al año. Si bien es verdad que podríamos instalar una máquina de absorción, de manera de ese calor se aproveche, aunque el desembolso sería aún mayor se cabe. Además uno de los objetivos de este proyecto, es el de buscar de soluciones con energías renovables y aunque la cogeneración es un sistema muy eficiente, se sigue usando gas natural u otra materia no renovable.

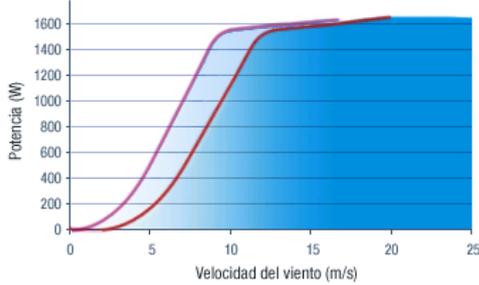
La decisión queda pues entre dos fuentes de energía inagotables, el sol y el viento. Ambas tienen sus ventajas y sus inconvenientes. En cuanto a la energía minieólica, es difícil determinar a priori si nos resultaría interesante, por eso, hemos realizado una simulación con un equipo de minieólica, se trata de un modelo de fabricación española de la compañía “enair”, que destaca por ser una compañía con más de 30 años de experiencia en el sector y de prestigio reconocido. El modelo en concreto es el enair30 y sus características técnicas son:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 RPM   24 polos   imanes de neodimio
Potencia	<b>3000 W</b>
Potencia curva a 9 m/s	1500 W
Voltaje	24, 48, 220
Clase de Viento	IEC / NVN I - A
Sentido de giro	Horario
Aera Barrida	8,1 - 13,2 m <sup>2</sup>
Peso	130 Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías, Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	<b>2 m/s</b>
Velocidad nominal	9 m/s (Baterías) - 12 m/s (C.Red)
Velocidad regulación del paso variable	14 m/s
Temperatura de trabajo	De -65° a +60°
Rango de generación eficiente	De 2 a 40 m/s
Supervivencia	60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico por conmutación de fases
Regulador de carga:	Regulador de carga de baterías configurable para 7 tipos diferentes de baterías y con filtros PWM de microimpulsos y derivación a las resistencia de frenado progresivamente.
Inversor	Compatible con la mayoría de inversores eólicos del mercado. Inversores recomendados SMA y Aurora powerOne, ambos con eficiencias situadas entre 98-95% y algoritmos optimizados por microprocesador - MPPT.
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV y tratamientos de antioxidación y cataforesis en todos las piezas, más pinturas epoxi de aislamiento salino.
Vida útil	más de 25 años
Torre	12, 15 y 18 m, abatible, atrantada o de celosía



Curva de potencia



Producción anual

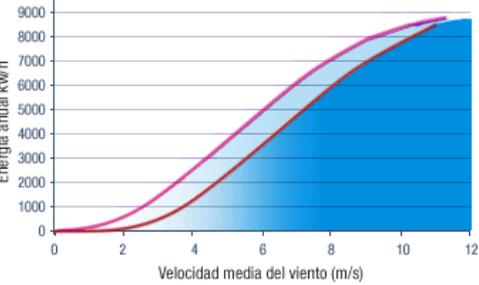


Figura 68 – Aerogenerador enair30

En la propia web del fabricante, podemos hacer la simulación con el aerogenerador:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 69 – Potencial eólico (predicción)

Predicción que nos parece demasiado optimista, puesto que según el mapa eólico de Murcia 80 metros de altura, tenemos una media de la velocidad del viento de 5,5m/s y Mirando los datos del fabricante, para ese dato obtenemos 3000kwh/año, lo que supone 8,22kwh/día suponiendo un funcionamiento del aerogenerador del 100% del tiempo (suposición que no es real) y sin tener en cuenta que la altura es mucho menor de 80 metros (54 metros), y que la zona está resguardada entre otros edificios y árboles. Además la mayor demanda energética se produce en verano y sobre todo en las horas cercanas al medio día, donde precisamente en la zona y por experiencia personal, el viento no es muy elevado (aunque esto habría que comprobarlo con un estudio previo). Llegamos pues a la conclusión de que un aerogenerador sería un buen complemento para por ejemplo un sistema fotovoltaico, pero que con él no podremos obtener la energía suficiente para abastecer nuestra vivienda.

En cuanto a los sistemas fotovoltaicos, hemos encontrado diversas ventajas (aunque también sufre de desventajas), por un lado la zona dónde nos encontramos, es una zona con gran radiación solar incluso los meses de Invierno, además la energía fotovoltaica se puede considerar ya una energía madura, cuyos coste de producción han bajado drásticamente en los último años, comparable a energías como la nuclear o ciclos combinados. Por estos motivos y porque en la zona tenemos un gran potencial por aprovechar en cuanto a esta energía, hemos decidido que la tecnología a implantar en nuestra vivienda se está. Sin descartar en un fututo un suplemento a esta con energía eólica, pero lo cual sería necesario realizar un estudio exhaustivo de la zona durante 4 o 5 meses para determinar con exactitud el potencial eólico, que a diferencia de la radiación solar, este depende mucho de la altura dónde se realice el estudio.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Una vez llegado a este punto, tenemos 2 posibilidades, realizar el estudio para una instalación conectada a red o para una conexión aislada. Ya adelantamos que la diferencia de precio es considerable, aunque ambas tienen sus ventajas y desventajas, por tanto vamos a realizar un estudio para ambas posibilidades.

## 8. Dimensionado del campo fotovoltaico

---

La producción de una instalación fotovoltaica depende exclusivamente de la radiación solar que esta recibe.

En este apartado vamos a realizar el cálculo de dos instalaciones fotovoltaicas, ambas para la misma vivienda, pero con una gran diferencia entre ambas, una de ellas estará conectada a la red eléctrica y la otra será totalmente independiente de la red.

Para ello vamos a seguir las siguientes etapas de cálculo para el predimensionado:

1. Determinación de las necesidades del usuario.
2. Cuantificación de la energía solar recuperable según el emplazamiento y la situación geográfica.
3. Definición de los módulos fotovoltaicos: tensión de funcionamiento, tecnología, potencia total a instalar.
4. Definición de la capacidad de la batería y de su tecnología (en caso de ser necesario).
5. Elección del regulador.
6. Plan de cableado.
7. Costes del sistema.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

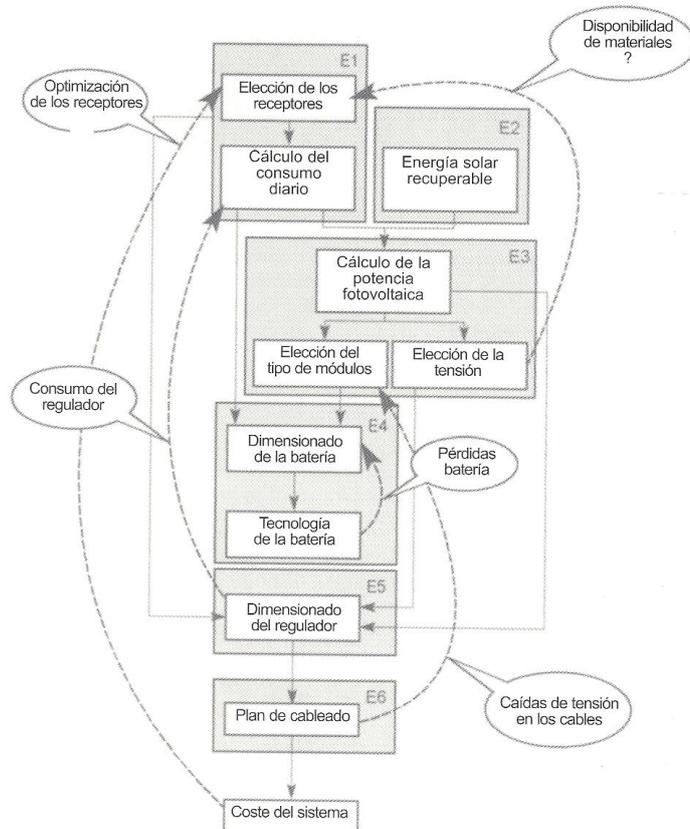


Figura 70 – Esquema del proceso de diseño

### 8.1 Dimensionado planta fotovoltaica aislada

El dimensionado de una planta fotovoltaica de manera más preciso es un proceso relativamente completo pues hay muchos parámetros a considerar, un imponderable (la meteorología del sitio y sobre todo muchas iteraciones entre las posibles elecciones. Por ejemplo el consumo del regulado de carga debe agregarse al de los receptores para definir el consumo total del sistema. Por otra parte, la elección del regulador depende del tamaño del campo fotovoltaico, que a su vez está determinado por el consumo. Por lo tanto, la concepción de un sistema fotovoltaico es el resultado de una optimización realizada por literarios.

Para una simulación más exacta existen programas, como por ejemplo el que vamos a usar nosotros, que os realizan una simulación muy adecuada, en este caso el PVSUST. Estos programas tienes diversas posibilidades.

Como se explica al inicio del apartado 8, vamos a seguir una serie de etapas para el dimensionado del sistema.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

**NOTA: Todos los cálculos de los siguientes apartados son cálculos manuales. Este diseño también se ha realizado el programa PVsyst, que nos ha analizado el sistema propuesto, obteniendo un resultado muy acorde con nuestros cálculos manuales, por tanto podemos corroborar que el sistema está bien dimensionado. Estos datos se dan a conocer en el anexo2.**

### **8.1.1 Evaluación de las necesidades**

Recordemos ahora que el diseño del sistema fotovoltaico debe tener siempre presente que el kWh solar es caro, y que por lo tanto hay que darle prioridad sistemática a la economía de energía a nivel de los aparatos receptores. Incluso si se escogen receptores más caros, el coste global será bastante menor si se precisan menos módulos fotovoltaicos y una batería más pequeña (en caso de ser necesaria).

La energía fotovoltaica produce corriente continua, y lo ideal sería que los aparatos receptores funcionasen también en continua (12VDC, 24VDC por ejemplo). Cuanto más potente es el campo fotovoltaico, mayor deberá ser la tensión elegida (para evitar amperajes demasiado fuertes), por ello no siempre es fácil tomar una decisión a priori. Cuando se ha determinado la potencia y tensión deseables del sistema fotovoltaico, se volverá nuevamente sobre la elección de los receptores (si es posible elegirlos).

A veces no es posible elegir, ya que los aparatos sólo existen en una determinada tensión. Esto es muy corriente con los aparatos que solo funcionan con corriente alterna de 230VAC, como sucede con la mayoría de los electrodomésticos. Por supuesto, se tratará de elegir el menor consumo, pero siempre necesitaremos un inversor. Esto hace aumentar el consumo, que se debe incluir en el balance energético total.

Calcular con precisión las necesidades energéticas permite disponer de un sistema bien adaptado, sabiendo que toda exigencia suplementaria se traducirá en un aumento de la potencia tener en cuenta: más paneles, más capacidad de batería.

En nuestro caso, como todos los aparatos receptores funcionan a la misma tensión, en consumo diario también se puede cuantificar en Ah, unidad más práctica para todos los sistemas ligados a una batería. Para nuestro caso y para todos los dimensionados de sistemas fotovoltaicos se considera el dimensionado en la época del año que menor es la radiación solar, o sea en invierno.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Como podemos ver en el apartado 6 de este proyecto, la necesidades diarias de energía (en término medio), es de 9,562Kwh/día y si dividimos entre la tensión nominal de funcionamiento de los aparatos (230VAC) obtenemos 42,06522Ah/día.

## 8.1.2 Energía solar recuperable

### 8.1.2.1 Orientación e inclinación de los módulos

La posición de los módulos fotovoltaicos con relación al sol influye directamente sobre la producción de energía. Es muy importante colocarlos bien para sacarles el máximo rendimiento. Se llama orientación el punto cardinal hacia el que se gira la cara activa del panel, en cuanto a la inclinación, indica el ángulo que forma el panel con el plano horizontal y se mide en grados.

Si se puede elegir, la orientación ideal de un módulo fotovoltaico obedece a una regla que es bastante fácil de recordar: Hacia el ecuador, lo que da:

- Orientación hacia el sur en el hemisferio Norte.
- Orientación hacia e norte en el hemisferio Sur.

En lo referente a la inclinación es algo más complicado. El invierno es el periodo menos soleado por lo que hay que optimizar entonces la producción. Por lo tanto, los paneles deben conseguir toda la energía posible del sol cuya altura en el horizonte es menor (figura 71). En Europa, para una utilización anual, esto significa que la inclinación ideal es aproximadamente igual a la latitud del lugar +10grados (para una orientación sur). En el caso de España esta inclinación puede variar entre 30 y 60 grados según zonas.

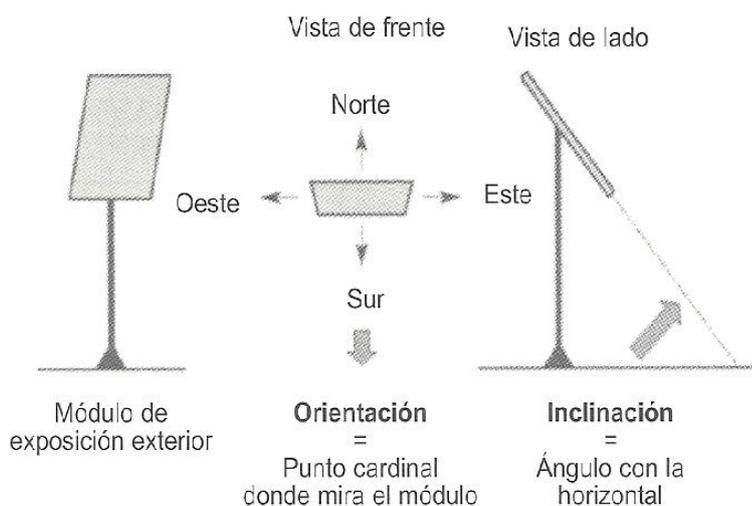


Figura 71 – Definición de la orientación y la inclinación de un panel solar

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

No siempre es posible esta orientación Sur en el caso de una vivienda debido a su implantación con relación a los puntos cardinales. Si se excluyen las orientaciones Norte, Noreste y Noroeste ya que son muy desfavorables, puede resultar interesante orientar los módulos hacia este Este o el Oeste. En efecto con relación a un emplazamiento ideal 30º Sur, no se perderá más del 15% de producción anual en las demás orientaciones, si la inclinación no pasa de 30º con referencia a la horizontal.

### 8.1.2.2 Datos meteorológicos

Una superficie expuesta al sol recibe, en un instante dado, una radiación solar en  $w/m^2$ , que es un flujo, una potencia por unidad de superficie, este flujo varía al pasar una nube, según las horas del día, etc. Al cabo de una jornada, este flujo ha producido una energía diaria o radiación solar integrada, en  $Wh/m^2$  y día, producto de la radiación por el tiempo. Como la radiación instantánea es variable, se obtiene esta energía diaria calculando la integral de la curva de radiación en función del tiempo.

Gracias a las estaciones meteorológicas, se dispone de muchos datos estadísticos de la radiación solar integrada en  $kWh/m^2 \cdot dia$ . Estos datos globales de una jornada sirven para dimensionar el sistema fotovoltaico.

Saber con detalle la producción de un panel hora tras hora solo resulta útil en el caso de tener que hacer una estimación de pérdidas por sombra. Para dimensionar el regulador es necesario al menos conocer la corriente máxima que puede dar el panel, pero eso depende poco del lugar geográfico.

Cuando en la exposición no hay riesgo de sombras, se puede realizar un dimensionado bastante preciso con solo 12 valores de radiación solar: los valores medios de energía solar diaria, para cada mes del año, en el plano de los módulos fotovoltaicos. Tomaremos los datos suministrados por la estación meteorológica más cercana al lugar de la instalación.

Para dimensionar rápidamente, se utiliza el valor más débil del periodo de funcionamiento. Para una utilización anual, el valor más bajo suele ser el de Diciembre, para la obtención de estos datos recurriremos a las tablas estipuladas por el CTE. Que para nuestra región es de  $4,7Kwh/m^2 \cdot dia$ .

A menudo ocurre que los módulos se tienen que colocar en medio de edificios o con otros tipos de obstáculos que producen sombras. Desgraciadamente, el efecto de las

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

sombras sobre las radiaciones recibidas es difícil de estimar intuitivamente y no se puede dar un método simple para evaluarlo, incluso de forma grosera.

Recordamos sin embargo que hay que prestar mucha atención a las sombras parciales, aunque solo sea un momento. Basta con que una sola célula esté en sombra, para que la corriente de toda la cadena se vea limitada, lo que puede tener graves consecuencias en los paneles si no están equipados de diodos “shunt”.

Se pueden incluso evaluar el efecto que las sombras cercanas tienen sobre la radiación solar directa. Para ello se necesita el conocimiento exacto de los obstáculos próximos en 3 dimensiones: se les sitúa sobre las curvas que dan el curso del sol en las diferentes pérdidas del año (este curso del sol se conoce con precisión y solo depende de la latitud, longitud y altitud). Generalmente las pérdidas se concentran en los meses de año cuando el sol está más bajo. Este cálculo es bastante pesado (no lo vamos hacer aquí) y solo tiene en cuenta las pérdidas en radiación directa. Por otra parte, los obstáculos próximos o lejanos, ocultan también una parte de las radiaciones difusas, cosa que ocurre durante todo el año. Este efecto es complejo y a veces se subestima, sobre todo en las regiones con fuerte proporción de radiaciones difusas (latitudes medias).

### 8.1.3 definición de los módulos fotovoltaicos

#### 8.1.3.1 Cálculo de la potencia cresta del sistema

Si el sol es la única fuente de energía de un sistema autónomo, sin generador de apoyo, los módulos fotovoltaicos deben suministrar toda la energía de consumo, incluidas las pérdidas a todos los niveles. Hay que tener claro que la batería ejerce un efecto regulador que permite almacenar energía procedente de los paneles, y disponer de ella en los periodos de falta de producción. Pero la batería no es en sí una fuente de energía. Algunas veces se puede pensar que aumentando la capacidad de la batería se pueden alimentar más receptores. Es cierto a corto plazo, si se consume más de lo que se produce, la batería acabará desgastándose.

Un módulo fotovoltaico se caracteriza ante todo por su potencia “cresta”  $P_c(W)$ , tomada en condiciones STC ( $1000 W/m^2$  a  $25^\circ C$  con un espectro solar AM 1,5).

Si el módulo está expuesto a las condiciones STC, producirá en un instante dado una potencia eléctrica igual a esa potencia “cresta”, y si dura así N horas, habrá producido

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

durante ese tiempo una energía eléctrica  $E_{prod}$  igual al producto de la energía “cresta” por el tiempo transcurrido:

$$E_{prod} = N * P_c$$

*Energía eléctrica producida (Wh) = número de horas de exposición a las condiciones STC (h) x potencia “cresta” (W)*

Pero las radiaciones solares no son constantes durante una jornada soleada, por lo que no se puede aplicar estrictamente esta ley. Recordemos que a este valor normalizado de 1000 W/m<sup>2</sup> corresponde a una radiación solar intensa, a pleno sol en un día claro, lo que solo se alcanza en Europa en los mejores días de primavera.

Para calcular lo que produce un módulo fotovoltaico durante una jornada determinada, con una energía solar integrada en Wh/m<sup>2</sup>día vamos a asimilar esta energía solar al producto de la radiación instantánea de 1000 W/m<sup>2</sup> por un cierto número de horas que llamaremos número de horas equivalentes. La figura 72 explica estas equivalencias: las áreas bajo las curvas son las mismas; la de la radiación real es de forma redondeada, y la curva equivalente es cuadrada.

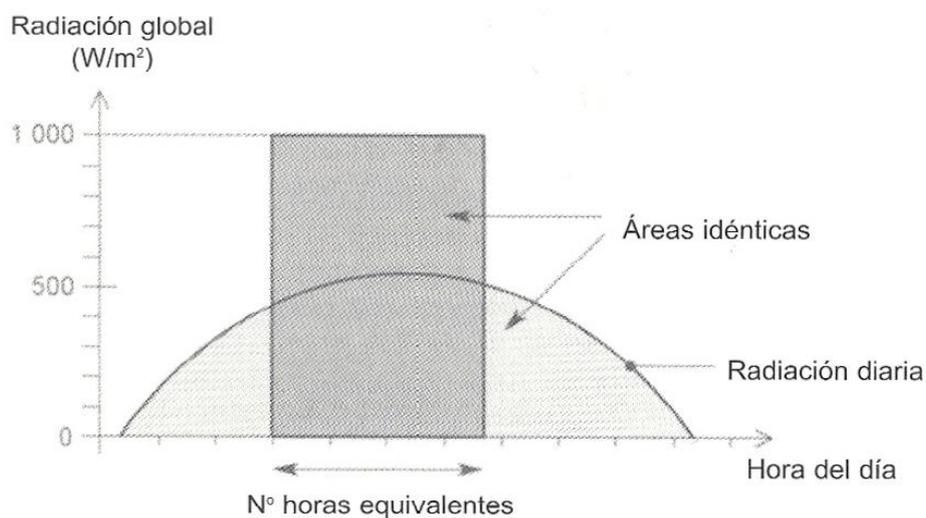


Figura 72 – Representación del número de horas equivalentes en un jornada de radiación solar

Gracias al valor 1000 de la radiación de referencia, el número de horas equivalentes en numéricamente igual a la energía solar integrada si se expresa en kWh/m<sup>2</sup>.día.

$$E_{sol} = N_e * 1000$$

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

*Energía solar diaria por unidad de superficie (Wh/m<sup>2</sup>día) = número de horas equivalentes (h/día) por 1000 (W/m<sup>2</sup>)*

Se supone que la potencia del panel es directamente proporcional a la radiación instantánea, lo que es cierto en una primera aproximación, si el panel tiene suficiente tensión. Se puede entonces multiplicar la potencia “cresta” del panel solar por el número de horas equivalentes para obtener así la producción del módulo fotovoltaico durante esta jornada:

$$E_{prod} = N_e * P_c$$

*Energía eléctrica producida en la jornada (kW/día) = número de horas equivalentes (h/día) x potencia “cresta” (W).*

Dado que  $N_e$  es igual a  $\frac{E_{sol}}{1000}$  se puede escribir también:

$$E_{prod} = E_{sol} * P_c \quad (1)$$

*Energía eléctrica producida en la jornada (Wh/día) = energía solar diaria (kWh/m<sup>2</sup> día) x potencia “cresta” (W)*

Pero estos cálculos solo son ciertos para un panel aislado, en condiciones ideales. No tienen en cuenta las pérdidas inevitables de un sistema completo, en condiciones reales. Estas pérdidas tienen orígenes diversos y afectan a alguno de los parámetros del sistema.

### 8.1.3.2 Pérdidas eléctricas

Vamos a tener en cuenta todas las fuentes de pérdidas del sistema, incluidas las debida a la batería los cables etc. Salvo las provocadas por las sombras que ya hemos tratado en 8.1.2.2. Efectivamente, en el cálculo de los módulos, es preciso tener en cuenta todas las pérdidas, ya que dichos módulos deben suministrar toda la energía consumida, incluso la que se pierde.

Las pérdidas eléctricas de los convertidores (DC o AC) no se toma en cuenta en esta etapa, pero si se integran en el cálculo del consumo de los aparatos receptores.

Tipos de pérdidas:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- A) Pérdida por suciedad del panel
- B) Pérdidas por caída de tensión entre la salida del panel y la entrada a las baterías
- C) Pérdidas en los bornes del regulador serie
- D) Pérdidas en los bornes de los cables según su longitud, su sección y el amperaje que transportan.
- E) Pérdidas por bajada de la tensión cuando se eleva la temperatura
- F) Pérdidas por la eficiencia de la batería
- G) Pérdidas por desfase en la tensión cuando el regulador no es del tipo MPT
- H) Pérdida al comienzo y al final de la jornada cuando la luz es aún débil y la tensión insuficiente para cargar la batería
- I) Pérdida ligada a la potencia real del panel que puede ser inferior a la que se incluye en la documentación del fabricante

Se puede combatir eficazmente contra ciertas pérdidas: la caída de tensión de los cables puede reducirse al máximo con un buen cableado. En cuanto a la suciedad se deben hacer limpiezas periódicas en la medida de lo posible. La caída de temperatura solo afecta a los países cálidos donde el módulo debe tener una buena ventilación. En los países templados el calor no es crítico para los paneles ya que sólo se produce en verano. Se puede evitar las pérdidas por desajuste de la tensión utilizando un regulador MPT. La tecnología de los módulos también es importante. Los paneles de silicio amorfo por ejemplo reaccionan mejor a la luz débil que los de silicio cristalino, por lo que son insensibles a las pérdidas tipo (h). Igualmente su tensión varía mucho menos con la temperatura (e). Es importante también indicar que las pérdidas en la línea tipo (b), (c), y (d), las debidas a la temperatura (e), a la luz (h), y los desajustes entre batería y panel (g) sólo conciernen a la tensión. Una vez que se ha optimizado el cableado, si el módulo fotovoltaico no pueden aguantar las caídas de tensión restantes, es decir, que su tensión es demasiado baja o que baja demasiado deprisa con la radiación solar, el sistema no funcionará correctamente o incluso dejará de funcionar. Es por lo tanto imperativo que los módulos puedan soportar estas pérdidas de tensión. La utilización de módulos suplementarios no compensaría este problema.

Para simplificar podemos decir como regla general que los módulos fotovoltaicos que tengan que alimentar un sistema de 12V nominal, deben tener una tensión en el punto de potencia máxima, que sea al menos igual a 17-18V en caso de países cálidos y de 15-16V para los países templados. En el caso de un sistema de 24V, hay que doblar estos valores.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Las pérdidas en corriente que tendremos inevitablemente (tipos “a” y “f”), se introducen en los cálculos energéticos en A, o en Ah, bajo la forma de un coeficiente  $C_p$  en el que llamaremos coeficiente de pérdidas en corriente.

**Evaluación de  $C_p$**  – En el caso de suciedades (tipo a) se suele tomar:

- 0,9 a 0,95 como regla general 0,95 a 1 para paneles que se limpian de forma periódica
- 0,8 a 0,9 para paneles en la horizontal y que no se limpian
- 0,92 o más para paneles colocados detrás de un cristal

Recordamos que la eficacia de la batería “pérdida f” vienen dada por la relación entre la capacidad restituida y la capacidad de carga. En el caso de las baterías de plomo que se utilizan en fotovoltaica tomaremos una eficacia comprendida entre 0,8 y 0,9 según modelos y exigencias.

Resumiendo, con módulos que tienen una reserva de tensión suficiente para paliar las pérdidas de tensión de las que hemos hablado, si se acumulan los efectos “a” y “f”, el coeficiente  $C_p$  podría variar entre 0,65 (=0,8\*0,8) y 0,9 (=1\*0,9) según los casos (sin cristal sobre los módulos).

Para nuestro caso, vamos a considerar una coeficiente de pérdidas por suciedad de 0,95 (consideramos que la instalación se limpiará periódicamente) y un coeficiente de pérdidas por rendimiento de la batería de 0,85. Lo que nos da como resultado:

$$C_p = 0,95 \times 0,85 = 0,8075$$

### 8.1.3.3 Cálculo práctico de la potencia fotovoltaica

Las pérdidas mencionadas en el apartado anterior, se puede introducir directamente en el cálculo de la producción eléctrica en Ah de los módulos. Para esto, se toma la fórmula (1) del apartado 8.1.3.1, se divide por la tensión y se agrega el coeficiente  $C_p$ .

$$Q_{pro} = C_p \times E_{sol} \times I_m$$

*Energía producida en la jornada (Ah/día) = coeficiente de pérdidas en corriente x Energía solar diaria (kWh/m2.día) x Corriente a la potencia máxima STC del módulo (A)*

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Para calcular la potencia necesaria, nos servimos de la fórmula anterior, pero de ella despejamos la intensidad. Y para estar seguros de que el sistema nos proporcione la potencia suficiente, haremos el cálculo para la estación del año en la que la radiación solar en mínimo (Invierno). Así pues para nuestro caso en particular obtenemos:

$$42,06522Ah/dia = 0,8075 \times \frac{4700wh/m^2}{1000W/h} \times I_m$$

De dónde despejamos  $I_m = 11,084$  A y multiplicando por la tensión nominal de los receptores obtenemos  $Q_{pro} = 2549,23$  Wh/dia.

### 8.1.3.4 Tecnología de los módulos

La tecnología de los módulos más apropiados depende sobre todo de la potencia que se necesita, pero también del clima y en menor medida de las consideraciones estéticas.

El silicio amorfo tiene un aspecto particular, pero sobre todo ofrece un buen rendimiento cuando la luz es débil o difusa, mientras que al sol, en un principio su rendimiento era solo de 7% frente al 13% del silicio cristalino. Por tanto el silicio amorfo sólo se reservaba para casos tales como:

- Baja potencia en cimas templados
- Aplicaciones de bajo coste (lámparas, objetos lúdicos...)
- Productos portátiles o flexibles
- Algunas aplicaciones arquitectónicas

Sin embargo los costes de producción de los módulos fotovoltaicos han bajado considerablemente en los últimos años así como la tecnología. Los módulos policristalinos hoy en día presentan un rendimiento muy similar en condiciones de luz directa muy similares a los módulos monocristalinos. Además los módulos policristalinos presentan un rendimiento mayor en condiciones de luz difusa. De hecho fabricantes de módulos fotovoltaicos tan importante como Sharp (mayor productor de placas del mercado), han centrado su producción en paneles policristalinos. Los módulos policristalino presentan una menor pérdida de potencia en función de la temperatura.

Por ello vamos a escoger módulos fotovoltaicos policristalinos para nuestra aplicación.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 8.1.3.5 Tensión nominal del sistema fotovoltaico

La tensión del campo fotovoltaico (12 v, 24 v, 48 v, o más) depende de:

- Tipo de aplicación
- Potencia fotovoltaica del sistema
- Disponibilidad de los materiales
- Extensión geográfica del sistema.

Para los sistemas autónomos, para una potencia dada, una tensión débil implica corrientes elevadas que producen pérdidas óhmicas en los cables. Por norma general, nos vamos a guiar por la tabla siguiente para elegir la tensión de nuestra instalación en función de la potencia de la misma:

Potencia del campo fotovoltaico	0 – 500 $W_c$	500 $W_c$ – 2 $kW_c$	2– 10 $kW_c$	>10 $kW_c$
Tensión recomendada	12 VDC	24VDC	48 VDC	>48VDC

Tabla 9 – Tensiones recomendadas en función de la potencia del sistema

Una vez se ha determinado esta tensión, es preciso comprobar si los aparatos receptores están disponibles a esa tensión o si fuese necesario usar un convertidor DC/DC o DC/AC, volviendo a calcular el campo fotovoltaico con el consiguiente aumento del consumo del convertidor.

Para nuestro caso en particular, la potencia de nuestro sistema estará entre 2 y 10 Kw, por tanto la tensión de la instalación será de 48 V. De hecho aunque la instalación fuese de menos potencia, tendríamos que dimensionarla para una tensión de 48 V, pues vamos a necesitar hacer uso de un inversor DC/AC para las cargas de la vivienda y en este caso no hay inversores que admitan menos de 36 V en la entrada, y por tanto una instalación de 24 V no nos serviría.

Los paneles fotovoltaicos elegidos son el modelo SolarWorld SW250 policristalino, de los cuales necesitaremos 12 paneles que dispondremos en 6 hileras en paralelo de 2 placas cada hilera. Obtendremos de esta forma una potencia nominal de 3000 W.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	



Figura 73 – Módulo solarworld SW250 policristalino

Los paneles solarworld son unos paneles de excelente rendimiento y han sido galardonados por diversas entidades como de los mejores paneles solares del mercado. Además uno de los motivos de la elección de este módulo es porque dispone de distribuidor en España y es de fabricación Europea, concretamente en Alemania, lo que nos garantiza que en caso de defecto no tendremos problemas en ese aspecto.

### 8.1.4 Dimensionado del almacenamiento de energía

Para dimensionar la batería de escoger un almacenamiento “tapón” que permita afrontar variaciones climáticas en el tiempo, a escala horaria, de cada día (asegurando el funcionamiento nocturno) y durante varias horas del mal tiempo.

La lección de su capacidad nominal depende mucho de la tecnología (batería abierta, cerrada, AGM, bajas temperaturas, etc.) por la variación de la capacidad según la temperatura, el número de ciclos, la vida útil, etc.

Además la elección de una batería se basa también en factores domésticos, Y también depende de tratarse de un país cálido o templado.

Recordemos que la batería puede ser el componente de vida útil más corta de un sistema fotovoltaico. Por ello hay que sustituirla antes que los paneles. Si se desea una gran fiabilidad y larga vida útil, por ejemplo, debido a que el sitio es difícil de acceso, se preferirá una batería grande de mayor autonomía. Las baterías tubulares, por ejemplo,

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

pueden durar 15 años y aguantar 1200 ciclos al 80% de descarga. Incluso si la batería es cara, quizás sea más económica que los desplazamientos de un técnico hasta el sitio de la instalación. Por el contrario, en aplicaciones más sencillas o situadas en zonas muy calidas, puede pensarse en baterías menos caras (baterías de placas o incluso baterías de coche, disponibles en todos los lugares), ya que es probable que la corrosión ataque a los electrodos con bastante rapidez, sea cual sea la tecnología. Por ello el precio debe ser bajo, ya que habrá que sustituir la batería cada dos años.

### 8.1.4.1 Autonomía sin aporte solar

El número de días de autonomía sin aporte solar,  $N_{ja}$ , son los días durante los cuales la batería por sí sola, puede alimentar a la instalación en cualquier periodo del año (considerando que no hay paneles). Sobre esta base se hará el cálculo de la batería necesaria.

Hay una excepción: cuando se recurre a un almacenamiento de energía entre estaciones, la batería se sobredimensiona para ayudar a los paneles en invierno, por lo que su capacidad deberá ser superior al caso de la autonomía sin aporte solar.

La autonomía necesaria está unida a la probabilidad de encontrar una serie de días malos seguidos, con unas condiciones solares muy desfavorables. Lógicamente, todo esto depende de la meteorología del lugar. Para una utilización normal en países templados se puede fijar una autonomía de 5 a 8 días. Se puede incluso fijar 10 – 15 días. Las bases de datos meteorológicos dan estadísticas sobre este punto.

Para nuestro caso en particular, vamos a escoger una autonomía  $N_{ja} = 4$  días.

### 8.1.4.2 Cálculo de la capacidad de la batería

La capacidad nominal de una batería viene dada generalmente para una descarga en 20 horas ( $C_{20}$ ) a la temperatura de 25°C.

La capacidad necesaria para el funcionamiento de  $N_{ja}$  días, y unas necesidades de electricidad diarias de  $Q_{cons}$  son de:

$$C_u = N_{ja} \times Q_{cons}$$

*Capacidad útil de la batería (ah) = Número de días de autonomía sin aporte solar x consumo diario de la aplicación (ah)*

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Esta capacidad útil  $C_u$  no es la capacidad nominal  $C_{20}$ , sino la capacidad realmente disponible sobre el terreno en todo momento. Para calcular la capacidad nominal en función de esta capacidad deseada, se debe tener en cuenta la temperatura y/o la profundidad de descarga.

### 8.1.4.3 Capacidad de descarga

Una batería no debe descargarse por debajo de un cierto umbral ya que se corre el peligro de dañarla.

$E_{ca}$  es un número entre 0 y 1 que expresa el estado de la batería, por lo que la profundidad de descarga  $P_D$ , proporción de la capacidad de la capacidad descargada se escribe:

$$P_D = 1 - E_{ca}$$

Hay que tener cuidado con éste parámetro cuando la batería sufre una descarga fuerte, es decir, cuando la autonomía sin aporte solar es corta, 2 días por ejemplo, la batería estará entonces sometida a ciclos bastante frecuentes, por un lado durante la noche (20 – 25%) y en los periodos de tiempo cubierto. Por otro lado, en ausencia de buen tiempo durante 2 días es más probable que ocurra que durante 8 días, por ejemplo. Habrá que prestar atención en este caso a la cantidad de ciclos que la batería puede soportar en su vida y subir el umbral de la profundidad de descarga para aumentar el número de ciclos. Se sabe que el número de ciclos es inversamente proporcional a la profundidad de descarga.

En la práctica en ausencia de problemas de temperaturas bajas, y para una utilización normal (4 días de autonomía como en nuestro caso), se aplicará un coeficiente  $P_D = 0,7$  o  $0,8$  según los módulos de las baterías. Se escogerá  $0,7$  para baterías que soportan un pequeño número de ciclos, y se tomará  $0,8$  para las baterías con un número de ciclos alto (tubulares, gel). Si la batería tiene que ciclar aún más (2 días de autonomía o menos), se puede disminuir  $P_D$  para disponer de una mayor duración de la vida útil de la batería. Por el contrario si la batería tiene pocas probabilidades de descargarse (más de 8 días de autonomía sin aporte solar) se podría tomar  $P_D = 0,9$  o incluso 1 (descarga autorizada hasta el 100%, es decir 1,85v/elemento, fin de descarga nominal sin dañar la batería).

Para nuestra aplicación, consideraremos  $P_D = 0,8$

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

#### 8.1.4.4 Efecto de la temperatura

Si la aplicación tiene que funcionar a baja temperatura, esta será la principal causa de reducción de capacidad.

Las reacciones químicas de carga y descarga del acumulador o batería, se frenan cuando hace frío, lo que tiene como efecto una bajada de la capacidad de la batería. (Figura 74).

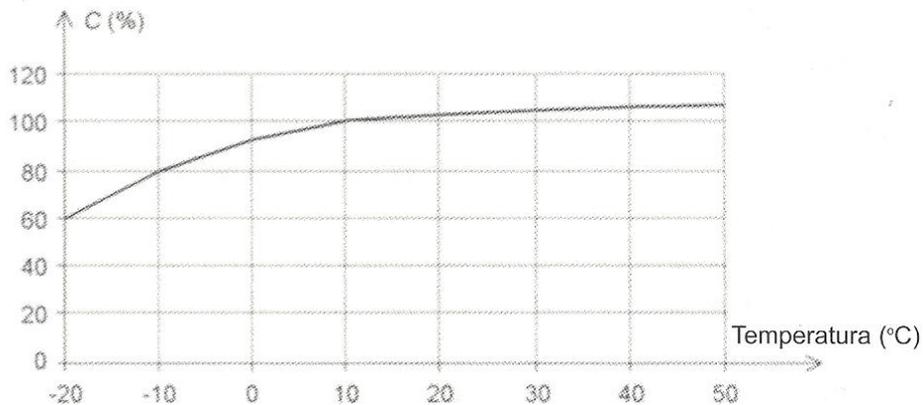


Figura 74 – Variación típica de la capacidad de una batería de plomo en función de la temperatura.

Para determinar la reducción de capacidad resultante, se necesitan curvas de descarga a diversas temperaturas, que suele suministrar el fabricante de la batería. Son curvas como la figura 75.

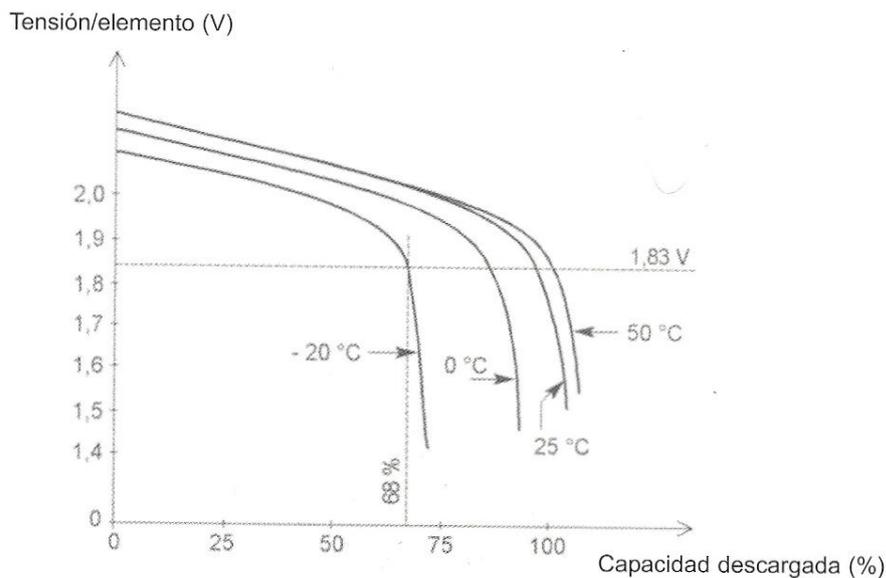


Figura 75 – determinación de la reducción de la capacidad de la batería con la temperatura, figura perteneciente a una batería cerrada de plomo tipo AGM-Hawker

<b>Proyecto final de Carrera:</b> "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

En función de la temperatura mínima con la que se puede encontrar la batería en el lugar, y también en función de la tensión mínima que puede aceptar el sistema, se puede determinar sobre estas curvas el coeficiente reductor de capacidad por la temperatura  $R_T$ .

En el caso de la figura 73, la batería tendría una capacidad disponible del 68% a  $-20^{\circ}\text{C}$ , si se descarga hasta los 1,83V/elemento, donde  $R_T = 0,68$ .

En nuestro caso elegimos  $R_T = 0,8$

#### 8.1.4.5 Calculo de la capacidad con los coeficientes de reducción

Para tener en cuenta al mismo tiempo los fenómenos debidos a la temperatura a la profundidad de descarga máxima, se calcula la capacidad nominal de la siguiente fórmula:

$$C_{20} = \frac{C}{P_D \times R_T} = \frac{N_{ja} \times Q_{cons}}{P_D \times R_T}$$

*Capacidad nominal  $C_{20}$  (Ah) = Número de días de autonomía sin aporte solar (días) x consumo diario (Ah/día)/profundidad de descarga máxima autorizada y por el coeficiente reductor de temperatura.*

Que en nuestro caso:

$$C_{20} = \frac{4 \times 201,56}{0,8 \times 0,8} = 1262,5 \text{Ah}$$

#### 8.1.4.6 Elección del tipo de batería

Acabamos de ver la influencia de los parámetros de los ciclos y la vida útil en la elección del tipo de batería.

Los restantes parámetros que hay que tener en cuenta son:

- El mantenimiento
- La tasa de reposición
- El coste
- La disponibilidad

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- El reciclado.....

Si la persona que se encarga de la instalación está presente en el lugar o las proximidades del sistema fotovoltaico, o si son posibles las visitas de un técnico de mantenimiento, se puede emplear una batería abierta, que necesita vigilancia de los niveles y de las densidades del electrolito. Una batería cerrada, sea de tipo que sea, no necesita mantenimiento. La rentabilidad de la instalación de otra, depende de cuestiones económicas que a su vez dependen de las condiciones de funcionamiento.

Para nuestra aplicación nos sería indiferente la elección de una batería abierta o cerrada, sin embargo nosotros nos hemos decantado por una batería estacionaria de Pb – ácido, de la conocida marca ROLLS, esta batería nos ofrece una esperanza de vida superior a 10 años (aunque depende del mantenimiento que se le de), no requiere de mucho mantenimiento y nos ofrece una relación calidad/precio estupenda.

La batería escogida es el modelo ROLLS 12CS-11P de una capacidad  $c_{20} = 357$  Ah.



Figura 76 – batería ROLLS 12CS-11P

### 8.1.5 Dimensionado del regulador

Antes de dimensionar un regulador, hay que decidir sobre el tipo de se debe instalar.

#### 8.1.5.1 Elección de una tecnología

La primera cuestión que se plantea en cuánto realizar el corte.

Un simple regulador de carga hace que la batería se cargue bien y la protege contra sobrecarga, pero no soluciona los posibles problemas de descarga. No lleva ningún dispositivo para cortar parte o la totalidad de los aparatos receptores en caso de que la batería esté baja de carga. Este regulador suele ser suficiente en todos los casos dónde apenas existe riesgo de descarga accidental: dimensionado muy amplio de los módulos, con consumos muy ajustados dónde es difícil que se pase de los programado

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

o bien si el sistema lleva ya incorporado un dispositivo de vigilancia “batería baja”. Es el caso de muchos equipos profesionales autónomos que pueden alimentarse por una pila, una batería o un sistema solar: su programación electrónica tiene una función de control que mide la tensión de alimentación, sea la que sea, y cuando se alcanza el umbral de tensión baja, pone en marcha una u otra acción correctiva.

### 8.1.5.2 Puesta en paralelo de los reguladores

La mayor parte de los fabricantes ofrecen reguladores hasta 20 o 30 A de corriente de carga, pero si se asa este valor, se tiende a dividir el campo en varias partes iguales (subsistema) y conectar un regulador antes de la unión a la batería, por cada subsistema. Es preciso comprobar que los reguladores escogidos permitan este tipo de conexión, y que no se producen interferencias entre las partes o subsistemas. Por ejemplo con reguladores serie, que generan una onda PWM al final de la carga, cuando el primer regulador para al modo PWM, es preciso que esta tensión pulsada no perturbe a los otros subsistemas que podrían funcionar incorrectamente y sobrecargar las baterías.

En cuanto a la elección a la tecnología de regulación, tipo “Shunt” o tipo PWM, en primer lugar hay que ver la potencia del sistema fotovoltaico y el tipo de batería a cargar. En efecto, un regulado “shunt” que debe disipar la potencia de los paneles, es caso de sobrecarga de la batería está mejor adaptado a los sistemas pequeños, mientras que los reguladores serie se adaptan mejor a los sistemas grandes. Además estos últimos provocan una mayor caída de tensión en serie entre los paneles y la batería. En l tabla 10 se hace una comparación entre tecnologías.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Tipo de regulador	Método De carga	Ventajas	Inconvenientes
Shunt-interruptor	On/Off	Débil resistencia al paso Entre el panel y la batería. Simple y fiable si está bien dimensionada.	Disipación del interruptor al $I_{cc}$ del panel Indispensable un diodo de bloqueo. Tensión más elevada en “puntos calientes”. Difícil alcanzar el fin de carga. Tensión más elevada sobre el interruptor en caso de sobretensión.
Shunt-lineal	Tensión Constante.	Fin de carga óptimo. Débil resistencia de paso entre los paneles y la batería.	Disipación térmica importante. Indispensable diodo de bloqueo Tensión más elevada de “puntos calientes”
Serie-Interruptor	On/Off	Disipación del interruptor a $I_{max} < I_{sc}$ Simple y fiable. Sobretensión reducida sobre el interruptor.	Difícil de alcanzar el el fin de la carga.
Serie-Lineal	Tensión constante.	Fin de carga óptimo Sobretensión reducida sobre el interruptor.	Disipación térmica importante.. Tensión de paso más elevada.
Serie-PWM	Tensión constante.	Fin de carga óptimo. Disipación térmica reducida.	Tensión de paso más elevada. Electrónica más compleja Produce efectos parásitos sobre equipos sensibles próximos.
MPT	Tensión constante.	Rendimiento elevado a cualquier temperatura.	Coste. Produce efectos parásitos sobre equipos sensibles próximos.

Tabla 10 – Ventajas e inconvenientes de las diferentes tecnologías de regulación.

Para nuestra aplicación, vamos a elegir un regulador tipo MPT.

### 8.1.5.2 Dimensionado

Una vez elegida la mejor tecnología, el regulador se dimensiona teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión nominal, debe ser la del campo fotovoltaico
- Corriente de entrada en la corriente de carga máxima que los módulos son susceptibles de producir en un instante dado. Para estimar la corriente, lo mejor es tomar 1,5 veces la corriente de cortocircuito total de los módulos. Para un regulado “shunt” y 1,5 veces la corriente  $I_m$  en el punto de potencia máxima en el regulador serie.

Y para los reguladores que aseguran también la protección de descarga:

- Corriente de salida: es la corriente total máxima que pueden recibir los receptores de forma simultánea. Depende de la forma de utilizar los receptores: cuántos receptores funcionales al mismo tiempo, si existen corrientes de punta transitorias, algunos aparatos (lámparas incandescentes y

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

motores) consumen en el encendido una potencia netamente superior a la de régimen permanente. Los buenos reguladores soportan corrientes transitorias elevadas, pero lo mejor es hacer una prueba para estar seguros.

Para nuestra aplicación, sabemos que tenemos un campo fotovoltaico de 3000w a 48 V, lo que implica una corriente de entrada a potencia máxima de 62,5 A que multiplicando por 1,5 obtenemos 93,75 A, por tanto nuestro regulador debe admitir 100 A de corriente de entrada.

En cuanto a corriente de salida si suponemos que todos los aparatos receptores están funcionando al mismo tiempo necesitaríamos una potencia de 13,9Kw, sin embargo eso es improbable, de hecho la potencia contratada en la vivienda es de 4,4 kW y nunca se ha sobre pasado. Por tanto vamos a considerar una potencia máxima demanda de 5 kW (lo que supone una corriente de salida de 21,74 A + 0,21 A (correspondiente al consumo del cargador – inversor) = 21,95 A, muy inferior a la entrada. Y suponiendo que consumen 3 veces esta potencia, tenemos una corriente punta de 65,22 A + 0,22 = 64,44 A, multiplicando por la tensión de los receptores, nos da 15,05 kVA (alterna).

En resumen, necesitamos un regulador-inversor que aguante corriente de entrada de 100 A y una potencia de salida de 15,05 kVA (alterna) de pico, esta última es una potencia muy alta ya que se ha multiplicado por 3 y un inversor que nos aguante esa potencia va a resultar muy caro, en cualquier caso, vamos a seleccionarlo para ello.

El inversor/regulador propuesto es un aparato de la marca Alemana “Steca” en concreto el modelo XTH 6000-48, este aparato nos ofrece diversas ventajas, por un lado es un inversor a corriente monofásica y un cargador de baterías, por tanto con un solo elemento, vamos a controlar todo el sistema, tanto la carga de baterías, como el suministros de energía a la vivienda. Además y es una ventaja que tiene con respecto a otro modelos, es que tiene una entrada auxiliar de corriente alterna, de tal forma que posteriormente podremos conectarle un generador a una planta de microgeneración, garantizando así totalmente el consumo o incluso una conexión a red.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## ***Xtender*, Equipo combinado inversor, cargador de batería y sistema de transferencia.**

### Manual para usuario

***XTH 3000-12***  
***XTH 5000-24***  
***XTH 6000-48***  
***XTH 8000-48***

***XTM 1500-12***  
***XTM 2000-12***  
***XTM 2400-24***  
***XTM 3500-24***  
***XTM 2600-48***  
***XTM 4000-48***

***XTS 900-12***  
***XTS 1200-24***  
***XTS 1400-48***



Figura 77 – Gama productos Xtender de Steca

### **8.1.6 Plan de cableado**

Una vez construido el sistema, resta preparar su instalación en la práctica.

Ahora hay que preocuparse del cableado, a fin de asegurar la coherencia del conjunto. En efecto hemos visto en el apartado 8.1.3.2 la importancia de las caídas de tensión en los cables.

Es importante verificar también que los diámetros de los cables sean compatibles con los bornes del resto de equipos: módulos y regulador sobre todo. Si la sección de los

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

cables no es adecuada para los equipos, es necesario disponer de una caja de conexiones intermedia para remediar el problema.

Antes de calcular todas las secciones de los cables, se debe hacer un plan eléctrico global de la instalación. También hay que prever el emplazamiento de los componentes de la forma más precisa posible, para así reducir las distancias de los cables lo máximo posible.

Recordemos que para una buena medida de la tensión de la batería por el regulador, éste debe colocarse lo más cerca posible de la batería.

Con referencia al plan eléctrico del conjunto, de identificará, cada cable, su longitud y el amperaje que debe transportar.

### 8.1.6.1 Generalidades

La caída de tensión de un conductor viene dada por la ley de Ohm:

$$dV = R \times I \text{ O también } R = \rho \times l/s$$

Siendo:

- R la resistencia ( $\Omega$ ).
- L la longitud (m).
- S la sección del conductor ( $mm^2$ ).
- $\rho$  la resistividad que es de  $20 \text{ m}\Omega \times mm^2/m$  para el cobre.
- I la intensidad de la corriente (A).

### 8.1.6.2 Corriente continúa

#### 8.1.6.2.1 Cableado módulos - regulador

La primera regla a seguir en estimar las pérdidas en línea que son aceptables Tabla 10. Es preciso contar con la caída de tensión en los 2 polos para la corriente que va y viene al receptor. También es preciso limitar la corriente a  $7 \text{ A}/mm^2$  para evitar que se calienten los conductores. Para una tensión de 48v entre placas y regulador, sería admisible una caída de tensión de 2V a la corriente nominal de los paneles, mientras

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

que para la unión regulador baterías hay que restar por debajo de 0,2V si se quiere mantener una buena regulación en la carga.

Para la unión entre los paneles solares con todo el cableado al aire libre, es preciso utilizar cables flexibles de hilos múltiples con un aislante resistente a las radiaciones UV.

Sección cable	$mm^2$	1,5	2,5	4	6	10	15	25
Resistencia	$m\Omega/m$	13,3	8,0	5,0	3,3	2,0	1,3	0,8

Tabla 10 – pérdidas óhmicas del cableado

Dividiendo la Corriente máxima entre el valor de  $7 A/mm^2$  máximo permisible para evitar calentamientos:

$$\frac{62,5 A}{7 A/mm^2} = 8,93 mm^2$$

La sección más cercana a  $8.93 mm^2$  al alza según la tabla 10 es de  $10 mm^2$ , lo que supone una resistencia de  $2,0 m\Omega/m$ . Comprobamos ahora si estamos dentro del margen permitido:

$$R = 2 m\Omega/m \times 2 m = 4 m\Omega$$

Y por tanto calculamos la caída de tensión:

$$dV = 4 m\Omega \times 62,5 A = 0,25 V$$

Estamos sobradamente dentro del límite. Por tanto la sección de  $10 mm^2$  es válida.

### 8.1.6.2.2 Cableado regulador – acumuladores

Seguiremos el mismo procedimiento anterior:

Dividiendo la Corriente máxima a la que el regulador puede cargar las baterías (100 A) entre el valor de  $7 A/mm^2$  máximo permisible para evitar calentamiento:

$$\frac{100 A}{7 A/mm^2} = 14,29 mm^2$$

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

La sección más cercana a  $14,29 \text{ mm}^2$  al alza según la tabla 10 es de  $15 \text{ mm}^2$ , lo que supone una resistencia de  $1,3 \text{ m}\Omega/\text{m}$ . Comprobamos ahora si estamos dentro del margen permitido:

$$R = 1,3 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 2 \text{ m} = 2,6 \text{ m}\Omega$$

Y por tanto calculamos la caída de tensión:

$$dV = 2,6 \text{ m}\Omega \times 100 \text{ A} = 0,26 \text{ V}$$

Recordemos que en este caso, la caída de tensión permitida es menor, con el objetivo de la medida de la tensión de las baterías por parte del regulador/cargador sea lo más exacta posible con el fin de que realice una carga óptima de los acumuladores y por tanto la máxima caída de tensión es de  $0,2 \text{ V}$ . Como no se cumple, vamos a intentar reducir la longitud del cable a un metro y volvemos a comprobar:

$$R = 1,3 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 1 \text{ m} = 1,3 \text{ m}\Omega$$

Y por tanto la caída de tensión:

$$dV = 1,3 \text{ m}\Omega \times 100 \text{ A} = 0,13 \text{ V}$$

Que en este caso sí nos cumple, por tanto en la instalación pondremos el regulador/cargador lo más cerca posible de las baterías, incluso si disminuimos la longitud del cable a menos de  $1 \text{ m}$ , obtendremos una caída de tensión menor.

### 8.1.6.3 Corriente alterna

Para la distribución de corriente alterna, en un sistema con convertidores, todo el cableado a  $230\text{VAC}$  debe respetar las normas de cada país.

Realizaremos el cálculo por el criterio de Caída de Tensión Máxima permitida:

Para ellos utilizaremos las siguientes fórmulas:

Cálculo de la caída de tensión en la línea:  $e = R_L \times I$

Resistencia de una línea de dos conductores:  $R_L = \frac{2 \times \rho \times L}{S}$

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

$$\text{Sección por C.D.T: } S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{e}$$

$$\text{Temperatura admisible: } T = t_0 + (t_{max} - t_0) \times \frac{I}{I_{adm}}^2$$

Y nos guiaremos por las siguientes tablas:

**Resistividad:**

$$\rho_t = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta t)$$

	20 °C	70 °C	90 °C
Cobre	0,018 Ωmm <sup>2</sup> /m	0,0215 Ωmm <sup>2</sup> /m	0,0229 Ωmm <sup>2</sup> /m
Aluminio	0,029 Ωmm <sup>2</sup> /m	0,0348 Ωmm <sup>2</sup> /m	0,0372 Ωmm <sup>2</sup> /m

<b>Coefficiente de temperatura</b>	
Cobre:	α = 0,00392
Aluminio:	α = 0,00403

Tabla 12 – Resistividad y coeficiente de temperatura.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x	2x	3x	2x						
			PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>3)</sup>				3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a 0,3D <sup>5)</sup>				3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>					3x PVC	/		3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>5)</sup>							3x PVC		3x XLPE o EPR	
			mm <sup>2</sup>									
<b>Cobre</b>	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	105	116	123	156
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 13 – Intensidades admisibles a 40°C ITC-BT-19

Consideraciones para el cálculo:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- Instalación interior
- Longitud 6 m
- Metal del conductor: cobre
- Consideramos conductores aislados en tubos empotrados en pared aislante 2 x PVC.
- Número y tipo de conductores: Un bipolar
- Tipo de aislante: Poliolefina
- Tensión 230 V
- Potencia (consideramos la potencia que nos puede propiciar el convertidor en corriente alterna): 5 kVA
- Caída de tensión: 2%
- Resistividad:  $\rho = 0,0215 \Omega mm^2/m$  (cobre 70°C)

Cálculo de la intensidad:

$$I = \frac{5000 VA}{230V} = 21,74 A$$

Caída de tensión:

$$e = \frac{2 \times 230}{100} = 4,6 V$$

Sección por C.D.T:

$$S = \frac{2 \times 0,0215 \times 6 \times 21,74}{4,6} = 1,21 mm^2$$

La sección inmediatamente superior es de  $1,5 mm^2$  con una corriente admisible de  $13 A < 21,74 A$ , por tanto elegimos una sección de  $4 mm^2$  que admite una corriente de 23 A y comprobamos:

Resistencia del conductor:

$$R_L = \frac{2 \times 0,0215 \times 6}{4} = 0,0645 \Omega$$

Caída de tensión:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

$$e = 0,0645 \times 21,74 = 1,4 \text{ V} < 4.6 \text{ V}$$

La sección de  $4 \text{ mm}^2$  es válida.

### 8.1.7 Instalación

El montaje de una instalación fotovoltaica no difiere mucho de un montaje eléctrico tradicional, sin embargo las particularidades de la corriente continua y la tensión baja, imponen ciertas precauciones especiales. Por otra parte, dado que los paneles solares deben montarse al aire libre, se pueden presentar una serie de problemas ambientales: corrosión o envejecimiento rápido, problemas con los materiales o con el montaje.

El operado que vaya a hacer la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica debe tener una formación adecuada aunque no especial. Debe estudiar los diversos componentes de la planta y efectuar algunas medidas de base. La diferencia con una puesta en servicio clásica es que el control debe verificar que se ha respetado el cuaderno descargas. Después de los sucesivos controles, se utilizarán los valores medios en la puesta en marcha con referencias para determinar el estado del sistema.

En cuanto al mantenimiento de estos sistemas es muy reducido y las personas encargadas del mismo deben preocuparse sobre todo de las baterías. Si las baterías son abiertas requieren un servicio regular, especialmente en los países cálidos.

#### 8.1.7.1 Instalación mecánica

Para la instalación de los paneles sobre el tejado, nos decantamos por el sistema GULPIYURI compuesto por:

- Anclaje del sistema a la estructura del edificio
- Perfil correa, para la fijación de los paneles solares
- Grapas para la fijación de los paneles solares a la estructura

Los anclajes debemos situarlos sobre las correas de la nave y sobre ellos colocaremos los perfiles correa, para la fijación de los paneles solares. El tipo de fijación de los anclajes a la cubierta se debe escoger en función del material de estas, acero, hormigón... y en función del espesor de la chapa de la cubierta, chapa simple, chapa sándwich, etc.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Para garantizar la estanqueidad de las estructuras de aluminio, se emplean dos juntas EPDM de entre 2 y 4 mm, en función de tipo de chapa de cubierta. Así mismo, todas las fijaciones empleadas llevan unas arandelas de EPDM, de manera que se crea una doble protección contra filtraciones. El EPDM es un material resistente a los rayos UV y a los gradientes de temperatura.

El sistema de estructuras de aluminio coplanares GULPIYURI se presenta como una opción rápida de instalar, económica y versátil en obra, admitiendo múltiples combinaciones.

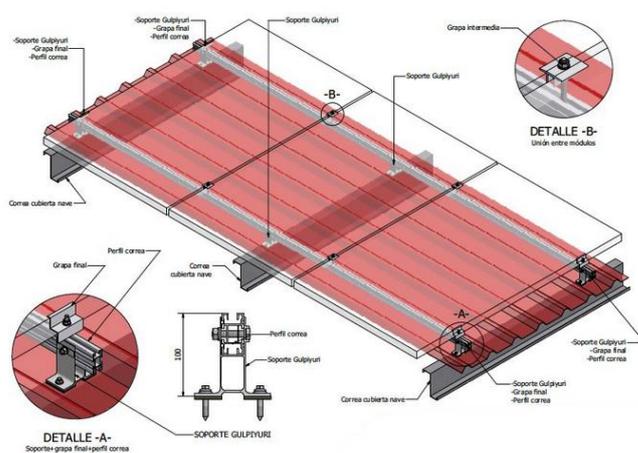


Figura 78 – Estructura de fijación GULPIYURI

Este sistema es válido tanto para teja como para otro tipo de cubierta, por lo tanto es muy versátil.

Sus características técnicas vienen dadas por el fabricante:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

<b>Características técnicas</b>	<p>Perfiles, grapas y accesorios elaborados en aluminio.</p> <p>Tornillería en acero inoxidable A2 (A4 en casos de ambientes muy agresivos; además es posible aplicar tratamientos superficiales).</p> <p>Transmisión directa de cargas a la estructura principal. Fijación directa a las correas de la nave.</p> <p>Sistema de fijación con incorporación de Juntas EPDM y adhesivo a doble cara, que aseguran estanqueidad y resistencia a gradientes de temperatura y a los rayos UV.</p> <p>Opción de tuercas antirrobo, sistema de ranuras para tornillo.</p> <p>Multitud de configuraciones disponibles.</p> <p>Material 100% reciclable.</p>
<b>Pesos</b>	<p>Para panel en horizontal: 2.62kg/m2</p> <p>Para panel en vertical: 1.69kg/m2</p>
<b>Cargas</b>	<p>Viento hasta 240 kmh ( 150 mph ) dependiendo de la localización y configuración del proyecto .</p> <p>Nieve hasta 2kN/m2 dependiendo de la configuración de las Mesas .</p> <p>Los cálculos de las estructuras de acuerdo con cargas climáticas en función de la ubicación del proyecto .</p>
<b>Nuestras garantías</b>	<p>Diseño según el Euro-código ( estructuras de aluminio/acero ) siguiendo los requisitos del cada mercado y normas locales .</p> <p>Sistema de fijación de paneles universal, siendo altamente versátil y adecuado para todo tipo de paneles.</p> <p>Grapas especiales dedicadas a la película fina y frameless.</p> <p>Plazo de entrega rápido y cómoda instalación.</p> <p>25 años de garantía para los materiales.</p> <p>2 años de garantía para las obras de instalación.</p>

Figura 79 – propiedades mecánicas sistema GULPIYURI

En el anexo 2 viene la hoja completa del fabricante.

### 8.1.7.2 Montaje de las baterías

Es preciso prever una buena ventilación de la batería para evitar la acumulación de gas explosivo. Si la batería no está en un local especial, se puede colocar en una cubeta de plástico que sirve de protección en caso de escape de ácido. El ácido ataca a la materia orgánica, las baterías cerradas son a menudo indispensables para las aplicaciones portátiles.

Para los sistemas con un gran número de elementos, hay que disponerlos de forma simétrica para facilitar el cableado. Se les colocará sobre un soporte suministrado por

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

el fabricante, o bien sobre traviesas de madera. Las baterías se alimentarán sin sus conexiones y tapas de forma que el acceso sea fácil.



Figura 80 – disposición de baterías

Para el agrupamiento de baterías cerradas profesionales disponen de estanterías para colocarlas de forma plana y facilitar el cableado. El posicionamiento plano mejora el mantenimiento del electrolito que no sufre variaciones de presión debido a la gravedad.

En los sistemas grandes, el elevado número de baterías representa un riesgo para la seguridad. Una sola batería contiene suficiente energía para, en caso de cortocircuito, provocar un incendio y para producir una gran cantidad de hidrógeno si falla la regulación. Por ello es muy importante la correcta formación del personal de mantenimiento del parque de baterías.

➤ Montaje en paralelo:

El montaje en paralelo de las baterías solo es posible si son idénticas. En particular no se deben poner nunca en paralelo dos baterías de distinta edad, ya que la más vieja hará envejecer a la más nueva. Consultar al fabricante antes de hacer un montaje de este tipo.

En el montaje en paralelo se recomienda montar un fusible en serie cada batería o cadena de baterías. De esta forma se puede aislar y medir cada batería, siendo el fusible una protección para cadena en caso de cortocircuito de una batería.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

➤ Montaje en serie:

Las precauciones a tomar para el montaje en serie son aún más drásticas. Solo es posible para elementos rigurosamente idénticos. En efecto si dos baterías de capacidades distintas se colocan en serie, al pasar por ellas la misma corriente, la más pequeña al final de la carga estará sobrecargada, se encontrará en una situación de descarga profunda, es decir, estará abocada a una muerte segura.

Por otro lado, para obtener una cierta capacidad, es mejor poner en serie elementos grandes que poner pequeños elementos en paralelo

### 8.1.7.3 Armarios de conexión

Los módulos suelen ir equipados con uno o dos armarios de conexión en su cara trasera. En la figura 80 vemos uno de estos armarios de salida con los diodos by-pass.

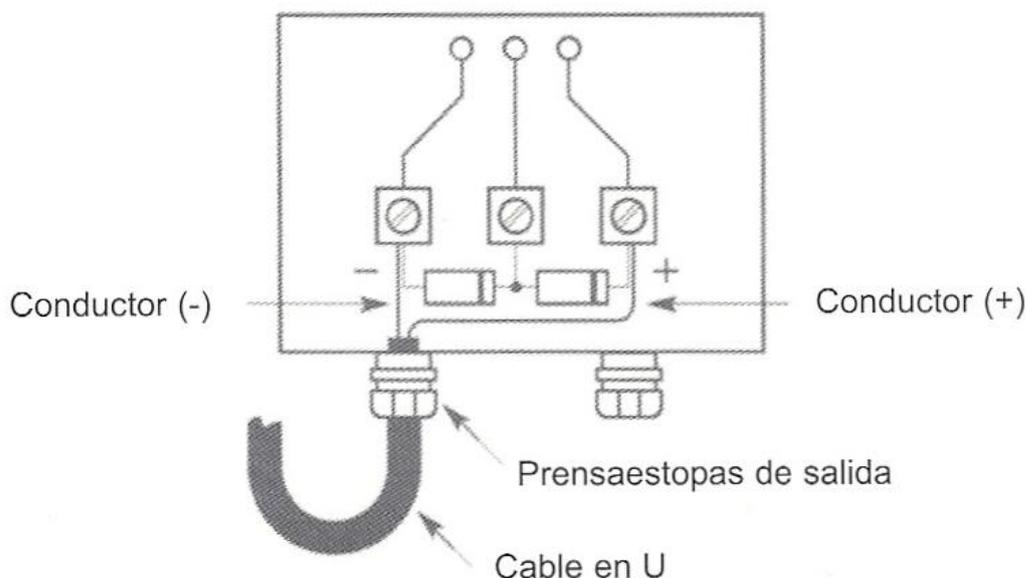


Figura 81 – armario de salida con diodo by-pass

Las reglas para el cableado de módulos con las siguientes:

- Los prensaestopas de salida deben colocarse hacia abajo en la medida de lo posible, o hacia el lado, pero nunca hacia arriba, para evitar el choreo de agua en el armario
- La funda aislante del cable debe entrar en el armario de conexión y el prensaestopas hará el cierre sobre dicha funda (Figura 80).
- Los prensaestopas inutilizados deben taponarse.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- El cable que sale del módulo debe seguir la regla de “la gota de agua”, haciendo una U que dirigirá los empalmes hacia abajo.
- En caso de duda, se verificarán las polaridades con un voltímetro en el interior del armario de conexiones.
- Una vez que se ha hecho el cableado, las conexiones se recubrirán todas con una resina protectora del tipo “pegado en frío”, así como las salidas del prensaestopas y la tapa del armario del cierre.
- El cable a utilizar, debe ser de la sección que se ha dimensionado para ello, calculada en la sección 8.1.6.2.

Si un cable debe atravesar una pared exterior, se debe preparar el cable para que forme una U, y que atraviese el muro en forma ascendente (figura 81), después se debe añadir silicona alrededor de la sección atravesada para que resulte estanca. Así el agua tenderá a caer y no penetrará en el interior.

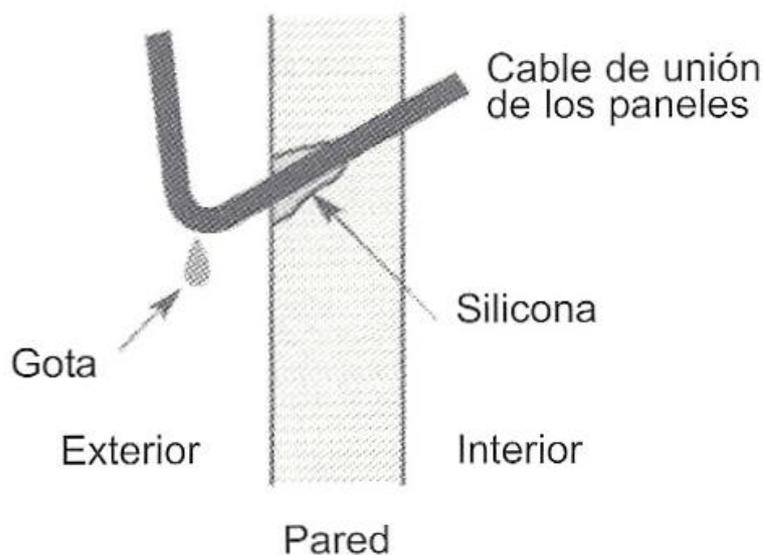


Figura 82 – montaje cable a través de pared

➤ Puesta en serie:

La caja de conexión para un módulo lleva casi siempre dos prensaestopas, lo que sirve para la puesta en serie. La figura 82 muestra un principio clásico de cableado en serie (a), más práctico, en prensaestopas montados en los laterales (b).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

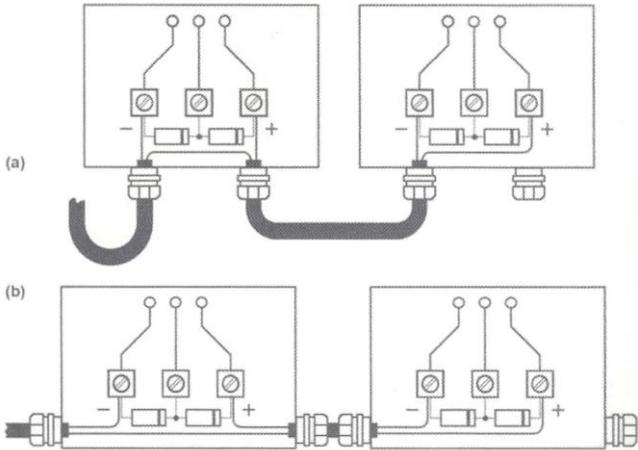


Figura 83 – armarios de conexión en paralelo

➤ Puesta en paralelo:

Es importante montar diodos en cada rama en serie antes de la puesta en paralelo. Para ello se podrá emplear un armario de conexión independiente ya equipado con sus diodos como se representa en la figura 83. Los pequeños prensaestopas recibirán los cables de los módulos y el prensaestopas grueso permitirá la salida del cable común hacia el regulador. Este armario se suele colocar bajo los módulos en enlaza, también con las salida de cables hacia abajo. Es prudente disponer de un armario por chasis.

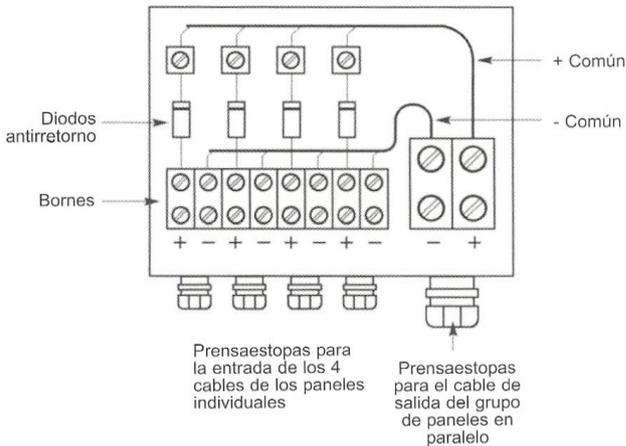


Figura 84 – armario de conexión en paralelo

Si el número de módulos es elevado, superior a la cantidad que se puede cablear en un solo armario de conexiones, se dispondrá de un armario complementario.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Por otro lado, cuando el regulador lleva varias entradas o paneles, permite reunir grupos de módulos en paralelo o bien diferentes cadenas en serie, haciendo innecesario un armario suplementario.

### 8.1.8 otros componentes del sistema

Vamos a describir a continuación los últimos elementos para el buen funcionamiento del de un sistema fotovoltaico, tales como las protecciones contra los rayos, los disyuntores, los fusibles y los componentes para efectuar medidas, que permiten saber qué está sucediendo en la instalación.

#### 8.1.8.1 protecciones contra los rayos

Las protecciones contra los rayos son indispensables si se quiere garantizar la producción de electricidad, la posibilidad de sufrir daños por rayos aumenta con la altitud, y a partir de los 1000 metros se recomienda disponer de protecciones suplementarias a las que normalmente se incorporan a los reguladores.

Los daños provocados por los rayos afectan en primer lugar a los equipos electrónicos, reguladores, inversores, balastros de lámparas y medida. Los paneles no suelen resultar dañados, pero de sufrir algún problema, los principales afectados son los diodos by-pass o de bloqueo y la caja de conexiones, la importancia de los daños varía en función de la cantidad de equipos afectados, pero por lo general, el impacto de un rayo en una instalación puede costar varios miles de euros, sobre todo si el sistema es de difícil acceso. A continuación vamos a dar algunas recomendaciones básicas:

- Conducir la corriente del rayo hacia tierra por el camino más directo.
- Minimizar la superficie de los bucles de masa.
- Limitar la onda de sobretensión mediante pararrayos.

Todo eso implica que es necesario disponer de protección para las instalaciones exteriores, tanto por los efectos directos como por los indirectos de rayo. Por ello se recomienda la colocación de un pararrayos. También es indispensable disponer de una toma de tierra única.

#### ➤ Toma a tierra:

La toma a tierra sirve para evacuar la corriente al suelo y debe ser equipotencial para no crear sobretensiones locales en caso de impacto de rayo. El mejor sistema es una red única, y si es posible, con conductores desnudo de  $25\text{mm}^2$  como mínimo. Si estos

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

conductores atraviesan la tierra entre dos uniones pueden servir de toma de tierra. Si no es así la toma de tierra deberá hacerse de forma separada, por ejemplo, por su bucle del mismo material (cobre desnudo), rodeando el edificio por el suelo. Como saben los técnicos y montadores, hay varios tipos de tomas de tierra, que depende del tipo de suelo, de la instalación y de la dificultad en el montaje.

### 8.1.8.2 Fusibles y disyuntores

Si se hace una distribución de electricidad a partir de energía solar, se necesitan las mismas protecciones que para una red eléctrica clásica. Sin embargo, las protecciones del lado DC son especiales, ya que la corriente continua (que no pasa por cero en cada alternancia), es más difícil de interrumpir si se produce un arco. En 12 VDC, el peligro de la formación de un arco es bastante bajo, pero en 24 V, con un regulador en serie, los paneles pueden estar con frecuencia en tensión abierta a más de 40 V y se puede producir un arco, si dos cables están mal aislados o si una conexión se ha deteriorado con el paso del tiempo. En los sistemas de tensión continua de más de 10 V, una mala elección de los equipos de protección puede ser la causa de varios incendios.

En un sistema autónomo, el riesgo principal es la fuerte densidad de energía presente en una batería que puede suministrar más de 100 A si no se funden los cables. Por ello es imperativo colocar un fusible en el borne.

En la elección de un disyuntor o un fusible es preciso asegurarse que el valor de la corriente y de la tensión nominal es válido en corriente continua. Para los sistemas grandes con tensión DC elevada, el material más adecuado es el que se utiliza en los transportes para el equipamiento de trenes, autobuses y tranvías.

### 8.1.8.3 interruptor programable

Un interruptor programable es un equipo que se suele utilizar en los sistemas automáticos: el mando es en general un reloj programable, pero puede ser también luminoso o por detección de personas en movimiento.

Estos productos son derivados de versiones 230 VAC o son especialmente fabricados para los sistemas solares, consumiendo un mínimo de energía. La figura 84 nos muestra un ejemplo de regulador en serie que incorpora un recho programable para en mando de un refrigerador.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

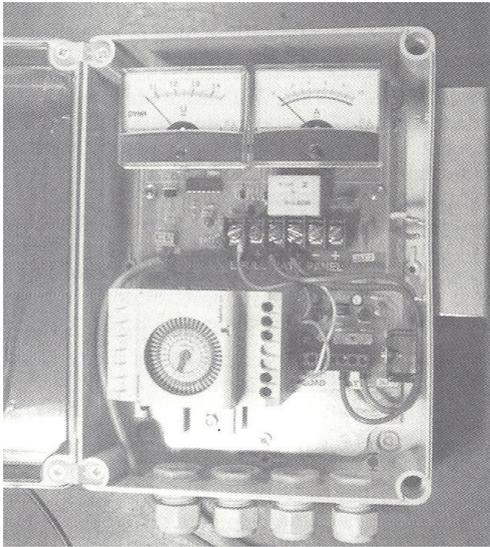


Figura 85 – Ejemplo interruptor programable

### 8.1.9 Seguridad

Un módulo fotovoltaico suministra tensión desde el momento que recibe luz. Antes de ser cableado está en circuito abierto y tiene una tensión de al menos 1,5 veces su tensión nominal: 22 V en vacío es una tensión normal para un módulo de 12 V nominal. Hay que tener cuidado en los sistemas que tienen varios paneles en serie, ya que pueden presentar con facilidad un arco eléctrico. Basta con una conexión dudosa o un mal aislamiento para que se produzca un arco eléctrico que no desaparecerá hasta que los contactos se destruyan o hasta que se haga de noche.

La corriente continua pues también resultar peligrosa para el cuerpo humano: con intensidad alta, provoca quemaduras graves. Las instalaciones que funcionan a menos de 50 V no son peligrosas. Sin embargo, a partir de los 120 V, hay que tomar medidas especiales.

Cuando se está haciendo una instalación, hay que tener siempre presente que un campo fotovoltaico genera corriente desde que amanece, incluso con tiempo cubierto, en los trabajos de cableados hay que ser muy prudentes.

Para prevenir este tipo de riesgos, es preciso colocar un tejido opaco sobre los módulos cuando se realicen las operaciones de cableado. De esta manera no producirán electricidad.

Las baterías contienen una cantidad importante de energía y en los sistemas grandes, la tensión continua elevada presenta un riesgo no despreciable. Con la corriente

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

continúa si aparece un arco entre los conductores, es más difícil de extinguir que con corriente alterna, ya que la corriente no pasa por cero en cada alternancia.

Es importante montar fusibles en los bornes de las baterías. Estos fusibles deben saltar si se produce un cortocircuito en el extremo más alejado del cableado.

A continuación se enumera una serie de precauciones que deben tomarse en la instalación y mantenimiento de baterías:

- Emplear herramientas con aislamiento para evitar cortocircuitos accidentales.
- No dejar objetos metálicos próximos.
- En el caso de las baterías abiertas, moverlas con precaución para no derramar el electrolito, y si se hace, mejor con una cubeta protectora.
- Si el electrolito entra en contacto con la piel, lavar abundantemente con agua.
- Si el electrolito entra en contacto con los ojos, ir a un servicio médico.

## 8.1.10 Mantenimiento

### 8.1.10.1 Mantenimiento de los módulos

El mantenimiento consiste principalmente en asegurarse que los rayos del sol llegan sin problemas a los módulos y que la electricidad producida llega correctamente al regulador.

Se hará un lavado de los módulos sin agua clara y sin detergente. Se comprobará que los módulos están intactos: sin infiltraciones, sin células ennegrecidas. Se cortará la vegetación alrededor si ha crecido mucho para evitar que pueda hacer sombra a los paneles.

Se comprobará las conexiones eléctricas y el buen ajuste de las fijaciones mecánicas, así como la estanqueidad de los armarios de conexión.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 8.8.10.2 mantenimientos de las baterías

Hay que observar el comportamiento después de la carga de la batería. Sin los ciclos de fin de carga son rápidos, hay muchas posibilidades de que la batería ha perdido su capacidad.

Con un regulador PWM de tensión constante, es más difícil observar esos comportamientos. En este caso, los ciclos de descarga después de la carga completa se acortan; esto indica una bajada de la capacidad.

➤ Batería abierta:

- Control visual de los niveles de agua y si es necesario agregar agua destilada.
- Efectuar una carga de regulación después de una descarga importante.
- Manteamiento de las conexiones y limpieza de los contactos.

➤ Batería cerrada de plomo:

- No efectuar nunca una carga de igualación que pueda secar la batería.
- Control de la tensión y las conexiones en el caso de sistemas grandes, medida de las tensiones de los elementos aislados ara verificar el equilibrio de la batería.

### 8.1.11 Estimación de los costes

**Proyecto final de Carrera:** "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"

**Titulación:** Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica

**Autor:** José Saura Zaplana

**Departamento:** Departamento de ingeniería eléctrica



PVSYS V6.28		03/10/14		Página 1/2	
<b>Sistema Aislado: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Proyecto :</b> aislado cartagena					
<b>Lugar geográfico</b>		<b>Murcia</b>		<b>Pais España</b>	
<b>Ubicación</b>		Latitud 38.0°N		Longitud 1.2°W	
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT+1		Altitud 49 m	
Albedo		0.20			
<b>Datos climatológicos:</b>		<b>Murcia</b>		Síntesis - Meteonom 6.1	
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación					
Fecha de simulación		03/10/14 20h35			
<b>Parámetros de la simulación</b>					
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación 30°		Acimut -24°	
<b>Modelos empleados</b>		Transposición Perez		Difuso Erbs, Meteonom	
<b>Características generador FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		Si-poly Modelo <b>SW 250 Poly</b>			
		Fabricante SolarWorld			
Número de módulos FV		En serie 2 módulos		En paralelo 6 cadenas	
N° total de módulos FV		N° módulos 12		Pnom unitaria 250 Wp	
Potencia global generador		Nominal (STC) <b>3000 Wp</b>		En cond. funciona. 2640 Wp (50°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp 54 V		I mpp 49 A	
Superficie total		Superficie módulos <b>20.1 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 19 mOhm		Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas 1.5 %	
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo 0.05	
<b>Parámetro del Sistema</b>					
Tipo de sistema		<b>Sistema Aislado</b>			
<b>Batería</b>		Modelo <b>12-CS-11PS</b>			
		Fabricante Rolls			
Características del banco de baterías		Tensión 48 V		Capacidad Nominal 1184 Ah	
		N° de unidades 4 en serie x 4 en paralelo			
		Temperatura Fijo (20°C)			
<b>Regulador</b>		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 54.0/52.3 V		Descarga 47.0/50.4 V	
Comando de Generador Auxiliar		47.3/51.6 V			
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Cons. domésticos diarios					
		media		Constante durante el año 9.6 kWh/Día	

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

PVSYST V6.26	03/10/14	Página 2/2
<b>Sistema Aislado: Evaluación económica</b>		
<b>Proyecto :</b> aislado cartagena		
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación		
<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Aislado</b>
Orientación Campos FV	inclinación	30°
Generador FV	N° de módulos	12
Batería	Modelo	12-CS-11PS
banco de baterías	N° de unidades	16
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año
	acimut	-24°
	Pnom total	<b>3000 Wp</b>
	Tecnología	errada, placas
	Tensión/Capacidad global	<b>48 V / 1184 Ah</b>
		3490 kWh/año
<b>Inversión</b>		
Módulos FV (Pnom = 250 Wp)	12 unidades	163 € / unidad
Soportes/Integración		80 € / módulo
Baterías ( 12 V / 296 Ah)	16 unidades	350 € / unidad
regulador / convertidor		4958 €
Ajustes, cableado, ...		300 €
Sustitución subestimada		0 €
<b>Inversión bruta</b> (sin impuestos)		<b>13768 €</b>
<b>Financiamiento</b>		
Inversión bruta (sin impuestos)		13768 €
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 21.0 %	2891 €
Inversión bruta (con IVA)		16659 €
Subsidios		0 €
<b>Inversión neta (todos impuestos incluidos)</b>		<b>16659 €</b>
Anualidades	( Préstamo 5.0 % sobre 20 años)	1337 €/año
manten.		0 €/año
seguro, impuestos anuales		0 €/año
Provisión para remplazo batería	(tiempo de vida 10.3 años)	0 €/año
<b>Costo total anual</b>		<b>1337 €/año</b>
<b>Costo de energía</b>		
Energía solar utilizada		3346 kWh / año
Energía excedente (batería plena)		1015 kWh / año
Costo de energía utilizada		0.40 € / kWh

Figura 86 – Costes instalación

Estos documentos se encuentran en su formato completo en el anexo 2.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 8.2 Dimensionado planta fotovoltaica conectada red

Aunque la concepción teórica de un sistema conectado a red es más simple que es caso de una instalación autónoma, en cualquier caso es necesario escoger y montar los componentes que deben funcionar conjuntamente. Para el dimensionado óptimo de centrales se recomienda apoyarse en una simulación previa por ordenador. Esta simulación permitirá determinar la energía producida según las bases y estadísticas locales, y también tener una referencia en caso de duda sobre el rendimiento de la central. Todos los cálculos que se presentan a continuación han sido realizados con el programa PVSyst, desarrollado por A.Mermoud de la universidad de Ginebra.

Un campo fotovoltaico conectado a red lo forma un campo de paneles dispuestos sobre soportes de tipo terraza o sobre una construcción existente. Estos paneles se conectan en serie/paralelo para conseguir una tensión y una corriente óptimas y alimentar un convertidor que transforma la corriente continua en alterna, en fase y con la misma tensión que la red. La tensión de funcionamiento típica alcanza de 100 a 200 VDC en pequeños sistemas (1 a 3 kW) y 400 a 700 VDC para los convertidores de 10 a 500 kW. La tensión máxima viene en general limitada por los problemas de aislamiento de los paneles que deben evitar cualquier corriente de fuga. El convertidor está equipado con un sistema para saber de forma continua la potencia máxima (MPT, Max Power Tracker) y ajustar la tensión de entrada a las características de los módulos fotovoltaicos (que varían en función de la temperatura y de la intensidad solar).

Como el sistema está conectado a la red eléctrica, las reglas y normas que se deben respetar son las aplicadas a los pequeños productores de electricidad que no son administrados por la compañía de electricidad. Las precauciones y medidas de seguridad que se deben tomar en el montaje y la explotación son mayores que en el caso de una instalación autónoma. La red eléctrica reemplaza aquí la batería de sistema autónomo y presenta la gran ventaja de aceptar toda la energía producida y de poder restituir si es necesario, más energía que la producida por el sistema fotovoltaico. A primera vista, un sistema conectado a red parece más simple de dimensionar ya que no hay necesidad de ocuparse de las baterías ni de los aparatos receptores, sin embargo, para conseguir un buen funcionamiento, hay que hacer preparación previa cuidadosa.

**NOTA:** el estudio detallado con el programa PVSyst se encuentra en el anexo 3.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 8.2.1 Normativa

Cada compañía de electricidad desarrolla su red siguiendo normas precisas que pueden variar de un país a otro. Para los productores fotovoltaicos se emplean una serie de estándares comunes a la mayoría de las compañías, pero antes de realizar y conectar un sistema a la red, es preciso recopilar todas esas informaciones, respetarlas y aplicarlas, junto con las medidas de seguridad locales. Vamos a dar a continuación un extracto de las especificaciones exigidas para un sistema fotovoltaico conectado EDF (Electricidad de Francia). Este ejemplo no es exhaustivo, y solo presentamos aquí las reglas principales que se suelen aplicar en la gran mayoría de redes eléctricas.

### 8.2.1.1 generalidades

Las principales normas a respetar son las correspondientes a las industrias fotovoltaicas y a la de las instalaciones de baja tensión:

- NF C 15 – 100 que reglamenta las instalaciones eléctricas de baja tensión.
- UTE C 57 – 300 que da los parámetros descriptivos de un sistema fotovoltaico.
- UTE C 57 – 210 que nos da la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica.
- UTE C 18510 que es una recopilación de instrucciones generales de seguridad de orden eléctrico.
- C 18530 con el carné de prescripciones de seguridad eléctrica destinado al personal habilitado.

### 8.2.1.2 normas de referencia en España (Código Técnico de la Edificación)

- Real decreto 1663/2000, del 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- UNE EN 61215: 1997 “Módulos Fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.
- UNE EN 61646: 1997 “Módulos Fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.
- Ley 54/1997, del 27 de Noviembre del Sector Eléctrico.
- Real decreto 436/2004, del 12 de Marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- 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 por la que se establece modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares Fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real decreto 841/2002 de 2 de Agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real decreto 842/2002 de 2 de Agosto por el que se aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real decreto 1433/2002 de 27 de Diciembre, por el que se establece los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real decreto 1027(2007 de 20 de Julio con el texto íntegro del nuevo RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios).

### 8.3.2 Evaluación de las necesidades

Este apartado solo es un recordatorio y que las necesidades son las mismas que las estudiadas en la sección 6 de este proyecto.

Vamos a considerar las necesidades de igual forma que si estuviésemos dimensionando un sistema aislado. El objetivo cubrir la demanda eléctrica de la vivienda en cualquier época del año. Por tanto utilizaremos el mismo criterio que en el apartado 8.3, dimensionaremos el sistema para cubrir las necesidades diarias en invierno.

Las necesidades diarias de energía (en término medio), es de 9,562Kwh/día y si dividimos entre la tensión nominal de funcionamiento de los aparatos (230VAC) obtenemos 42,06522Ah/día.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 8.2.3 Energía solar recuperable

Hacemos referencia al apartado 8.1.2 de este proyecto. Para no ser repetitivos en este aspecto invitamos a leer el citado apartado ya que es totalmente extrapolable a este.

### 8.2.4 Estudio preliminar

Cuando se está haciendo un anteproyecto, el estudio preliminar podrá determinar lo que deberá producir la central y tener una idea de los costes y de los componentes necesarios. Para determinar los rendimientos de una central solar, se utiliza por lo general la cantidad anual de energía producida dividida por la potencia cresta del sistema, llamada *densidad energética* del sistema, cifrada en horas. Estas horas corresponden al tiempo de producción efectivo a la potencia nominal, y dependen de la calidad del sistema y de las radiaciones solares del lugar. Se puede comprar esta densidad energética en horas con la duración anual del funcionamiento de una central clásica que utiliza una fuente de energía convencional. Algunos países, al acabar cada año, publican la densidad media energética de todos sus sistemas conectados a red.

#### 8.2.4.1 Cálculo de la potencia cresta del sistema

Recordemos que un módulo fotovoltaico se caracteriza ante todo por su potencia “cresta”  $P_c$  (W), tomada en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C con un espectro solar AM 1,5). Como vimos en la sección 8.1.3.

Si el módulo está expuesto a las condiciones STC, producirá en un instante dado una potencia eléctrica igual a esa potencia “cresta”, y si dura así N horas, habrá producido durante ese tiempo una energía eléctrica  $E_{prod}$  igual al producto de la energía “cresta” por el tiempo transcurrido:

$$E_{prod} = N * P_c$$

*Energía eléctrica producida (Wh) = número de horas de exposición a las condiciones STC (h) x potencia “cresta” (W)*

Pero las radiaciones solares no son constantes durante una jornada soleada, por lo que no se puede aplicar estrictamente esta ley. Recordemos que a este valor normalizado de 1000 W/m<sup>2</sup> corresponde a una radiación solar intensa, a pleno sol en un día claro, lo que solo se alcanza en Europa en los mejores días de primavera.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Para calcular lo que produce un módulo fotovoltaico durante una jornada determinada, con una energía solar integrada en  $\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$  vamos a asimilar esta energía solar al producto de la radiación instantánea de  $1000 \text{ W/m}^2$  por un cierto número de horas que llamaremos número de horas equivalentes. La figura 87 explica estas equivalencias: las áreas bajo las curvas son las mismas; la de la radiación real es de forma redondeada, y la curva equivalente es cuadrada.

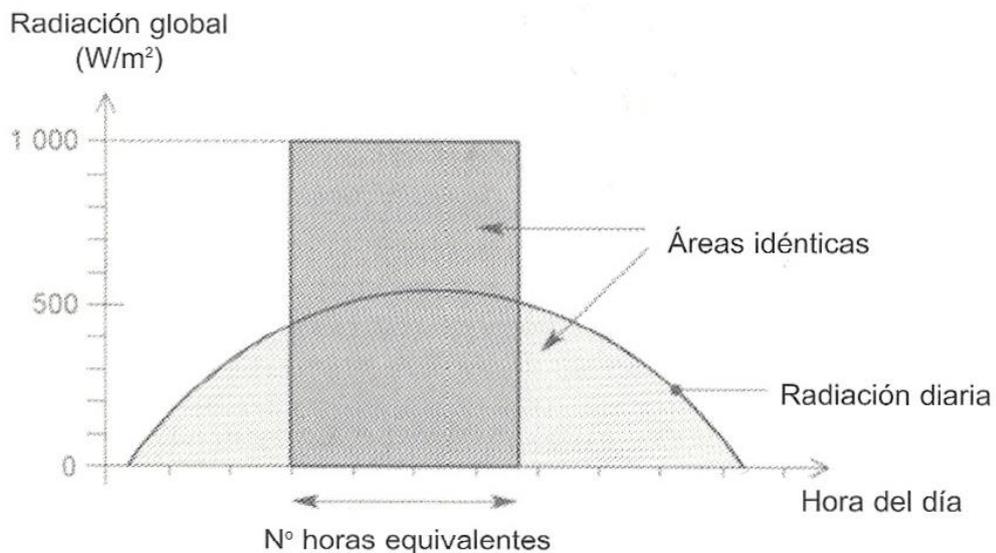


Figura 87 – Representación del número de horas equivalentes en un jornada de radiación solar

Gracias al valor 1000 de la radiación de referencia, el número de horas equivalentes es numéricamente igual a la energía solar integrada si se expresa en  $\text{kWh/m}^2\text{día}$ .

$$E_{sol} = N_e * 1000$$

*Energía solar diaria por unidad de superficie ( $\text{Wh/m}^2\text{día}$ ) = número de horas equivalentes ( $\text{h/día}$ ) por 1000 ( $\text{W/m}^2$ )*

Se supone que la potencia del panel es directamente proporcional a la radiación instantánea, lo que es cierto en una primera aproximación, si el panel tiene suficiente tensión. Se puede entonces multiplicar la potencia "cresta" del panel solar por el número de horas equivalentes para obtener así la producción del módulo fotovoltaico durante esta jornada:

$$E_{prod} = N_e * P_c$$

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

*Energía eléctrica producida en la jornada (kW/día) = número de horas equivalentes (h/día) x potencia “cresta” (W).*

Dado que  $N_e$  es igual a  $\frac{E_{sol}}{1000}$  se puede escribir también:

$$E_{prod} = E_{sol} * P_c \quad (2)$$

*Energía eléctrica producida en la jornada (Wh/día) = energía solar diaria (kWh/m<sup>2</sup> día) x potencia “cresta” (W)*

Pero estos cálculos solo son ciertos para un panel aislado, en condiciones ideales. No tienen en cuenta las pérdidas inevitables de un sistema completo, en condiciones reales. Estas pérdidas tienen orígenes diversos y afectan a alguno de los parámetros del sistema.

#### 8.2.4.2 Pérdidas eléctricas

Vamos a tener en cuenta todas las fuentes de pérdidas del sistema, incluidas las de los cables etc. Salvo las provocadas por las sombras que ya hemos tratado en 8.1.2.2. Efectivamente, en el cálculo de los módulos, es preciso tener en cuenta todas las pérdidas, ya que dichos módulos deben suministrar toda la energía consumida, incluso la que se pierde.

Las pérdidas eléctricas de los convertidores (DC o AC) no se toma en cuenta en esta etapa, pero si se integran en el cálculo del consumo de los aparatos receptores.

Tipos de pérdidas:

- J) Pérdida por suciedad del panel
- K) Pérdidas por caída de tensión entre la salida del panel y la entrada a las baterías
- L) Pérdidas en los bornes del regulador serie
- M) Pérdidas en los bornes de los cables según su longitud, su sección y el amperaje que transportan.
- N) Pérdidas por bajada de la tensión cuando se eleva la temperatura
- O) Pérdidas por la eficiencia de la batería
- P) Pérdidas por desfase en la tensión cuando el regulador no es del tipo MPT

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- Q) Pérdida al comienzo y al final de la jornada cuando la luz es aún débil y la tensión insuficiente para cargar la batería
- R) Pérdida ligada a la potencia real del panel que puede ser inferior a la que se incluye en la documentación del fabricante

Se puede combatir eficazmente contra ciertas pérdidas: la caída de tensión de los cables puede reducirse al máximo con un buen cableado. En cuanto a la suciedad se deben hacer limpiezas periódicas en la medida de lo posible. La caída de temperatura solo afecta a los países cálidos donde el módulo debe tener una buena ventilación. En los países templados el calor no es crítico para los paneles ya que sólo se produce en verano. Se puede evitar las pérdidas por desajuste de la tensión utilizando un regulador MPT. La tecnología de los módulos también es importante. Los paneles de silicio amorfo por ejemplo reaccionan mejor a la luz débil que los de silicio cristalino, por lo que son insensibles a las pérdidas tipo (h). Igualmente su tensión varía mucho menos con la temperatura (e). Es importante también indicar que las pérdidas en la línea tipo (b), (c), y (d), las debidas a la temperatura (e), a la luz (h), y los desajustes entre batería y panel (g) sólo conciernen a la tensión. Una vez que se ha optimizado el cableado, si el módulo fotovoltaico no puede aguantar las caídas de tensión restantes, es decir, que su tensión es demasiado baja o que baja demasiado deprisa con la radiación solar, el sistema no funcionará correctamente o incluso dejará de funcionar. Es por lo tanto imperativo que los módulos puedan soportar estas pérdidas de tensión. La utilización de módulos suplementarios no compensaría este problema.

Para simplificar podemos decir como regla general que los módulos fotovoltaicos que tengan que alimentar un sistema de 12V nominal, deben tener una tensión en el punto de potencia máxima, que sea al menos igual a 17-18V en caso de países cálidos y de 15-16V para los países templados. En el caso de un sistema de 24V, hay que doblar estos valores.

Las pérdidas en corriente que tendremos inevitablemente (tipos “a” y “f”), se introducen en los cálculos energéticos en A, o en Ah, bajo la forma de un coeficiente  $C_p$  en el que llamaremos coeficiente de pérdidas en corriente.

**Evaluación de  $C_p$**  – En el caso de suciedades (tipo a) se suele tomar:

- 0,9 a 0,95 como regla general 0,95 a 1 para paneles que se limpian de forma periódica
- 0,8 a 0,9 para paneles en la horizontal y que no se limpian
- 0,92 o más para paneles colocados detrás de un cristal

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Para nuestro caso, vamos a considerar una coeficiente de pérdidas por suciedad de 0,95 (consideramos que la instalación se limpiará periódicamente). Lo que nos da como resultado:

$$C_p = 0,95$$

### 8.2.4.3 Cálculo práctico de la potencia fotovoltaica

Las pérdidas mencionadas en el apartado anterior, se puede introducir directamente en el cálculo de la producción eléctrica en Ah de los módulos. Para esto, se toma la fórmula (2) del apartado 8.2.3.1, se divide por la tensión y se agrega el coeficiente  $C_p$ .

$$Q_{pro} = C_p \times E_{sol} \times I_m$$

*Energía producida en la jornada (Ah/día) = coeficiente de pérdidas en corriente x Energía solar diaria (kWh/m<sup>2</sup>.día) x Corriente a la potencia máxima STC del módulo (A)*

Para calcular la potencia necesaria, nos servimos de la fórmula anterior, pero de ello despejamos la intensidad. Y para estar seguros de que el sistema nos proporcione la potencia suficiente, haremos el cálculo para la estación del año en la que la radiación solar en mínimo (Invierno). Así pues para nuestro caso en particular obtenemos:

$$42,06522Ah/dia = 0,95 \times \frac{4700wh/m^2}{1000W/h} \times I_m$$

De dónde despejamos  $I_m = 9,4211$  A y multiplicando por la tensión nominal de los receptores obtenemos  $Q_{pro} = 2166,86$  Wh/día.

Vemos que la potencia cresta necesaria es menor que la necesitada en un sistema aislado, pues aquí no tenemos pérdidas por los acumuladores y por tanto no tenemos que paliar este efecto.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

#### 8.2.4.4 Tecnología de los módulos

La tecnología de los módulos más apropiados depende sobre todo de la potencia que se necesita, pero también del clima y en menor medida de las consideraciones estéticas.

El silicio amorfo tiene un aspecto particular, pero sobre todo ofrece un buen rendimiento cuando la luz es débil o difusa, mientras que al sol, su rendimiento es solo de 7% frente al 13% del silicio cristalino. Por tanto el silicio amorfo se reserva para casos tales como:

- Baja potencia en cimas templados
- Aplicaciones de bajo coste (lámparas, objetos lúdicos...)
- Productos portátiles o flexibles
- Algunas aplicaciones arquitectónicas

En todo caso es imprescindible asegurarse de que el tipo de panel elegido para cada aplicación es el adecuado, revisando para ello:

- Tensión suficiente.
- Tipo de garantía sobre la potencia de la cresta.
- Resistencia a humedad, temperatura, etc.
- Facilidad de montaje.

#### 8.2.4.5 Tensión nominal del sistema fotovoltaico

La tensión del campo fotovoltaico (12 v, 24 v, 48 v, o más) depende de:

- Tipo de aplicación
- Potencia fotovoltaica del sistema
- Disponibilidad de los materiales
- Extensión geográfica del sistema.

Una vez se ha determinado esta tensión, es preciso comprobar si los aparatos receptores están disponibles a esa tensión o si fuese necesario usar un convertidor DC/DC o DC/AC, volviendo a calcular el campo fotovoltaico con el consiguiente aumento del consumo del convertidor.

En un sistema conectado a red la tensión de nuestro sistema dependerá de la potencia del mismo. Como vimos en la introducción en la sección 8.2, para sistemas pequeños de entre 1 y 3 kW la tensión más recomendada es de 100 VAC. De hecho, aunque

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

posteriormente los veremos en el apartado 8.1.5 no existen o son muy raros de encontrar convertidores que trabajen con una tensión de entrada inferior a 100 VAC y que soporten una potencia superior a 1kW. Sin embargo, en la práctica, vemos que la mayoría de inversores en el mercado, para una potencia de entre 2 kW y 3 kW, aunque admiten una tensión mínima de 100 VDC, la mayoría tienen una tensión mínima para la potencia nominal de entorno los 200 VDC por tanto hemos tomado la determinación de disponer los módulos fotovoltaicos en serie.

Y de esta manera y con el mismo modelo de módulos fotovoltaicos que para el dimensionada del sistema aislado (Figura 73, sección 8.1.3.5), SolarWorld SW250 policristalino, dispondremos de 10 módulos fotovoltaicos lo que nos dará una potencia nominal de 2500 W y que dispondremos todos ellos en serie.

### 8.2.5 Dimensionado del inversor

Sus principales especificaciones son las siguientes:

- Sincronización con la red, frecuencia 50HZ  $\pm$  1%.
- Desconexión automática en caso de avería o ausencia de la red.
- Conexión y desconexión automática de la instalación.
- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Posible división de la fuente de corriente continua que viene de los módulos.
- Baja tasa de disposición armónica (menos del 4 % THD).
- Sin perturbaciones electromagnéticas.
- Fiabilidad elevada.
- Rendimiento elevado: más del 95 % a la potencia nominal y más de 90 % a partir del 10 % de la potencia nominal entrante.
- Consumo en vacío menos del 1 % de la potencia nominal, y 0,1 % en Stand-by.

Si es posible, se montarán varios convertidores en paralelo para alimentar a las tres fases equilibradas (3p + n).

Una especificación de seguridad muy importante es la desconexión del convertidor en caso de ausencia de la red, para evitar que siga pasando electricidad por líneas que se han cortado de la red, para por ejemplo hacer unos trabajos.

La lista final de certificaciones a cumplir:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

- CEM: DIM50081 parte 1.
- EN 55014, EN 60555 parte 2.
- EN 55011 grupo 1, clase B.
- DIN EN 50082 parte 1.
- Conformidad en la red: DIN EN 60555.
- Regulación de la tensión: DIN EN 50178/VDE 0160.
- DIN EN 60146 parte 1 – 1 (VDE 0558 parte 1).
- Protección de desacople: DIN VDE 0123.

Se aprecia que el convertidor es el que debe cumplir más normas para ser aceptado por la compañía eléctrica.

Así pues, todos los convertidores conectados a red incorporan la medida del punto de funcionamiento máximo de los paneles (MPT, Max Powe Traker), y algunas características comunes ya nombradas anteriormente.

Existen varios tipos de convertidores según la instalación a que le se van a acoplar:

➤ Convertidor módulo:

Los modelos más pequeños (100 – 200 W) se fijan detrás del panel solar que entonces produce directamente corriente a 230 VAC. Esto tiene sus ventajas: un cableado reducido sólo en alterna, una unión simplificada al inmueble y una menor sensibilidad a las sombras, ya que cuando hay sombras no suelen afectar a todos los paneles del sistema.

➤ Convertidor cadena:

Conectado sobre cada cadena de canales solares, es una especie de convertidor módulo pero más potente, es un tipo interesante ya que permite economizar en el cableado y en las protecciones DC. Su concepto es parecido al anterior, con la ventaja de poder trabajar a potencias más grandes y mayores tensiones, consiguiendo así un rendimiento mejor.

➤ Convertidor central

Los módulos de potencia intermedia (1 a 5 kW) suelen ser monofásicos y se instalan en villas y pequeños edificios. Los modelos del tipo “central solar” son por lo general trifásicos, para potencias que puede ser sobrepasar varias centenas de kilovatios. Tienen la ventaja de una separación clara de las partes DC y AC, además de un

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

mantenimiento sencillo. En cuanto a las desventajas, podemos citar una mayor complejidad del cableado y una mayor sensibilidad a las sobras.

### 8.2.5.1 Tecnología

Los generadores acoplados a la red utilizan dos técnicas para la generación de la señal alternativa:

- La senoide es producida por el aparato que utiliza el paso cero de la red, para sincronizarse.
- La red se utiliza como una fuente de la señal y la sincronización.

La mayor parte de los convertidores emplean un transformador para conseguir una separación galvánica con la red, lo que permite aislar los paneles de la citada red. Otros convertidores renuncian a la separación galvánica para mejora el rendimiento ( $\pm 2\%$  aproximadamente), y bajar el coste. Para esto último el cableado de los paneles de debe cuidar mucho para evitar problemas de unión directa a la red.

Para su funcionamiento, cada convertidor utiliza una cierta cantidad de energía. Esta puede ser aportada por el generador (ventaja: no consume durante la noche. Inconveniente: no es posible disponer de un sistema continuo de medición), o por la red (ventaja: regularidad y estabilidad de la alimentación. Inconveniente: consumo continuo).

Estas pérdidas continuas del convertidor influyen sobre el rendimiento anual del sistema.

Los convertidores suelen ir equipados con un aparato de medida de los parámetros esenciales. También suelen disponer de una interfase que permite reunir datos para pasarlos a un ordenador.

Para la seguridad del sistema, hay que distinguir entre las prescripciones relativas a las redes locales y las relativas al convertidor. Las recomendaciones de las compañías de electricidad exigen por lo general la supervisión de la tensión y de la frecuencia producida y un corte muy rápido en caso de ausencia de la red. La limitación de potencia a 3,5 kW por fase para las instalaciones simplificada instaladas en algunos países, implica también una limitación en la corriente producida. El convertidos que se satura a esta potencia utilidad su MPT, mandado por microprocesador, para hacer

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

variar el punto de máxima potencia del generado en dirección de la tensión abierta, y así limitar la potencia a la entrada, en lugar de disiparla térmicamente. Varios estudios han demostrado que la potencia del convertidor puede ser bastante más baja (20 – 40 %) a la de los panees solares, no alcanzándose prácticamente nunca la potencia máxima de los paneles (temperatura, radiación variable), para producir una corriente lo más competitiva posible.

La curva de rendimiento del inversor (así se llama también al convertidor) en función de la potencia producida, es su parámetro más importante. El rendimiento ponderado europeo se calcula en función de los datos medios de radiación solar y del rendimiento del inversor a carga parcial. Los valores actuales son superiores al 93 % para los inversores sin transformador, del 91% para los aparatos con transformador. Sin embargo, hay otro dato que también es importante, y es el rendimiento dinámico del inversor que depende del rendimiento del MPT. Este rendimiento es difícil de medir, necesitándose varias mediciones sucesivas. Un buen rendimiento estático puede ser inútil si el rendimiento dinámico es malo.

El convertidos elegido para nuestra instalación es un modelo monofásico para la conexión a red, en concreto el modelo SolarMax 2000S, de la compañía suiza SolarMax, una marca muy fiable que fabrica productos de gran calidad y que además tenemos distribuidor en España. Un inversor con muy buenas prestaciones y con funciones tan interesantes como la conexión a internet para poder monitorizar desde nuestro Smartphone, Tablet o pc todos los parámetros medibles por el mismo.



Figura 88 – convertidor

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 8.2.6 Plan de cableado

Una vez construido el sistema, resta preparar su instalación en la práctica.

Ahora hay que preocuparse del cableado, a fin de asegurar la coherencia del conjunto. En efecto hemos visto en el apartado 8.1.3.2 la importancia de las caídas de tensión en los cables.

Es importante verificar también que los diámetros de los cables sean compatibles con los bornes del resto de equipos: módulos e inversores sobre todo. Si la sección de los cables no es adecuada para los equipos, es necesario disponer de una caja de conexiones intermedia para remediar el problema.

Antes de calcular todas las secciones de los cables, se debe hacer un plan eléctrico global de la instalación. También hay que prever el emplazamiento de los componentes de la forma más precisa posible, para así reducir las distancias de los cables lo máximo posible. (anexo3)

Recordemos que para una buena medida de la tensión de la batería por el regulador, éste debe colocarse lo más cerca posible de la batería.

Con referencia al plan eléctrico del conjunto, se identificará, cada cable, su longitud y el amperaje que debe transportar.

### 8.2.6.1 Generalidades

La caída de tensión de un conductor viene dada por la ley de Ohm:

$$dV = R \times I \text{ O también } R = \rho \times l/s$$

Siendo:

- R la resistencia ( $\Omega$ ).
- L la longitud (m).
- S la sección del conductor ( $mm^2$ ).
- $\rho$  la resistividad que es de  $20 \text{ m}\Omega mm^2/m$  para el cobre.
- I la intensidad de la corriente (A).

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 8.2.6.2 Corriente continua

La primera regla a seguir en estimar las pérdidas en línea que son aceptables (Tabla 14). Es preciso contar con la caída de tensión en los 2 polos para la corriente que va y viene al receptor. También es preciso limitar la corriente a  $7 \text{ A/mm}^2$  para evitar que se calienten los conductores. Para una tensión de 48 V entre placas y regulador, sería admisible una caída de tensión de 2 V a la corriente nominal de los paneles si se quiere mantener una buena regulación en la regulación.

Para la unión entre los paneles solares con todo el cableado al aire libre, es preciso utilizar cables flexibles de hilos múltiples con un aislante resistente a las radiaciones UV.

Sección cable	$\text{mm}^2$	1,5	2,5	4	6	10	15	25
Resistencia	$\text{m}\Omega/\text{m}$	13,3	8,0	5,0	3,3	2,0	1,3	0,8

Tabla 14 – pérdidas óhmicas del cableado

Dividiendo la Corriente máxima entre el valor de  $7 \text{ A/mm}^2$  máximo permisible para evitar calentamientos:

$$\frac{9,62 \text{ A}}{7 \text{ A/mm}^2} = 1,374 \text{ mm}^2$$

La sección más cercana a  $1,374 \text{ mm}^2$  al alza según la tabla 10 es de  $1,5 \text{ mm}^2$ , lo que supone una resistencia de  $13,3 \text{ m}\Omega/\text{m}$ . Comprobamos ahora si estamos dentro del margen permitido:

$$R = 13,3 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 2\text{m} = 26,6 \text{ m}\Omega$$

Y por tanto calculamos la caída de tensión:

$$dV = 26,6 \text{ m}\Omega \times 9,62 \text{ A} = 0,25589 \text{ V}$$

Estamos sobradamente dentro del límite. Por tanto la sección de  $1,5 \text{ mm}^2$  es válida.

### 8.2.6.3 Corriente alterna

Para la conexión a red, respetaremos las normas en el CTE.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

Realizaremos el cálculo por el criterio de Caída de Tensión Máxima permitida:

Para ellos utilizaremos las siguientes fórmulas:

Cálculo de la caída de tensión en la línea:  $e = R_L \times I$

Resistencia de una línea de dos conductores:  $R_L = \frac{2 \times \rho \times L}{S}$

Sección por C.D.T:  $S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{e}$

Temperatura admisible:  $T = t_0 + (t_{max} - t_0) \times \frac{I}{I_{adm}}^2$

Y nos guiaremos por las siguientes tablas:

**Resistividad:**

	$\rho_t = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta t)$		
	20 °C	70 °C	90 °C
Cobre	0,018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0,0215 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0,0229 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
Aluminio	0,029 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0,0348 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0,0372 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$

<b>Coefficiente de temperatura</b>	
Cobre:	$\alpha = 0,00392$
Aluminio:	$\alpha = 0,00403$

Tabla 15 – Resistividad y coeficiente de temperatura.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

<b>A</b>		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>A2</b>		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
<b>B</b>		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
<b>B2</b>		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
<b>C</b>		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>3)</sup>					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>E</b>		Cables multiconductores al aire libre <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a 0,3D <sup>5)</sup>						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
<b>F</b>		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>							3x PVC			3x XLPE o EPR		
<b>G</b>		Cables unipolares separados mínimo D <sup>5)</sup>									3x PVC	3x XLPE o EPR		
			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Cobre</b>			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	126	133	145	159	175	188	260
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	226	240	267	284	314	349	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601			
240				315	350	374	419	455	490	552	711			
300				360	404	423	484	524	565	640	821			

Tabla 16 – Intensidades admisibles a 40°C ITC-BT-19

Consideraciones para el cálculo:

- Instalación interior
- Longitud 6 m
- Metal del conductor: cobre
- Consideramos conductores aislados en tubos empotrados en pared aislante 2 x PVC.
- Número y tipo de conductores: Un bipolar
- Tipo de aislante: Poliolefina
- Tensión 230 V
- Potencia (consideramos la potencia que nos puede propiciar el convertidor en corriente alterna): 3 kVA
- Caída de tensión: 2%
- Resistividad:  $\rho = 0,0215 \Omega mm^2/m$  (cobre 70°C)

Cálculo de la intensidad:

<b>Proyecto final de Carrera:</b> "Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables"		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

$$I = \frac{3000 \text{ VA}}{230\text{V}} = 13,044 \text{ A}$$

Caída de tensión:

$$e = \frac{2 \times 230}{100} = 4,6 \text{ V}$$

Sección por C.D.T:

$$S = \frac{2 \times 0,0215 \times 6 \times 13,044}{4,6} = 0,7316 \text{ mm}^2$$

La sección inmediatamente superior es de  $1,5 \text{ mm}^2$  con una corriente admisible de  $13 \text{ A} < 13,044 \text{ A}$ , aunque la tensión admisible es muy poco inferior a la corriente máxima y teniendo en cuenta que rara vez circulará esa corriente, procedemos a comprobarla:

Resistencia del conductor:

$$R_L = \frac{2 \times 0,0215 \times 6}{1,5} = 0,172 \Omega$$

Caída de tensión:

$$e = 0,172 \times 13,044 = 2,2435 \text{ V} < 4,6 \text{ V}$$

La sección de  $1,5 \text{ mm}^2$  es válida.

### 8.2.7 otros componentes del sistema

Vamos a describir a continuación los últimos elementos para el buen funcionamiento del de un sistema fotovoltaico, tales como las protecciones contra los rayos, los disyuntores, los fusibles y los componentes para efectuar medidas, que permiten saber qué está sucediendo en la instalación.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

### 8.2.7.1 Protecciones contra los rayos

Las protecciones contra los rayos son indispensables si se quiere garantizar la producción de electricidad, la posibilidad de sufrir daños por rayos aumenta con la altitud, y a partir de los 1000 metros se recomienda disponer de protecciones suplementarias a las que normalmente se incorporan a los reguladores.

Los daños provocados por los rayos afectan en primer lugar a los equipos electrónicos, reguladores, inversores, balastos de lámparas y medida. Los paneles no suelen resultar dañados, pero de sufrir algún problema, los principales afectados son los diodos by-pass o de bloqueo y la caja de conexiones, la importancia de los daños varía en función de la cantidad de equipos afectados, pero por lo general, el impacto de un rayo en una instalación puede costar varios miles de euros, sobre todo si el sistema es de difícil acceso. A continuación vamos a dar algunas recomendaciones básicas:

- Conducir la corriente del rayo hacia tierra por el camino más directo.
- Minimizar la superficie de los bucles de masa.
- Limitar la onda de sobretensión mediante pararrayos.

Todo eso implica que es necesario disponer de protección para las instalaciones exteriores, tanto por los efectos directos como por los indirectos de rayo. Por ello se recomienda la colocación de un pararrayos. También es indispensable disponer de una toma de tierra única.

#### ➤ Toma a tierra:

La toma a tierra sirve para evacuar la corriente al suelo y debe ser equipotencial para no crear sobretensiones locales en caso de impacto de rayo. El mejor sistema es una red única, y si es posible, con conductores desnudo de  $25mm^2$  como mínimo. Si estos conductores atraviesan la tierra entre dos uniones pueden servir de toma de tierra. Si no es así la toma de tierra deberá hacerse de forma separada, por ejemplo, por su bucle del mismo material (cobre desnudo), rodeando el edificio por el suelo. Como saben los técnicos y montadores, hay varios tipos de tomas de tierra, que depende del tipo de suelo, de la instalación y de la dificultad en el montaje.

### 8.2.7.2 Fusibles y disyuntores

Si se hace una distribución de electricidad a partir de energía solar, se necesitan las mismas protecciones que para una red eléctrica clásica. Sin embargo, las protecciones del lado DC son especiales, ya que la corriente continua (que no pasa por cero en cada alternancia), es más difícil de interrumpir si se produce un arco. En 12 VDC, el peligro

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

de la formación de un arco es bastante bajo, pero en 24 V, con un regulador en serie, los paneles pueden estar con frecuencia en tensión abierta a más de 40 V y se puede producir un arco, si dos cables están mal aislados o si una conexión se ha deteriorado con el paso del tiempo. En los sistemas de tensión continua de más de 100 V, una mala elección de los equipos de protección puede ser la causa de varios incendios.

En la elección de un disyuntor a un fusible es preciso asegurarse que el valor de la corriente y de la tensión nominal es válido en corriente continua. Para los sistemas grandes con tensión DC elevada, el material más adecuado es el que se utiliza en los transportes para el equipamiento de trenes, autobuses y tranvías.

### 8.2.7.3 interruptor programable

No es en absoluto aconsejable utilizar este tipo de aparatos en una red 230 VAC producida por un inversor. La mayor parte de estos pequeños circuitos de 230 VAC están alimentados sin transformadores, bajando la tensión alternativa por un condensador. La corriente consumida es muy reactiva y puede desestabilizar con facilidad el inversor.

### 8.2.8 Instalación

Para la instalación se seguirán los mismos componentes y recomendaciones que se explican en la sección 8.1.7, que no volvemos a desarrollar de nuevo para evitar duplicidades.

En cuanto a la instalación mecánica usaremos el mismo montaje y misma disposición.

En cuanto a armarios de conexión usaremos en mismo tipo de armarios, en este caso el número de cada tipo cambiará, pues por cada hilera necesitaremos 3 armarios de conexión en serie para conectar los 4 módulos y un armario de conexión en paralelo del cual saldrá el cable principal al convertidor.

### 8.2.9 Seguridad

En este caso seguiremos los mismos consejos descritos en el apartado 8.1.8 que no volvemos a reproducir para no ser repetitivos.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 8.2.10 Mantenimiento

### 8.1.10.1 Mantenimiento de los módulos

El mantenimiento consiste principalmente en asegurarse que los rayos del sol llegan sin problemas a los módulos y que la electricidad producida llega correctamente al regulador.

Se hará una lavado de los módulos sin agua clara y sin detergente. Se comprobará que los módulos están intactos: sin infiltraciones, sin células ennegrecidas. Se cortará la vegetación alrededor si ha crecido mucho para evitar que pueda hacer sombra a los paneles.

Se comprobará las conexiones eléctricas y el buen ajuste de las fijaciones mecánicas, así como la estanqueidad de los armarios de conexión.

### 8.2.11 Estimación de costes

Presentamos a continuación el estudio de costes estimado para la citada instalación, este documento está presente en el anexo 3, por lo que aquí solo se presenta un recosté del mismo.

Todos los precios aquí expuestos son precios de mercado facilitador por la empresa SunFields, distribuidor oficial en España de los equipos propuestos.

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

PVSYST V6.28	03/10/14	Página 1/2
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>		
<b>Proyecto :</b> proyecto cartagena		
<b>Lugar geográfico</b>	<b>Murcia</b>	<b>País España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 38.0°N	Longitud 1.2°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud 49 m
<b>Datos climatológicos:</b>	<b>Murcia</b>	Síntesis - Meteororm 6.1
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación3.7		
	Fecha de simulación	03/10/14 13h17
<b>Parámetros de la simulación</b>		
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación 30°	Acimut -24°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición Perez	Difuso Erbs, Meteororm
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos	
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado	
<b>Características generador FV</b>		
<b>Módulo FV</b>	Si-poly Modelo SW 250 Poly	
	Fabricante SolarWorld	
Número de módulos FV	En serie 10 módulos	En paralelo 1 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos 10	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC) 2500 Wp	En cond. funciona. 2200 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp 270 V	I mpp 0.1 A
Superficie total	Superficie módulos 16.8 m²	
<b>Inversor</b>		
	Modelo Solarmax 2000S	
	Fabricante SolarMax	
Características	Tensión Funciona. 100-550 V	Pnom unitaria 1.98 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>		
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas 5.0 %
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 566 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga ilimitada (red)		

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

PVSYST V6.28		03/10/14	Página 2/2
<b>Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica</b>			
<b>Proyecto :</b> proyecto cartagena			
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación3.7			
<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Conectado a la red</b>	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut -24°
Módulos FV	Modelo	SW 250 Poly	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	10	Pnom total <b>2500 Wp</b>
Inversor	Modelo	Solarmax 2000S	Pnom 1980 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		
<b>Inversión</b>			
Módulos FV (Pnom = 250 Wp)	10 unidades	163 € / unidad	1630 €
Soportes/Integración		50 € / módulo	500 €
Inversor (Pnom = 2.0 kW ac)	1 unidades	643 € / unidad	643 €
Ajustes, cableado, ...			300 €
Sustitución subestimada			0 €
<b>Inversión bruta</b> (sin impuestos)			<b>3073 €</b>
<b>Financiamiento</b>			
Inversión bruta (sin impuestos)			3073 €
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 21.0 %		645 €
Inversión bruta (con IVA)			3718 €
Subsidios			0 €
<b>Inversión neta (todos impuestos incluidos)</b>			<b>3718 €</b>
Anualidades (Préstamo 5.0 % sobre 20 años)			298 €/año
Costos de explotación anuales: mantenimiento, seguros ...			0 €/año
<b>Costo total anual</b>			<b>298 €/año</b>
<b>Costo de energía</b>			
Energía producida			3727 kWh / año
Costo de la energía producida			0.08 € / kWh

Figura 89 – costes instalación

<b>Proyecto final de Carrera:</b> “Estudio energético de una vivienda unifamiliar para la búsqueda de soluciones de autoconsumo mediante energías renovables”		
<b>Titulación:</b> Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica		
<b>Autor:</b> José Saura Zaplana	<b>Departamento:</b> Departamento de ingeniería eléctrica	

## 9. Bibliografía:

---

- Asociación Española para la promoción de la Cogeneración en España (ACOGEN).
- Red Eléctrica España (REE).
- Documento Básico DB-HE de Contribución Solar Fotovoltaica del Código Técnico de la Edificación.
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).
- Documento Básico DB-HE de Ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Directiva 2010/31/UE de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de edificios.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- 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 suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica mediante cogeneración y fuentes renovables.
- Cuaderno de aplicaciones técnicas para Plantas Eólicas, ABB.
- Asociación Empresarial Eólica (AEE).
- GasNatural.es
- Guía sobre tecnología minieólica – fundación de la energía de la comunidad de Madrid.
- Unión española fotovoltaica.
- Energía solar fotovoltaica manual práctico (adaptado al código técnico de la edificación) – A.Labouret – M.Villoz.
- Apuntes asignatura “Tecnología Eléctrica” de segundo curso de Ingeniería técnica industrial especialidad mecánica.