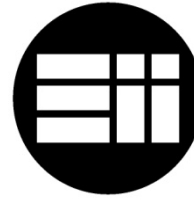




UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL, ESPECIALIDAD EN ELECTRICIDAD**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**DISEÑO DE SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR  
PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO A PUNTO DE  
RECARGA Y ESTACIÓN DE RECARGA PARA  
VEHÍCULO ELÉCTRICO**

**Autor(es):**

**Gutiérrez Marquina, José David**

**Tutor(es):**

**Pérez García, Julián Manuel**

**Electricidad**

**MARZO DE 2013**



## **OBJETO DEL PROYECTO**

El objeto del presente proyecto es el diseño de un sistema de captación solar fotovoltaico para suministrar energía eléctrica a una serie postes de recarga para vehículos eléctricos. Estos postes eléctricos, así mismo, podrán recibir el suministro desde la Red Pública cuando estos paneles no produzcan energía, o reciban el suministro de una forma mixta desde los paneles o desde la red pública cuando la producción fotovoltaica no sea suficiente para cubrir la demanda existente en ese momento, asimismo, el excedente de producción de los paneles solares fotovoltaicos podrán ser volcados en la Red Pública para su aprovechamiento allá donde se precise cuando no haya demanda en los puntos de recarga.

De esta forma pretendo conseguir varios objetivos: no sobrecargar la red eléctrica en las horas de mayor consumo que se corresponde con la jornada laboral, uno de los momentos en los que necesitaré recargar el vehículo eléctrico tras haber realizado el desplazamiento hasta mi puesto de trabajo y para el cual, en lugar de utilizar el suministro que me proporciona la red pública, puedo usar la energía que me proporcionan los paneles solares. Este sistema me permite estabilizar la curva de consumo trasladando una parte importante del consumo hacia horas en las que la producción de energía es más baja, esto es durante la noche en la que presumiblemente usaré mi instalación doméstica, o en su defecto los postes de recarga de uso público que estarían disponibles en las calles, para dejar el vehículo eléctrico listo para la siguiente jornada. Me permite aportar energía al sistema, procedente del sobrante de las placas solares. También creo la importante infraestructura, con la importante colaboración de una legislación adecuada, que permitirá el desarrollo de esta tecnología, difícilmente podrán los vehículos eléctricos sustituir o complementar a los vehículos de combustión interna si no les doto de los medios que les proporcione la autonomía que reclama la ciudadanía y nos proporciona la libertad de movimiento que necesitamos.

## **UBICACIÓN**

La ubicación elegida será el Polígono Industrial de San Antolín, sito en la ciudad de Palencia (Palencia-España).

La ciudad de Palencia participa, conjuntamente con la ciudad de Valladolid, en el Plan Piloto para el Vehículo Eléctrico, una iniciativa que pretende impulsar la introducción de la movilidad sostenible fomentando el desarrollo de la industria del automóvil, característica y decisiva en el crecimiento empresarial de la comunidad autónoma de Castilla y León de la mano de la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León, e Iberdrola además de los Ayuntamientos de Valladolid y Palencia.





### DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El vehículo eléctrico es una realidad que poco a poco va a ir ganando peso en la movilidad urbana, y que se perfila como una herramienta para mejora de la calidad de vida en las ciudades, debido a la ausencia de emisiones locales y sus reducidos niveles de ruido. Uno de los factores que puede actuar de catalizador para promover la sustitución de los actuales vehículos de combustión a favor de los nuevos modelos eléctricos es, además de la disminución del precio de estos vehículos, es vencer las actuales reticencias ocasionadas por la falta de autonomía de los modelos disponibles en este momento. En esta línea ya se están logrando avances apreciables relacionados con la duración de las baterías si bien es necesario que las áreas urbanas cuenten con una mínima red de puntos de recarga que permitan cargar la batería en caso de necesidad, dando por hecho que la principal recarga se realizará en el domicilio o en el lugar de trabajo.

La instalación se compone de 3 campos de captación fotovoltaicos, uno por cada fase: R en la calle Plateros, S en la calle Bordadores y T en la calle Alfareros. Cada uno de estos campos está compuesto por 20 conjuntos de 2 paneles cada uno, sobre una estructura tipo B utilizando como apoyo para la misma las farolas ya existentes. Cada uno de estos grupos incluye el inversor para su conversión a CC/CA y las protecciones correspondientes.

Los tres campos fotovoltaicos están conectados con el Centro de Transformación CT1 localizado en la calle Tejedores. De este CT1 parte la línea trifásica que proporciona el suministro a los puntos de recarga para vehículo eléctrico.

Los puntos de recarga se encuentran ubicados en la calle Comunidad Europea, en una explanada habilitada como aparcamiento. Está dotado de 4 postes con dos salidas de 230V-16A para recarga lenta simultanea de 8 vehículos, además de un pórtico que permite la recarga de otros 3 vehículos de 2 ruedas. Podrían sustituirse uno o varios de estos postes de 2 salidas por postes con una única salida de 400V-32A para recarga rápida.

### RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Descripción	Unidades	Precio/unidad	Subtotal	TOTAL
ARMARIO DISTRIBUCION (BTV) 3 BASES	1	532,76 €	532,76 €	
CGP Y MEDIDA PARA 2 CONTADORES TRIFÁSICOS	1	718,88 €	718,88 €	
DERIVACION INDIVIDUAL 5x250mm2	200	55,90 €	11.180,00 €	
LINEA DE DISTRIBUCION 2x25mm2	2550	118,75 €	302.812,50 €	
CUADRO GENERAL DE BAJA TENSION	1	5.366,67 €	5.366,67 €	
PUNTO DE RECARGA VEHICULO ELECTRICO	1	15.736,35 €	15.736,35 €	
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONEXIÓN A RED	120	3.062,15 €	367.458,00 €	
			<b>TOTAL</b>	<b>703.805,16 €</b>



Resumen

TOTAL CAPITULO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED		703.805,16 €
	PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL	703.805,16 €
GASTOS GENERALES	20%	140.761,03 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	5%	35.190,26 €
TOTAL PARCIAL		879.756,45 €
IVA	21%	184.748,85 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	1.064.505,30 €
PROYECTO DE CONTROL DE CALIDAD	5%	35.190,26 €
PROYECTO DE SEGURIDAD E HIGIENE	6%	42.228,31 €
DIRECCION DE OBRA	6%	42.228,31 €
	TOTAL PRESUPUESTO	1.184.152,18 €
BAJA DE SUBASTA	10%	118.415,22 €
	<b>TOTAL FINAL</b>	<b>1.065.736,96 €</b>

**Balance Energético**

Conforme a los cálculos fotovoltaicos desarrollados en el documento Cálculos, cada pareja de paneles tiene una producción anual de 567kWh, lo que extendido a las veinte parejas de paneles fotovoltaicos en cada una de las tres fases da un total estimado de 34020kWh anuales.

Existen diversos tipos de vehículos eléctricos que se adaptan a distintas necesidades: están los eléctricos puros que solo cuentan con un motor eléctrico alimentado a través de unas baterías. Otro tipo de vehículo son los híbridos enchufables, que tienen dos motores uno eléctrico y otro de gasolina o diésel, estos motores pueden operar cada uno por separado o conjuntamente, el motor eléctrico está pensado para trayectos urbanos cortos, de apenas 10km aprox., en el momento es que se agotan las baterías entraría en funcionamiento automáticamente el motor convencional o bien, en determinadas circunstancias como adelantamientos el motor eléctrico se suma al convencional proporcionando esa potencia y aceleración extra. La otra opción disponible actualmente los vehículos eléctricos de autonomía extendida, estos también tienen dos motores uno eléctrico y otro de gasolina o diésel al igual que los híbridos, pero en estos vehículos la propulsión depende exclusivamente del motor eléctrico quedando el de gasolina/diésel exclusivamente para hacer funcionar una dinamo que recargaría las baterías a medida que fuese necesario, esto permite que el



motor de combustión interna trabaje a un régimen constante reduciendo de manera considerable el gasto en combustible.

El caso de los ciclos tenemos bicicletas de pedalada asistida que permiten reducir el esfuerzo que hay que hacer para superar desniveles o proporcionar una velocidad un poco más elevada con un esfuerzo menor por parte del ciclista. También nos encontramos con grandes ciclomotores híbridos que funcionan de forma completamente análoga a los vehículos de 4 ruedas descritos anteriormente. También tenemos ciclomotores y motocicletas de baja cilindrada (125cc) completamente eléctricos pero de una autonomía todavía reducida y en desarrollo dado la limitación del tamaño y peso de las baterías, un importante hándicap en estos vehículos.

Tomando como ejemplo para los pequeños eléctricos puros el Renault Twizy, nos encontramos con un gasto de electricidad, siempre según el fabricante, de 63Wh/km, con la producción de nuestra instalación podríamos recorrer 540000km.

Si tomamos el Renault Fluence, un vehículo totalmente eléctrico del tipo berlina de cinco plazas con una autonomía de 185km, con un consumo de 140Wh/km podríamos recorrer 240000km con la energía proporcionada por nuestra instalación.

Tomando como referencia un coche eléctrico de autonomía extendida como el Chevrolet Volt/Opel Ampera tiene 111kW, con la producción total estimada para nuestra instalación, sería posible que, en un año, circularasen alrededor de 300 coches durante 60 kilómetros sin gastar ni una gota de combustible ni siquiera en la generación de la electricidad que lo mueve.

Las estimaciones que el fabricante (OPEL España) da, son de unos 1730kWh para un total de 13000km anuales en modo completamente eléctrico, con estas cifras tendríamos una generación suficiente para que 19 de estos coches pudieran circular todo un año por medios eléctricos sólo con la energía que entregaría la instalación objeto de diseño por el presente Proyecto Fin de Carrera.

Estos son solo algunos ejemplos de las posibilidades que nos ofrecen estos vehículos y la utilización de las energía renovables en la movilidad de las personas, sin contar con todo el desarrollo de ingeniería que supone, la industrialización que supone y el avance tecnológico que nos permite a la hora de cuidar de nuestro planeta sin perder por ello libertad de movimientos.



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL, ESPECIALIDAD EN ELECTRICIDAD**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**DISEÑO DE SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR  
PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO A PUNTO DE  
RECARGA Y ESTACIÓN DE RECARGA PARA  
VEHÍCULO ELÉCTRICO**

**Autor(es):**

**Gutiérrez Marquina, José David**

**Tutor(es):**

**Pérez García, Julián Manuel**

**Electricidad**

**MARZO DE 2013**

---

*A mis padres y amigos, sin ellos esto nunca habría  
sido posible.*

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

*Proyecto Fin de Carrera*

Índice General

Memoria

Cálculos

Presupuesto

Planos

Pliego de Condiciones



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

---

Memoria



Ingeniería Técnica Industrial Especialidad en Electricidad



# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

## Memoria

### Índice

<i>Introducción</i> .....	5
<i>Justificación del Proyecto</i> .....	12
<i>Normativa de aplicación</i> .....	16
<i>Regulación</i> .....	17
<i>Unión Europea</i> .....	17
<i>Directiva 2009/28/CE</i> .....	17
<i>Cumplimiento de los objetivos</i> .....	18
<i>España</i> .....	19
<i>PER 2011-2020</i> .....	20
<i>Principio de Funcionamiento</i> .....	23
<i>Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red</i> .....	29
<i>Componentes</i> .....	29
<i>Sistema de generación</i> .....	29
<i>Inversor</i> .....	31
<i>Medidas de protección</i> .....	32
<i>Puesta a Tierra (PaT)</i> .....	33
<i>Funcionamiento de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red</i> .....	34
<i>Pérdidas y Factor de Rendimiento</i> .....	35





---

<i>Pérdidas.....</i>	<i>35</i>
<i>Factor de Rendimiento Total.....</i>	<i>37</i>
<i>Clasificación de instalaciones conectadas a Red.....</i>	<i>37</i>
<i>Fotovoltaica en edificación .....</i>	<i>37</i>
<i>Fotovoltaica en suelo .....</i>	<i>40</i>
<i>Arquitecturas en la conexión a red.....</i>	<i>42</i>
<i>Ventajas de la arquitectura modular frente a la centralizada .....</i>	<i>44</i>
<i>Inconvenientes de la arquitectura modular frente a la centralizada .....</i>	<i>45</i>
<i>Formas de conectarse a la red .....</i>	<i>46</i>
<i>Régimen económico de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.....</i>	<i>48</i>
<i>Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero.....</i>	<i>48</i>
<i>Instalación Solar Fotovoltaica Aislada de Red .....</i>	<i>55</i>
<i>Elementos de una instalación fotovoltaica aislada.....</i>	<i>55</i>
<i>Acumuladores o baterías .....</i>	<i>55</i>
<i>Reguladores de carga.....</i>	<i>56</i>
<i>Tecnologías de PDR/EDR.....</i>	<i>57</i>
<i>TEMPER. Tecnología CARdylet .....</i>	<i>57</i>
<i>Configuraciones.....</i>	<i>58</i>
<i>INGETEAM. Tecnología SIRVE.....</i>	<i>62</i>
<i>Configuraciones.....</i>	<i>65</i>
<i>CIRCUTOR. Tecnología RVE .....</i>	<i>68</i>
<i>Configuraciones.....</i>	<i>69</i>
<i>Solución Adoptada .....</i>	<i>79</i>
<i>Características técnicas del equipo a instalar .....</i>	<i>81</i>
<i>Paneles fotovoltaicos .....</i>	<i>81</i>
<i>Inversores .....</i>	<i>81</i>
<i>Estructura de soporte.....</i>	<i>82</i>
<i>Cableado .....</i>	<i>82</i>



---

Emplazamiento.....	84
Descripción de la instalación .....	88
Balance energético .....	91

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1.- Potencia acumulada en el mundo a 2010 (fuente: EPIA) .....	6
Ilustración 2.-Capacidad fotovoltaica conectada a la red en Europa en 2011 (fuente: EuroObserver) .....	7
Ilustración 3.- Mapa mundial de radiación solar .....	7
Ilustración 4.- Distribución geográfica de producción de células solares en 2011 (fuente: EuroObserver).....	8
Ilustración 5.- Curva de demanda eléctrica (fuente: REE).....	13
Ilustración 6.- Estructura de generación (fuente: REE).....	14
Ilustración 7.- Emisiones de CO <sub>2</sub> asociadas a la generación de energía eléctrica (fuente: REE) .....	14
Ilustración 8.- Estructura de una célula fotovoltaica .....	23
Ilustración 9.- Reparto del mercado FV por tecnologías (fuente: Photon Internacional).....	26
Ilustración 10.- Mapa de radiación global anual (fuente: CENER) .....	28
Ilustración 11.-Esquema de componentes de instalación conectada a red .....	30
Ilustración 12.- esquema unifilar de instalación fotovoltaica conectada a red .....	34
Ilustración 13.- Planta solar fotovoltaica Tudela .....	41
Ilustración 14.- Planta solar Fotovoltaica de Toledo (Fuente: Toledo PV).....	41
Ilustración 15.- Arquitectura modular DC/AC .....	43
Ilustración 16.- Arquitectura modular DC/DC .....	43
Ilustración 17.- Arquitectura string .....	44
Ilustración 18.- Facturación neta .....	46
Ilustración 19.-Tarifa fotovoltaica.....	47
Ilustración 20.- Tecnología SIRVE para recarga local (Fuente: Ingeteam) .....	65
Ilustración 21.- Tecnología SIRVE para instalaciones complejas (Fuente: Ingeteam) .....	66
Ilustración 22.- Sistema de Gestión Inteligente de Recarga de vehículos eléctricos (Fuente: Circutor) .....	68
Ilustración 23.- Comportamiento de la instalación .....	79
Ilustración 24.- Esquema PDR conectado a red.....	80
Ilustración 25.- Ficha PGOU URPI-6.....	84
Ilustración 26.- Polígono Industrial de San Antolín, URPI-6 (fuente: PGOU) .....	85
Ilustración 27.- Ciudad de Palencia (fuente: PGOU).....	86



## Índice de Tablas

Tabla 1.- Pérdidas en instalación fotovoltaica (fuente: ASIF).....	36
Tabla 2.- Factor de rendimiento total (fuente: ASIF).....	37
Tabla 4.- Características tecnología CARDynet (Fuente: Temper SAU) .....	58
Tabla 5.- Características técnicas tecnología SIRVE (Fuente: Ingeteam) .....	67
Tabla 6.- Características tecnología RVE poste de recarga.....	69
Tabla 7.- Características RVE1 .....	70
Tabla 8.- Características RVE2 .....	70
Tabla 9.- Características RVE para parking.....	70
Tabla 10.- RVE parking tipo CP1.....	71
Tabla 11.- RVE parking tipo CP2.....	71
Tabla 12.- RVE parking tipo CP1-P .....	71
Tabla 13.- RVE parking tipo CP2-P .....	72
Tabla 14.- RVE parking tipo CD1 .....	72
Tabla 15.- Características RVE CM20 .....	74
Tabla 16.- Características RVE SL.....	74
Tabla 17.- Características equipo carga rápida .....	76
Tabla 18.- Características equipo recarga ciclos.....	77
Tabla 19.- RVE recarga ciclos tipo CB3.....	78
Tabla 20.- RVE recarga ciclos tipo CB6.....	78

### Bibliografía

- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es)
- [www.temper.es](http://www.temper.es)
- [www.ingeteam.es](http://www.ingeteam.es)
- [www.circuitor.es](http://www.circuitor.es)
- “Guía de la Energía Solar”, edita Obra Social Caja Madrid & Comunidad de Madrid (2006)
- “Energías Renovables, Apuntes de la Asignatura”, Julián Manuel Pérez García, edita Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad de Valladolid
- Plan General de Ordenación Urbana, Excmo. Ayuntamiento de Palencia
- Plan de Energías Renovables 2011-2020, Ministerio de Industria, Turismo y Energía



## Introducción

La producción de energía eléctrica tiene impactos significativos sobre el medio ambiente. Además del impacto por el agotamiento progresivo de los recursos no renovables, como los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural), los impactos negativos sobre el medio son múltiples y suelen estar asociados a las emisiones contaminantes, a la contaminación de los medios acuático y terrestre y a la generación de residuos. Pero además existen otros impactos no menos importantes como son el uso del suelo, el ruido, los impactos visuales sobre el paisaje y aquellos que se producen sobre la biodiversidad.

Los impactos de la generación de energía eléctrica pueden ser globales y locales: entre los primeros destaca, sin duda, su importante contribución al cambio climático, provocado por las emisiones de gases de efecto invernadero. A este respecto hay que tener en cuenta que las emisiones asociadas al sector eléctrico, y en general a la combustión en centrales térmicas (fundamentalmente de carbón), representan cerca del 30% de las emisiones a escala global. Otros impactos globales del sector de generación son la lluvia ácida y la destrucción de la capa de ozono estratosférico. Por lo que respecta a los efectos locales, son especialmente importantes la contaminación atmosférica urbana, la contaminación acústica, la de los suelos y las aguas, la ocupación de los terrenos, el impacto paisajístico o la posible alteración de la flora o la fauna. También existen otros impactos y riesgos, asociados al propio funcionamiento y a la generación de residuos en las centrales térmicas nucleares.

El impacto ambiental depende de la tecnología de generación eléctrica considerada. Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales eléctricas pueden clasificarse, fundamentalmente, en térmicas convencionales (de fuel, carbón y gas natural), térmicas nucleares, hidroeléctricas, eólicas, térmicas de biomasa y solares (fotovoltaicas y termoeléctricas). La mayor parte de la energía eléctrica generada en el mundo proviene de los tres primeros tipos de centrales señalados, aunque la generación con el resto de tecnologías está adquiriendo un creciente protagonismo, en especial la generación con energía eólica.



Estas formas de generación tienen impactos medioambientales muy diferentes. En los últimos años se han realizado numerosos estudios comparativos entre las diversas tecnologías que, por lo general, llegan a la conclusión de que las tecnologías térmicas, y en especial la generación con carbón, son las más contaminantes, fundamentalmente por sus emisiones de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas derivadas de la combustión, mientras que las opciones basadas en recursos renovables (como la eólica, la hidráulica o las solares) son las que menor impacto tienen, en general, por sus menores emisiones a la atmósfera.

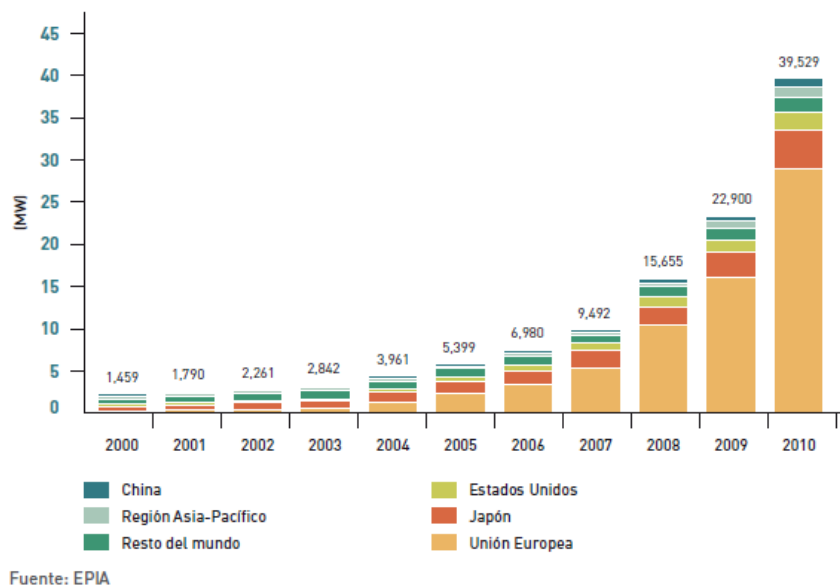


Ilustración 1.- Potencia acumulada en el mundo a 2010 (fuente: EPIA)

España es en la actualidad uno de los primeros productores mundiales de energía fotovoltaica con una potencia instalada estimada de 4186 MW, un 4% del total de la potencia instalada en España a fecha de 2012, por detrás de Alemania que cuenta con unos 3.850 MW.

Alemania es en la actualidad el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos tras Japón, con cerca de 10 millones de metros cuadrados de paneles solares, aunque sólo representan el 1% de su producción energética total. La venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en la década de los noventa. En la UE el crecimiento medio anual es del 30%.

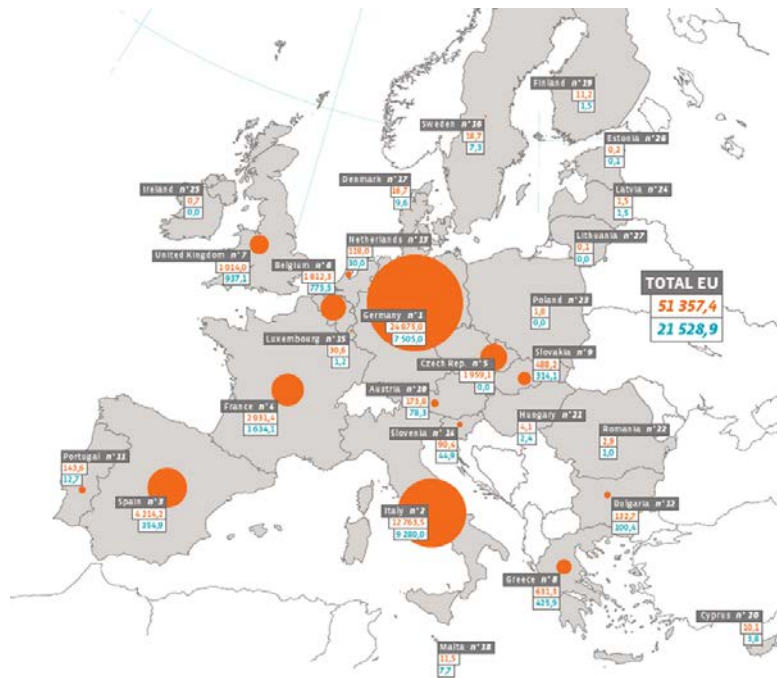


Ilustración 2.-Capacidad fotovoltaica conectada a la red en Europa en 2011 (fuente: EuroObserver)

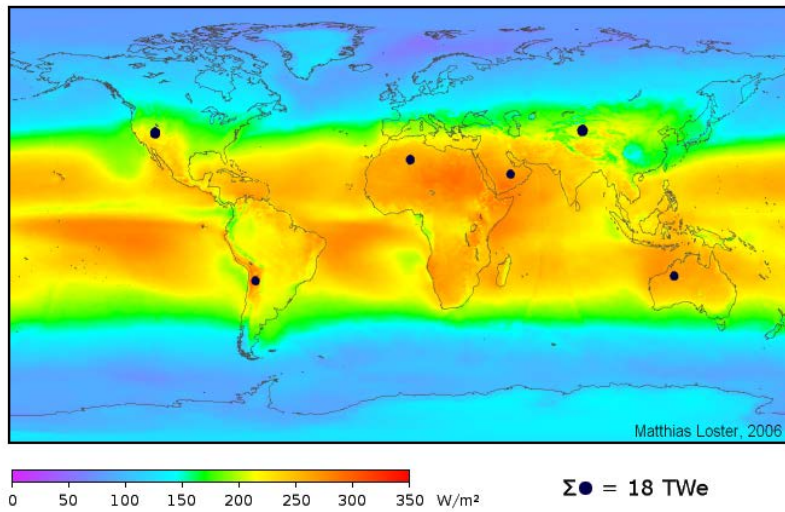


Ilustración 3.- Mapa mundial de radiación solar



Répartition géographique de la production de cellules photovoltaïques en 2011  
Geographic distribution of PV cell production in 2011  
Source: Photon International, March 2012

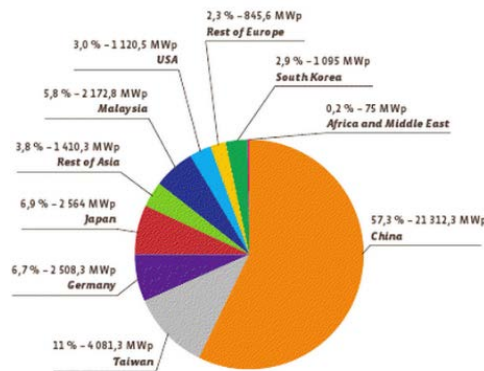


Ilustración 4.- Distribución geográfica de producción de células solares en 2011 (fuente: EuroObservER)

El crecimiento actual de las instalaciones solares fotovoltaicas está limitado por la falta de materia prima en el mercado (silicio de calidad solar) al estar copadas las fuentes actuales, aunque a partir de la segunda mitad de 2008 el precio del silicio de grado solar ha comenzado a disminuir al aumentar su oferta debido a la entrada en escena de nuevos productores. Prueba de ello son los diversos planes se han establecido para nuevas factorías de este material en todo el mundo, incluyendo dos proyectos en España con la colaboración de los principales actores del mercado.

La inyección en red de la energía solar fotovoltaica, estaba regulada por el Gobierno Español mediante el RD 661/2007 con el 575 % del valor del kilowatio-hora normal, lo que se correspondía con unos 0,44 euros por cada kWh que se inyectaba en red. A partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad está regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica que establece unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptará año a año en función del comportamiento del mercado. En la actualidad, el RD-L 1/2012 deja en suspenso los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica adscritas al régimen especial, obteniendo tan solo la que fije el mercado.

El Plan MOVELE, nombre del Plan de Acción 2010-2012, se enmarca dentro de la Estrategia Integral de Impulso al Vehículo Eléctrico en España 2010-2014. Este Plan está compuesto por una serie de medidas a implementar durante los próximos dos años para incentivar de manera decisiva la introducción del vehículo eléctrico. Estas medidas se encuadran dentro de los cuatro ejes básicos de finidos por la Estrategia: fomentar la demanda de estos vehículos, apoyar la industrialización e I+D de esta tecnología, facilitar la adaptación de la infraestructura eléctrica para la correcta recarga y gestión de la demanda, y potenciar una serie de programas transversales relacionados con la información, comunicación, formación y normalización de estas tecnologías.



El objetivo de la citada Estrategia es alcanzar la cifra de 250.000 vehículos eléctricos a final de 2014 circulando por nuestras calles y carreteras. En este marco, el pasado 6 de mayo de 2011, el Consejo de Ministros, aprobó un conjunto de medidas para impulsar el vehículo eléctrico que se concretan en tres líneas principales:

- **RD 648/2011 de Ayudas directa a la compra.** El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha destinado 72 millones de euros a la concesión de ayudas directas para la adquisición de vehículos eléctricos durante 2011 ([www.sitve.es](http://www.sitve.es)). Esta subvención podrá ser de hasta un 25% del precio de venta del vehículo antes de impuestos, con un máximo de 6.000 euros, para los usuarios particulares. Para otros VE como autobuses, autocares o furgonetas, el máximo podrá alcanzar los 15.000/30.000 euros, en función del tipo de vehículo y autonomía.
- **RD 647/2011. Gestor de carga.** Regulación de la figura del gestor de carga dentro de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico como consumidor capacitado para vender electricidad para la recarga de vehículos. Esta nueva figura deberá impulsar la instalación de puntos de recarga en espacios públicos como aparcamientos o centros comerciales y privados (viviendas).
- **RD 647/2011. Tarifa de acceso supervalle.** Del mismo modo se introduce una nueva tarifa de acceso “supervalle” ligada a ofertas de energía con discriminación horaria cuyo destino es incentivar la recarga nocturna (de 1 de la madrugada a 7 de la mañana) a precios más atractivos.

El Plan de Acción traslada las grandes líneas de actuación recogidas en la Estrategia a acciones concretas para permitir sentar las bases que permitan implantar el vehículo eléctrico. Según las previsiones manejadas, al final de su periodo de vigencia se habrán matriculado en España 70.000 vehículos eléctricos puros e híbridos enchufables.

El Plan consta de 15 medidas: cuatro de estímulo a la demanda, tres de industrialización e I+D+i, cuatro de infraestructura y gestión de la demanda y cuatro de tipo transversal.

En conjunto las medidas supondrán la movilización de unos recursos públicos en 2011 y 2012 de 590 millones, que se suman a los 10 millones de presupuesto con que ha contado el proyecto piloto Movele en 2009 y 2010. A continuación se detallan las acciones incluidas en el Plan de Acción:





- Subvención a la adquisición del vehículo. El importe de la ayuda ascenderá al 20 por ciento del coste con un máximo de 6.000 euros por vehículo para usuarios particulares y flotas privadas. La estimación del coste que tendrá es de 240 millones en 2011 y 2012.
- Identificación de la demanda de flotas urbanas. Este mismo año se elaborará un mapa de flotas públicas y privadas susceptibles de renovarse mediante vehículos eléctricos.
- Diseño de ventajas urbanas para el vehículo eléctrico. Elaboración de una guía donde se recojan una serie de ventajas que incentiven el uso de estos vehículos, como la circulación en zonas restringidas, ampliación de los horarios de carga y descarga, reserva de espacios públicos para recargas de flotas que presten servicios esenciales (atención sanitaria, policía). Asimismo, se propone la creación de un sello de Ciudad con Movilidad Eléctrica como forma de reconocimiento público del esfuerzo local para fomentar el uso de estos vehículos y se firmará un acuerdo específico con la FEMP para la difusión y promoción del vehículo eléctrico. Las localidades para las que están pensadas estas medidas son las 145 existentes con más de 50.000 habitantes.
- Apoyo a la industrialización y la I+D+i. Dentro del apoyo a los sectores estratégicos industriales y a la reindustrialización se priorizarán los planes empresariales que tengan como objeto el vehículo eléctrico. Se prevé destinar 140 millones de euros en 2011 y 2012.
- Apoyo a tecnologías de comunicación entre la red eléctrica y el vehículo. Mediante el Plan Avanza se articulará una línea para favorecer el desarrollo de tecnologías en sistemas de comunicación para optimizar la carga. La previsión es destinar 35 millones en dos años.
- Líneas prioritarias de I+D+i para vehículos eléctricos. Esta iniciativa pretende identificar y analizar las tecnologías claves y su difusión en los ámbitos empresariales y de investigación, así como su potenciación, para lo que se estima una aportación de 173 millones de euros.
- Implicación de las empresas eléctricas. Articulación de medidas de apoyo a la introducción del vehículo eléctrico de forma consensuada con las compañías del sector eléctrico. Estas acciones podrán consistir en descuentos y ofertas para los usuarios de este tipo de vehículos, ofertas de energía a precios que



ofrezcan señales de incentivo para cargar en horas valle, análisis de soluciones técnicas para la infraestructura de carga y búsqueda de una solución común para todas las empresas, diseño de acciones comerciales para clientes con vehículos eléctricos.

- Tarifa de acceso supervalle destinada a promover la carga en horario nocturno e implantación sin coste de contadores con discriminación horaria para todos los ciudadanos que sean usuarios de un vehículo eléctrico para que puedan disfrutar de las ventajas que esta nueva tipología de tarifa supondrá.
- Arquitectura legal de los servicios de recarga. Creación de la figura del gestor de carga, un nuevo tipo de agente que tendrá determinados derechos y obligaciones; análisis de las barreras y especificaciones de los nuevos servicios en torno a la recarga y/o sustitución de baterías, electrolinerías, y posibles servicios a prestar en los aparcamientos y zonas públicas para la recarga, así como elaboración de la normativa necesaria para prestar estos servicios.
- Marketing estratégico y comunicación institucional. Identificación de las barreras de hábitos y opinión que presenta el vehículo eléctrico, definición y realización de un plan de marketing para superar estas barreras. En conjunto la estimación del coste de estas actuaciones será de 2 millones de euros.
- Homologación y normalización del vehículo y sus componentes. Identificar barreras regulatorias, legales y de normalización que impidan el desarrollo del vehículo eléctrico para articular los cambios normativos que solventen esta situación por parte de todos los departamentos ministeriales afectados. También en el ámbito normativo será necesario trasponer la directiva europea sobre promoción de vehículos limpios y eficientes (Directiva 2009/33).
- Formación académica y profesional específica. Proponer una oferta de titulaciones de formación profesional para el desarrollo y fabricación de vehículos eléctricos, mantenimiento, reparación y reciclado.



## Justificación del Proyecto

El objetivo que se pretende alcanzar es diseñar un sistema de generación eléctrica por placas solares fotovoltaicas para proporcionar servicio a Puestos de Recarga y Estaciones de Recarga (en adelante PDR/EDR) para vehículos eléctricos (en adelante EV). Así, durante las horas centrales del día el suministro se realizará mediante energía solar, mientras que en el resto de horas en las que no hay suficiente radiación solar para que puedan funcionar las placas solares, el suministro se hará a través de la red convencional. También pretendo que en esas horas centrales del día en las que están generando las placas solares fotovoltaicas, si no hay suficiente demanda de energía por parte de vehículos en recarga, el sobrante pueda verse a la red para ser aprovechado en cualquier punto de consumo de la red.

De esta forma puedo conseguir varios objetivos:

- Me permite no sobrecargar la red eléctrica en las horas de mayor consumo cargándola con un nuevo consumo, a pesar de que la red, en la actualidad, puede asumir este nuevo punto de consumo.
- Me permite estabilizar la curva de consumo trasladando una parte importante del consumo hacia horas en las que la producción de energía es muy baja (las horas nocturnas).
- Aportar energía al sistema enviando el sobrante de las placas solares fotovoltaicas a la red.
- Crear la infraestructura que, complementada con la legislación adecuada, permita la implantación de estos vehículos.

Intentaré justificar estos aspectos:

El parque móvil en España en el año 2008 sobrepasaba los 28 millones de vehículos, de los cuales más del 31% supera los diez años de antigüedad.

Según D. Juan F. Dols Ruiz, profesor de la Universidad Politécnica de Valencia y autor de varios libros sobre tecnología de automóviles, el transporte por carretera es el causante del 25'2% de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera. Está comprobado, argumenta, que un coche de los años 70 emite aproximadamente la misma cantidad de CO<sub>2</sub> que cien nuevos.

Por lo cual con una nueva renovación del parque de vehículos de más de diez años por nuevos (incluyendo aquí tanto los que tienen menos de cinco años como los que acaban de salir al mercado) se podría reducir



el 40% de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, el 25 % de los óxidos de nitrógeno y el 60% de la emisión de partículas. Los 8'5 millones de coches de más de diez años existentes en el parque automovilístico son los culpables de más del 70% de la emisión de todos estos contaminantes, ya que la mayoría de ellos ni siquiera llevan catalizador.

Si el parque circulante en España tuviera una media de siete años de antigüedad, la contaminación ambiental por el automóvil se reduciría en un 70% y la emisión de CO<sub>2</sub> bajaría un 20%, resume el investigador. El estudio recuerda que son los combustibles y no los vehículos los causantes de la contaminación, por lo que es necesario investigar soluciones alternativas para obtener beneficios medioambientales de combustibles alternativos, vehículos eléctricos, híbridos enchufables y de hidrógeno.

Pero para implantar este tipo de vehículos con combustibles alternativos a los derivados de los hidrocarburos, es necesario dotarnos de la infraestructura necesaria, al igual que contamos con gasolineras repartidas por toda la geografía nacional.

Pero de poco sirve utilizar vehículos eléctricos de autonomía extendida con bajas emisiones de CO<sub>2</sub> o vehículos totalmente eléctricos si no reducimos la cantidad de CO<sub>2</sub> que lanzamos a la atmosfera durante el proceso de generación eléctrica que permitirá circular a esos EV.

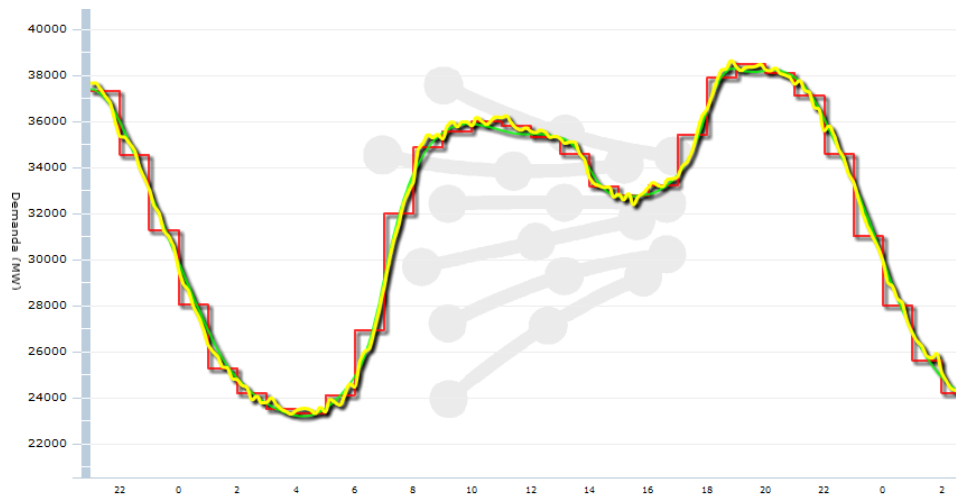


Ilustración 5.- Curva de demanda eléctrica (fuente: REE)

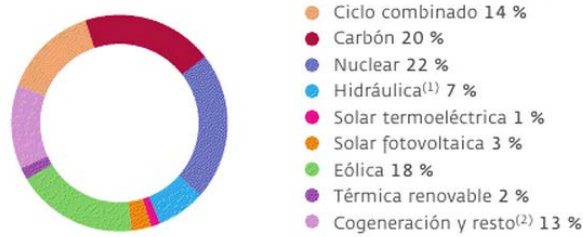


Ilustración 6.- Estructura de generación (fuente: REE)

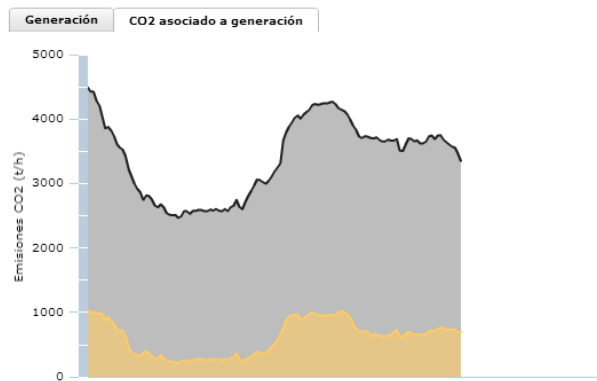


Ilustración 7.- Emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de energía eléctrica (fuente: REE)

En España en 2012 se emitieron 81 millones de toneladas, aproximadamente, de CO<sub>2</sub>, un 11% más que en 2011, según datos proporcionados por Red Eléctrica de España (REE) como consecuencia del aumento en la generación con carbón. La cantidad de CO<sub>2</sub> emitida anualmente relacionada con la generación eléctrica supone el 30% del total de emisiones. Es por esto que debemos intentar implantar nuevas tecnologías de producción eléctrica que reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la producción de energía. Aquí podemos observar lo adecuado de trasladar toda la energía producida por medios con bajas emisiones de CO<sub>2</sub> y energías renovables que podamos a la red eléctrica, sin renunciar tampoco al mix de producción que garantiza la viabilidad de nuestro Sistema Eléctrico de Potencia.

Tal y como podemos observar en la *Ilustración 5.-*, la demanda de energía eléctrica sube a partir de las 8h y se mantiene estable hasta las 14h, para volver a subir a las 18h y mantenerse estable hasta las 20h, momento



en el que baja hasta niveles mínimos, hasta que comienza una nueva jornada a la mañana siguiente. Esta distribución se mantiene constante de lunes a viernes de forma prácticamente invariante a lo largo de todo el año, sólo experimenta variaciones en el máximo de energía demandada en función de las necesidades.

Pretendo trasladar un consumo importante de las horas centrales del día hasta horas valle (madrugada), llevando a estas horas el consumo derivado de los procesos de recarga de EV tomando la energía de la red convencional, dado el bajo consumo de energía de esas horas, de esta forma conseguiríamos que la curva de demanda se pareciese lo más posible a una línea recta a lo largo de todo el día, redundando en una mayor estabilidad de todo el Sistema Eléctrico de Potencia, desde la generación hasta el consumidor final pasando por el transporte y la distribución. De ahí lo oportuno de utilizar medios de producción de régimen especial (solar fotovoltaica) en las horas punta a fin de no sobrecargar con demasiados consumos a la red, y trasladar el uso de la red convencional a horas valle, 28 millones de vehículos eléctricos e híbridos enchufables son una fuente de consumo bastante importante, naturalmente este sería el caso de sustituir todo el parque automovilístico español por vehículos movidos de una forma u otra por electricidad.

En resumen, se trata de hacer esta tecnología **viable y sostenible**.



### Normativa de aplicación

Para este tipo de instalaciones son de aplicación las siguientes normas:

- **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 los incentivos económicos para nuevas instalaciones del Régimen Especial.
- **Ley 2/2011**, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, Título III Sostenibilidad medioambiental, Capítulo I Modelo energético Sostenible.
- **Real Decreto-Ley 2/2013**, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.**
- **Real Decreto 1663/2000** de 29 de septiembre, que establece las condiciones para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión.
- **Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas**, que regula el modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas dentro del ámbito de aplicación del RD 1663/2000.
- **Real Decreto 314/2006**, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación, Sección HE5 que regula la incorporación de captadores de energía solar fotovoltaica.
- **Real Decreto 1955/2000** de 1 de septiembre, que regula los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica en general. De aplicación para el caso de conexión a la red de Alta Tensión.
- **Real Decreto 842/2002** de 2 de agosto, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que establece las instrucciones técnicas para instalaciones de Baja Tensión.
- **Ley 54/1997 del Sector Eléctrico**, de 27 de noviembre, que regula la liberalización del mercado eléctrico.



## Regulación

### Unión Europea

En el Consejo Europeo de diciembre de 2008 se aprueba el Paquete de Energía y Cambio Climático, cuya ratificación por parte del Parlamento Europeo tuvo lugar el 17 de diciembre. Esta norma gira alrededor de 3 compromisos básicos:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20% respecto al nivel de 1990
- Ahorrar un 20% del consumo energético comunitario
- Cubrir un 20% del consumo de energía de la Unión Europea con fuentes de energía renovable

El Paquete contiene cinco directivas, tres relativas a los gases de efecto invernadero (revisión del sistema de mercado interno de CO<sub>2</sub>, límites de emisiones de los vehículos, y captura y almacenamiento geológico), otra sobre la calidad del combustible, y una quinta sobre la promoción de las energía renovables.

### Directiva 2009/28/CE

La Directiva establece una trayectoria durante todo el periodo que incluye objetivos bianuales indicativos, para analizar su evolución y su grado de cumplimiento.

OBJETIVOS GLOBALES NACIONALES EN RELACIÓN CON LA CUOTA DE ENERGÍA		
	CUOTA DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL BRUTA EN 2005	OBJETIVO PARA LA CUOTA DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL BRUTA EN 2020
Bélgica	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
República Checa	6,1 %	13 %
Dinamarca	17 %	30 %
Alemania	5,8 %	18 %
Estonia	18 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
<b>España</b>	<b>8,7 %</b>	<b>20 %</b>
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Chipre	2,9 %	13 %
Letonia	32,6 %	40 %
Lituania	15 %	23 %
Luxemburgo	0,9 %	11 %
Hungría	4,3 %	13 %
Malta	0 %	10 %
Países Bajos	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumanía	17,8 %	24 %
Eslovenia	16 %	25 %
Eslovaquia	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Suecia	39,8 %	49 %
Reino Unido	1,3 %	15 %

Dentro del objetivo global de 20% de energía final, se incluye un objetivo específico para el transporte: un 10% de la energía consumida por los vehículos de cada país debe provenir de fuentes renovables, incluidas las eléctricas, incrementándose con ello el efecto que la aplicación de la Directiva pueda tener para la energía solar.





## **Cumplimiento de los objetivos**

Todos los Estados miembro deberán comunicar a la Comisión Europea un Plan de Acción Nacional, equivalente al Plan de Energías Renovables antes del 30 de junio de 2010, según un índice básico de contenidos establecido por la Comisión, y ya con las medidas previstas para cumplir los objetivos fijados. Seis meses antes de remitir el PAN, se deberá enviar una prospectiva de los excesos o defectos previstos respecto a la trayectoria.

Dependiendo del cumplimiento de los objetivos intermedios, la Comisión podrá requerir la revisión del PAN para que incluya nuevas medidas, con el objetivo de que el Estado miembro retome la senda de cumplimiento. La Comisión puede denunciar en el Tribunal de Luxemburgo a los países que incumplan el objetivo final –obligatorio–lo que podría acarrear fuertes sanciones económicas.

En 2014, la Comisión evaluará, informará y propondrá medidas correctoras, si procede, pero en ningún caso podrán modificar el objetivo global del 20%, ni afectar al control de los Estados miembro sobre sus propios mecanismos nacionales de apoyo. Particularmente, se analizarán algunas de las implicaciones de cumplir el objetivo del 10% de energía renovable en el transporte.

Además de establecer las medidas nacionales para el fomento de las energías renovables que considere oportunas, los Estados miembro podrán realizar una serie de mecanismos de cooperación, tales como:

- Transferencias estadísticas: un Estado miembro puede comprar producción (no de forma física, sólo estadísticamente) a otro Estado para el cumplimiento de sus objetivos
- Proyectos conjuntos: se puede establecer un marco entre dos Estados, mediante el cual un Estado apoya concretos de nueva generación renovable en el otro Estado miembro, concretando previamente el tipo de apoyo y el reparto de producción que podrá contabilizar cada país.
- Mecanismos de apoyo conjunto: varios países pueden diseñar y poner en práctica un mecanismo conjunto de apoyo a las renovables.



## España

Dada la crisis económica y la situación del sistema eléctrico, que arrastra un elevado y creciente déficit de tarifa que amenaza su sostenibilidad, el Consejo de Ministros aprobó el pasado día 27 de enero un Real Decreto Ley para suspender temporalmente los procedimientos de preasignación de retribución renovable y suprimir, también con carácter temporal, los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración.

La compleja situación económica y financiera aconseja la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, mientras se pone en marcha una reforma del sistema eléctrico que evite la generación de déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sistema. Las medidas emprendidas hasta la fecha no han resultado suficientes para corregir este déficit, que constituye una barrera para el adecuado desarrollo del sector en su conjunto y, en particular, para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

Los objetivos de potencia para el año 2020 recogidos en el Plan de Energías Renovables permiten al Gobierno disponer de un holgado margen de maniobra en la fijación de la senda de implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables desde el momento actual.

Este hecho, unido a que la capacidad de generación instalada actual es suficiente para asegurar la cobertura de la demanda prevista, hacen que esta medida no afecte a la seguridad de suministro ni a los compromisos de España para con la Unión Europea en materia de producción renovable de cara a 2020.

El Gobierno mantiene su apuesta firme por las energías renovables como parte indispensable del mix energético de nuestro país. En 2011, un 93% de la potencia instalada fue de origen renovable y estas instalaciones cubrieron un 33% de la demanda eléctrica, lo que convierte a España en uno de los países más avanzados en este sentido. Sin embargo, mantener el actual sistema de retribución no es compatible con la situación actual de crisis económica y de descenso de la demanda por lo que, mientras se reforma el sistema y se avanza hacia un marco retributivo renovable que promueva una asignación eficiente de recursos, se procede a paralizar temporalmente el sistema retributivo.



En paralelo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha remitido a la Comisión Nacional de la Energía dos cartas en las que se le solicita que se pronuncie sobre todos los aspectos relevantes para abordar el problema del déficit tarifario tanto en el sector eléctrico como en el del gas.

La medida afectará a aquellas instalaciones que todavía no han sido inscritas en el registro de preasignación de régimen especial en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto Ley así como para las instalaciones de régimen ordinario que a la fecha de entrada en vigor de la norma no tuvieran autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

La suspensión afectará a las tecnologías acogidas al régimen especial, esto es, la eólica, solar fotovoltaica, termosolar, cogeneración, biomasa, biogás, minihidráulica y de residuos, así como a las instalaciones de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el régimen especial.

La norma no tiene carácter retroactivo, es decir, no afectará a las instalaciones ya en marcha, a las primas ya autorizadas ni tampoco a las instalaciones ya inscritas en los registros de preasignación.

Asimismo, aquellas instalaciones en trámite que no estuvieran inscritas en el prerregistro en el momento de entrada en vigor de la norma, tienen la posibilidad de desistir de su solicitud de inscripción en el registro de preasignación, en cuyo caso se les devolverán íntegramente los avales depositados. Además, también se devolverán los avales a aquellas instalaciones inscritas en los prerregistros que, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la norma, opten por no llevar a cabo la ejecución de la instalación.

## **PER 2011-2020**

---

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 ha sido aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con la 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, y atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

En agosto de 2007 se superó el 85% del objetivo de incremento de 363MW previsto para el periodo 2005-2010 en el PER 2005-2010, por lo que se estableció un plazo de 12 meses durante el cual las instalaciones que fueran inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (RIPRE) tendrían derecho a la tarifa regulada establecida en el **RD 661/2007**.



Pasados estos 12 meses, mediante el **RD 1578/2008** se definió un nuevo régimen económico, además de la creación de un registro de reasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica (PREFO) que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el RIPRE a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes que potencia las instalaciones sobre edificaciones y garantiza el cumplimiento de la planificación energética.

Se establece para 2009 un cupo de potencia base de 400MW y un cupo extra de 100MW. El cupo base para 2010 es de 413MW y el extra de 60MW. A partir de 2011 no existe cupo extra y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida.

Los proyectos que concurren al PREFO deben aportar la autorización administrativa, la licencia de obras, el punto de conexión concedido por la compañía eléctrica y el resguardo de la constitución de aval en la Caja General de Depósitos de 50€/kW, en el caso de instalaciones en edificación menores de 20kW, y de 500€/kW en los demás casos.

Se establecen dos tipologías de instalaciones, una para aquellas sobre edificaciones y otra para el resto, cada una con sus correspondientes cupos y tarifas. La tipología de instalaciones sobre edificios contempla dos subgrupos de instalaciones: las menores de 20kW y las que tienen entre 20kW y 2MW. La segunda tipología agrupa al resto de instalaciones no situadas sobre edificaciones y permite instalaciones con un máximo de 10MW. Las tarifas descienden alrededor el u 10% anual, dependiendo del modo en que se cubran los cupos asignados.

El **RD 1565/2010**, de 19 de noviembre, modifica la tipología tipo I especificando que en el interior de las instalaciones debe haber un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación. Se excluyen expresamente del tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructura de invernaderos y cubiertas de balsas de riego y similares. También con respecto a la tipología tipo I el RD 1011/2009, de 19 de junio por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministros, en su disposición final cuarta amplía el límite de potencia máxima para instalaciones tipo I hasta 10MW, si bien a efectos de inscripción en una convocatoria se mantiene el límite de 2MW.

En la actualidad el **RD-L 14/2010**, de 23 de diciembre, limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho a percibir el régimen económico que tengan reconocido. Asimismo



limita de forma extraordinaria y temporal la retribución para las instalaciones con inscripción definitiva en el RIPRE anterior a 29 de septiembre de 2008 y acogidas al RD 661/2007. La limitación se realiza hasta 2013 incluido, ampliándose como contrapartida hasta 30 años el derecho a percibir las tarifas reguladas.



### Principio de Funcionamiento

Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotovoltaico.

Compuestos de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 11-12%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-19% de las células de silicio monocristalino. También existen Las células multicapa, normalmente de Arseniuro de Galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 42% con nuevos paneles experimentales.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón, creando al pasar un «hueco». Normalmente, el electrón encuentra rápidamente un hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, pues, se disipa. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión PN, entre dos capas dopadas respectivamente, P y N:

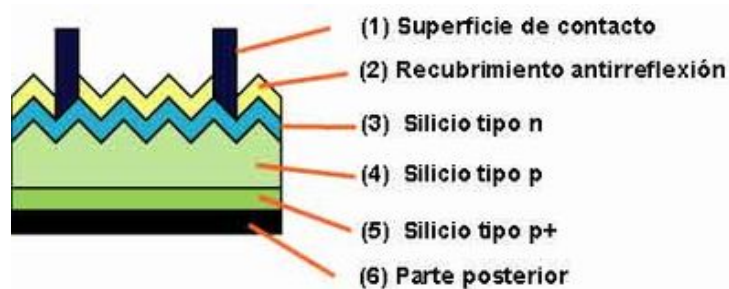


Ilustración 8.- Estructura de una célula fotovoltaica



La capa superior de la celda se compone de silicio dopado de tipo N. En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje N, como carga negativa (electrones). El material permanece eléctricamente neutro: es la red cristalina quien tiene globalmente una carga positiva.

La capa inferior de la celda se compone de silicio dopado de tipo P. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro, los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, está cargada positivamente. La conducción eléctrica está asegurada por los huecos, positivos (P).

En el momento de la creación de la unión PN, los electrones libres de la capa N entran en la capa P y se recombinan con los huecos en la región P. Existirá así durante toda la vida de la unión, una carga positiva en la región N a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga negativa en la región en P a lo largo de la unión (porque los huecos han desaparecido); el conjunto forma la «Zona de Carga de Espacio» (ZCE) y existe un campo eléctrico entre las dos, de N hacia P. Este campo eléctrico hace de la ZCE un diodo, que solo permite el flujo de corriente en una dirección: los electrones pueden moverse de la región P a la N, pero no en la dirección opuesta y por el contrario los huecos no pasan más que de N hacia P.

En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, creando un electrón libre y un hueco, bajo el efecto de este campo eléctrico cada uno va en dirección opuesta: los electrones se acumulan en la región N (para convertirse en polo negativo), mientras que los huecos se acumulan en la región dopada P (que se convierte en el polo positivo). Este fenómeno es más eficaz en la (ZCE), donde casi no hay portadores de carga (electrones o huecos), ya que son anulados, o en la cercanía inmediata a la (ZCE): cuando un fotón crea un par electrón-hueco, se separaron y es improbable que encuentren a su opuesto, pero si la creación tiene lugar en un sitio más alejado de la unión, el electrón (convertido en hueco) mantiene una gran oportunidad para recombinarse antes de llegar a la zona N (resp. la zona P). Pero la ZCE es necesariamente muy delgada, así que no es útil dar un gran espesor a la célula.

En suma, una célula fotovoltaica es el equivalente de un Generador de Energía a la que hemos añadido un diodo.



Es preciso añadir contactos eléctricos (que permitan pasar la luz: en la práctica, mediante un contacto de rejilla, una capa antirreflectante para garantizar la correcta absorción de fotones, etc.

Para que la célula funcione, y produzca la potencia máxima de corriente se le añade la banda prohibida de los semiconductores a nivel de energía de los fotones. Es posible aumentar las uniones a fin de explotar al máximo el espectro de energía de los fotones, lo que produce las células multijuntas.

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan 12V o 24V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

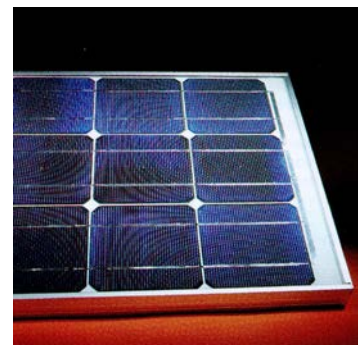
El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$
- temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  (no temperatura ambiente).

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

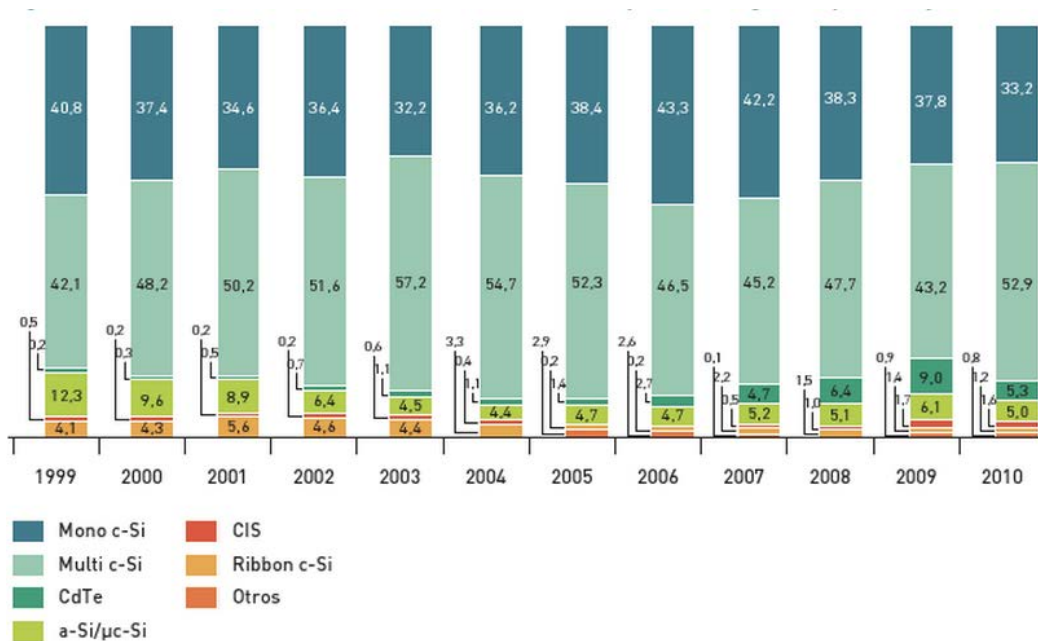
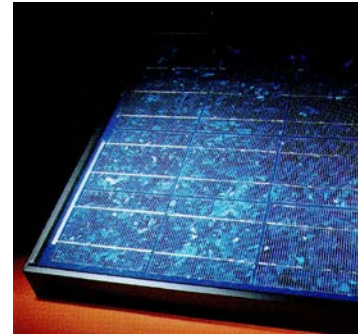
- Cristalinas
  - Monocristalinas: se obtienen cortando obleas de un solo cristal de Silicio puro; son las más eficientes (entre el 15% y el 20%), pero tienen un coste superior. Durante 2008 ocuparon el segundo lugar en volumen de mercado con el 38% del total.







- Policristalinas: se elaboran a partir de obleas formadas por muchos cristales de Silicio, son menos eficientes que las monocristalinas por su mayor grado de impurezas (entre el 10% y el 15%) pero también son más baratas.
- Capa fina: se basan en materiales con propiedades fotosensibles extremadamente delgadas de muy bajo coste. Estas células son las más eficientes en utilización de materia prima y energía durante su producción; también son menos intensivas en mano de obra y tienen una mayor capacidad de integración arquitectónica. No obstante, debe prevenirse la aparición de problemas de degradación a medio y largo plazo, y tienen una eficiencia más baja, del orden del 7% al 10%.
  - Amorfos: cuando el silicio no se ha cristalizado.



Fuente: Photon Internacional

Ilustración 9.- Reparto del mercado FV por tecnologías (fuente: Photon Internacional)



**CARACTERÍSTICAS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS**

	TECNOLOGÍA	SILICIO AMORFO		CdTe	CIGS
	CRISTALINA ESTÁNDAR	α-Si	α-Si/μ-Si		
Eficiencia actual de los módulos	13% - 19%	5,5% - 6,5%	9% - 11%	10% - 11%	8% - 11%
Precio de los módulos (€/Wp)	2,2 - 2,6	1,8 - 2	1,9 - 2,1	1,5 - 2	1,9 - 2,1
Cuota de mercado actual	90%	3,9%		2,7%	0,2%
Principales ventajas	Tecnología madura Cadena de suministro establecida	Tecnología con experiencia	Similar a procesos probados de producción de dispositivos TFT & LCD	Eficiencia relativamente alta	Fácilmente implementable en sustratos flexibles
	Alta eficiencia	Buen comportamiento frente a la temperatura		Buen comportamiento frente a la temperatura	
	Principales inconvenientes	Alta dependencia de los precios de las materias primas	Baja eficiencia	Menores expectativas de mejora de eficiencia a largo plazo	Potencial toxicidad del Cd
Experiencia limitada				Deficit potencial de telurio	Deficit potencial y elevado coste del indio
				Experiencia limitada	Experiencia limitada

Fuente: Garrigues Medio Ambiente.

Fruto de un convenio de colaboración firmado por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), a través de su Instituto de Energía Solar, la empresa Guascor Fotón y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, organismo del Ministerio de Industria, Turismo y Energía español, se ha realizado la primera instalación solar de alta concentración de silicio en explotación comercial de Europa.

Se trata de una instalación solar fotovoltaica que, frente a una convencional, utiliza una extraordinaria reducción de silicio y convierte la luz solar en energía eléctrica con muy alta eficiencia. Esta tecnología surge como forma de aprovechar al máximo el potencial del recurso solar y evitar por otra parte la dependencia del silicio, cada vez más escaso y con un precio cada vez mayor debido al aumento de la demanda por parte de la industria solar.

Desde los años 70 se han realizado investigaciones sobre la tecnología de concentración fotovoltaica de manera que ha mejorado su eficiencia hasta conseguir superar a la fotovoltaica tradicional. No fue hasta los años 2006-2007 que las tecnologías de concentración pasaron de estar reducidas al ámbito de la investigación y empezar a conseguir los primeros desarrollos comerciales. En 2008 el ISFOC (Instituto de Sistemas Solares Fotovoltaicos de Concentración) puso en marcha en España una de las mayores de este tipo a nivel mundial, conectando



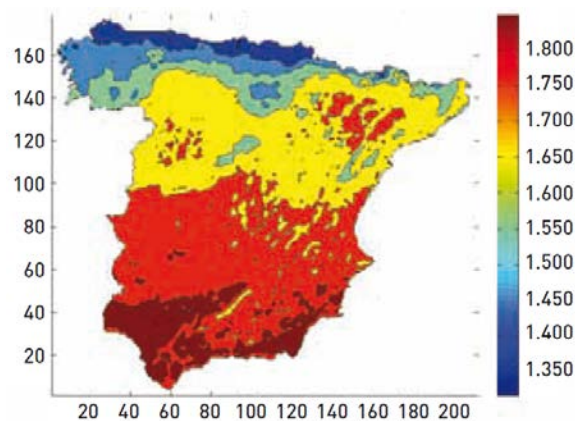
a la red 3MW de potencia. En este proyecto participaron varias empresas que utilizaban diversas tecnologías de concentración fotovoltaica (CPV).

Algunas de estas tecnologías utilizan lentes para aumentar la potencia del sol que llega a la célula. Otras concentran con un sistema de espejos la energía del sol en células de alta eficiencia para obtener un rendimiento máximo de energía. Algunas empresas como SolFocus ya han empezado a comercializar la tecnología CPV a gran escala y están desarrollando proyectos en Europa y EE.UU. que superan los 10MW en 2009.

La tecnología de concentración fotovoltaica se dibuja como una de las opciones más eficientes en producción energética a menor coste para zonas de alta radiación solar como son los países mediterráneos, las zonas del sur de EE.UU, México, Australia...

El principal objetivo de la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación de todo el sector se resume en desarrollar nuevos materiales, equipos e instalaciones completas que permitan el descenso de los costes de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico y que posibiliten una integración en el sistema eléctrico a gran escala.

El potencial para la energía solar fotovoltaica en España es inmenso, y viene determinado por el nivel de irradiación global de 1600kWh/m<sup>2</sup> al año sobre superficie horizontal, lo que nos sitúa a la cabeza de Europa.



Fuente: CENER

Ilustración 10.- Mapa de radiación global anual (fuente: CENER)



## **Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red**

Se prevé que el excedente que se pueda producir sea vertido a la red, es por esto que se dimensionará conforme a las características de estas instalaciones. A continuación desarrollaré sus principales características. Más del 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución para verter en ella su producción. Esto evita que las instalaciones necesiten baterías (no se permiten para estas instalaciones porque inyectan potencia de cortocircuito que provoca problemas en la red) y constituye una aplicación directa y eficiente de esta tecnología.

### **Componentes**

#### **Sistema de generación**

El sistema de generación de una instalación fotovoltaica conectada a red está formado por módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo para conseguir los valores de tensión y corrientes deseados. Normalmente los módulos se interconectan entre sí formando unidades denominadas grupos, que a su vez se conectan entre sí para formar el campo de paneles. Dentro de cada grupo, los módulos se asocian en serie para obtener la tensión deseada y en paralelo para la intensidad. A los módulos conectados en serie se les llama hilera o rama.

Debido a diferencias en el proceso de fabricación y a la posibilidad de que no todos los paneles tengan las mismas condiciones de temperatura y radiación (sombras de edificios colindantes, nubes,...) se hace necesario proteger el sistema mediante diodos, interruptores, fusibles y otros elementos, además de un diseño especialmente cuidadoso para eliminar todos los efectos que se puedan.

- Diodos de paso: cuando existe sombreado parcial o deterioro de un módulo, este se convierte en carga que disipa la energía producida por el resto de módulos en serie. Para evitarlo se colocan estos diodos de paso o bypass, se conectan en paralelo y con polaridad opuesta al módulo (antiparalelo) de forma que en el correcto funcionamiento del módulo no pasa corriente por el diodo, en caso contrario el diodo cambiara de polarizándose inversamente y ofreciendo un camino alternativo para la corriente generada por el resto de los módulos.
- Diodos de bloqueo: para evitar la existencia de corrientes inversas hacia los paneles y proteger las ramas débiles o deterioradas se emplean estos diodos de bloqueo conectados en serie en cada rama. Se puede



dar la situación en que las ramas más iluminadas deriven la corriente hacia las ramas menos iluminadas o deterioradas, estos diodos lo evitan.

- Cableado: deberá ser de una sección tal que permita el paso de la máxima corriente generada sin sobrecalentarse y sin presentar caídas de tensión superiores a las fijadas en la reglamentación vigente. Debe estar aislado de la intemperie y resistente a la humedad (grado IP, IK), los que se empleen para conectar los módulos deberán ser resistentes a la radiación solar (aislamiento de silicona), y los que vayan enterrados deberán tener un revestimiento de combustión lenta, resistente a la humedad, a la corrosión y a la formación de hongos.
- Varistores: son dispositivos de protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas (rayo), actuando como fusibles de tensión y se instalan en general entre los terminales positivo y negativo de una rama o asociación de ramas y entre cada uno de dichos terminales y la tierra de todas las masas metálicas del sistema fotovoltaico (tierra de protección). Van tarados a una determinada tensión y son aislantes hasta que llega a dicha tensión, momento en que se convierten en conductores, quedando inutilizados y siendo necesaria su sustitución.

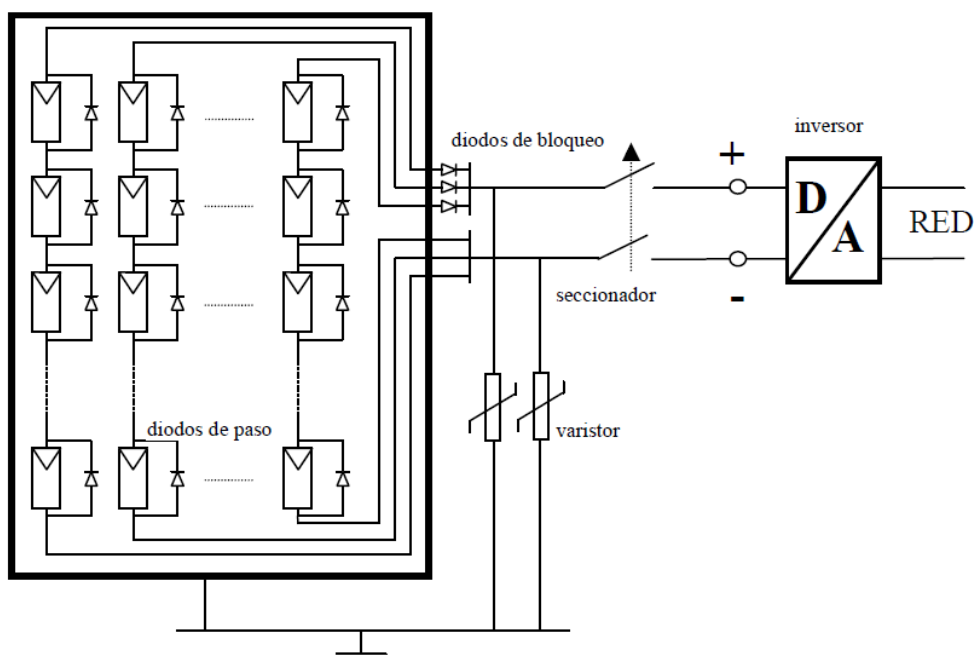


Ilustración 11.-Esquema de componentes de instalación conectada a red



## Inversor

Este equipo electrónico es el elemento central de toda instalación fotovoltaica conectada a red. Su función es convertir la corriente continua generada por las placas fotovoltaicas en corriente alterna a una tensión y frecuencia compatibles con la que circula por la red eléctrica (para nosotros a 230/400V y 50Hz). Además sincroniza la onda generada con la onda de la corriente de la red para que su compatibilidad sea total. También dispone de funciones de protección, tanto para garantizar la calidad de la electricidad vertida como de la propia instalación, y lo que es más importante, la seguridad de las personas.

Los parámetros que determinan las prestaciones de un inversor son:

- **Potencia:** determinará la potencia máxima que podrá suministrar en condiciones óptimas. El rango de potencias va desde los 50W para placas individuales a los 400W para pequeños campos o varios kW para campos más grandes. Muchos modelos permiten conectarlos en paralelo entre sí para permitir la ampliación del campo en un futuro si cambian las necesidades.
- **Fases:** normalmente los inversores de menos de 5kW son monofásicos (fase + neutro + toma de tierra), los mayores de 15kW son casi siempre trifásicos (3F+N+TT). Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica, conectándoles en estrella en el lado de CC.
- **Rendimiento energético:** los modelos que podemos encontrar en el mercado hoy en día están en torno del 90% de media. Dado que el rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos estamos a su potencia nominal y con el fin de optimizar el balance energético, es fundamental hacer coincidir la potencia pico del campo y la potencia nominal del inversor. Para evitar en la medida de lo posible la operación del inversor a media carga, la potencia pico del campo nunca debe ser menor que la nominal del inversor, una relación frecuente entre el campo y el inversor es de 1'2.
- **Búsqueda del punto de máxima potencia:** la eficiencia del sistema aumenta si el inversor trabaja al máximo. Este mecanismo obliga al generador a trabajar en una relación de tensión y corriente tales que su producto ofrezca el mayor valor posible ( $P = V \cdot I$ )
- **Protecciones:** debe incorporar algunas protecciones generales, como mínimo:
  - **Interruptor automático de la interconexión:** se trata de un dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlan la fase de la red de



distribución sobre la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y de la conexión con la red de Baja Tensión de la instalación fotovoltaica será también automático una vez se hay restablecido el servicio normal en la red.

- Funcionamiento en isla: dispositivo propio del inversor que debe evitar de forma redundante la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral (normalmente del 70% de la tensión nominal)
- Limitador de la tensión máxima y mínima
- Limitador de la frecuencia máxima y mínima (normalmente  $\pm 2\%$  50Hz)
- Protección contra contactos directos
- Protección contra sobrecarga
- Protección contra cortocircuito
- Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos conforme a norma EMC69/336/CEE
- Separación galvánica

Otras características del inversor a tener en cuenta:

- El estado de funcionamiento del inversor debería quedar reflejado en indicadores luminosos o en una pantalla (funcionamiento anómalo, avería, detención de producción por avería en la red,...)
- También sería conveniente que el inversor tuviera la posibilidad de conectarse a un ordenador para transferir los parámetros básicos de funcionamiento registrados durante un periodo de tiempo. Con los sensores adecuados podría ofrecer datos de radiación, generación solar, eficiencia,...

### **Medidas de protección**

---

La mayoría de los inversores modernos, como ya he comentado anteriormente, están equipados con todas las protecciones requeridas habitualmente por la legislación vigente, aunque algunas de ellas también pueden situarse exteriormente. Estas protecciones tienen distintas finalidades: proteger las características de la electricidad distribuida, proteger los equipos de las instalaciones eléctricas, evitar riesgos al servicio de mantenimiento de las líneas y, finalmente, evitar riesgos a los usuarios de esta energía. Conforma la normativa española, los elementos de protección necesarios son:



- Interruptor general manual: un interruptor magnetotérmico permitirá separar la instalación fotovoltaica de la red de distribución. Estará situado en una caja exterior accesible por la compañía distribuidora
- Interruptor automático diferencial: tiene como fin proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación. Podrá sustituirse por medidas complementarias de seguridad como placas, cableadas y caja de conexión de clase II
- Interruptor automático de la interconexión: se trata de un dispositivo para la desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red y sobre el cual actuarán los relés de máxima y mínima frecuencia ( $50\pm 1\text{Hz}$ ) y de máxima y mínima tensión ( $0,85U_m$ ,  $1,1U_m$ ). Estos relés controlarán la fase de la red de distribución sobre la que esté conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación será también automático una vez se haya restablecido el normal funcionamiento en la red.
- Caja de conexiones con grado de protección de clase II
- Cableado unipolar con doble aislamiento
- Un fusible en la entrada del inversor proveniente del campo fotovoltaico.

### **Puesta a Tierra (PaT)**

---

La PaT de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de PaT de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de BT y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora conforme al REBT, así como de las masas del resto del suministro.

Por último se deberán adoptar las medidas de prevención necesarias para evitar accidentes eléctricos ocasionados por contactos directos (colocación de sistemas diferenciales, separación por distancia, interposición de obstáculos, recubrimiento de partes activas,...) o indirectos (separación de circuitos, utilización de pequeñas





tensiones de seguridad, inaccesibilidad, protección por PaT, aislamiento, conexiones equipotenciales, interruptores diferenciales,...).

### Funcionamiento de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

El inversor funciona de forma totalmente automática. Al hacerse de día, el inversor mide la radiación solar y la potencia disponible en el generador fotovoltaico. Tan pronto como se alcanza el nivel de mínimo funcionamiento el inversor se pone en marcha y empieza a generar corriente. En cualquier situación anormal el inversor se para y espera a que se restablezca la normalidad para funcionar de nuevo. Cuando oscurece y la energía del campo es débil, se para y desconecta el transformador de salida para permanecer en un nivel de consumo mínimo. En nuestro caso concreto, en este momento el PDR/EDR pasaría a funcionar con la electricidad suministrada a través de la red metropolitana.

El sincronismo con la onda de la red lo regula un sistema de modulación por pulso múltiple (PWM) controlado por un microprocesador que hace un seguimiento constante de los parámetros de la red y hace las correlaciones necesarias cada poco tiempo (milisegundos). De esta manera no genera una onda modula, sino que se adapta a la onda de la red, algo que confiere una elevada seguridad para el Sistema Eléctrico de Potencia.

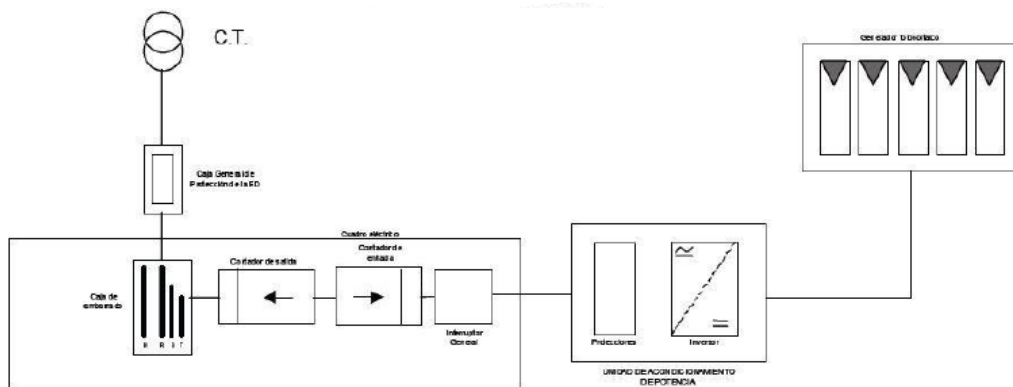


Ilustración 12.- esquema unifilar de instalación fotovoltaica conectada a red



## Pérdidas y Factor de Rendimiento

### Pérdidas

Las pérdidas de la instalación provienen de diversas causas, destacan:

- Tolerancia: el margen de error en los valores de potencia nominal del módulo fotovoltaico (normalmente entre un 3 y un 5%)
- Degradación: según la calidad del módulo, la degradación a lo largo de su vida útil estaría entre el 3 y el 7% en células de silicio de baja calidad, y por debajo del 2% en productos de alta calidad. De considerarse una pérdida de potencia por el paso del tiempo, esta debe ser mínima.
- *Mismatch*: la conexión en serie de módulos con potencias no exactamente iguales produce pérdidas, al quedar limitada la intensidad de la serie a la que permita el módulo de menor corriente (o *mismatch* en inglés). Los fabricantes de módulos suelen darlos ya clasificados en los grandes pedidos.
- Dispersión de características: la potencia del módulo se mide en condiciones de iluminación específicas; en operación, en el módulo incidirá una radiación distinta a la del ensayo (no será perpendicular y con un espectro estándar AM 1.5). Esto da lugar a unas pérdidas angulares y espectrales.
- Polvo y suciedad: la potencia de salida del módulo disminuirá debido al polvo y la suciedad que probablemente se depositara sobre su superficie. Si el módulo está inclinado más de 15º y no se producen suciedades localizadas, estas pérdidas serán pequeñas y normalmente no superiores a un 3%.
- Temperatura: se produce una pérdida de potencia cuando el modulo trabaja con las células a temperaturas mayores de los 25ºC con los que se midió en la fábrica, estimándose en un 0'5% de potencia por cada grado que aumenta su temperatura para el caso de módulos de silicio cristalino.
- Sombreado: las pérdidas por el sombreado sobre la superficie de las células serán normalmente nulas, ya que en el proyecto y la instalación se habrá tenido en cuenta este factor, pero puede que el propio diseño tolere sombreados parciales en las horas extremas del día.
- PMP: las pérdidas del inversor y del dispositivo de seguimiento del Punto de Máxima Potencia están comprendidos entre un 4 y un 10%, excluyendo inversores sin transformador o de muy bajo rendimiento.



- Caídas de tensión del cableado: estas pérdidas suelen ser pequeñas y se eliminan fácilmente aumentando la sección de los cables.
- Disponibilidad: si la instalación está fuera de servicio estamos incurriendo en importantes pérdidas y estamos afectando significativamente el rendimiento global de la misma. El mantenimiento correcto y rápido de las instalaciones es importante para conseguir una disponibilidad que debería estar en torno del 98% del tiempo total de asolación en una instalación con un mantenimiento correcto, o incluso mayor en grandes instalaciones.
- Líneas eléctricas: deben también tenerse en cuenta las pérdidas en la transformación de tensiones y las de las líneas de la conexión con la red.

Las pérdidas son inevitables, pero si pueden minimizarse en la medida de lo posible con un buen diseño y dimensionamiento.

Tabla 1.- Pérdidas en instalación fotovoltaica (fuente: ASIF)

	Óptimo (%)	Medio (%)	Peor (%)
Tolerancia del módulo/perdidas con el tiempo	0	3	5
Dispersión de características	0.5	3.8	7
Polvo y suciedad	0.5	2.7	5
Aumento de temperatura	3	6.5	10
Sombreado	0	1	2
Caídas de tensión en cables CC	0.5	0.8	1
Rendimiento del inversor/PMP	4	7	10
Caídas de tensión en cables CA	0.5	0.8	1
Disponibilidad	1	2.4	4
TOTAL	10	28	45

Las pérdidas totales nos permiten hallar el rendimiento real de nuestra instalación, que será el producto del rendimiento teórico por la diferencia entre 100 y las pérdidas totales.



## Factor de Rendimiento Total

Se trata de un indicador de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico independiente de la insolación que reciben, y expresa el cociente entre el rendimiento real y el teórico (en inglés Performance Ratio o PR). Sólo depende de las pérdidas totales y se puede hallar como la diferencia entre 100 y las pérdidas totales.

Tabla 2.- Factor de rendimiento total (fuente: ASIF)

Optimo (%)	Medio (%)	Peor (%)
90	72	55

El PR se sitúa en valores del 72%, otros valores alejados de éste deben ser estudiados con detenimiento para verificar su adecuación al diseño concreto. Valores optimistas son improbables dados los muchos factores que inciden en el rendimiento, y más teniendo en cuenta que las pérdidas son inevitables.

## Clasificación de instalaciones conectadas a Red

### Fotovoltaica en edificación

Las ciudades son lugares de uso intensivo de energía. También son lugares con una gran superficie construida disponible para la generación de electricidad fotovoltaica. Los sistemas fotovoltaicos en edificios ofrecen oportunidades para producir electricidad sin ocupar suelo urbano, contribuyendo a la demanda energética en origen. De esta forma podemos transformar las ciudades en productores de electricidad y además añadir una nueva textura arquitectónica a la urbe sin necesitar un uso específico del suelo.

Algunas ventajas que presentan estos sistemas frente a las centrales de generación son:

- Generación en el punto de consumo, ahorrando en pérdidas por conducción y distribución
- Ahorro de terreno
- Adecuación de la potencia del sistema a las necesidades locales de consumo
- Ahorro de material de construcción si integramos los módulos en el edificio
- Preservación del paisaje natural y escaso impacto visual
- Ayuda a la difusión de la energía solar fotovoltaica



La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas en edificios se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera que un creciente número de instalaciones se integren directamente en el cerramiento de los inmuebles, incorporándose a tejas y otros materiales de construcción. Las instalaciones sobre tejados son de pequeño o mediano tamaño, de 5 a 200kW, aunque ya se están alcanzando los 2 o 3MW.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas. Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan diseño e innovación al edificio al tiempo que producen electricidad. Así mismo puede integrarse en otros elementos de la construcción: lamas y parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas,... Esta será la opción preferida por la que nos decantaremos para el objeto de este proyecto.

A la hora de elegir entre una alternativa y otra hay que tener en cuenta el coste, la energía que se producirá, el efecto visual, la accesibilidad para tareas de mantenimiento y el antivandalismo.

### ***Cubiertas inclinadas***

---

Tienen una inclinación que puede ser óptima en muchas latitudes de interés (entre 30 y 45º) para la ubicación de módulos fotovoltaicos. Si se trata de una cubierta ya existente bastaran unos anclajes para sujetar la estructura soporte, fabricada en un material resistente a la intemperie (preferentemente Aluminio). También hay que tener en cuenta que los cables van a estar expuestos a la intemperie, por lo que hay que protegerlos adecuadamente.

Sin embargo, el montaje integrado en cubiertas durante la construcción del edificio resulta más estético y ahorra costes, sustituyendo elementos de las cubiertas convencionales. Para su perfecta integración, los módulos se instalan sin marco (laminados) en combinación con tecnologías de montaje convencionales de la construcción con laminados de vidrio. El cableado ya no debe ir a la intemperie. Es conveniente dejar espacio detrás de los módulos para una correcta ventilación que evite la condensación y el sobrecalentamiento. También hay que mencionar las tejas fotovoltaicas, que ya ofrecen algunos fabricantes, aunque su coste es algo mayor que las soluciones laminadas.



### **Cubiertas horizontales**

---

En cubiertas horizontales o azoteas pueden instalarse los módulos utilizando las técnicas convencionales que permiten fijar libremente la inclinación y orientación de las estructuras soporte. Otras ventajas que ofrecen estas superficies son el fácil acceso a los módulos para su mantenimiento y la baja visibilidad desde el nivel de la calle, disminuyendo el impacto visual y el vandalismo.

En Europa están apareciendo nuevos diseños de estructuras soporte para colocar sobre cubiertas planas recurriendo a materiales alternativos más baratos y/o fáciles de fijar a las cubiertas (hormigón, fibrocemento, polietileno,...). Estos elementos son modulares y de baja altura, lo que los hace prácticamente invisibles, incluso desde edificios colindantes. Incluso la propia estructura contiene y protege el cableado.

### **Fachadas**

---

Existen múltiples ejemplos de fachadas fotovoltaicas en Europa, tanto con módulos de silicio amorfo como cristalino. Algunas ventajas adicionales de la integración en fachadas frente a las cubiertas son la posibilidad de integrar de forma muy convincente los módulos como elementos constructivos, los ahorros potenciales en los materiales constructivos pueden ser de hasta un 60%, es una aplicación de las energías renovables en el medio urbano y puede utilizarse en la renovación de las grandes urbes europeas, de especial interés para la Unión Europea.

Los módulos semitransparentes, aparte de generar electricidad, pueden realizar funciones de iluminación, dejando pasar parte de la luz a su través. La transmisión de luz puede ser uniforme si se trata de módulos de silicio amorfo, o discontinua si se utilizan módulos cristalinos al dejar estas pasar la luz por los huecos que dejan entre ellas, pudiendo originar efectos de muy diversos tamaños y formas.

### **Cubiertas semitransparentes**

---

En las cubiertas semitransparentes, construidas con perfiles de Aluminio, los elementos de material vidriado pueden sustituirse por módulos semitransparentes, ya que suelen estar bastante bien orientados a la luz solar directa.



### **Elementos de sombra**

---

Otras estructuras constructivas que resultan de interés para ser sustituidas por elementos fotovoltaicos son aquellos que crean sombra en la fachada de los edificios, entre los que se encuentran los voladizos, cobertizos o marquesinas, que pueden dar un sombreado total o parcial. Las ventajas que presentan estos elementos frente los de fachada vertical son una mejor ventilación y una inclinación más conveniente para la generación de energía. Esta variante presenta un especial interés para los propósitos del presente proyecto.

También se deben considerar los efectos visuales que producen los paneles: si se utilizan módulos de silicio amorfo se conseguirán superficies de aspecto homogéneo, que podrán ser opacas o semitransparentes. En cambio, si se opta por la tecnología cristalina convencional, las células serán completamente opacas, de aspecto homogéneo, y color gris oscuro si es silicio monocristalino, y más heterogéneas y azuladas si es silicio policristalino. Podemos jugar con la transparencia y el color para crear distintos efectos estéticos que embellezcan la instalación y el entorno.

Finalmente, otros factores a tener en cuenta son el coste de los materiales y de su instalación tanto desde el aspecto mecánico como eléctrico, su durabilidad, atractivo estético, combinación arquitectónica,...

### **Fotovoltaica en suelo**

---

Las plantas fotovoltaicas sobre suelo utilizan mayoritariamente tierras de poco valor, de escaso o nulo rendimiento agrícola o degradadas que no son aptas para otros usos.

Sobre un terreno las instalaciones fotovoltaicas pueden adquirir cualquier tamaño gracias a la modularidad de esta tecnología. A medida que el tamaño de la planta crece, se aplican mayores economías de escala que redundan en una mayor reducción de costes y por consiguiente una mayor rentabilidad, aunque se deben buscar emplazamientos alejados de los centros de consumo, perdiéndose por ello el carácter de generación distribuida y sufriendo pérdidas en las redes de distribución.

Estas instalaciones pueden orientarse con inclinaciones óptimas y posibilitan el uso de seguidores para capturar mejor la radiación solar. Los seguidores pueden aumentar la captura de radiación y por tanto, la producción eléctrica entre un 25 y un 40%, pero los costes iniciales y el mantenimiento son también más elevados que en las instalaciones de estructura fijas.



En España el desarrollo del sector se ha centrado en la construcción de plantas fotovoltaicas en suelo por varias razones, como la falta de información e incentivos para los inmuebles y el segmento residencial, las trabas administrativas, la sencillez y mayor rentabilidad,...

### **Centrales fotovoltaicas**

---

Son instalaciones de grandes potencias de captación promovidas, en su mayor parte, por las compañías eléctricas, destinadas a la producción de energía eléctrica, con el fin de inyectarla en la red general de distribución.

Estas centrales se caracterizan casi exclusivamente por su gran tamaño, sin que existan diferencias notables al compararlas con otro tipo de aplicaciones. En muchos casos están formadas por varias unidades más o menos independientes. Por otro lado, es usual la utilización de sistemas de seguimiento solar en un solo eje, o de sistemas de concentración, con el fin de mejorar el rendimiento del campo.

En ciertos casos pueden emplearse colectores de diseño específico y grandes potencias unitarias (hasta 500Wp por modulo) con el fin de facilitar las labores de anclaje y conexión, aunque los módulos convencionales siguen utilizándose en su mayor parte.



*Ilustración 13.- Planta solar fotovoltaica Tudela*



*Ilustración 14.- Planta solar Fotovoltaica de Toledo (Fuente: Toledo PV)*





### **Huertas solares**

Una huerta solar está formada por varias instalaciones solares, cada una de un titular diferente, ubicadas en un mismo terreno. Las huertas solares están formadas por grupos de inversores independientes que se asocian para compartir gastos comunes (mantenimiento, seguridad, trámites administrativos,...) aumentando la rentabilidad.

### **Olas solares**

Surgen como una forma de hacer frente a la frustración de que el ciudadano de a pie quede fuera del sistema de renovables si tiene pocos recursos. Se trata de inversiones pequeñas de en torno a los 3000 o 5000€, orientado a que los participantes lo consideren como un gesto de compromiso contra el cambio climático y como ejemplo a futuras generaciones. Se trata de una actividad ética, solidaria y sostenible, que permita al ciudadano compensar las emisiones de CO<sub>2</sub> del consumo personal o familiar de electricidad no renovable.

Hasta hace poco tiempo, esta tecnología estaba reservada para emplazamientos aislados a los que era difícil hacer llegar la red de distribución y transporte, o no era rentable para dar suministro a un cliente aislado. Sin embargo, la continua investigación en este campo, el abaratamiento y mayor eficacia de los equipos, las subvenciones totales o parciales a nivel regional, nacional e internacional han permitido su implantación y desarrollo actuales, configurándose como una alternativa competitiva.

### **Arquitecturas en la conexión a red**

Los sistemas conectados a red presentan una arquitectura que tradicionalmente ha consistido en un conjunto de módulos conectados en serie a un inversor central (tecnología *string* o centralizada). Sin embargo, son cada vez más los sistemas conectados a la red por medio de módulos AC o paneles conectados a un inversor (uno por módulo). Son los sistemas modulares y ofrecen muchas ventajas y algún que otro inconveniente frente a la arquitectura *string*. Dentro de los sistemas modulares, se están desarrollando en los últimos años convertidores DC/DC aplicados a cada módulo fotovoltaico, que ofrecen las ventajas de una y otra tecnología.

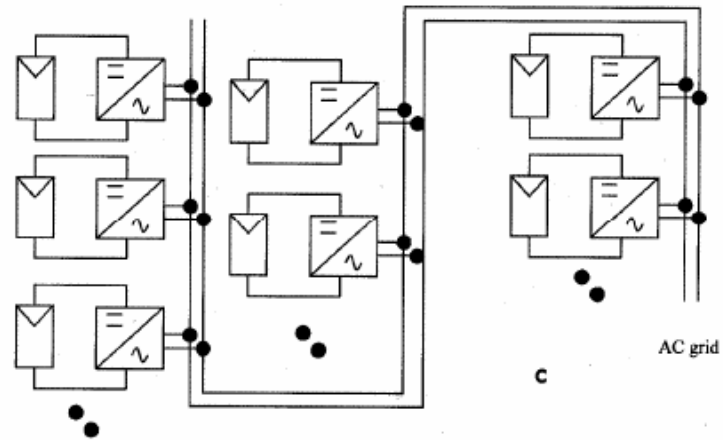


Ilustración 15.- Arquitectura modular DC/AC

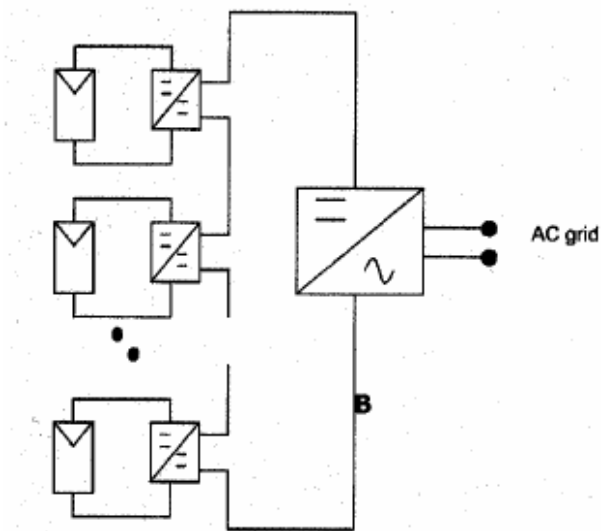


Ilustración 16.- Arquitectura modular DC/DC

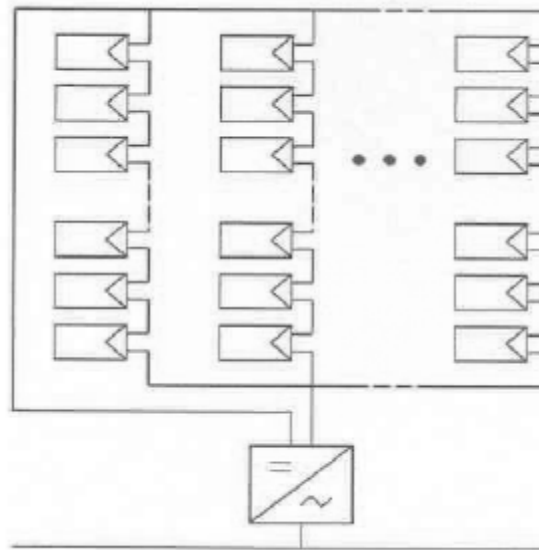


Ilustración 17.- Arquitectura string

### Ventajas de la arquitectura modular frente a la centralizada

En cuanto a la producción de energía, la tecnología modular presenta una mejor optimización de cada módulo, ya que cada uno de ellos tiene el MPPT. Esto aumenta la eficiencia del sistema y permite el montaje de sistemas en estructuras no coplanarias como curvas de automóviles o tejados, sin aumentar las pérdidas adicionales por desadaptación.

En cuanto al funcionamiento del sistema propiamente dicho:

- Tanto los convertidores DC/DC como los inversores DC/AC para módulos se pueden producir en serie y estandarizar su producción, abaratando el coste de los equipos
- Aumenta la fiabilidad del sistema fotovoltaico debido a la redundancia de equipos. Esto no es totalmente cierto en los convertidores DC/DC ya que hace falta un inversor DC/AC para verter en la red.
- Mejor monitorización del sistema fotovoltaico, ya que las funciones de adquisición de datos están integradas en el propio módulo. Supone la eliminación de una gran cantidad de instrumentos externos y simplifica el diagnóstico de averías. Puesto que cada módulo incorpora un microprocesador, se puede monitorizar su comportamiento y enviar la información a una sala central informatizada, permitiendo conocer en tiempo real el estado de cada módulo. En la arquitectura *string*, este es el problema más grave por el cableado y equipos adicionales que precisa para el mismo grado de monitorización.



- Posibilita la mezcla de módulos de diferentes tecnologías en un mismo sistema fotovoltaico. Cada módulo tiene asociado su propio convertidor aislado del resto, de tal forma que se pueden utilizar potencias y tecnologías diferentes para cada módulo, facilitando así futuras ampliaciones por ejemplo.
- Mayor protección de los módulos, ya que se pueden aplicar conceptos de protección inteligente a cada módulo. Por ejemplo, cuando un módulo está parcialmente sombreado, en lugar de funcionar el diodo bypass, la electrónica es capaz de entregar la potencia que dé el panel en ese momento sin necesidad de que sea la máxima que pueda entregar.

Adicionalmente, los módulos AC presentan ventajas derivadas de la inexistencia de conexiones DC entre los módulos:

- Desaparece la necesidad de experiencia en cableado DC durante la instalación del equipo
- No son necesarios equipos DC de seguridad, lo que reduce el coste y la complejidad de la instalación.

### ***Inconvenientes de la arquitectura modular frente a la centralizada***

---

Se destacan los siguientes:

- Tanto los inversores como los convertidores van instalados en la parte trasera de los paneles, por lo que están expuestos a las mismas condiciones climatológicas que estos, provocando un acortamiento en su tiempo de vida.
- Pueden aparecer problemas de ruido e interferencias debido a la frecuencia de conmutación en las instalaciones en las que el número de módulos es grande. Esto puede provocar errores en las comunicaciones.
- Los inversores pequeños son menos eficientes en términos de porcentaje.
- El coste del ciclo de vida del producto es aún muy elevado, es más barato un inversor grande que varios pequeños.
- En cada uno de los inversores se debe incluir el filtrado, control y protecciones que en otro caso están centralizados en el inversor central. Los convertidores no tienen este problema.
- La interferencia electromagnética resulta más complejo en un sistema AC distribuido.



### Formas de conectarse a la red

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna. El inversor cumple además otras funciones, tal y como ya he explicado con anterioridad: monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anómalo. También permite dos formas de conectarse a la red:

- Facturación neta: la electricidad se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan en la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de la electricidad que suministra la compañía eléctrica, que solo entraría en juego cuando la producción de los paneles no es suficiente para cubrir la demanda. Sin duda, esta es la opción que se ajusta a nuestras necesidades.

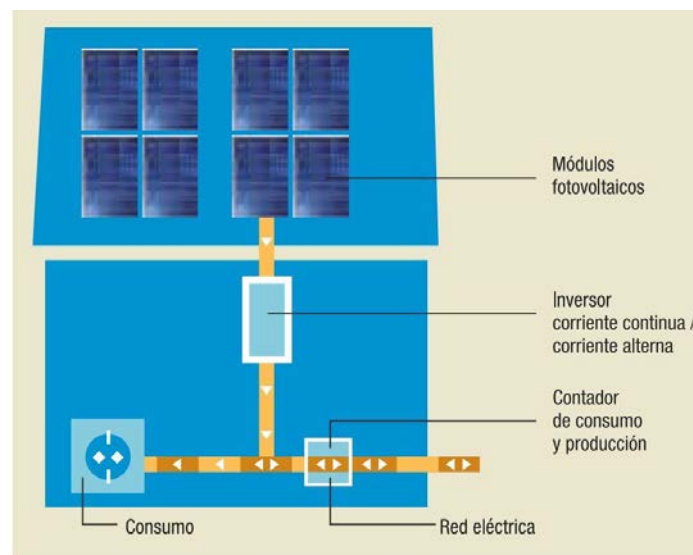


Ilustración 18.- Facturación neta

- Tarifa fotovoltaica: en los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta en sus redes y existe una tarifa para recompensar el kWh de origen fotovoltaico, como es el caso de España, el sistema solar se puede conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecte el 100% de la energía producida.

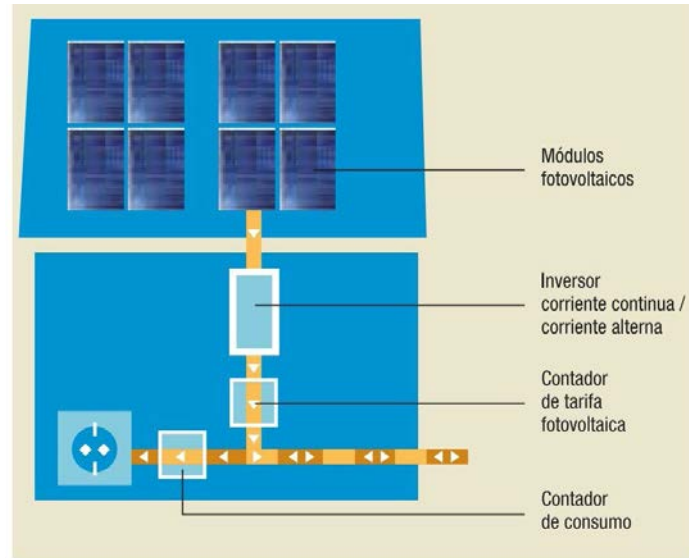


Ilustración 19.-Tarifa fotovoltaica

En la práctica, los dos métodos logran que la electricidad generada sea consumida en el lugar que se produce, sin embargo financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad, en España además hay que hacer todos los trámites de una actividad económica sea cual sea el tamaño de la instalación; en el caso de facturación neta lo que se obtiene es un ahorro del consumo que no conlleva ningún trámite burocrático.

En nuestro caso permite que una buena parte de la energía que necesitan los equipos para la recarga de los vehículos eléctricos no provenga de la red general, con las consecuencias ya descritas en el apartado de Introducción y Justificación del presente proyecto.



## ***Régimen económico de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red***

### ***Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero***

En los últimos años, el crecimiento que las tecnologías incluidas en el régimen especial ha permitido superar con creces en 2010 los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la tecnología eólica y en particular para las tecnologías solar termoeléctrica y solar fotovoltaica.

Este elevado desarrollo no está exento, sin embargo, de crítica. La superación de los objetivos, ha puesto de manifiesto un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, suponiendo un incremento del sobrecoste para el sistema en concepto de primas para las tecnologías solares de más de 2000 millones en 2010, cifra que se incrementará en 2000 millones de euros anuales a partir de 2014.

El Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir. De este modo el citado real decreto-ley establece, a partir de 2013, el principio de suficiencia de los peajes de acceso para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas de modo que, a partir de dicho momento, no pueda aparecer déficit tarifario.

Posteriormente, y como consecuencia de la aparición de una serie de circunstancias sobrevenidas, entre otras, la caída significativa de la demanda durante 2010 y el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables por las favorables condiciones climatológicas, que tuvieron una importante incidencia sobre los parámetros de previsión de déficit tarifario del sistema eléctrico, se adoptaron nuevas medidas con carácter de urgencia, en el Real Decreto-ley 14/2010 para abordar al corrección del referido déficit tarifario del sistema eléctrico.

Sin embargo, las medidas adoptadas hasta la fecha no resultan suficientes, poniendo en riesgo el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013.



El déficit tarifario constituye en sí mismo una barrera para el adecuado desarrollo del sector en su conjunto y en particular para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y alta eficiencia.

Por otro lado, los objetivos de potencia para el año 2020 recogidos en el recientemente aprobado Plan de Energías Renovables permiten al Gobierno disponer de un holgado margen de maniobra en la fijación de la senda de implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables desde el momento actual.

A ello hay que añadir que la capacidad de generación instalada en este momento es suficiente para asegurar la cobertura de la demanda prevista para los próximos años.

Así, no resulta imprescindible en este momento continuar con las tasas anuales de implantación de estas tecnologías para lograr al final de la década los objetivos previstos.

La compleja situación económica y financiera aconseja la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, al menos hasta la solución del principal problema que amenaza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico: El déficit tarifario del sistema eléctrico.

Estas medidas son coherentes con las medidas de ajuste que se están llevando a cabo con objeto de retomar la senda de crecimiento de nuestra economía. Por otra parte, el modelo de generación distribuida, con el acercamiento del coste de producción de estas tecnologías al coste de consumo para los segmentos de menor escala, cobra cada vez mayor importancia. Así, el procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad cuya regulación está en curso, constituye una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica.

Resulta necesario diseñar un nuevo modelo retributivo para este tipo de tecnologías que tenga en cuenta el nuevo escenario económico, promoviendo la asignación eficiente de los recursos a través de mecanismos de mercado. De este modo, se trata de articular a futuro un sistema que favorezca la competitividad del mercado a través de mecanismos similares a los utilizados en otros países de la Unión Europea y que garanticen la viabilidad futura del Sistema.





Asimismo, los nuevos marcos deberán incentivar la reducción de costes aprovechando la pendiente de la curva de aprendizaje y propiciando la captura de la maduración de la tecnología de manera que reviertan éstos en los consumidores.

De acuerdo con lo expuesto se ha considerado oportuna la supresión de los regímenes económicos incentivadores para ciertas instalaciones de régimen especial y para ciertas instalaciones de régimen ordinario de las mismas tecnologías, así como la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para las mismas, de forma que pueda acometerse la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable. En la adopción de dicha medida, el Gobierno ha optado por limitar su alcance a las instalaciones de régimen especial que no hayan obtenido aún la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, con excepción de aquellos supuestos en que dicha circunstancia sea consecuencia del incumplimiento del correspondiente plazo de resolución por la Administración. En similar sentido, en lo que concierne a las instalaciones de régimen ordinario, no sometidas al mecanismo de preasignación, se ha decidido limitar el alcance de la medida en términos que excluyan su incidencia sobre inversiones ya ejecutadas.

Esta medida debe adoptarse además con carácter de urgencia. En este momento se encuentran pendientes de resolución las cuatro convocatorias de preasignación fotovoltaica correspondientes al año 2012, por una potencia cercana a los 550 MW. En efecto, la inevitable dilación en el tiempo de la adopción de esta medida que supondría su tramitación por el cauce normativo ordinario determinaría, inevitablemente, la entrada en el sistema de 550 MW fotovoltaicos adicionales y el riesgo de un efecto llamada para aquellas tecnologías cuyos objetivos no han sido cubiertos: Cogeneración, biomasa, biogás, hidráulica y residuos.

Este real decreto-ley mantiene el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de enero de 2012,



DISPONGO:

**Artículo 1. Objeto.**

Constituye el objeto de este real decreto-ley:

La supresión de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial que se detallan en el artículo 2.1.

La suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado.

**Artículo 2. Ámbito de aplicación.**

El presente real decreto-ley será de aplicación a las siguientes instalaciones:

Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Aquellas instalaciones de régimen especial de tecnología fotovoltaica que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Aquellas instalaciones de régimen ordinario que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

El presente real decreto-ley no será de aplicación a las instalaciones de régimen especial que hubieran presentado solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, cuando el correspondiente plazo de resolución, en virtud de lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 42 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, hubiera ya vencido a la fecha de su entrada en vigor.



**Artículo 3. *Supresión de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones.***

Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley.

Se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, regulados en los artículos 28 y 29, respectivamente, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley.

Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 1 y 2 de este artículo, el Gobierno podrá establecer reglamentariamente regímenes económicos específicos para determinadas instalaciones de régimen especial, así como el derecho a la percepción de un régimen económico específico y, en su caso, determinadas obligaciones y derechos de los regulados en los apartados 1 y 2 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 23 de noviembre, del Sector Eléctrico, para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW.

Para la determinación de los regímenes económicos específicos se podrá tener en cuenta la potencia instalada, el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, la producción de calor útil económicamente justificable y los costes de inversión y de operación, el tipo de energía primaria empleada, teniendo en cuenta unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales

**Artículo 4. *Suspensión del procedimiento de preasignación de retribución.***

Queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto-ley.



Queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de las solicitudes de instalaciones de tecnología fotovoltaica que hubieran sido presentadas a las convocatorias correspondientes a 2012.

Del mismo modo, queda sin efecto la celebración de las convocatorias de preasignación correspondientes al año 2012 y sucesivos.

Los titulares de las instalaciones de régimen especial incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley a las que, a su entrada en vigor, no les hubiera sido resuelta su solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, podrán, dentro del plazo de dos meses a contar desde la fecha de dicha entrada en vigor, desistir de su solicitud de inscripción en el referido registro, y en su caso, desistir también de su solicitud de acceso a la red, interesando la devolución de los avales que hubieran depositado al amparo de lo previsto en de los artículos 59 bis y 66 bis del 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, del artículo 9 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, así como del artículo 4.3.i del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, sin que, haya lugar, en virtud de ese desistimiento, a la ejecución de las tales garantías.

Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 1 y 2 de este artículo, el Gobierno podrá restablecer reglamentariamente la inscripción en el Registro de preasignación de retribución cuando el contexto energético así lo requiera.

*Disposición adicional única. Devolución de los avales depositados para las instalaciones de régimen especial que hubieran sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución y no fueran a ejecutarse.*

Los titulares de las instalaciones de régimen especial inscritas en el Registro de preasignación de retribución que opten por no llevar a cabo la ejecución de la instalación, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, siempre que el plazo de inscripción definitiva y venta de energía no hubiera vencido, podrán renunciar a la inscripción en el citado Registro de preasignación de retribución, sin que esto les suponga la ejecución de los avales que hubieran depositado al amparo de los artículos



59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, del artículo 9 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, así como del artículo 4.3.i del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

Disposición transitoria única. *Instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para una modificación sustancial con fecha anterior a la entrada en vigor del presente real decreto-ley.*

La derogación del apartado 4 del artículo 4 y del artículo 4.bis del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, prevista en la disposición derogatoria única, no será de aplicación a aquellas instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para la modificación sustancial de la misma, en los términos regulados en el citado artículo 4 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con fecha anterior a la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogados, el apartado 4 del artículo 4 y el artículo 4 bis del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, así como cuantas otras disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto-ley.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Lo dispuesto en el presente real decreto-ley tiene carácter básico al dictarse al amparo de las competencias que corresponden al Estado en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

Se autoriza al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de este real decreto-ley.



### **Instalación Solar Fotovoltaica Aislada de Red**

Por sus características, la fotovoltaica es la solución perfecta para llevar electricidad a las áreas rurales remotas, alejadas de las infraestructuras eléctricas habituales: es fiable, no necesita combustibles, es de un mantenimiento sencillo y de bajo coste y puede adaptarse a cualquier situación o necesidad concretas.

Por todo esto, la generación solar fotovoltaica es la mejor forma de llevar electricidad a bajo coste a muchos miles de millones de personas que no tienen acceso a la energía proporcionando alumbrado, comunicaciones, estaciones de bombeo de agua,...

### **Elementos de una instalación fotovoltaica aislada**

Los principales elementos que constituyen las instalaciones solares fotovoltaicas son los paneles captadores, los acumuladores o baterías, los reguladores de carga, los adaptadores de corriente o inversores y otros equipos accesorios.

Como puede observarse, salvo las baterías y los reguladores de carga que regulan la carga de las baterías, el resto de los elementos son comunes con las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red ya explicadas en el apartado anterior salvo características técnicas concretas que los caracterizan para cada una de las aplicaciones, por lo que nos centraremos en los elementos nuevos ya citados.

### **Acumuladores o baterías**

La energía solar llega a la Tierra de una forma variable no solo respecto al día y la noche, sino también a la época del año, condiciones meteorológicas, ... Algunas de estas variaciones son perfectamente predecibles como las estaciones o la duración de la noche, pero no ocurre así con la nubosidad que es completamente aleatoria, lo que hace necesario la utilización de baterías capaces de alimentar el consumo previsto inicialmente durante los días que dure la perturbación o el periodo de tiempo durante el que no estará disponible la fuente de energía (en nuestro caso particular el Sol): durante la noche, la menor generación durante los meses de menor cantidad de horas de sol, ...

La batería es un dispositivo capaz de transformar energía potencial de origen químico, normalmente mediante reacciones de electrolisis, en energía eléctrica. La capacidad de una batería se define como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado midiéndose en amperios/hora (Ah).



### ***Reguladores de carga***

---

El regulador tiene como misión fundamental impedir que la batería continúe recibiendo energía de los paneles una vez que ha alcanzado su máxima capacidad de carga. Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga, con el fin de evitar que se agote en exceso la carga de la batería permitiendo que esta reciba de nuevo energía procedente de los paneles si estos reciben radiación solar.



## Tecnologías de PDR/EDR

TEMPER. Tecnología CARDylet  

Temper se fundó en 1978, con sede social en la calle Cimadevilla, en Oviedo (España). Están especializados en el diseño, producción y comercialización de productos, equipos y servicios profesionales para la distribución, protección, análisis y control de la energía eléctrica en la industria y sectores residencial y terciario. Está estructurado en tres unidades de negocio: Residencial y Terciario; Energía, Infraestructuras, Industria y Movilidad Sostenible; y Consumo.

Actualmente las firmas de automóviles están sacando al mercado un número cada vez más significativo de coches eléctricos, a pesar de que en los últimos 20 años ya ha habido varios intentos fallidos, ahora, por las diferentes apuestas de la administración y de los fabricantes de coches y baterías, todo nos hace pensar que es la definitiva. ¿Por qué? La respuesta la encontramos en las baterías, anteriormente nunca se contaba con unas baterías que dieran las suficientes garantías como para que un coche pudiese funcionar solo con electricidad durante muchos kilómetros, además no existía la mentalidad de sostenibilidad energética que tanto ha calado hoy en día. Hoy, por primera vez, se dan todas las condiciones que hacen posible la electrificación del transporte: el desarrollo de las baterías de ión-litio y otros materiales, permiten la autonomía necesaria.

El desarrollo de las energías renovables, especialmente la eólica puede suministrar la electricidad necesaria, sin emisiones de CO<sub>2</sub> y a un coste razonable e inferior al de la gasolina o el gasóleo.




Las razones para hacerlo son bastante obvias: la inseguridad del abastecimiento del petróleo (el 95% de la energía consumida en el transporte proviene del petróleo), los altos precios y sus consecuencias sobre el déficit comercial y la inflación, las emisiones de CO<sub>2</sub> la contaminación atmosférica, el ruido, teniendo en cuenta que hoy en día circulan 800 millones de vehículos y cada año habrá más por el rápido desarrollo de las economías de China e India entre otros países, con lo cual ahora se hace necesario dar una solución viable y complementaria y esa es la del Automóvil Eléctrico conectado a la red, siempre y cuando la mayor parte de la electricidad provenga de las energías renovables, y muy especialmente de la eólica o fotovoltaica.





## Configuraciones

Tabla 3.- Características tecnología CARdynet (Fuente: Temper SAU)

Nombre	CARDylet Urban	
	Uso	Vía pública
	Descripción	Incorpora dos tomas de carga (Schuko y CEE), contador de energía y sistema de identificación por radiofrecuencia para la autorización de la recarga y pago de la misma.
	Grado de protección	IP44 (UNE 20234), IK09 (UNE-EN 50102)
	Tensión nominal	240V
	Intensidad nominal	16A
Nombre	CARDylet PS	
	Uso	Estaciones de servicio
	Descripción	Incorpora dos tomas de carga (Schuko y CEE), contador de energía y sistema de identificación por radiofrecuencia para la autorización de la recarga y pago de la misma.
	Grado de protección	IP44 (UNE 20234), IK09 (UNE-EN 50102)
	Tensión nominal	240V
	Intensidad nominal	16A
Nombre	CARDylet Park	
	Uso	Parking público
	Descripción	Incorpora dos tomas de carga (Schuko y CEE), contador de energía y sistema de identificación por tarjeta de pago.
	Grado de protección	IP44 (UNE 20234), IK09 (UNE-EN 50102)
	Tensión nominal	240V
	Intensidad nominal	16A
Nombre	CARDylet G	
	Uso	Garajes comunitarios
	Descripción	Incorpora dos tomas de carga (Schuko y CEE), contador de energía y sistema de identificación por radiofrecuencia para la autorización de la recarga y pago de la misma.



Grado de protección	IP44 (UNE 20234), IK09 (UNE-EN 50102)
Tensión nominal	240V
Intensidad nominal	16A

Nombre

CARDylet Home



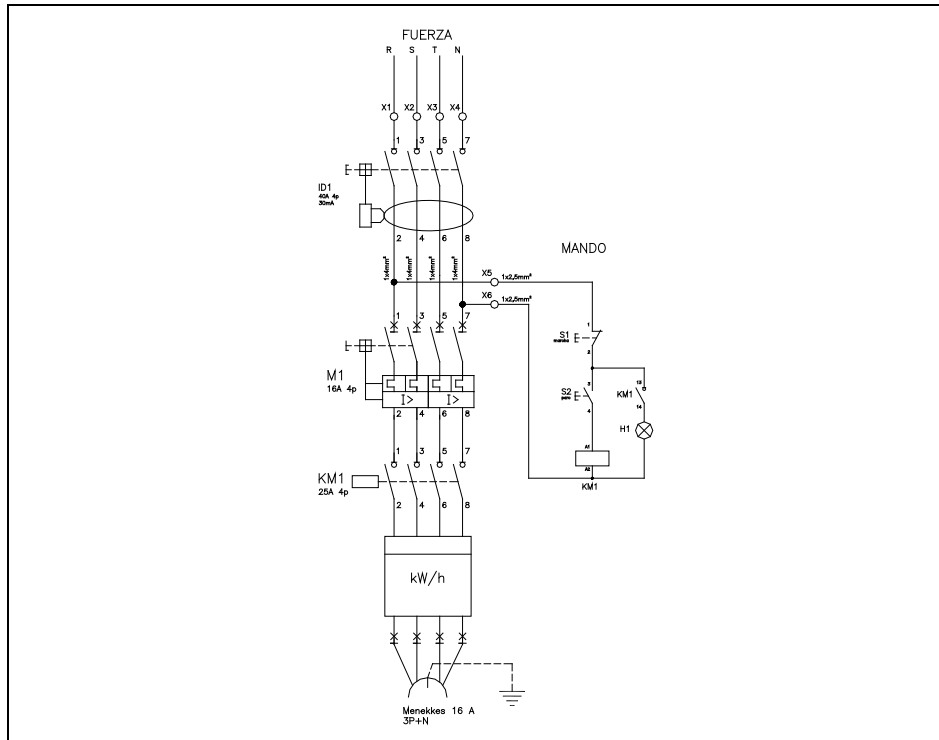
Uso	Vivienda con garaje individual
Descripción	Incorpora dos tomas de carga (Schuko y CEE).
Grado de protección	IP44 (UNE 20234), IK09 (UNE-EN 50102)
Tensión nominal	240V
Intensidad nominal	16A

Nº: xxxxx/ET	DENOMINACIÓN:	CODIGO:
FECHA: 15-05-09	CARDylet BASIC	NORMA:
GRADO DE PROTECCIÓN:	IP 44 (UNE 20234) IK 09 (UNE-EN 50102)	
TENSIÓN NOMINAL	400 V	
INTENSIDAD NOMINAL POR SALIDA:	16A	





<b>Nº:</b> xxxxxxxx/ET	<b>DENOMINACIÓN:</b> CARdylet BASIC	<b>CODIGO:</b>
<b>FECHA:</b> 15-05-09		<b>NORMA:</b>
<b>UNIDAD DE MANDO Y PROTECCION</b>		
<b>INTERRUPTOR DIFERENCIAL</b>	40A 30mA 3P+N	
<b>INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO</b>	16A 3P+N	
<b>MEDIDA</b>	Contador electrónico trifasico	
<b>BORNES</b>	Material termoestable 8mm PHOENIX CONTACT UK6N	
<b>TOMA CORRIENTE</b>	MENNEKES CEEplus 3P+N+PE	
<b>CABLES</b>	4 mm <sup>2</sup> / 2,5 mm <sup>2</sup>	
<b>MANDO</b>	Pulsadores Marcha y Paro (NO+NC)	
<b>CONTACTOR</b>	25A 3P+N + Contacto NO	
<b>PUNTO DE LUZ</b>	Luz fluorescente	





## **INGETEAM. Tecnología SIRVE** **Ingeteam SIRVE**

Ingeteam nace con la fundación de Team (Técnica Electrónica de Automatismo y Medida) en 1972, y la de Ingelectric en 1974. Actualmente sus oficinas centrales están ubicadas en el Parque Tecnológico (parcela 106) de Zamudio, en Bizkaia (España). Desde sus inicios ambas empresas evolucionamos de forma paralela, con una filosofía basada en el desarrollo de tecnología propia a través de fuertes inversiones en investigación y desarrollo para los sectores de industria y energía.

Team desarrollaba dispositivos para medida de magnitudes eléctricas, así como equipos para la automatización de procesos y el control de máquinas eléctricas. Ingelectric, por su parte, actuaba como ingeniería de aplicación, incluyendo el suministro llave en mano de los equipos eléctricos y sistemas completos de automatización y control.

La década de los 80 supuso el afianzamiento de Ingeteam en los sectores industrial y energético. Logramos significativas referencias, en el control de procesos para la industria europea, gracias a una continua política de desarrollo tecnológico.

En los 90, afianzamos la apuesta por el desarrollo de sistemas eléctricos y de control específicos para el campo de energías renovables e iniciamos el desarrollo internacional.

También incorporamos Pine, aportando las actividades de diseño y construcción de equipos eléctricos y la realización de instalaciones y montajes en alta y baja tensión e Indar, fabricante, desde 1940 de máquinas eléctricas rotativas (motores, generadores y grupos electrobomba).

La nueva Indar adoptó la filosofía de trabajo de Ingeteam, potenciando de manera importante su departamento técnico y de I+D+i y aprovechando al mismo tiempo todo el “know-how” acumulado en sus más de 60 años de historia.

En esta década también incorporamos a Ingeteam la capacidad de desarrollar y ejecutar plantas integrales de generación hidroeléctrica de hasta 40MW con amplias referencias en el mercado nacional e internacional.

En la presente década del 2000 hemos incluido dentro de nuestros productos en el sector naval, (que se suman a nuestra ya larga experiencia en instalaciones eléctricas, así como en generadores y motores eléctricos marinos), la propulsión diesel-eléctrica y la automatización de procesos en buques especializados.



Estamos participando activamente en el desarrollo que las energías renovables están teniendo en estos últimos años mediante la constante innovación y puesta en el mercado de nuevos sistemas para aerogeneración, así como equipos electrónicos para instalaciones de generación fotovoltaica.

La tracción eléctrica ferroviaria es otro de los campos en el que hemos desarrollado productos electrónicos de potencia y control que se han implantado en tranvías, locomotoras y otros tipos de vehículos.

Una de nuestras últimas incorporaciones es una compañía para realizar la ingeniería mecánica y suministro de instalaciones siderúrgicas “llave en mano” que completa nuestra larga trayectoria como suministrador eléctrico de automatización en este sector.

SIRVE es el sistema integral para gestionar el suministro de energía a vehículos eléctricos, desarrollado de forma conjunta por Acciona, Indra e Ingeteam.

Cuenta con dos partes destacadas: la Plataforma de Control y Gestión Global, con la que se opera todo el sistema, y los Puntos de Recarga, con dos variantes: una instalación en el suelo para su uso en vía pública y una instalación en pared para su colocación en garajes, principalmente. En una configuración de servicios de recargas locales de baja y media complejidad, los postes de una instalación se controlan y gestionan a través de una conexión remota a un frontal de comunicaciones y a un servidor de monitorización y gestión. Ambos sistemas, ubicados en un centro de control, utilizan un sistema middleware de comunicaciones para su comunicación con la instalación. El servidor de monitorización y control, además de operar el sistema y de realizar la gestión básica de usuarios, ofrece también, vía “Web Services”, información sobre el estado de los postes, de los procesos de autenticación de usuarios y de los tiempos de uso y consumos de energía en las recarga de cada instalación. Al mismo tiempo, ofrece las funcionalidades de control y mantenimiento de los postes. El empleo de “Web Services” en el proceso permite una fácil integración con los sistemas de gestión del operador, con los sistemas de pago y portales web, entre otros.

SIRVE ha sido concebido para ser una instalación integrada en entornos urbanos. Por ello se han diseñado unas estaciones de recarga de atractivo diseño, de manera que se conviertan en un elemento más del mobiliario urbano y cuenten con la protección antivandálica necesaria en este tipo de instalaciones.



Cada estación de recarga está provista de un sistema de identificación, que habilita un eficaz mecanismo de retención y bloqueo del cable, para evitar la sustracción del mismo por usuarios no autorizados, además de ofrecer una seguridad adicional en la operación de recarga. El punto de recarga es el elemento periférico de la Plataforma de Control y Gestión Global, sistema que permite, entre otras, las siguientes funcionalidades:

- Identificación del usuario por medio de tarjeta sin contacto RFID o por mensajería SMS.
- Tarificación según tiempo de uso de la estación o según el consumo de energía.
- Autenticación remota en el centro de control que permite la integración con sistemas de pago.
- Supervisión de las incidencias y generación de estadísticas del uso de las estaciones.

En instalaciones más complejas, con alto número de usuarios y un amplio espectro de perfiles de uso, el sistema se basa en la integración de los servicios de comunicaciones en una arquitectura abierta orientada a servicios (SOA), que permite la gestión y operación global.

Este tipo de sistema habilita la operación de un elevado número de actores con diferentes modelos de negocio y una elevada probabilidad de aparición de nuevos modelos.

Facilita además la provisión de servicios a cualquier agente de negocio que pueda estar involucrado en la explotación de la infraestructura de recarga.

- Administración de perfiles de usuario con preferencias de carga (rápida, económica, ecológica...).
- Información actualizada sobre el estado de las estaciones de una red (libre, ocupada, reservada).
- Realización de reservas previas de las estaciones por medio de mensajería SMS o vía web.
- Gestión en tiempo real de la demanda de energía de los usuarios.
- Posibilidad de “Roaming” entre diversos operadores.



## Configuraciones

### 1 Para recargas locales



Ilustración 20.- Tecnología SIRVE para recarga local (Fuente: Ingeteam)

En una configuración de servicios de recargas locales de baja y media complejidad, los postes de una instalación se controlan y gestionan a través de una conexión remota a un frontal de comunicaciones y a un servidor de monitorización y gestión. Ambos sistemas, ubicados en un centro de control, utilizan un sistema middleware de comunicaciones para su comunicación con la instalación. El servidor de monitorización y control, además de operar el sistema y de realizar la gestión básica de usuarios, ofrece también, vía “Web Services”, información sobre el estado de los postes, de los procesos de autenticación de usuarios y de los tiempos de uso y consumos de energía en las recarga de cada instalación. Al mismo tiempo, ofrece las funcionalidades de control





y mantenimiento de los postes. El empleo de “Web Services” en el proceso permite una fácil integración con los sistemas de gestión del operador, con los sistemas de pago y portales web, entre otros.

## 2 Para instalaciones complejas

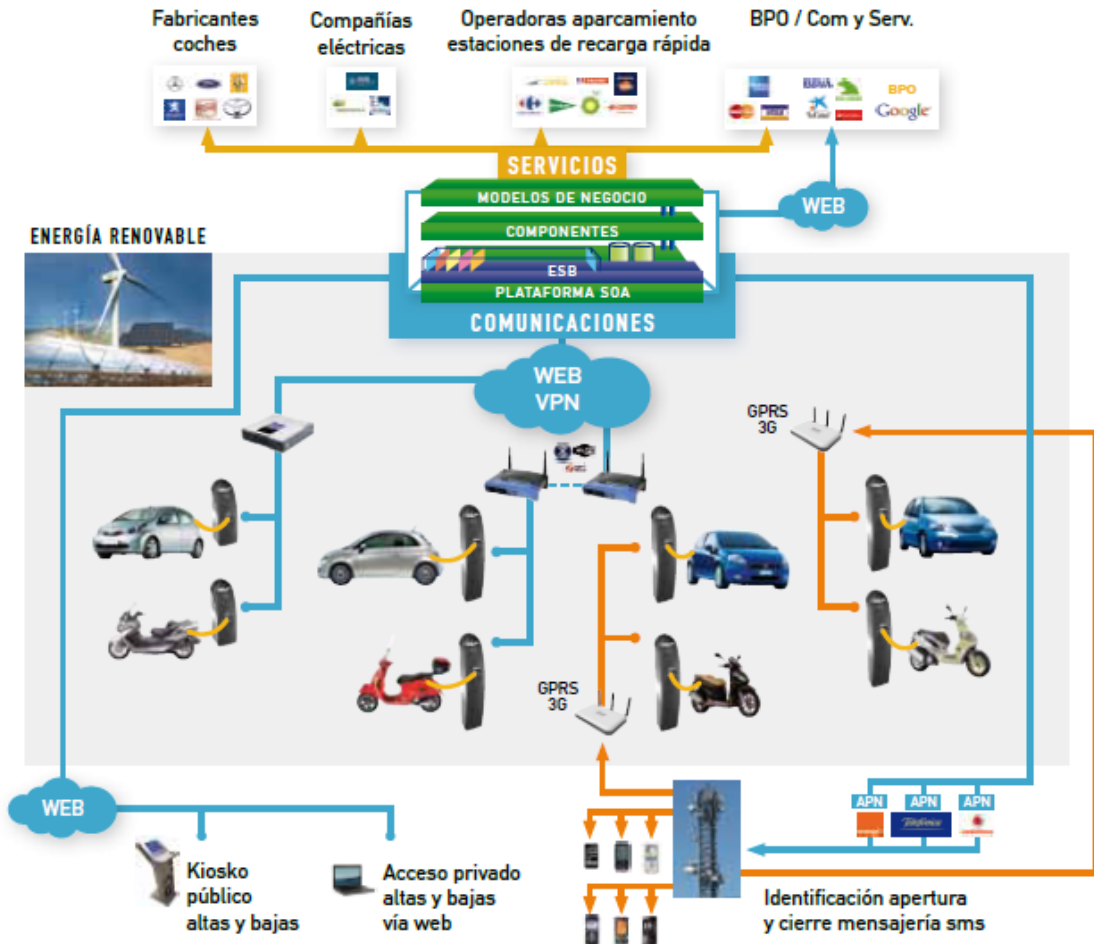


Ilustración 21.- Tecnología SIRVE para instalaciones complejas (Fuente: Ingeteam)

En instalaciones más complejas, con alto número de usuarios y un amplio espectro de perfiles de uso, el sistema se basa en la integración de los servicios de comunicaciones en una arquitectura abierta orientada a servicios (SOA), que permite la gestión y operación global. Este tipo de sistema habilita la operación de un elevado número de actores con diferentes modelos de negocio y una elevada probabilidad de aparición de nuevos modelos. Facilita además la provisión de servicios a cualquier agente de negocio que pueda estar involucrado en la explotación de la infraestructura de recarga.



Tabla 4.- Características técnicas tecnología SIRVE (Fuente: Ingeteam)

Modo de instalación	Suelo	Pared
Conector	F+N+TT Schuko o IEC 309-2	
Salida de carga AC	3.7kW (230V, 16A), 50/60Hz	
Entrada de alimentación	230V, 16A 50/60Hz F+N+TT	
Tipo de conexión	Monofásico, modo de carga 1, caso conexión B	
Frecuencia	50/60Hz	
Temperatura de operación	-20°C a 50°C	
Humedad relativa	<95%	
Protecciones		
Sobretensiones	Interruptor magnetotérmico con rearme automático	
Corriente diferencial	Interruptor diferencial 30mA con rearme automático	
Sobretensiones	Clase II (opcional)	-
Medida de energía	Clase A	
Lector RFID (identificación por radiofrecuencia)	ISO 14443A/MIFARE-13.56MHz	
Comunicaciones	2 slots multi-interface, RS485, inalámbrica ISM868, Ethernet, Fibra óptica, CAN, GPRS	
Grado de protección	IP44, IK10	
Directivas	Baja Tensión: 2006/95/CE, EMC: 2004/108/CE	
Dimensiones (alto x ancho x fondo)	1440x250x250	750x250x250





## CIRCUTOR. Tecnología RVE

CIRCUTOR SA es una de las principales Empresas Europeas centradas en el diseño, fabricación y comercialización de equipos de Eficiencia Energética Eléctrica. La Empresa ofrece productos y soluciones que van desde medida y control de la energía eléctrica, protección y control, quality & metering hasta compensación de la energía reactiva y filtrado de armónicos. Servimos a clientes en más de 100 países y damos empleo a más de 900 personas en todo el mundo. Fundada por los Sres. Ramón Comellas y Ramón Pons en 1973 y su crecimiento ha sido estimulado mediante inversiones en I+D, tecnologías y procesos de negocio. Con más de 70 ingenieros y Laboratorios plenamente equipados, estamos trabajando continuamente para satisfacer las necesidades de nuestros Clientes y desarrollar los últimos avances tecnológicos. Nuestras instalaciones y procesos están plenamente certificados según ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 y QC 080000, lo que demuestra nuestro compromiso con la calidad del producto y el respeto al medio ambiente. En la actualidad está afincada en el vial Sant Jordi, en Viladecans Barcelona (España).

RVE es la solución de recarga de vehículos eléctricos más avanzada del mercado, ofreciendo medida eléctrica integrada, tomas de carga inteligentes, autorización mediante tarjetas de proximidad, sistema prepago mediante tarjeta de proximidad, modelos específicos para cada tipo de aparcamiento, así como funciones específicas para obtener la máxima eficiencia de las redes eléctricas existentes o futuras redes inteligentes. Permite desplazar los consumos a horas valle, con la consecuente mejora de la eficiencia y rentabilidad de las instalaciones eléctricas.

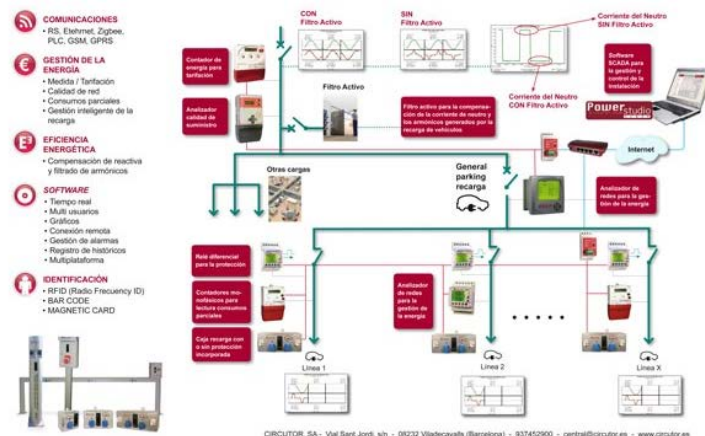


Ilustración 22.- Sistema de Gestión Inteligente de Recarga de vehículos eléctricos (Fuente: Circutor)



## Configuraciones

### Postes de recarga inteligente para vehículos eléctricos

Los postes de recarga de vehículos de la familia RVE, han sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos en la vía pública, cumpliendo con todas las normativas de seguridad eléctrica así como seguridad en el acceso y la medida y gestión del consumo.

La robustez frente al uso y al vandalismo es uno de los aspectos que se han tenido muy en cuenta a la hora de diseñar estos equipos, así como el dotarlos de un diseño estético sobrio y elegante.

Toda la familia de equipos RVE ha sido pensada para dar al usuario del vehículo eléctrico, un método sencillo para recargar su vehículo allí donde lo estacione. Los postes de recarga disponen de un fácil sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto, así como un práctico sistema de apertura y cierre. De esta forma, todo el proceso de recarga puede realizarse con tan solo unos pocos pasos por cualquier usuario sin necesidad de conocimientos técnicos.

Tabla 5.- Características tecnología RVE poste de recarga

Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Recubrimiento antigrafiti
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad (RFID)
	Display para monitorización de saldo
	Medida de energía integrada
	Protección diferencial con rearme automático
	Protección frente a intentos de robo de energía
	Sistema de apertura antivandálico
	Grado de protección IP54
	Diseño elegante
Características técnicas comunes	
Tensión de entrada	230V CA
Tolerancia	±10%
Frecuencia de salida	50/60Hz
Tensión de salida	230V CA
Corriente máxima de salida	16A por toma
Conector	Schuko CEE 7/4
Medida de corriente	Contador integrado
Diferencial	Con autorearme
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo	13.56MHz
Temperatura	-20°C, 50°C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL9006 con recubrimiento antigrafiti
Envolvente	Acero inoxidable 3mm AISI304
Grado de protección	IP54, IK8
Anclaje	Plantilla de fijación al suelo con 4 pernos



Normas

EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN 55011, ISO 14443A

Tabla 6.- Características RVE1



TIPO	RVE1	
	Potencia recarga máxima	3.6kW
	Numero de tomas	1
	Peso	30kg
	Dimensiones	Ø173mm, 1230mm

Tabla 7.- Características RVE2

TIPO	RVE2	
	Potencia recarga máxima	2x3.6kW
	Numero de tomas	2
	Peso	40kg
	Dimensiones	Ø214mm, 1230mm

## Cajas Parking

Tabla 8.- Características RVE para parking

Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Reducidas dimensiones
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad (RFID)
	Display para monitorización de saldo
	Medida de energía integrada
	Protecciones eléctricas integradas
	Preparado para uso en interiores
Características técnicas comunes	
Tensión de entrada	230V CA
Tolerancia	±10%
Frecuencia de salida	50/60Hz
Tensión de salida	230V CA
Corriente máxima de salida	16A por toma
Conector	Schuko CEE 7/4
Medida de corriente	Contador integrado
Protecciones	Interruptor diferencial y magnetotérmico
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo	13.56MHz



Temperatura	-20°C, 50°C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL9006
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP20, IK8
Anclaje	Plantilla de fijación a la pared con 4 puntos
Normas	
EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN 55011, ISO 14443A	

Tabla 9.- RVE parking tipo CP1


TIPO	RVE-CP1	
	Potencia recarga máxima	3.6kW
	Peso	4kg
	Dimensiones	178x166x88mm

Tabla 10.- RVE parking tipo CP2

TIPO	RVE-CP2	
	Potencia recarga máxima	2x3.6kW
	Peso	5kg
	Dimensiones	294x166x88mm

Tabla 11.- RVE parking tipo CP1-P

TIPO	RVE-CP1-P	
	Potencia recarga máxima	3.6kW
	Peso	4.2kg
	Dimensiones	236x162x88mm



Tabla 12.- RVE parking tipo CP2-P



TIPO	RVE-CP2-P	
	Potencia recarga máxima	2x3.6kW
	Peso	5.4kg
	Dimensiones	391x167x88mm

Tabla 13.- RVE parking tipo CD1

TIPO	RVE-CD1	
	Potencia recarga máxima	3.6kW
	Display	4 dígitos
	Peso	4kg
	Dimensiones	135x155x88mm

### Sistema multipunto

El sistema multipunto de la familia RVE, ha sido diseñado para dar una solución inteligente a la recarga de vehículos eléctricos en los parking con múltiples tomas. Esta solución permite gestionar la recarga de un gran número de vehículos eléctricos de forma inteligente, controlando los distintos parámetros de la red eléctrica y los vehículos que a ella se conectan, así como las preferencias del usuario y del gestor del parking. El sistema permite cargar en las condiciones más favorables en cuanto a tarifas eléctricas, o de forma inmediata si lo requiere el usuario. Al mismo tiempo el gestor del aparcamiento puede optimizar al máximo su instalación que se encarga de realizar un control de potencia gestionando las cargas de los vehículos eléctricos y la capacidad de la línea con tal de evitar que esta pueda saturarse aprovechándola al máximo. Así mismo el sistema puede detectar anomalías de la red eléctrica de suministro e informar y actuar para prevenirlos.

El sistema también permite la integración con sistemas de pago, así como la exportación de datos eléctricos como consumos totales, parciales, alarmas, históricos de carga, sucesos, etc.

Este sistema está formado por 2 equipos, por un lado disponemos del punto de conexión del vehículo a la red eléctrica RVESL y por el otro lado del controlador máster RVE-CM20 que aporta la inteligencia al sistema.



Los equipos RVE-SL están diseñados para ser instalados junto a la plaza de aparcamiento del vehículo con tal de que este pueda conectarse de forma cómoda y sencilla para realizar la recarga de los vehículos eléctricos. Está formado por una caja robusta diseñada para instalarse en la pared del parking y soportar un uso continuo por parte de los usuarios. Esta caja dispone de una toma para la conexión del vehículo eléctrico así como un indicador luminoso de estado para indicar el estado de la carga. Internamente el equipo dispone de sistema de medida con tal de poder conocer el consumo eléctrico del vehículo conectado.

Dispone de comunicaciones para conectarse al controlador Máster, así como elementos de corte y protecciones eléctricas para realizar la gestión de la energía eléctrica de forma inteligente, así como para proteger la instalación y al usuario.

El equipo RVE-CM20 es el dispositivo que aporta la inteligencia así como la interfaz de usuario al sistema. Dispone de una pantalla así como un lector de tarjetas RFID para la identificación de usuario. Igualmente, el equipo RVE-CM20 puede ser integrado con otros lectores como banda magnética o código de barras con tal de realizar una primera integración con los tickets del aparcamiento a nivel de identificación de usuario. El equipo está pensado también para ser integrado con otros sistemas de pago en los aparcamientos.

El equipo RVE-CM20 dispone de conexión IP, así como un protocolo abierto de fácil integración. Cada controlador RVE-CM20 puede controlar hasta 20 tomas de recarga RVESL. En caso de ser necesarias más tomas puede ampliarse mediante más unidades RVE-CM20 formando un único sistema a nivel de operación e integración.

Las funciones principales del controlador son:

- Selección de toma de corriente recarga
- Captura y gestión de energía
- Control de potencia del conjunto de dispositivos
- Comunicación con elementos de medida de energía eléctrica externos (por ejemplo: Contadores de compañía o filtros de armónicos)
- Comunicar con otros elementos del parking (por ejemplo: los sistemas de pago para mandar información de consumos u otras informaciones que puedan ser de interés para el explotador del aparcamiento)





o comunicar con los sistemas de guiado de plazas de aparcamiento para conocer el estado y localización de los vehículos aparcados en plazas dedicadas a vehículos eléctricos).

Tabla 14.- Características RVE CM20

Características RVE-CM20



Características técnicas comunes

Tensión de entrada	230V CA
Tolerancia	±10%
Frecuencia de salida	50/60Hz
Dispositivo de entrada	Pantalla táctil
Interfaz	Pantalla LCD 15" integrada
Potencia recarga máxima	200W
Comunicaciones	TCP-IP, RD-485, RS-232 y Zigbee
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo	13.56MHz
Temperatura	-20°C, 50°C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL9006
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP20
Anclaje	Plantilla de fijación a la pared con 4 puntos
Peso	24kg
Dimensiones	672x672x341mm
Normas	EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 61010, UNE-EN 55011

Cuerpo metálico
Control de hasta 20 tomas
Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad, o mediante tarjetas banda magnética o código de barras
Display LCD 15" táctil
Comunicación TCP-IP
Gestión de control de potencia integrado
Gestión de alarmas
Generación de históricos
Integración con otros sistemas (sistemas de pago, contadores de compañía eléctrica, sistema de guiado y otros dispositivos de control)

Tabla 15.- Características RVE SL

Características RVE-SL



Características técnicas comunes

Tensión de entrada	230V CA
Tolerancia	±10%

Cuerpo metálico antivandálico
Reducidas dimensiones
Indicación visual de estado de carga
Comunicaciones con equipo máster
Medida de energía integrada
Protecciones eléctricas integradas
Protección frente robos de energía



Frecuencia de salida	50/60Hz
Tensión de salida	230V CA
Corriente máxima de salida	16A por toma
Conector	Schuko CEE 7/4
Medida de corriente	Contador integrado
Protecciones	Interruptor diferencial y magnetotérmico
Temperatura	-20°C, 50°C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL9006
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP20
Anclaje	Plantilla de fijación a la pared con 4 puntos
Peso	2kg
Dimensiones	155x135x88mm
Normas	EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 61010, UNE-EN 55011


### **Recarga rápida**

Los equipos de recarga rápida de la familia RVE, han sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos que están preparados para soportar la recarga rápida de sus baterías, cumpliendo con todas las normativas de seguridad eléctrica así como seguridad en el acceso y la medida y gestión del consumo. En lo que a recarga rápida de los vehículos se refiere, estos deben estar preparados y adaptados para tal funcionalidad. Aquellos que están preparados pueden recargar sus baterías en un tiempo muy inferior a un vehículo con carga estándar, si bien por el momento existen distintos modos de cargas rápidas, en la familia RVE se han desarrollado los 2 sistemas más comunes, la carga rápida monofásica de 32 Amperios y la trifásica de 63 Amperios. La robustez frente al uso y al vandalismo es uno de los aspectos que se han tenido en cuenta a la hora de diseñar estos equipos, así como el dotarlos de un diseño estético sobrio y elegante.

Toda la familia de equipos RVE ha sido pensada para dar al usuario del vehículo eléctrico, un método sencillo para recargar su vehículo allí donde lo estacione. Los postes de recarga rápida se han dotado de un fácil sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto. De esta forma todo el proceso de recarga puede realizarse con tan solo unos pocos pasos por cualquier usuario sin necesidad de conocimiento técnico.



Tabla 16.- Características equipo carga rápida

Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Reducidas dimensiones
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad (RFID)
	Display para monitorización de saldo
	Medida de energía integrada
	Protecciones eléctricas con rearme automático integradas
	Protección frente robos de energía
Características técnicas comunes	
Tensión de entrada	230V CA/400V CA
Tolerancia	±10%
Frecuencia de salida	50/60Hz
Tensión de salida	230V CA/400V CA
Corriente máxima de salida	32/63A por toma
Medida de corriente	Contador integrado
Protecciones	Interruptor diferencial y magnetotérmico
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo	13.56MHz
Temperatura	-20°C, 50°C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL9006
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP20
Dimensiones	648x500x225mm
Dimensiones soporte opcional	96mm
Anclaje	Plantilla de fijación a la pared con 4 puntos
Normas	
EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN 55011, ISO 14443A	

TIPO RVE-CT1

Potencia recarga máxima	42kW
Corriente/ Tensión máximas	63A/ 400V
Conector	CETAC ® 63 <sup>a</sup> 3F+N+TT
Numero de tomas	1
Peso	19kg

TIPO RVE-CM1

Potencia recarga máxima	7.3kW
Corriente/ Tensión máximas	32A/ 230V
Conector	CETAC ® 32A F+N+TT
Numero de tomas	1
Peso	18kg



### Soluciones para vehículos de 2 ruedas


La solución de recarga para vehículos de 2 ruedas de la familia RVE, ha sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos de 2 ruedas como motocicletas o bicicletas eléctricas, cumpliendo con todas las normativas de seguridad eléctrica así como seguridad en el acceso y la medida y gestión del consumo.

Esta solución está formada por un controlador que realiza la gestión del prepago mediante tarjetas de proximidad RFID, permite realizar la selección de toma de corriente y gestiona el consumo en cada una de las tomas, así mismo dispone de los sistemas de seguridad adecuados para la protección de los vehículos y los usuarios.

Solidario al controlador existe un soporte con todas las tomas de corriente para los distintos vehículos de 2 ruedas, cada toma está a una distancia determinada de la otra lo que permite estacionar el vehículo cómodamente para realizar la recarga. La robustez frente al uso y al vandalismo es uno de los aspectos que se han tenido muy en cuenta a la hora de diseñar este equipo, así como el dotarlo de un diseño estético sobrio y elegante.

Toda la familia de equipos RVE ha sido pensada para dar al usuario del vehículo eléctrico, un método sencillo para recargar su vehículo allí donde lo estacione, de esta forma, los equipos de recarga de vehículos de 2 ruedas se han dotado de un fácil sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto, de esta forma todo el proceso de recarga puede realizarse con tan solo unos pocos pasos por cualquier usuario sin necesidad de conocimientos técnicos.

Tabla 17.- Características equipo recarga ciclos

Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Reducidas dimensiones
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad (RFID)
	Display para monitorización de saldo
	Medida de energía integrada
	Protecciones eléctricas integradas
	Protección frente a robo de energía
Características técnicas comunes	
Tensión de entrada	230V CA
Tolerancia	±10%
Frecuencia de salida	50/60Hz
Tensión de salida	230V CA



Corriente máxima de salida	16A por toma
Conector	Schuko CEE 7/4
Medida de corriente	Contador integrado
Protecciones	Interruptor diferencial y magnetotérmico
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo	13.56MHz
Temperatura	-20°C, 50°C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL9006 con recubrimiento antigrafiti
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP54
Anclaje	Fijación al suelo
Dimensiones soporte opcional	96mm
Normas	
EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN 55011, ISO 14443A	

Tabla 18.- RVE recarga ciclos tipo CB3

TIPO	RVE-CB3	
	Potencia recarga máxima	3x3.6kW
	Numero de tomas	3
	Peso	46kg
	Dimensiones	2.9x0.3m

Tabla 19.- RVE recarga ciclos tipo CB6

TIPO	RVE-CB6	
	Potencia recarga máxima	6x3.6kW
	Numero de tomas	6
	Peso	67kg
	Dimensiones	4.2x0.3m



### Solución Adoptada

El escenario en el que nos encontramos es el de un punto de consumo (las estaciones de recarga) y dos fuentes de suministro (la red y paneles fotovoltaicos). Los puntos de consumo tomarán la energía que necesiten de la fuente que se la proporcione sin distinguir su origen; cuando el punto de consumo no necesite corriente, la producida por los paneles fotovoltaicos pasará a la red. De forma análoga, cuando los puntos de consumo precisen de más energía de la que le están proporcionando los paneles, tomarán de la red esa energía que le falta, mientras los paneles le proporcionen la suficiente energía éste no tomará de la red, tal y como intenta representar la ilustración siguiente:

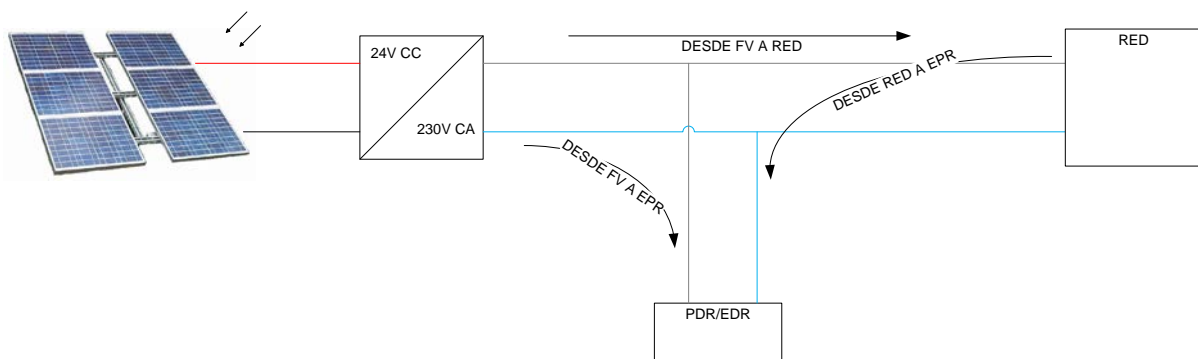


Ilustración 23.- Comportamiento de la instalación

Deberemos seleccionar los emplazamientos donde utilizar esta tecnología cuidadosamente, asegurándonos de la viabilidad de la misma, es decir, buscaremos emplazamientos en donde vaya a ver una demanda de esta tecnología en las horas en que tengamos luz solar y en los que podemos tener estacionado nuestro vehículo durante largos periodos de tiempo: polígonos industriales y centro de las ciudades. En las áreas residenciales no tiene sentido ya que, presumiblemente, no estaremos en ellas durante las horas diurnas, así que en ellas instalaremos las estaciones de recarga conectadas solamente a la red.

De esta forma se nos plantean tres opciones: parking subterráneo, parking en superficie y plazas individuales. Nos centraremos en la última opción por ser esta la peor situación en la que nos veremos. Para las otras opciones barajadas sería completamente análogo sin más que tener en cuenta la superficie disponible para la instalación de paneles, que nos determinara el número de estaciones de recarga que podremos instalar.



En vista de los datos recogidos de las tecnologías disponibles para la recarga de EV, podemos concluir que nos encontramos ante dos situaciones:

Tenemos dos opciones de instalación: la primera consiste en verter directamente toda la producción de los paneles a la red y luego tomar de ella para proporcionar suministro eléctrico a las estaciones de recarga; y otra que consiste en utilizar los paneles solares para suministrar electricidad a las estaciones de recarga y cuando esta producción no sea suficiente tomar lo que falte de la red, al tiempo que vertemos a la red el sobrante de nuestra producción fotovoltaica. La segunda opción permite establecer la carga cerca de la generación lo que disminuye las pérdidas en el transporte, además de quitar una carga a la red convencional en las horas de más consumo. Es por esto que elegimos la segunda opción como la idónea, y objeto de estudio por parte de este Proyecto.

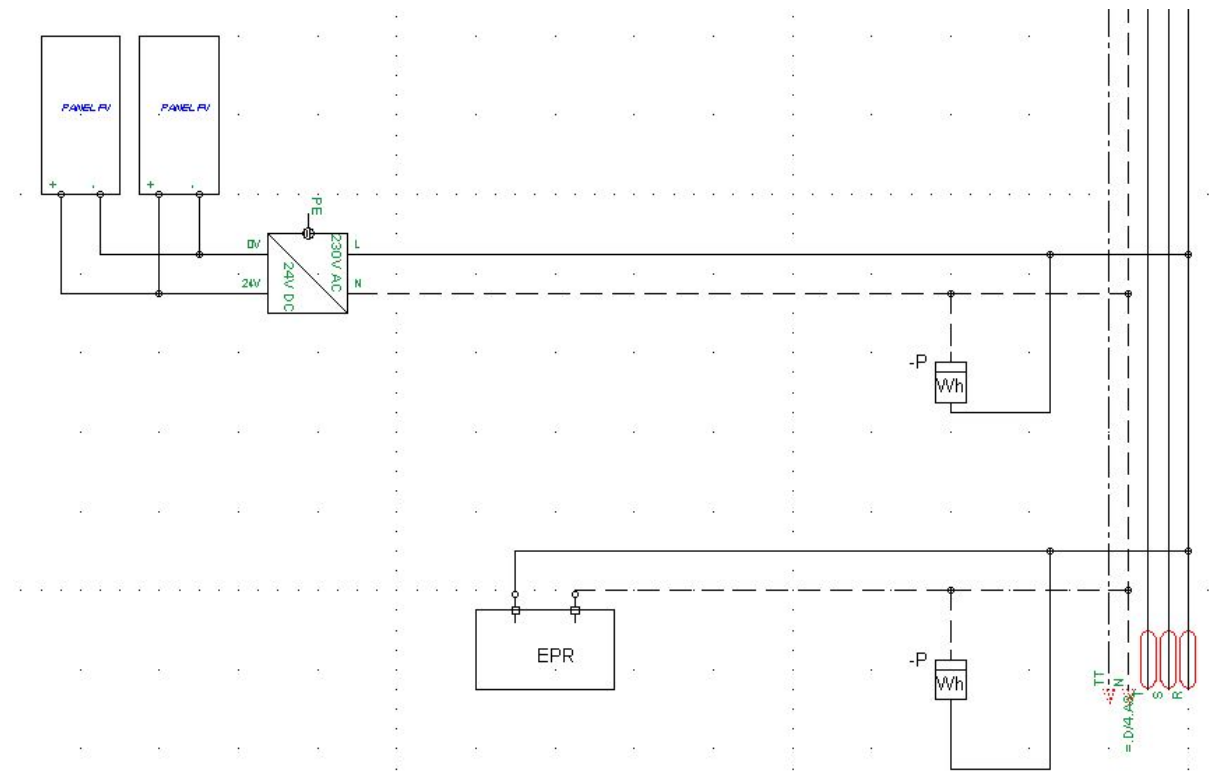


Ilustración 24.- Esquema PDR conectado a red

Llegados a este punto seleccionaremos las tecnologías que nos permitan obtener 230/400V y 2x16A, que son las características que nos permiten englobar las tres tecnologías incluidas en el presente Proyecto.



Intentamos buscar en todo momento la mayor integración de los paneles con el paisaje urbano para reducir al máximo su impacto visual, es por esto que intentaremos integrarlo en farolas, marquesinas, pérgolas de paradas de autobús,... siempre y cuando la estructura aguante el peso de soportes y paneles.

## **Características técnicas del equipo a instalar**

### **Paneles fotovoltaicos**

Los módulos estarán constituidos por células de silicio monocristalino o policristalino, con las calidades y garantías que especifique el fabricante. La orientación de los módulos será Sur en la medida de lo posible con una inclinación de 32º respecto a la horizontal, siguiendo para ello la regla general de incrementar la altitud en 10º en instalaciones que estén previstas para funcionar durante todo el año, Palencia se encuentra a una latitud de 42º Norte.

Para ello, utilizaremos paneles solares fotovoltaicos de alto rendimiento de la marca REC Solar. El grupo REC es un pionero en una industria joven. La compañía tiene su origen en Noruega y su historia comienza a principios de los años 90. Se crea como una empresa privada limitada en 1996 (originalmente se llamaba Fornybar Energi AS), centrándose en inversiones en energías renovables en Noruega e internacionalmente. En septiembre del 2000, accionistas comunes de ScanWafer AS, SolEnergy AS y Fornybar Energi AS forman una nueva compañía participada, REC, con la intención de convertirse en el mayor accionista de ScanWafer AS e invertir en otras actividades a lo largo de la cadena de valor de la industria fotovoltaica.

### **Inversores**

Para los inversores seleccionamos los productos de la empresa Dorf Müller. Dorf Müller Solaranlagen GmbH se fundó en 1986 y es conocida por sus productos fotovoltaicos de alta calidad poniendo un especial énfasis en un continuo desarrollo tecnológico.

Desde el principio se han especializado en sistemas de inversores en las gamas de baja y media potencia ofreciendo una alternativa rentable para cadenas de inversores con especial énfasis en las instalaciones aisladas de red.





## **Estructura de soporte**

Serán las encargadas de asegurar un buen anclaje del generador solar, facilitando la instalación y mantenimiento de los paneles, a la vez que proporcionan no sólo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para un mejor aprovechamiento de la radiación.

La perfilería soporte estará fabricada en material de gran resistencia estructural y larga vida a la intemperie. Se empleará tornillería adecuada para la sujeción de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles soporte, por seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos inducidos por descargas atmosféricas.

Para las estructuras, seleccionamos los productos de la compañía ATERSA. Con 30 años de experiencia y 300 profesionales cualificados, ATERSA es, en España, la empresa pionera dentro del sector de la energía solar fotovoltaica. En la actualidad forma parte de un sólido grupo empresarial español, Elecnor, cuya actividad se centra en los sectores de energía, telecomunicaciones y medio ambiente.

Como estamos utilizando preferentemente farolas y pérgolas de paradas de autobús de apoyo para los paneles, la estructura soporte que seleccionaremos para la instalación serán preferentemente las de tipo H o B, en función de las características concretas del elemento de apoyo que usemos. Si nos encontrásemos en una instalación de parking subterráneo o de parking en superficie, utilizaríamos estructuras de los tipos V, A o S.

## **Cableado**

Todos los conductores serán de cobre. El dimensionado de los cables (sección) será tal que las caídas de tensión desde los módulos fotovoltaicos hasta la medida sea menor del 1,5%.

Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección. Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura.

El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.



Los cableados estarán adecuadamente etiquetados e identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Las cajas de conexionado utilizadas en el campo FV tendrán una protección mínima intemperie IP65. Dispondrán de ventilación natural con protección frente a insectos. Cada caja dispondrá de una puerta dotada de un cierre de barra de 3 puntos accionado mediante llave. Dispondrá de una placa de montaje en su interior de dimensiones adecuadas para la colocación mínima de los siguientes elementos:

- Bornas de conexionado para realizar los paralelos de sección adecuada a los cables utilizados.
- Fusibles seccionadores para cada terminal positivo y negativo de cada bloque de módulos conectados en serie. Los fusibles serán de tipo rápido.

La totalidad de estos elementos deberá instalarse con métodos de fijación adecuados (raíles, etc.). La tensión de aislamiento exigible a la totalidad de los bornes y contactos en general será de 1000 V DC.

La estructura del generador contará con un sistema de puesta a tierra para garantizar el valor normalizado (REBT) de resistencia de puesta a tierra. La sección mínima del conductor de puesta a tierra será de 16 mm<sup>2</sup>.

Todas las partes metálicas estarán conectadas a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación será una tierra independiente, que no altera las condiciones de puesta a tierra de la red de Iberdrola, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispondrá de los elementos necesarios para la desconexión manual y automática de forma independiente en ambos terminales de cada una de las ramas y el resto del generador.

Todo el cableado es de doble aislamiento y adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

En este apartado se han elegido los productos de la casa General Cable.

**Emplazamiento**

El emplazamiento que elegimos para proyectar nuestra instalación es el Polígono Industrial de San Antolín, en la ciudad de Palencia, designado en el Plan General de Ordenación Urbana del Ayuntamiento como URPI-6.

<b>PLANEAMIENTO INCORPORADO</b>	<b>Sector 10</b>	<b>URPI-6</b>
<b>CLASE DE SUELO</b>	Urbano consolidado	

**PLANEAMIENTO EN DESARROLLO Y MODIFICACIONES**

Denominación	Aprobación definitiva
Plan Parcial del Sector S-10, P.I. San Antolín	14 de noviembre de 1994
Proyecto de Modificación del Plan Parcial Sector 10	18 de septiembre de 2003
Proyecto de Urbanización	12 de marzo de 1999
Proyecto de Expropiación	17 de febrero de 2000
Proyecto de Actuación 1ª y 2ª fase	10 de octubre de 2002
Proyecto de Actuación 3ª fase	25 de agosto de 2005

**CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR**

<b>Iniciativa de planeamiento</b>	Pública
<b>Sistema de actuación</b>	Expropiación

**DETERMINACIONES DE ORDENACIÓN GENERAL**

<b>Superficie del ámbito</b>	630.120 m <sup>2</sup> 561.575 m <sup>2</sup> (excluidos sistemas generales)
<b>Uso predominante</b>	Industrial
<b>Intensidad del uso global</b>	0, 6 m <sup>2</sup> / m <sup>2</sup>
<b>Sistemas generales adscritos</b>	68.545 m <sup>2</sup> (Viario: 44.681 m <sup>2</sup> , Parque urbano: 20.140 m <sup>2</sup> y Acequia de Palencia: 3.724 m <sup>2</sup> )

**DETERMINACIONES DE ORDENACIÓN DETALLADA**

<b>Tipología de la edificación</b>	Industria nido, pareada y aislada
<b>Ordenanzas de aplicación</b>	. Red viaria . Ordenanza espacios libres de dominio y uso público . Ordenanza Zona deportiva . Ordenanza Equipamiento comercial y social . Ordenanza Zona Industria nido . Ordenanza Zona Industrial pareada . Ordenanza industria aislada . Ordenanza Sistemas generales
<b>Sistemas locales</b>	. Parque deportivo: 12.034 m <sup>2</sup> . Espacios Libres: 66.307 m <sup>2</sup>

**DETERMINACIONES QUE SE ASUMEN DE LA REVISIÓN DEL PGOU**

Serán de aplicación las determinaciones de la Normativa Urbanística del Plan General de Ordenación Urbana, contenidas en los Títulos I, II, III, IV, V y VI.
--



Ilustración 26.- Polígono Industrial de San Antolín, URPI-6 (fuente: PGOU)



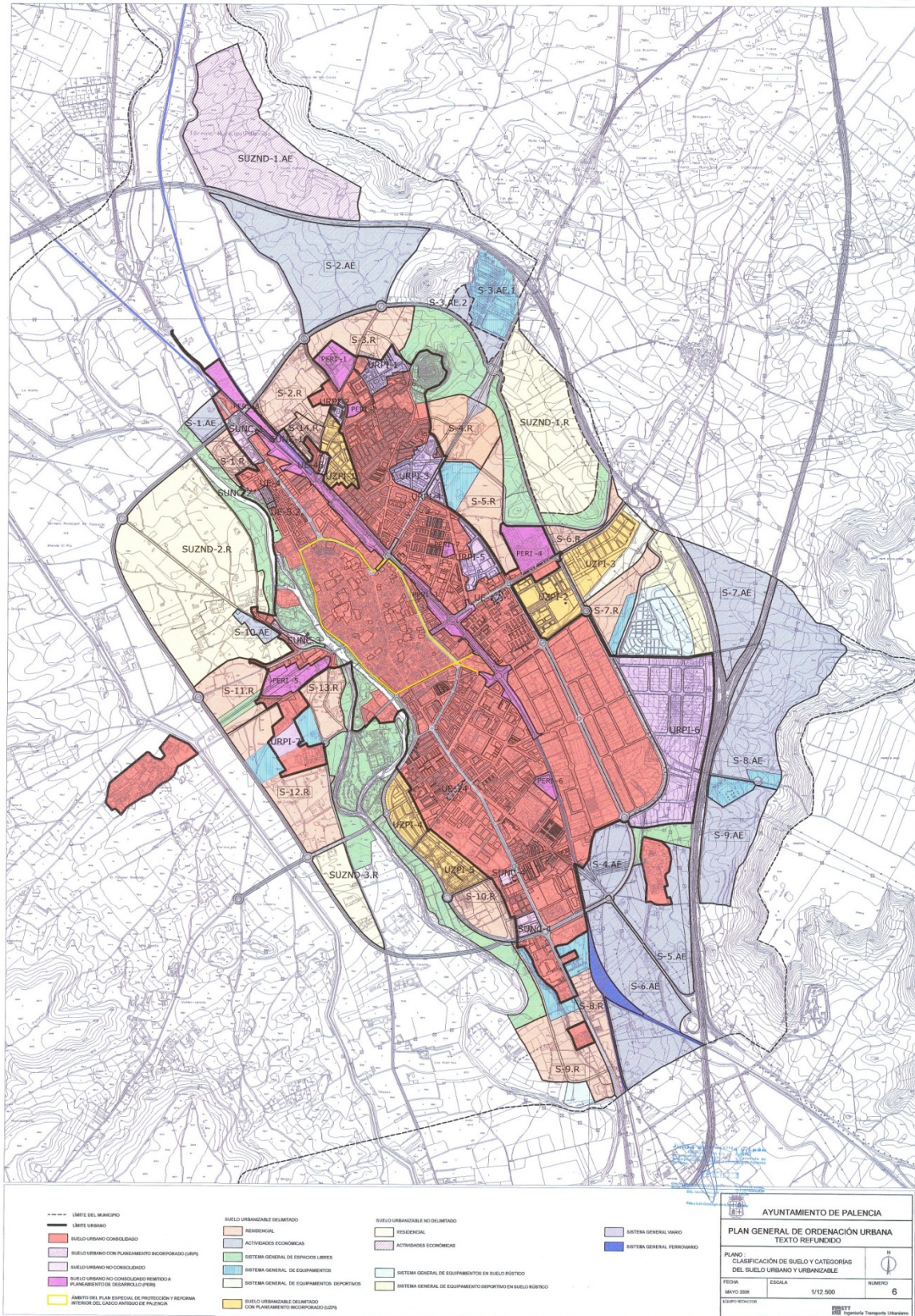


Ilustración 27.- Ciudad de Palencia (fuente: PGOU)





### Palencia

**Ubicación** 42°01'N 4°32'O / 42.017, -4.533

- Altitud 749 m (sobre nivel del mar)
- Distancias 234 km a Madrid  
47 km a Valladolid

**Superficie** 94,71 km<sup>2</sup>

**Población** 82.651 hab. (2009)

- Densidad 872,67 hab./km<sup>2</sup>





## Descripción de la instalación

Tal y como se describe en el plano A02-PFC Plano de Implantación, la instalación se compone de 3 campos de captación fotovoltaicos, uno por cada fase R en la calle de los Plateros, la fase S a lo largo de la calle de los Bordadores y la fase T en la calle de los Alfareros. Cada uno de estos campos de captación está formado por 20 conjuntos de 2 paneles solares REC 250PE conectados en serie con entrada a un inversor Dorf Müller DMI 550/60D montados sobre una estructura tipo B apta para montaje de dos paneles al mismo nivel y con la misma inclinación utilizando como apoyo las farolas de alumbrado público presentes en las calles mencionadas.

A la salida del inversor se han instalado las protecciones diferencial y magnetotérmica de la marca ABB y de calibres 16A y 0,01A de sensibilidad para el interruptor diferencial y de 6A para el interruptor magnetotérmico, ambos del tipo F+N, que permiten la desconexión de cada uno de los grupos en caso de avería o para tareas de mantenimiento, se encuentran alojados en un caja estanca de PVC con un grado IP65 solo accesible a personal cualificado.

Cada uno de estos grupos está conectado con el sucesivo por el lado de Corriente Alterna (salida del inversor) en serie a través de cableado con aislamiento ZZ-F específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas de sección  $6\text{mm}^2$ , los cables (fase+neutro) discurren bajo suelo a través de tubos de PVC adecuadamente dispuestos con arquetas repartidas a lo largo del recorrido para permitir el acceso al mismo en caso de necesidades de reparación, mantenimiento,... Los tubos son del suficiente diámetro como para permitir una buena refrigeración del cableado y el trazado no describe curvas pronunciadas que pudieran atenuar los cables. Por cada una de las canalizaciones utilizadas, se instala una libre para futuras ampliaciones u otras aplicaciones.

El neutro a la salida de los inversores se unen en un mismo punto eléctrico a la entrada del centro de transformación formando una conexión en estrella a fin de garantizar el desfase de un sistema eléctrico trifásico equilibrado, al que suministra la energía producida por los paneles fotovoltaicos para su aprovechamiento por toda la red o el servicio a la estación de recarga de vehículos eléctricos que describiremos a continuación.

Del centro de Transformación CT1 ubicado en la calle de los Tejedores entran los cables que conectan los paneles solares a la red de distribución pública pasando por un Cuadro de Protección y Medida que aloja dos contadores de energía adecuadamente conectados para medir tanto la energía que entregan los paneles como la que más tarde saldrá hacia la estación de recarga. Así mismo, del CT1 sale una línea trifásica con neutro hacia



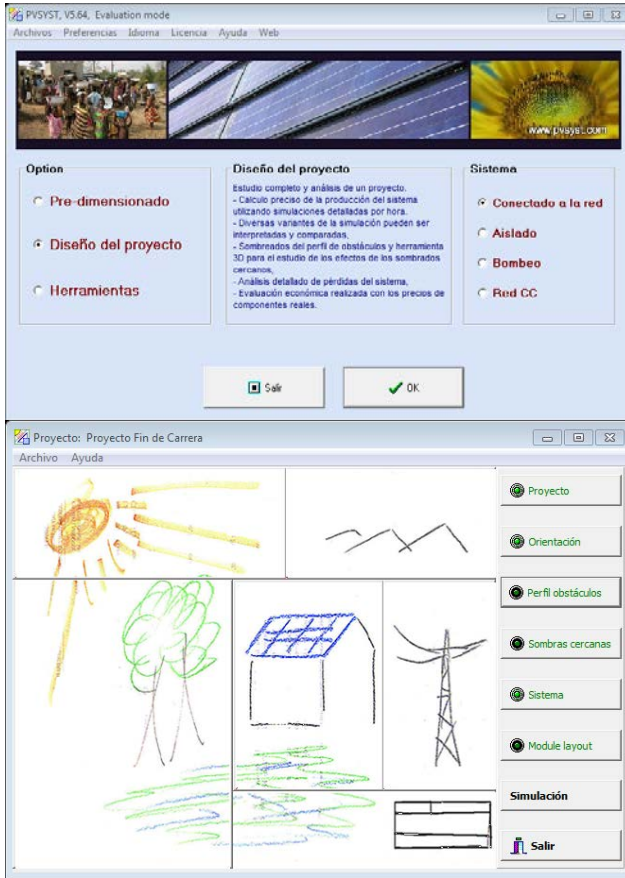
el Cuadro General de Baja Tensión ubicado en la calle Comunidad Europea en unos terrenos habilitados para el estacionamiento de vehículos, que se encarga de la protección y suministro de energía a los puntos de recarga.

Los puntos de recarga se han seleccionado los de la empresa Circutor, en concreto sus modelos para suministro a vehículos de 4 y 2 ruedas. El modelo para vehículos de 4 ruedas permite la recarga simultánea de 2 vehículos desde tomas de 230V y 16A, que corresponde con una recarga lenta de entre 6 y 8 horas compatible con una jornada de trabajo habitual, o la recarga de un solo vehículo a 400V y 32A que correspondería con una recarga rápida de entre 2 y 3 horas aproximadamente, con una pequeña modificación en el cableado del CGBT, que se encuentra dimensionado para admitir ambas opciones, incluyendo protecciones cuatripolares que pueden adaptarse al suministro de dos cargas de 230V (fase-neutro, fase-neutro) y 16A o una carga de 400V (fase-fase-fase-neutro) y 32A. En total se puede proporcionar servicio a 8 vehículos en recarga lenta y 3 ciclos, o 4 vehículos en recarga rápida y 3 ciclos, además de otras configuraciones intermedias.

La configuración descrita nos permite cumplir los objetivos fijados en el presente Proyecto, permitiéndonos proporcionar recarga a todo tipo de vehículos de los actualmente disponibles a través de fuentes renovables, además de proporcionar servicio desde la Red de Distribución Pública cuando los paneles no están disponibles o no proporcionan la suficiente energía demandada, y en el caso de no tener ninguna demanda porque no haya ningún vehículo en recarga verter esa energía a la Red Pública para el aprovechamiento allá donde sea necesario.

En el documento Cálculos mostraré los resultados que arrojan los paneles fotovoltaicos, para ello me valgo del software de simulación PVSyst v5.68, este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día. Para ello no hay más que seguir por orden las distintas fases de diseño del programa:





Seleccionamos el tipo de instalación que queremos dimensionar, conectada a red, aislada, de bombeo o red de corriente continua. En nuestro caso elegimos conectada a la Red de Distribución Pública. Una vez hemos definido el tipo de instalación no hay más que ir definiendo los distintos apartados en los que se divide: Proyecto que incluye la ubicación geográfica así como los datos meteorológicos que determinarán el análisis; Orientación en la que definiremos tanto la inclinación como el azimut (ángulos  $\alpha$  y  $\beta$ ); Perfil de obstáculos si tenemos algún elemento que pueda interferir sobre nuestros paneles aquí definiremos sus características; Sombras cercanas de forma análoga para las sombras que pudie-

ran interferir sobre los paneles; Sistema aquí decidimos qué panel, su número, la disposición de la conexión (cuántos en serie y cuántos en paralelo), seleccionamos los inversores,... , y finalmente Diseño del módulo. Una vez hayamos definido cada uno de los elementos anteriores solo queda efectuar la simulación y recabar los resultados obtenidos.

En el Anexo del presente documento se pueden encontrar las hojas de características de los fabricantes de cada uno de los elementos que conforman la instalación.



## **Balance energético**

Conforme a los cálculos fotovoltaicos desarrollados en el documento Cálculos, cada pareja de paneles tiene una producción anual de 567kWh, lo que extendido a las veinte parejas de paneles fotovoltaicos en cada una de las tres fases da un total estimado de 34020kWh anuales.

Existen diversos tipos de vehículos eléctricos que se adaptan a distintas necesidades: están los eléctricos puros que solo cuentan con un motor eléctrico alimentado a través de unas baterías. Otro tipo de vehículo son los híbridos enchufables, que tienen dos motores uno eléctrico y otro de gasolina o diésel, estos motores pueden operar cada uno por separado o conjuntamente, el motor eléctrico está pensado para trayectos urbanos cortos, de apenas 10km aprox., en el momento es que se agotan las baterías entraría en funcionamiento automáticamente el motor convencional o bien, en determinadas circunstancias como adelantamientos el motor eléctrico se suma al convencional proporcionando esa potencia y aceleración extra. La otra opción disponible actualmente los vehículos eléctricos de autonomía extendida, estos también tienen dos motores uno eléctrico y otro de gasolina o diésel al igual que los híbridos, pero en estos vehículos la propulsión depende exclusivamente del motor eléctrico quedando el de gasolina/diésel exclusivamente para hacer funcionar una dinamo que recargaría las baterías a medida que fuese necesario, esto permite que el motor de combustión interna trabaje a un régimen constante reduciendo de manera considerable el gasto en combustible.

El caso de los ciclos tenemos bicicletas de pedalada asistida que permiten reducir el esfuerzo que hay que hacer para superar desniveles o proporcionar una velocidad un poco más elevada con un esfuerzo menor por parte del ciclista. También nos encontramos con grandes ciclomotores híbridos que funcionan de forma completamente análoga a los vehículos de 4 ruedas descritos anteriormente. También tenemos ciclomotores y motocicletas de baja cilindrada (125cc) completamente eléctricos pero de una autonomía todavía reducida y en desarrollo dado la limitación del tamaño y peso de las baterías, un importante hándicap en estos vehículos.

Tomando como referencia un coche eléctrico de autonomía extendida como el Chevrolet Volt/Opel Ampera tiene 111kW, con la producción total estimada para nuestra instalación, sería posible que, en un año, circularan alrededor de 300 coches durante 60 kilómetros sin gastar ni una gota de combustible ni siquiera en la generación de la electricidad que lo mueve.



Las estimaciones que el fabricante (OPEL España) da, son de unos 1730kWh para un total de 13000km anuales en modo completamente eléctrico, con estas cifras tendríamos una generación suficiente para que 19 de estos coches pudieran circular todo un año por medios eléctricos sólo con la energía que entregaría la instalación objeto de diseño por el presente Proyecto Fin de Carrera.

Si tomamos el Renault Fluence, un vehículo totalmente eléctrico del tipo berlina de cinco plazas con una autonomía de 185km y con un consumo de 140Wh/km podríamos recorrer 240000km con la energía proporcionada por nuestra instalación.

Palencia, marzo de 2013

Fdo: José David Gutiérrez Marquina



Universidad de Valladolid



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

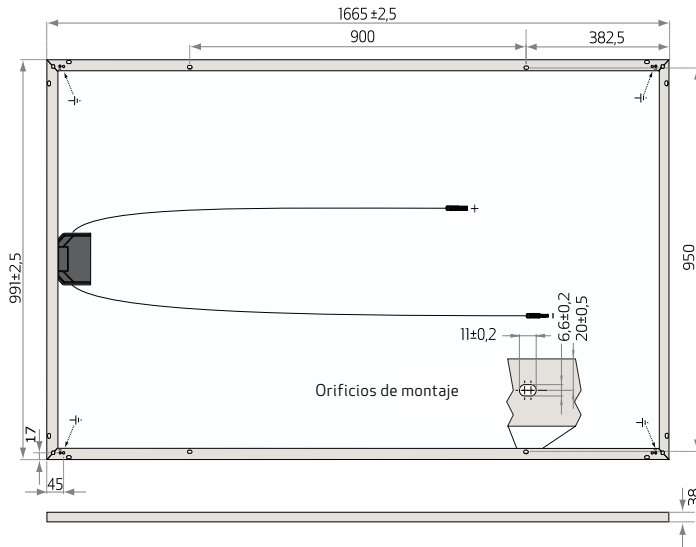
---

Anexos



Ingeniería Técnica Industrial especialidad en Electricidad

# REC PEAK ENERGY SERIE



PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Punto de máxima potencia - $P_{MAX}$ (Wp)	225	230	235	240	245	250
Tolerancia de la potencia pico - $P_{TOL}$ (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto de máxima potencia - $V_{MPP}$ (V)	28,9	29,2	29,6	29,9	30,2	30,5
Corriente en el punto de máxima potencia - $I_{MPP}$ (A)	7,8	7,9	8,0	8,0	8,1	8,2
Tensión a circuito abierto - $V_{OC}$ (V)	36,2	36,5	36,7	37,0	37,2	37,5
Corriente corto circuito - $I_{SC}$ (A)	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8
Eficiencia del módulo (%)	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1

Valores en condiciones estándares de medida STC (masa de aire AM 1,5, irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula 25°C).

En bajas radiaciones de 200W/m<sup>2</sup> y condiciones STC (1,5 AM y Temperatura de célula de 25°C) es posible obtener, al menos el 97% de la eficiencia.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ NOCT	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Punto de máxima potencia - $P_{MAX}$ (Wp)	167	170	173	176	179	182
Tensión en el punto de máxima potencia - $V_{MPP}$ (V)	26,6	26,8	27,1	27,3	27,6	27,9
Corriente en el punto de máxima potencia - $I_{MPP}$ (A)	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,6
Tensión a circuito abierto - $V_{OC}$ (V)	33,4	33,6	33,8	34,1	34,3	34,5
Corriente de corto circuito - $I_{SC}$ (A)	6,8	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1

Celle nominale operativa NOCT (800 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5, velocità del vento 1 m/s, temperatura ambiente 20°C).

## CERTIFICADOS



IEC 61215 y IEC 61730



Miembro del PV Cycle

## GARANTÍA

10 años de garantía de producto  
25 años de garantía de la potencia nominal lineal (máxima degradación de rendimiento del 0.7% p.a.)

15,1% EFICIENCIA

10 AÑOS DE GARANTÍA DE PRODUCTO

25 AÑOS DE GARANTÍA DE LA POTENCIA NOMINAL LINEAL

## PARÁMETROS TÉRMICOS

Temp. de operación nominal de la célula (NOCT)	47,9°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para $P_{MPP}$	-0,43%/°C
Coefficiente de temperatura $V_{OC}$	-0,33%/°C
Coefficiente de temperatura $I_{SC}$	0,074%/°C

## DATOS GENERALES

Tipo de célula	60 Células policristalinas REC PE 3 filas de 20 células - 3 diodos de derivación
Cristal	Cristal solar con tratamiento antirreflectante de Sunarc Technology
Lámina posterior	Doble capa de poliéster de alta resistencia
Marco	Aluminio anodizado
Cable	Cable solar Radox 4mm <sup>2</sup> , 0,90m + 1,20m
Conectores	De cierre por torsión Radox 4mm <sup>2</sup>

## LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo	-40 ... +80°C
Voltaje máximo del sistema	1000V
Carga máxima	551 kg/m <sup>2</sup> (5400 Pa)
Velocidad máxima del viento	197 km/h (safety factor 3)
Capacidad máxima del fusible	15A
Máxima Corriente Inversa	15A

## DATOS MECÁNICOS

Dimensiones	1665 x 991 x 38 mm
Área	1,65 m <sup>2</sup>
Peso	18 kg

**Atención!** Las especificaciones están sujetas a cambios sin notificación previa.

REC es una empresa integrada verticalmente líder en el sector de la energía solar. Es uno de los principales productores mundiales de polisilicio y obleas para aplicaciones solares, además de un fabricante de células y módulos solares en rápido crecimiento. REC participa también en actividades de desarrollo de proyectos en segmentos de energía fotovoltaica. REC, fundada en Noruega en 1996, es una empresa internacional dedicada a la energía solar con más de 4.000 empleados en todo el mundo y unos beneficios superiores a 14.000 millones de coronas noruegas en 2010, aproximadamente 1.700 millones de euros. Visite [www.recgroup.com](http://www.recgroup.com) para obtener más información acerca de REC.



[www.recgroup.com](http://www.recgroup.com)

# Dorf Müller

## micro inverters

### Dorf Müller Micro Inverter DMI 500/50

#### Technical Specifications

Model	DMI 500/50
Nominal Input Power ( $T_U = 30^\circ\text{C}$ , 3h Permanent Run)	460 W
Maximum Input Power	460 W
Nominal Power Output	420W
Maximum Power Output	420 W
Maximum Efficiency	93,5 %
EURO Efficiency	91,6 %
Mains Input from	4 W
Standby Losses	0 W
Maximum DC Input Voltage	85 V
MPP Voltage Range	42 V – 70 V
Nominal and Turn On Voltage	50 V
Output Voltage	230 VAC (depending on country)
Output Current	Regulated sine wave, mains frequency 50 Hz
Cos $\varphi$	1 regulated
Ambient Temperature Range	-25°C up to +70°C
Permissible Humidity	0 – 95 %
Type of Enclosure	IP 65
Circuit Feedback	DIN VDE 0838 (EN61000-6 part 1 – 4), EN60555
Conformity to VDE-AR-N 4105	For plants <3,68 kVA, ext. grid protection required
Over Temperature Protection	Dynamic power management
Noise Emission	35 dB
Potential Separation	Toroidal transformer
Certificate	CE
Dimensions (LxWxH) in mm	385x170x95 mm
Weight in kg	8,9 kg

*Subject to technical alterations.*

DORFMÜLLER SOLARANLAGEN GMBH 01/2013



Brennstoffzellen + Batterie-Allianz  
Baden-Württemberg

**BBA-BW**

Dorf Müller Solaranlagen GmbH  
Gottlieb-Daimler-Straße 15  
D-71394 Kernen-Rommelshausen  
Tel. +49 (0) 7151 / 9 49 05-0  
Fax +49 (0) 7151 / 9 49 05-40  
www.dorfmueller-solaranlagen.de

VAT no.: DE168361227  
Tax no.: 90 499 / 36211  
Managing Director Joachim Dorf Müller  
Commercial register Stuttgart 261991  
Place of jurisdiction Waiblingen

Banking details  
Kerner Volksbank eG (BLZ 602 626 93)  
Account no. 62 142 003  
IBAN DE46 6026 2693 0062 1420 03  
BIC GENODES1KRN

# Estructuras soporte

Las estructuras de Atersa están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas. Los materiales empleados son el acero galvanizado en caliente (normas UNE 37-501 y UNE 37-508), que cumple con los espesores mínimos exigibles según la norma UNE EN ISO 1461. La tornillería utilizada es galvanizada o de acero inoxidable y cumple la Norma MV-106.








Los recubrimientos galvanizados cuentan con la característica casi única de estar unidos metalúrgicamente al acero base, por lo que

poseen una excelente adherencia, con un recubrimiento de aproximadamente 80 micras.

Las estructuras han sido calculadas según C.T.E. (Acciones: Zona eólica tipo C (104,4 km/h); Entorno Zona III; Carga de nieve Zona I (700 m)).

El departamento técnico de Atersa diseña el tipo de estructura que se adapte totalmente a las necesidades particulares de cada cliente. Atersa dispone de una amplia gama normalizada de estructuras.

## Modelos

Estructura	Nº de módulos	Módulos	Instalación
Tipo "A1" 	1	A-50 A-100 A-150	Tejado y pared
Tipo "A" 	4 ó 5 4 2 ó 3	A-100 A-140 A-300	Suelo
Tipo "V" 60° 	3, 4 ó 5 2, 3 ó 4 2 ó 3	A-100 A-75, A-150 A-200, A-300	Suelo o terraza plana
Tipo "V" 30° 	3, 4 ó 5 2, 3 ó 4 2 ó 3	A-100 A-75, A-150 A-200, A-300	Suelo o terraza plana
Tipo "H"* 	1 1 ó 2	A-10, A-20, A-200 A-50, A-75, A-100, A-150	Columna de ø60 mm
Tipo "B"* 	1 1 ó 2	A-10, A-20, A-200 A-50, A-75, A-100, A-150	Columna de ø70 mm
Tipo "S" 	3 ó 4 4	A-100, A-150, A-200 A-300	Suelo

\* No incluye poste.

La estructura tipo "S" no admite 4 módulos grandes sin una modificación. Por favor consulte con nuestro departamento comercial.

# EXZHELLENT-SOLAR ZZ-F (AS)

Tensión 1,8 kV DC



NORMAS CONSTRUCTIVAS:	NACIONAL/EUROPEA	INTERNACIONAL
AENOR EA 0038 TÜV 2 Pfg 1169/08.2007	UNE-EN 60332-1-2 UNE-EN 50266-2-4 UNE-EN 50267 UNE-EN 61034-2	IEC 60332-1-2 IEC 60332-3-24 IEC 60754 IEC 61034-2

## CONSTRUCCIÓN:

### 1.- CONDUCTOR:

Cobre flexible estañado clase 5 para instalación móvil (-F).

### 2.- AISLAMIENTO:

Elastómero termoestable libre de halógenos (Z).

### 3.- CUBIERTA:

Elastómero termoestable libre de halógenos (Z).

Colores negro o rojo.



## APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles unipolares de tensión asignada 1,8 kV en corriente continua (c.c.).

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (PV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

- Servicio móvil
- Alta seguridad
- Resistencia a la intemperie
- Trabajo a muy baja temperatura (-40 °C)
- Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales
- Endurancia térmica de los materiales para garantizar una vida útil mínima de 30 años

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C, pudiendo soportar temperaturas de 120 °C durante 20.000 horas.



# EXZHELLENT-SOLAR ZZ-F (AS)

Tensión 1,8 kV DC

CÓDIGO	SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD AL AIRE <sup>(1)</sup> A	CAIDA DE TENSIÓN V/A.km
1614106	1x1,5	4,3	35	20	30	37,1
1614107	1x2,5	5,0	50	20	41	22,2
1614108	1x4	5,6	65	25	55	13,8
1614109	1x6	6,3	85	25	70	9,19
1614110	1x10	7,8	140	35	98	5,32
1614111	1x16	8,7	200	35	132	3,37
1614112	1x25	10,4	295	45	176	2,17
1614113	1x35	11,7	395	50	218	1,54
1614114	1x50	14,0	560	60	-	1,08
1614115	1x70	15,9	775	65	-	0,758
1614116	1x95	18,2	1.015	75	-	0,574
1614117	1x120	20,6	1.285	85	-	0,449
1614118	1x150	22,9	1.610	95	-	0,359
1614119	1x185	25,2	1.950	130	-	0,295
1614120	1x240	29,0	2.560	145	-	0,223

(1) Intensidades máximas admisibles según especificación AENOR EA 0038, anexo C1 tabla C.1.1

**Nota:** presentación en bobina

# POSTES DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

## RVE-1

## RVE-2

Postes de recarga exterior



### Descripción

Los postes de recarga de vehículos de la familia **RVE**, han sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos en la vía pública, cumpliendo con todas las normativas de seguridad eléctrica así como seguridad en el acceso y la medida y gestión del consumo.

La robustez frente al uso y al vandalismo es uno de los aspectos que se han tenido muy en cuenta a la hora de diseñar estos equipos, así como el dotarlos de un diseño estético sobrio y elegante.

Toda la familia de equipos **RVE** ha sido pensada para dar al usuario del vehículo eléctrico, un método sencillo para recargar su vehículo allí donde lo estacione. Los postes de recarga disponen de un fácil sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto, así como un práctico sistema de apertura y cierre. De esta forma, todo el proceso de recarga puede realizarse con tan solo unos pocos pasos por cualquier usuario sin necesidad de conocimientos técnicos.

### Aplicación

Todos aquellos lugares en intemperie susceptibles de ser destinados al estacionamiento de vehículos de cualquier tipo (coches, motos, bicicletas, transporte, limpieza, ...). Un ejemplo de estos pueden ser la vía pública, parkings públicos exteriores, parkings exteriores en grandes superficies, aeropuertos, empresas de alquiler de vehículos, empresas de limpieza, etc.

### Características

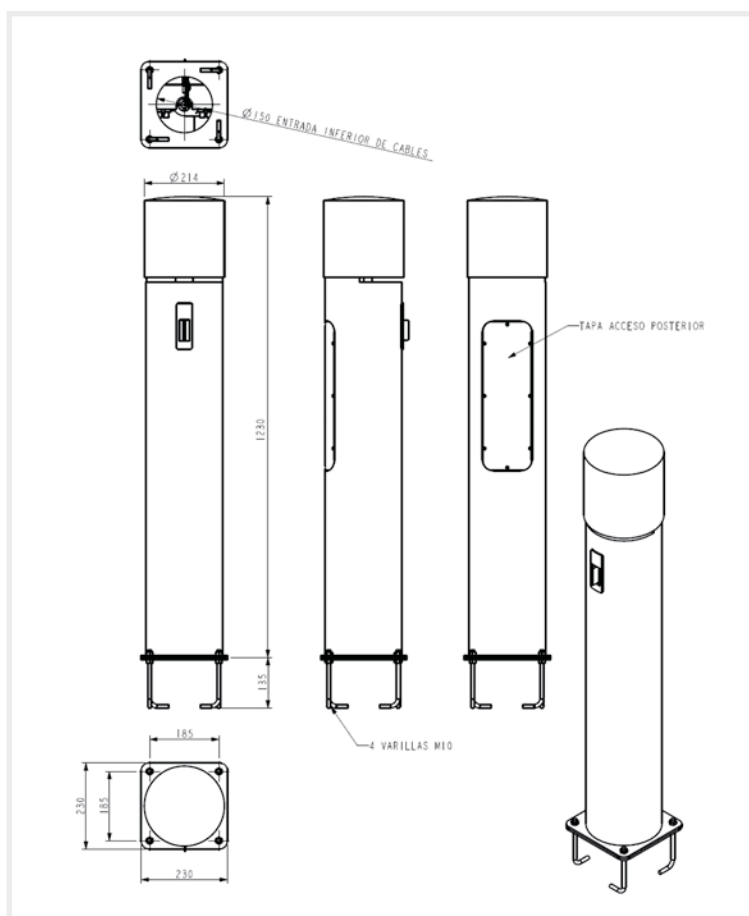
Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Recubrimiento antigrafiti
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad
	Display para monitorización de saldo
	Medida de energía integrada
	Protección diferencial con reconexión automática integradas
	Sistema de protección frente a intento de hurto de energía
	Sistema de apertura antivandálico
	Preparado para uso en exterior (IP 54)
	Diseño estético elegante
	Diversos tipos
Características técnicas comunes	
Tensión de entrada	230 V c.a.
Tolerancia	± 10 %
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz
Tensión de salida	230 V c.a.
Corriente máxima de salida	16 A por toma
Conector	Schuko "CEE 7/4" (Otros bajo pedido)
Medida de corriente	Contador integrado
Diferencial	Reconectable automáticamente
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
Temperatura ambiente	-20 ... + 50 °C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006 con recubrimiento antigrafiti
Envolvente	Acero inoxidable 3mm grosor AISI304
Grado de protección mecánica	IK8
Grado de protección	IP 54
Anclaje	Plantilla de fijación al suelo con 4 pernos
Normas	
EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1 , IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A	

# POSTES DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Postes de recarga exterior



## Dimensiones RVE



## Características técnicas individuales

		Tipo
Potencia recarga máxima	3,6 kW	RVE - 1
Número de tomas	1	
Peso	30 kg	
Dimensiones	Ø 179 mm; 1230 mm	

		Tipo
Potencia recarga máxima	2 x 3,6 kW	RVE - 2
Número de tomas	2	
Peso	40 kg	
Dimensiones	Ø 214 mm; 1230 mm	

## Referencias

	Tipo	Código
Poste recarga exterior 1 toma	RVE - 1	V10110
Poste recarga exterior 2 tomas	RVE - 2	V10120

# SOLUCIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS DE 2 RUEDAS



## Descripción

La solución de recarga para vehículos de 2 ruedas de la familia **RVE**, ha sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos de 2 ruedas como motocicletas o bicicletas eléctricas, cumpliendo con todas las normativas de seguridad eléctrica así como seguridad en el acceso y la medida y gestión del consumo.

Esta solución está formada por un controlador que realiza la gestión del prepago mediante tarjetas de proximidad RFID, permite realizar la selección de toma de corriente y gestiona el consumo en cada una de las tomas, así mismo dispone de los sistemas de seguridad adecuados para la protección de los vehículos y los usuarios.

Solidario al controlador existe un soporte con todas las tomas de corriente para los distintos vehículos de 2 ruedas, cada toma está a una distancia determinada de la otra lo que permite estacionar el vehículo cómodamente para realizar la recarga.

La robustez frente al uso y al vandalismo es uno de los aspectos que se han tenido muy en cuenta a la hora de diseñar este equipo, así como el dotarlo de un diseño estético sobrio y elegante.

Toda la familia de equipos **RVE** ha sido pensada para dar al usuario del vehículo eléctrico, un método sencillo para recargar su vehículo allí donde lo estacione, de esta forma, los equipos de recarga de vehículos de 2 ruedas se han dotado de un fácil sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto, de esta forma todo el proceso de recarga puede realizarse con tan solo unos pocos pasos por cualquier usuario sin necesidad de conocimientos técnicos.

## Características

Características	
	Cuerpo metálico antivandálico
	Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad
	Display para monitorización de saldo
	Medida de energía integrada
	Pulsadores de selección de toma
	Protecciones eléctricas con reconexión automática integradas
	Sistema de protección frente a intento de hurto de energía
	Diseño estético elegante
Características técnicas comunes	
Tensión de entrada	230 V c.a.
Tolerancia	± 10 %
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz
Tensión de salida	230 V c.a.
Consumo máximo por toma	3,6 kW
Corriente máxima de salida	16 A por toma
Conector	Schuko "CEE 7/4" (Otros bajo pedido)
Medida de corriente	Contador integrado
Diferencial	Reconectable automáticamente
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
Temperatura de uso	-20 ... +50 °C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006 con recubrimiento antigrafiti
Envoltorio	FE ST37 2 mm grosor
Grado de protección	IP 54
Dimensiones soporte (opcional)	96 mm
Anclaje	Fijación al suelo
Normas	
<b>EN 61851-1 : 2001 parte 1, IEC 61000 ,IEC 60364-4-41, IEC 61008 – 1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC61010, UNE-EN55011, ISO 14443A</b>	

## SOLUCIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS DE 2 RUEDAS

### Aplicación

Los equipos de recarga de vehículos de 2 ruedas están pensados para ser instalados en vía pública o en aparcamientos especiales para motocicletas o bicicletas, su especial diseño los hace ideales para ser instalados en cualquier punto susceptible de que puedan estacionar vehículos de 2 ruedas.



### Características técnicas individuales

		Tipo
Potencia recarga máxima	11 kW (3 x 3,6 kW)	RVE - CB3
Número de tomas	3	
Peso	46 kg	
Dimensiones	2,9 m; 0,3 m	

		Tipo
Potencia recarga máxima	22 kW (6 x 3,6 kW)	RVE - CB6
Número de tomas	6	
Peso	67 kg	
Dimensiones	4,2 m; 0,3 m	


### Referencias

	Tipo	Código
Poste recarga para vehículos de 2 ruedas, 3 tomas	RVE - CB3	V12110
Poste recarga para vehículos de 2 ruedas, 6 tomas	RVE - CB6	V12120



## Listado Catálogo Movele de vehículos Marzo 2013


Detalle: Opel Ampera

DENOMINACIÓN	
	<p>Marca: Opel            Modelo: Ampera            Versión: Compacto            Segmento: Turismo            Categoría: M1            Tipo: Vehículo Eléctrico de Autonomía Ampliada (REEV)</p>
DATOS TÉCNICOS	
<p><b>Motor y prestaciones</b></p> <p>Potencia nominal (KW/CW): No Disponible/No Disponible            Potencia máxima (KW/CW): 111/151            Velocidad máxima (km/h): 160            Aceleración de 0-50 km/h (seg): 3            Rango de autonomía (km): 60            Consumo (Wh/km): 133            Capacidad útil de carga (Kg): 45</p>	<p><b>Pesos y Dimensiones</b></p> <p>Peso en vacío con baterías (kg): 1.694            Longitud (mm): 4.498            Ancho (mm): 1.811            Alto (mm): 1.434            Capacidad del maletero (l): 289            Puertas: 4</p>
<p><b>Frenos/Suspensión y Neumáticos</b></p> <p>Sistema de frenos delantero: frenos de disco regenerativos            Sistema de frenos trasero: frenos de disco            Suspensiones delanteras: columnas MacPherson            Suspensiones traseras: eje de torsión semi-independiente            Neumáticos delanteros: 215/55R17            Neumáticos traseros: 215/55R17            Garantía de batería (años): No Disponible</p>	<p><b>Batería</b></p> <p>Tecnología: Lito Ion            Capacidad (Ah): 45            Voltaje (V): 370            Ciclos de carga/descarga: 2.000            Tiempo de recarga al 100% (h): 3            Tipo de carga: Normal</p>
<p><b>Equipamiento de seguridad y otros</b></p> <p>ABS: S            Airbag: S            Control de estabilidad: S            Control de tracción: S            Dirección asistida: S            Indicador eficiencia de conducción: S            Aire acondicionado: S            Climatizador: S</p>	<p>Radio CD: S            Cargador a bordo: S            Tipo de cargador: 230 V monofásico            Cargador dotado de inteligencia: S            Cargador dotado de enclavamiento: S            Longitud cable de recarga: 6,00            Cable con protección antivandálica: S            Equalización de baterías: N</p>
DATOS COMERCIALES	
<p>Fecha de disponibilidad en España: 01-10-2010            PVP Total sin IVA (€): No Disponible            Unidades disponibles anuales: No Disponible            Coste mensual del Leasing (€): No Disponible            Garantía del vehículo (años): No Disponible            Periodo de Leasing (meses): No Disponible</p>	
<p><b>Ayuda MOVELE (€):</b>            Distribuidor/Representante en España:</p>	<p><b>Ver ayudas</b></p>
<p>Nombre: General Motors España, S.L.U.            Nacionalidad: Española            Distribuidor: General Motors España, S.L.U.            Código Postal: 28108            Localidad: Alcobendas            Teléfono 2: 91-456 92 44            eMail: jose.maria.garrido@gm.com            Contacto: José María Garrido Vallejo            Departamento: Relaciones Institucionales            Teléfono 1 contacto: 91-456.92.31            NIF: 50/18593            Contacto 2: Clarisa Lambán Pérez            Departamento 2: Relaciones Institucionales            Teléfono 1 contacto 2: 91-456.92.44</p>	<p>Marca: Opel            Domicilio Social: Figueruelas (Zaragoza)            Domicilio: Avda. de Bruselas, 20 (Edifº Gorbea 4)            Provincia: Madrid            Teléfono 1: 91-456 92 31            Fax: 91-556 00 00            Web: www.opel.es            Cargo: Gerente            eMail contacto: jose.maria.garrido@gm.com            Teléfono 2 contacto: 91-456.92.44            Cargo 2: Secretaria            eMail contacto 2: clarisa.lamban@gm.com            Teléfono 2 contacto 2: 91-456.92.31</p>
Comentarios adicionales	
<p><b>Puntos de servicio:</b></p>	<p>SI</p>
<p>NOTA: IDAE no se hace responsable de los datos indicados por el fabricante</p>	



## Listado Catálogo Movele de vehículos Marzo 2013


Detalle: TOYOTA PRIUS PLUG-IN HYBRID

DENOMINACIÓN	
	Marca: TOYOTA Modelo: PRIUS PLUG-IN HYBRID Versión: PRIUS PLUG-IN HYBRID Segmento: Turismo Categoría: M1 Tipo: Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV)
DATOS TÉCNICOS	
<b>Motor y prestaciones</b>  Potencia nominal (KW/CV): 73/99 Potencia máxima (KW/CV): 136/185 Velocidad máxima (km/h): 180 Aceleración de 0-50 km/h (seg): No Disponible Rango de autonomía (km): 22 Consumo (Wh/km): 62 Capacidad útil de carga (Kg): 5	<b>Pesos y Dimensiones</b>  Peso en vacío con baterías (kg): 1.577 Longitud (mm): 4.460 Ancho (mm): 1.745 Alto (mm): 1.490 Capacidad del maletero (l): 391 Puertas: 5
<b>Frenos/Suspensión y Neumáticos</b>  Sistema de frenos delantero: DISCOS VENTILADOS Sistema de frenos trasero: DISCOS SOLIDOS Suspensiones delanteras: Mc Pherson, triangulo inferior y estabilizadora Suspensiones traseras: Eje Torsional con correccion convergencia Neumáticos delanteros: 195 / 65 R 15 Neumáticos traseros: 195 / 65 R 15 Garantía de batería (años): 5	<b>Batería</b>  Tecnología: ION-LITIO Capacidad (Ah): 15 Voltaje (V): 345.6 Ciclos de carga/descarga: No Disponible Tiempo de recarga al 100% (h): 1 Tipo de carga: Normal
<b>Equipamiento de seguridad y otros</b>  ABS: S Airbag: S Control de estabilidad: S Control de tracción: S Dirección asistida: S Indicador eficiencia de conducción: S Aire acondicionado: S Climatizador: S	Radio CD: S Cargador a bordo: S Tipo de cargador: TMC cable charger Ref G9060-47070 Cargador dotado de inteligencia: S Cargador dotado de enclavamiento: S Longitud cable de recarga: 4,00 Cable con protección antivandálica: N Equalización de baterías: S
DATOS COMERCIALES	
Fecha de disponibilidad en España: 01-06-2010 PVP Total sin IVA (€): 39.692 Unidades disponibles anuales: 5 Coste mensual del Leasing (€): No Disponible Garantía del vehículo (años): 5 Periodo de Leasing (meses): No Disponible	
<b>Ayuda MOVELE (€):</b> Distribuidor/Representante en España:	<b>Ver ayudas</b>
Nombre: TOYOTA MOTOR CORPORATION JAPONESA Nacionalidad: JAPONESA Distribuidor: TOYOTA ESPAÑA, S.L.U. Código Postal: 28108 Localidad: ALCOBENDAS Teléfono 2: No Disponible eMail: karl.van.dijk@toyota.es Contacto: Karl Van Dijk Departamento: Asuntos Corporativos Teléfono 1 contacto: 911513300 NIF: No Disponible Contacto 2: Javier Valiente Pardo Departamento 2: Political Intelligence Teléfono 1 contacto 2: 690848677	Marca: TOYOTA Domicilio Social: Avda de Bruselas, 22 28108 ALCOBENDAS MADRID Domicilio: Avda de Bruselas, 22 ALCOBENDAS MADRID MADRID Provincia: MADRID Teléfono 1: 911 513 300 Fax: No Disponible Web: http://www.toyota.es Cargo: Director de Asuntos Corporativos eMail contacto: karl.van.dijk@toyota.es Teléfono 2 contacto: No Disponible Cargo 2: Consultor Externo eMail contacto 2: javier@political-intelligence.com Teléfono 2 contacto 2: No Disponible
Comentarios adicionales	
<b>Puntos de servicio:</b>	Está previsto realizar un programa de formación en la red de concesionarios de Toyota España



## Listado Catálogo Movele de vehículos Marzo 2013

Detalle: SEAT LEON TWIN DRIVE ECOMOTIVE


DENOMINACIÓN	
	Marca: SEAT Modelo: LEON TWIN DRIVE ECOMOTIVE Versión: TWIN DRIVE ECOMOTIVE Segmento: Turismo Categoría: M1 Tipo: Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV)
DATOS TÉCNICOS	
<b>Motor y prestaciones</b>	<b>Pesos y Dimensiones</b>
Potencia nominal (KW/CV): 90/122 Potencia máxima (KW/CV): 150/204 Velocidad máxima (km/h): 190 Aceleración de 0-50 km/h (seg): 7 Rango de autonomía (km): 700 Consumo (Wh/km): 240 Capacidad útil de carga (Kg): 375	Peso en vacío con baterías (kg): 1.500 Longitud (mm): 4.315 Ancho (mm): 1.768 Alto (mm): 1.459 Capacidad del maletero (l): 220 Puertas: 4
<b>Frenos/Suspensión y Neumáticos</b>	<b>Batería</b>
Sistema de frenos delantero: Convencional con recuperación de energía Sistema de frenos trasero: Convencional con discos de freno Suspensiones delanteras: Mcpherson Suspensiones traseras: Multilink Neumáticos delanteros: 205/55 R16 Neumáticos traseros: 205/55 R16 Garantía de batería (años): 2	Tecnología: LiFePO4 Capacidad (Ah): 40 Voltaje (V): 300 Ciclos de carga/descarga: 2.000 Tiempo de recarga al 100% (h): 5 Tipo de carga: Normal
<b>Equipamiento de seguridad y otros</b>	<b>Radio CD:</b> S <b>Cargador a bordo:</b> S <b>Tipo de cargador:</b> BRUSA NLG5 <b>Cargador dotado de inteligencia:</b> S <b>Cargador dotado de enclavamiento:</b> S <b>Longitud cable de recarga:</b> No Disponible <b>Cable con protección antivandálica:</b> N <b>Equalización de baterías:</b> S
<b>DATOS COMERCIALES</b>	<b>Ver ayudas</b>
Fecha de disponibilidad en España: 01-09-2010 PVP Total sin IVA (€): No Disponible Unidades disponibles anuales: No Disponible Coste mensual del Leasing (€): No Disponible Garantía del vehículo (años): 2 Periodo de Leasing (meses): No Disponible	<b>Ayuda MOVELE (€):</b> <b>Distribuidor/Representante en España:</b>
Nombre: SEAT, S.A. Nacionalidad: No Disponible Distribuidor: No Disponible Código Postal: 8760 Localidad: Martorell Teléfono 2: No Disponible eMail: No Disponible Contacto: No Disponible Departamento: No Disponible Teléfono 1 contacto: No Disponible NIFR: No Disponible Contacto 2: No Disponible Departamento 2: No Disponible Teléfono 1 contacto 2: No Disponible	Marca: SEAT Domicilio Social: Autovia A-2 km 585 Domicilio: No Disponible Provincia: Barcelona Teléfono 1: 937731666 Fax: 937731647 Web: www.seat.es Cargo: No Disponible eMail contacto: No Disponible Teléfono 2 contacto: No Disponible Cargo 2: No Disponible eMail contacto 2: No Disponible Teléfono 2 contacto 2: No Disponible
<b>Puntos de servicio:</b>	
NOTA: IDAE no se hace responsable de los datos indicados por el fabricante	





## Listado Catálogo Movele de vehículos Marzo 2013

### Detalle: Piaggio MP3 Hybrid 125

<b>DENOMINACIÓN</b>	
	<p>Marca: Piaggio          Modelo: MP3 Hybrid 125          Versión:          Segmento: Motocicleta          Categoría: L3e          Tipo: Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV)</p>
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	
<p><b>Motor y prestaciones</b></p> <p>Potencia nominal (KW/CV): 11/15          Potencia máxima (KW/CV): 11/15          Velocidad máxima (km/h): 99          Aceleración de 0-50 km/h (seg): No Disponible          Rango de autonomía (km): 720          Consumo (Wh/km): No Disponible          Capacidad útil de carga (Kg): No Disponible</p>	<p><b>Pesos y Dimensiones</b></p> <p>Peso en vacío con baterías (kg): 273          Longitud (mm): 2.140          Ancho (mm): 760          Alto (mm): 1.385          Capacidad del maletero (l): 30          Plazas: 2          Puertas: No Disponible</p>
<p><b>Frenos/Suspensión y Neumáticos</b></p> <p>Sistema de frenos delantero: Dos discos hidráulicos de 240 mm          Sistema de frenos trasero: Un disco hidráulico de 240 mm          Suspensiones delanteras: De paralelogramo articulado          Suspensiones traseras: Motor basculante con dos amortiguadores          Neumáticos delanteros: 120/70-12 51P (X 2)          Neumáticos traseros: 140/60-14 64P          Garantía de batería (años): 2</p>	<p><b>Batería</b></p> <p>Tecnología: BMS          Capacidad (Ah): 31          Voltaje (V): 37          Ciclos de carga/descarga: 2.000          Tiempo de recarga al 100% (h): 3          Tipo de carga: Normal</p>
<p><b>Equipamiento de seguridad y otros</b></p> <p>ABS: N          Airbag: N          Control de estabilidad: N          Control de tracción: N          Dirección asistida: N          Indicador eficiencia de conducción: N          Aire acondicionado: N          Climatizador: N</p>	<p>Radio CD: N          Cargador a bordo: S          Tipo de cargador: Monofásico          Cargador dotado de inteligencia: S          Cargador dotado de enclavamiento: N          Longitud cable de recarga: No Disponible          Cable con protección antivandálica: N          Equalización de baterías: S</p>
<b>DATOS COMERCIALES</b>	
<p>Fecha de disponibilidad en España: 01-09-2009          PVP Total sin IVA (€): 7.759          Unidades disponibles anuales: No Disponible          Coste mensual del Leasing (€): No Disponible          Garantía del vehículo (años): 2          Período de Leasing (meses): No Disponible</p>	
<p><b>Ayuda MOVELE (€):</b>          Distribuidor/Representante en España:</p>	<p><b>Ver ayudas</b></p>
<p>Nombre: Piaggio &amp; C, S.p.A.          Nacionalidad: Italiana          Distribuidor: S.A. of PIAGGIO GROUP          Código Postal: 28108          Localidad: ALCOBENDAS          Teléfono 2: +34913109951          eMail: jesus.carbonell@es.piaggio.com          Contacto: Javier Gómez          Departamento: Flotas y Marketing          Teléfono 1 contacto: +34699990128          NIF: 04773200011          Contacto 2: Jesús Carbonell          Departamento 2: Soporte Técnico/Garantías          Teléfono 1 contacto 2: +34699990149</p>	<p>Marca: Piaggio          Domicilio Social: Rinaldo Piaggio, 25 - 56025 PONTEDERA (PI) ITALIA          Domicilio: Avda. de Europa, 19 MADRID          Provincia: Madrid          Teléfono 1: +34913109950          Fax: +340913109949          Web: www.es.vtl.piaggio.com          Cargo: Director de Departamento          eMail contacto: javier.gomez@es.piaggio.com          Teléfono 2 contacto: +34913109971          Cargo 2: Responsable del Departamento          eMail contacto 2: jesus.carbonell@es.piaggio.com          Teléfono 2 contacto 2: +34913109969</p>
<p><b>Puntos de servicio:</b></p>	<p>Red Oficial de concesionarios Piaggio en España</p>
<p>NOTA: IDAE no se hace responsable de los datos indicados por el fabricante</p>	



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Re- carga para Vehículo Eléctrico

---

## Cálculos



Ingeniería Técnica Industrial especialidad en Electricidad



# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

## Cálculos

### Índice General

Objeto .....	3
Cálculos eléctricos .....	3
Cableado .....	3
Cuadro general .....	5
Descripción.....	7
Diseño de la instalación .....	7
Notas de cálculo.....	9
Circuito(s) salida.....	11
Circuito(s) tomas de corriente .....	13
Instalación de puesta a tierra .....	26
Frecuencia .....	26
Cálculo de la resistencia de tierra de un electrodo.....	26
Cálculos fotovoltaicos.....	28



---

## Índice de Ilustraciones

No se encuentran elementos de tabla de ilustraciones.

## Índice de Tablas

Tabla 1.- Caídas de tensión en salida campo de captación fotovoltaica.....	4
Tabla 2.- Valor medio de la resistencia del terreno .....	27
Tabla 3.- resistencia de tierra de diversos electrodos .....	27
Tabla 4.- Incidencia producida por condiciones climatológicas.....	31
Tabla 5.- Incidencia de sombreados, IAM,....	32
Tabla 6.- Coeficientes de rendimiento .....	33
Tabla 7.- Producción mes a mes .....	34



### Objeto

Con el documento Cálculos se pretende detallar el análisis efectuado para la determinación de materiales y aparataje utilizada para el diseño del presente Proyecto Fin de Carrera, así como la determinación de las distintas protecciones y seguridades tanto para las personas como para los puntos de recarga.

### Cálculos eléctricos

#### Cableado

Tipo de corriente	Sección	Caída de tensión	Perdida de potencia
CORRIENTE CONTINUA Y MONOFÁSICA	CONOCIDA LA INTENSIDAD		$\Delta W = \frac{200 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V^2 \cdot \cos^2 \varphi}$
	$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta V}$	$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$	
	CONOCIDA LA POTENCIA		
	$S = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot \Delta V \cdot V}$	$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V}$	
TRIFÁSICA	CONOCIDA LA INTENSIDAD		$\Delta W = \frac{100 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot V^2 \cdot \cos^2 \varphi}$
	$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$	$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot S}$	
	CONOCIDA LA POTENCIA		
	$\Delta V = \frac{L \cdot W}{K \cdot S \cdot V}$	$\Delta V = \frac{L \cdot W}{K \cdot S \cdot V}$	



Tabla 1.- Caídas de tensión en salida campo de captación fotovoltaica

CENTRO DE TRANSFORMACION	CIRCUITO	DESDE	HASTA	LONGITUD (m)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	SECCION CONDUCTOR (mm2)	cdt	CAÍDA DE TENSION		
									%	TOTAL	
CT1	R	FV-R-001	- FV-R-002	19	230	2	25	0,054	0,024		
		FV-R-002	- FV-R-003	30	230	2	25	0,086	0,037		
		FV-R-003	- FV-R-004	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-004	- FV-R-005	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-005	- FV-R-006	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-006	- FV-R-007	27	230	2	25	0,077	0,034		
		FV-R-007	- FV-R-008	23	230	2	25	0,066	0,029		
		FV-R-008	- FV-R-009	27	230	2	25	0,077	0,034		
		FV-R-009	- FV-R-010	29	230	2	25	0,083	0,036		
		FV-R-010	- FV-R-011	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-011	- FV-R-012	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-012	- FV-R-013	14	230	2	25	0,040	0,017		
		FV-R-013	- FV-R-014	33	230	2	25	0,094	0,041		
		FV-R-014	- FV-R-015	29	230	2	25	0,083	0,036		
		FV-R-015	- FV-R-016	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-016	- FV-R-017	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-017	- FV-R-018	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-018	- FV-R-019	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-R-019	- FV-R-020	43	230	2	25	0,123	0,053		
		FV-R-020	- CT1	233	230	2	25	0,666	0,289		
										0,909	
	S	FV-S-001	- FV-S-002	23	230	2	25	0,066	0,029		
		FV-S-002	- FV-S-003	31	230	2	25	0,089	0,039		
		FV-S-003	- FV-S-004	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-004	- FV-S-005	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-005	- FV-S-006	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-006	- FV-S-007	27	230	2	25	0,077	0,034		
		FV-S-007	- FV-S-008	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-008	- FV-S-009	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-009	- FV-S-010	29	230	2	25	0,083	0,036		
		FV-S-010	- FV-S-011	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-011	- FV-S-012	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-012	- FV-S-013	12	230	2	25	0,034	0,015		
		FV-S-013	- FV-S-014	30	230	2	25	0,086	0,037		
		FV-S-014	- FV-S-015	13	230	2	25	0,037	0,016		
		FV-S-015	- FV-S-016	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-016	- FV-S-017	25	230	2	25	0,071	0,031		
		FV-S-017	- FV-S-018	25	230	2	25	0,071	0,031		
FV-S-018		- FV-S-019	25	230	2	25	0,071	0,031			
FV-S-019		- FV-S-020	30	230	2	25	0,086	0,037			



		FV-S-020 - CT1	354	230	2	25	1,011	0,440	
									1,024
	T	FV-T-001 - FV-T-002	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-002 - FV-T-003	26	230	2	25	0,074	0,032	
		FV-T-003 - FV-T-004	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-004 - FV-T-005	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-005 - FV-T-006	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-006 - FV-T-007	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-007 - FV-T-008	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-008 - FV-T-009	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-009 - FV-T-010	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-010 - FV-T-011	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-011 - FV-T-012	26	230	2	25	0,074	0,032	
		FV-T-012 - FV-T-013	26	230	2	25	0,074	0,032	
		FV-T-013 - FV-T-014	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-014 - FV-T-015	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-015 - FV-T-016	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-016 - FV-T-017	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-017 - FV-T-018	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-018 - FV-T-019	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-019 - FV-T-020	25	230	2	25	0,071	0,031	
		FV-T-020 - CT1	516	230	2	25	1,474	0,641	
									1,235

Conforme a lo dispuesto por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en su Instrucción Técnica 40, en el apartado 5: Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1'5%, para la intensidad nominal. La instalación cumple con holgura, tal y como puede verse en la Tabla 1.-

### Cuadro general

Para el cálculo y dimensionado del Cuadro Eléctrico de Baja Tensión (CO), se tiene en cuenta la potencia instalada. Para el cálculo de la sección de los conductores se ha tenido en cuenta:

- La caída de tensión (en nuestro caso, al ser de fuerza, se admite un máximo del 5%)
- La densidad de corriente
- Intensidad máxima admisible

Fórmulas empleadas:



- Caída de tensión:

$$c. d. t. = \frac{K_p \times P \times L}{K \times S \times V}$$

- Caída de tensión en %:

$$c. d. t. (\%) = \frac{c. d. t. (V) \times 100}{V}$$

- Densidad de corriente

$$I = \frac{P \times K_p}{\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi}, D = \frac{I}{S}$$

donde:

- $D$ : densidad de corriente (A/mm<sup>2</sup>)
- $I$ : intensidad de corriente (A)
- $S$ : sección del conductor
- $cdt$ : caída de tensión (V)
- $P$ : potencia (W)
- $L$ : longitud de la línea (m)
- $K$ : conductividad
  - $K = 58m/\Omega$  Cobre
  - $K = 36m/\Omega$  Aluminio
- $V$ : tensión de servicio (V)
- $K_p$ : factor de corrección
  - $K_p = 1.8$  para alumbrado de descarga
  - $K_p = 1.25$  para motores

A continuación se detallan los cálculos del Cuadro General, las caídas de tensión y las densidades de corriente calculadas:





## Descripción

### Parámetros generales del proyecto

Norma de instalación	IEC60364
Norma de cálculo	TR50480
Norma Inter. automático	IEC 60947-2
Frecuencia de red	50 Hz

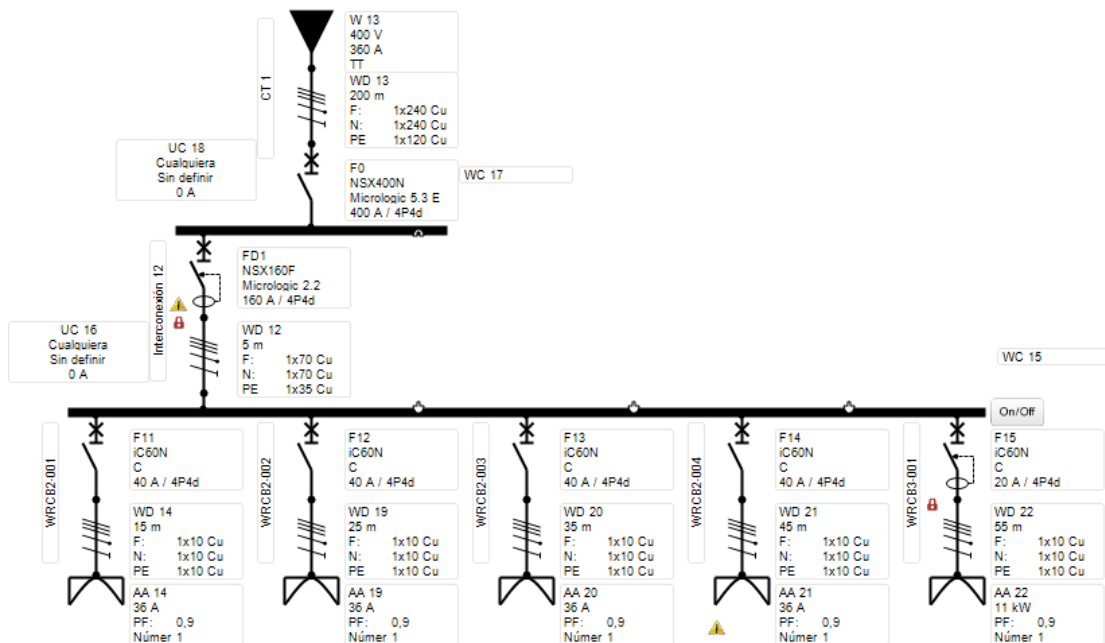
### Lista de receptores

#### Tomas de corriente

Nombre	Sr (kVA)	Pr (kW)	Ir (A)	Cosφ	Unidad.	Polaridad	Generador de armónico	THDi 3 (%)
AA 21	24,9	22,4	36	0,9	1	3F+ N	No	0
AA 20	24,9	22,4	36	0,9	1	3F+ N	No	0
AA 19	24,9	22,4	36	0,9	1	3F+ N	No	0
AA 14	24,9	22,4	36	0,9	1	3F+ N	No	0
AA 22	12,2	11	17,6	0,9	1	3F+ N	No	0

## Diseño de la instalación

### Esquema unifilar de la instalación





### Lista de equipos eléctricos

#### Cuadros BT y juegos de barras

Nombre del cuadro	Gama	Calibre (A)	IP
UC 18	Cualquiera	0,00	Sin definir
UC 16	Cualquiera	0,00	Sin definir

Nombre del juego de barras	Nombre del cuadro	Ks	Polaridad	SLT	Unión equipotencial
WC 17	UC 18	1	3F+ N	TT	Sin
WC 15	UC 16	1	3F+ N	TT	Sin

#### Interruptores automáticos

Nombre	Unidad.	Gama	Calibre (A)	Polos	Relé/curva	Protección diferencial	Clase prot. diferencial
F14	1	iC60 - iC60N	40	4P4d	C		
F13	1	iC60 - iC60N	40	4P4d	C		
F12	1	iC60 - iC60N	40	4P4d	C		
FD1	1	Compact NSX - NSX160F	160	4P4d	Micrologic 2.2	Vigi MH	A
F11	1	iC60 - iC60N	40	4P4d	C		
F0	1	Compact NSX - NSX400N	400	4P4d	Micrologic 5.3 E		
F15	1	iC60 - iC60N	20	4P4d	C		

#### Lista de cables

Nombre	Cdad	Tendido	Lindante	Tipo	Aislante	L (m)	L1/L2/L3	N	PE/PEN
WD 13	1	W 13	F0	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	200	1x240 Cobre	1x240 Cobre	1x120 Cobre
WD 22	1	F15	AA 22	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	55	1x10 Cobre	1x10 Cobre	1x10 Cobre
WD 21	1	F14	AA 21	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	45	1x10 Cobre	1x10 Cobre	1x10 Cobre
WD 20	1	F13	AA 20	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	35	1x10 Cobre	1x10 Cobre	1x10 Cobre
WD 19	1	F12	AA 19	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	25	1x10 Cobre	1x10 Cobre	1x10 Cobre
WD 14	1	F11	AA 14	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	15	1x10 Cobre	1x10 Cobre	1x10 Cobre
WD 12	1	FD1	WC 15	Multiconductor (0.6/1kV)	PVC	5	1x70 Cobre	1x70 Cobre	1x35 Cobre

**Notas de cálculo****Circuito(s) red de alimentación BT****Circuito CT 1**

Entrada BT	W 13
<b>Descripción de la conexión</b>	
Tipo de conexión	Puesto privado
Ur	400 V
Capacidad de la conexión - Ir	360 A
Polaridad	3F+ N
Esquema de puesta a tierra	TT
Unión equipotencial	Sí
Rb (puesta en tierra del neutro)	10000 mΩ
Ra (puesta en tierra de las masas)	10000 mΩ
<b>Características de cortocircuito</b>	
Ik3máx	20 kA
Ik1mín	8 kA
Ief	10 kA
Ief2mín	5 kA
Cos φ <sub>cc</sub>	0,3

Cable	WD 13
<b>Parámetros</b>	
Longitud	200 m
Modo de colocación	31 E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	PVC
Temperatura ambiente	40 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	360 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	
<b>Factores de corrección</b>	
Factor de temperatura	0,87
Cuadro de referencia normativa	A-52-14 (52-D1)
Factor de resistividad térmica del suelo	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-16 (52-D3)
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	E



Cálculos

Factor de coeficiente de fusible	1
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,87

Fase seleccionada	
Sección	1x240 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	374 A
<b>Neutro seleccionado</b>	
Sección	1x240 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	374 A
<b>PE seleccionado</b>	
Sección	1x120 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	20,00	17,32	9,26	5,04	2,84	0,00	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	20,00	17,32	9,26	5,04	2,84	0,00	0,00
<b>Interruptor automático</b>				<b>F0</b>			
Gama				Compact NSX			
Descripción				NSX400N			
Calibre interruptor automático				400 A			
Poder de corte				50 kA			
TNS Poder de corte unipolar				NA			
IT Poder de corte unipolar				NA			
Poder de corte reforzado				NA			
Polos & polos protegidos				4P4d			
Relé				Micrologic 5.3 E			
Calibre relé				400 A			
<b>Reglajes largo retardo</b>							
Ir				360 A			
Tr				16 s			
<b>Reglajes corto retardo</b>							
Isd				2160 A			
Tsd				0 s			
<b>Reglajes instantáneo</b>							
Ii				4800 A			

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
<b>Modo de explotación Normal</b>				
(A)	129,313	129,313	129,313	0
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>				
(A)	129,313	129,313	129,313	0
<b>Caídas de tensión</b>				
	Acumuladas aguas arriba		Circuito	
<b>Modo de operación normal</b>				
ΔU <sub>3L</sub> (%)	3,684		3,684	
ΔU <sub>L1L2</sub> (%)	4,254		4,254	



$\Delta U_{L2L3}$ (%)	4,254	4,254
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	4,254	4,254
$\Delta U_{L1N}$ (%)	3,684	3,684
$\Delta U_{L2N}$ (%)	3,684	3,684
$\Delta U_{L3N}$ (%)	3,684	3,684

## Circuito(s) salida

### Circuito Interconexión 12

<b>Interruptor automático</b>	<b>FD1</b>
Gama	Compact NSX
Descripción	NSX160F
Calibre interruptor automático	160 A
Poder de corte	36 kA
TNS Poder de corte unipolar	NA
IT Poder de corte unipolar	NA
Poder de corte reforzado	NA
Polos & polos protegidos	4P4d
Relé	Micrologic 2.2
Calibre relé	160 A
<b>Reglajes largo retardo</b>	
Ir	135 A
Tr	16 s
<b>Reglajes corto retardo</b>	
Isd	1350 A
Tsd	0,02 s
<b>Reglajes instantáneo</b>	
Ii	2400 A

<b>Protección diferencial</b>	<b>Vigi MH</b>
Clase	A
$I\Delta n$	10000 mA
Tiempo de corte	0,8 s
$\Delta t$	0,31 s
Selectividad	NA
Tiempo de corte normativo requerido	[0,00 ; 1,00] s
Sensibilidad normativa requerida	[0,03 ; 10,69] A

<b>Cable</b>	<b>WD 12</b>
<b>Parámetros</b>	
Longitud	5 m
Modo de colocación	31 E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	PVC
Temperatura ambiente	40 °C



THDI de rango 3 en el neutro	0 %
I <sub>b</sub>	129 A
Limitación de dimensionamiento	I <sub>z</sub>
Información de dimensionamiento	
<b>Factores de corrección</b>	
Factor de temperatura	0,87
Cuadro de referencia normativa	A-52-14 (52-D1)
Factor de resistividad térmica del suelo	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-16 (52-D3)
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	E
Factor de coeficiente de fusible	1
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,87

<b>Fase seleccionada</b>	
Sección	1x70 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
I <sub>z</sub>	171 A
<b>Neutro seleccionado</b>	
Sección	1x70 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
I <sub>z</sub>	171 A
<b>PE seleccionado</b>	
Sección	1x35 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre

<b>Corrientes de cortocircuito</b>							
	<b>I<sub>k3max</sub></b>	<b>I<sub>k2max</sub></b>	<b>I<sub>k1max</sub></b>	<b>I<sub>k2min</sub></b>	<b>I<sub>k1min</sub></b>	<b>I<sub>ef</sub></b>	<b>I<sub>ef2min</sub></b>
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	7,46	6,46	3,63	5,11	2,88	0,02	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	7,46	6,46	3,63	5,11	2,88	0,02	0,00
<b>Corrientes de empleo</b>							
	<b>IL1</b>	<b>IL2</b>	<b>IL3</b>	<b>IN</b>			
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(A)	129,313	129,313	129,313	0			
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(A)	129,313	129,313	129,313	0			
<b>Caídas de tensión</b>							
	<b>Acumuladas aguas arriba</b>			<b>Circuito</b>			
<b>Modo de operación normal</b>							
ΔU <sub>3L</sub> (%)	3,774			0,090			
ΔU <sub>L1L2</sub> (%)	4,358			0,104			
ΔU <sub>L2L3</sub> (%)	4,358			0,104			



$\Delta U_{L3L1}$ (%)	4,358	0,104
$\Delta U_{L1N}$ (%)	3,774	0,090
$\Delta U_{L2N}$ (%)	3,774	0,090
$\Delta U_{L3N}$ (%)	3,774	0,090

**Circuito(s) tomas de corriente****Circuito WRCB2-004**

<b>Interruptor automático</b>	<b>F14</b>
Gama	iC60
Descripción	iC60N
Calibre interruptor automático	40 A
Poder de corte	10 kA
TNS Poder de corte unipolar	NA
IT Poder de corte unipolar	NA
Poder de corte reforzado	25
Polos & polos protegidos	4P4d
Relé	C
Calibre relé	40 A
<b>Reglajes largo retardo</b>	
Ir	40 A
Tr	NA
<b>Reglajes corto retardo</b>	
Isd	340 A
Tsd	NA
<b>Reglajes instantáneo</b>	
Ii	NA

<b>Cable</b>	<b>WD 21</b>
<b>Parámetros</b>	
Longitud	45 m
Modo de colocación	70 D Cables multiconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable	Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	PVC
Temperatura ambiente	40 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	36 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	
<b>Factores de corrección</b>	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-15 (52-D2)
Factor de resistividad térmica del suelo	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-16 (52-D3)



Cálculos

Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	D
Factor de coeficiente de fusible	1
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada							
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>						
Ánima	Cobre						
Iz	52 A						
Neutro seleccionado							
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>						
Ánima	Cobre						
Iz	52 A						
PE seleccionado							
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>						
Ánima	Cobre						
Corrientes de cortocircuito							
	<b>Ik3max</b>	<b>Ik2max</b>	<b>Ik1max</b>	<b>Ik2min</b>	<b>Ik1min</b>	<b>Ief</b>	<b>Ief2min</b>
Modo de explotación Normal							
(kA)	7,23	6,26	3,52	1,48	0,85	0,02	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
(kA)	7,23	6,26	3,52	1,48	0,85	0,02	0,00
Carga							
	<b>AA 21</b>						
U	400 V						
S	24,9 kVA						
P	22,4 kW						
I	36 A						
cosφ	0,9						
Polaridad	3F+ N						
Fase(s) de alimentación							
Número de circuitos	1						
Ku (Normal)	1						
Generador de armónicos	No						
THDI3 de rango 3 generado	0 %						

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
Caídas de tensión				
	Acumuladas aguas arriba			Circuito
Modo de operación normal				
ΔU <sub>3L</sub> (%)	5,201			1,427
ΔU <sub>L1L2</sub> (%)	6,005			1,648
ΔU <sub>L2L3</sub> (%)	6,005			1,648
ΔU <sub>L3L1</sub> (%)	6,005			1,648





$\Delta U_{L1N}$ (%)	5,201	1,427
$\Delta U_{L2N}$ (%)	5,201	1,427
$\Delta U_{L3N}$ (%)	5,201	1,427
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>		
$\Delta U_{3L}$ (%)	5,201	
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	6,005	
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	6,005	
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	6,005	
$\Delta U_{L1N}$ (%)	5,201	
$\Delta U_{L2N}$ (%)	5,201	
$\Delta U_{L3N}$ (%)	5,201	

**Circuito WRCB2-003**

<b>Interruptor automático</b>	<b>F13</b>
Gama	iC60
Descripción	iC60N
Calibre interruptor automático	40 A
Poder de corte	10 kA
TNS Poder de corte unipolar	NA
IT Poder de corte unipolar	NA
Poder de corte reforzado	25
Polos & polos protegidos	4P4d
Relé	C
Calibre relé	40 A
<b>Reglajes largo retardo</b>	
Ir	40 A
Tr	NA
<b>Reglajes corto retardo</b>	
Isd	340 A
Tsd	NA
<b>Reglajes instantáneo</b>	
li	NA

<b>Cable</b>	<b>WD 20</b>
<b>Parámetros</b>	
Longitud	35 m
Modo de colocación	70 D Cables multiconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable	Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	PVC
Temperatura ambiente	40 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	36 A
Limitación de dimensionamiento	Iz



Información de dimensionamiento	
<b>Factores de corrección</b>	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-15 (52-D2)
Factor de resistividad térmica del suelo	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-16 (52-D3)
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	D
Factor de coeficiente de fusible	1
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
<b>Neutro seleccionado</b>	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
<b>PE seleccionado</b>	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	1,79	1,03	0,02	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	1,79	1,03	0,02	0,00
<b>Carga</b>				<b>AA 20</b>			
U				400 V			
S				24,9 kVA			
P				22,4 kW			
I				36 A			
cosφ				0,9			
Polaridad				3F+ N			
Fase(s) de alimentación							
Número de circuitos				1			
Ku (Normal)				1			
Generador de armónicos				No			
THDI3 de rango 3 generado				0 %			



Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
<b>Modo de explotación Normal</b>				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
<b>Caídas de tensión</b>				
	Acumuladas aguas arriba		Circuito	
<b>Modo de operación normal</b>				
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,883		1,110	
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	5,639		1,281	
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	5,639		1,281	
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	5,639		1,281	
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,883		1,110	
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,883		1,110	
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,883		1,110	
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>				
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,883			
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	5,639			
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	5,639			
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	5,639			
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,883			
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,883			
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,883			

### Circuito WRCB2-002

Interruptor automático	F12
Gama	iC60
Descripción	iC60N
Calibre interruptor automático	40 A
Poder de corte	10 kA
TNS Poder de corte unipolar	NA
IT Poder de corte unipolar	NA
Poder de corte reforzado	25
Polos & polos protegidos	4P4d
Relé	C
Calibre relé	40 A
<b>Reglajes largo retardo</b>	
Ir	40 A
Tr	NA
<b>Reglajes corto retardo</b>	
Isd	340 A
Tsd	NA
<b>Reglajes instantáneo</b>	
li	NA



Cálculos

Cable		WD 19
<b>Parámetros</b>		
Longitud		25 m
Modo de colocación		70 D Cables multiconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable		Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios		0
Aislante		PVC
Temperatura ambiente		40 °C
THDI de rango 3 en el neutro		0 %
Ib		36 A
Limitación de dimensionamiento		Iz
Información de dimensionamiento		
<b>Factores de corrección</b>		
Factor de temperatura		1
Cuadro de referencia normativa		A-52-15 (52-D2)
Factor de resistividad térmica del suelo		1
Cuadro de referencia normativa		A-52-16 (52-D3)
Factor de neutro cargado		1
Cuadro de referencia normativa		D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento		1
Cuadro de referencia normativa		D
Factor de coeficiente de fusible		1
Usuario factor de corrección		1
Factor global		1

Fase seleccionada	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
<b>Neutro seleccionado</b>	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
<b>PE seleccionado</b>	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre



Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	2,23	1,28	0,02	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	2,23	1,28	0,02	0,00
<b>Carga</b>				<b>AA 19</b>			
U				400 V			
S				24,9 kVA			
P				22,4 kW			
I				36 A			
cosφ				0,9			
Polaridad				3F+ N			
Fase(s) de alimentación							
Número de circuitos				1			
Ku (Normal)				1			
Generador de armónicos				No			
THDI3 de rango 3 generado				0 %			

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
<b>Modo de explotación Normal</b>				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
<b>Caídas de tensión</b>				
	Acumuladas aguas arriba		Circuito	
<b>Modo de operación normal</b>				
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,566		0,793	
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	5,273		0,915	
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	5,273		0,915	
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	5,273		0,915	
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,566		0,793	
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,566		0,793	
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,566		0,793	
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>				
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,566			
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	5,273			
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	5,273			
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	5,273			
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,566			
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,566			
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,566			



### Circuito WRCB2-001

Interruptor automático		F11
Gama		iC60
Descripción		iC60N
Calibre interruptor automático		40 A
Poder de corte		10 kA
TNS Poder de corte unipolar		NA
IT Poder de corte unipolar		NA
Poder de corte reforzado		25
Polos & polos protegidos		4P4d
Relé		C
Calibre relé		40 A
Reglajes largo retardo		
Ir		40 A
Tr		NA
Reglajes corto retardo		
Isd		340 A
Tsd		NA
Reglajes instantáneo		
Ii		NA

Cable		WD 14
Parámetros		
Longitud		15 m
Modo de colocación		70 D Cables multiconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable		Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios		0
Aislante		PVC
Temperatura ambiente		40 °C
THDI de rango 3 en el neutro		0 %
Ib		36 A
Limitación de dimensionamiento		Iz
Información de dimensionamiento		
Factores de corrección		
Factor de temperatura		1
Cuadro de referencia normativa		A-52-15 (52-D2)
Factor de resistividad térmica del suelo		1
Cuadro de referencia normativa		A-52-16 (52-D3)
Factor de neutro cargado		1
Cuadro de referencia normativa		D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento		1
Cuadro de referencia normativa		D
Factor de coeficiente de fusible		1



Cálculos

Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
PE seleccionado	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
Modo de explotación Normal							
(kA)	7,23	6,26	3,52	2,95	1,68	0,02	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
kA)	7,23	6,26	3,52	2,95	1,68	0,02	0,00
Carga				AA 14			
U				400 V			
S				24,9 kVA			
P				22,4 kW			
I				36 A			
cosφ				0,9			
Polaridad				3F+ N			
Fase(s) de alimentación							
Número de circuitos				1			
Ku (Normal)				1			
Generador de armónicos				No			
THDI3 de rango 3 generado				0 %			

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	36,000	36,000	36,000	0
Caídas de tensión				
	Acumuladas aguas arriba		Circuito	
Modo de operación normal				
ΔU <sub>3L</sub> (%)	4,249		0,476	
ΔU <sub>L1L2</sub> (%)	4,907		0,549	
ΔU <sub>L2L3</sub> (%)	4,907		0,549	
ΔU <sub>L3L1</sub> (%)	4,907		0,549	
ΔU <sub>L1N</sub> (%)	4,249		0,476	
ΔU <sub>L2N</sub> (%)	4,249		0,476	



$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,249	0,476
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>		
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,249	
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	4,907	
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	4,907	
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	4,907	
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,249	
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,249	
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,249	

### Circuito WRCB3-001

<b>Interruptor automático</b>	<b>F15</b>
Gama	iC60
Descripción	iC60N
Calibre interruptor automático	20 A
Poder de corte	10 kA
TNS Poder de corte unipolar	NA
IT Poder de corte unipolar	NA
Poder de corte reforzado	25
Polos & polos protegidos	4P4d
Relé	C
Calibre relé	20 A
<b>Reglajes largo retardo</b>	
Ir	20 A
Tr	NA
<b>Reglajes corto retardo</b>	
Isd	170 A
Tsd	NA
<b>Reglajes instantáneo</b>	
Ii	NA

<b>Cable</b>	<b>WD 22</b>
<b>Parámetros</b>	
Longitud	55 m
Modo de colocación	70 D Cables multiconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable	Multiconductor (0.6/1kV)
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	PVC
Temperatura ambiente	40 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	18 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	





Cálculos

Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-15 (52-D2)
Factor de resistividad térmica del suelo	1
Cuadro de referencia normativa	A-52-16 (52-D3)
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	D-52-1 (C-52-1)
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	D
Factor de coeficiente de fusible	1
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre
Iz	52 A
PE seleccionado	
Sección	1x10 mm <sup>2</sup>
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	1,27	0,73	0,02	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	1,27	0,73	0,02	0,00
<b>Carga</b>				<b>AA 22</b>			
U	400 V						
S	12,2 kVA						
P	11 kW						
I	17,6 A						
cosφ	0,9						
Polaridad	3F+ N						
Fase(s) de alimentación							
Número de circuitos	1						
Ku (Normal)	1						
Generador de armónicos	No						
THDI3 de rango 3 generado	0 %						



Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
<b>Modo de explotación Normal</b>				
(A)	17,641	17,641	17,641	0
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>				
(A)	17,641	17,641	17,641	0
<b>Caídas de tensión</b>				
	Acumuladas aguas arriba		Circuito	
<b>Modo de operación normal</b>				
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,628		0,855	
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	5,344		0,987	
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	5,344		0,987	
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	5,344		0,987	
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,628		0,855	
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,628		0,855	
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,628		0,855	

Resumen para todos los modos de explotación		
$\Delta U_{3L}$ (%)	4,628	
$\Delta U_{L1L2}$ (%)	5,344	
$\Delta U_{L2L3}$ (%)	5,344	
$\Delta U_{L3L1}$ (%)	5,344	
$\Delta U_{L1N}$ (%)	4,628	
$\Delta U_{L2N}$ (%)	4,628	
$\Delta U_{L3N}$ (%)	4,628	

### Juegos de barras

#### Circuito WC 17

Juego de barras		WC 17	
<b>Parameters</b>			
Nombre del cuadro	UC 18		
Gama del cuadro	Cualquiera		
Calibre	0		
IP	Sin definir		
<b>Salidas</b>			
Circuito	Protección	Tipo de protección	
Interconexión 12	FD1	NSX160F	

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	7,46	6,46	3,63	5,29	2,98	0,02	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	7,46	6,46	3,63	5,29	2,98	0,02	0,00



### Circuito WC 15

Juego de barras		WC 15
<b>Parameters</b>		
Nombre del cuadro	UC 16	
Gama del cuadro	Cualquiera	
Calibre	0	
IP	Sin definir	
<b>Salidas</b>		
Circuito	Protección	Tipo de protección
WRCB2-001	F11	iC60N
WRCB2-002	F12	iC60N
WRCB2-003	F13	iC60N
WRCB2-004	F14	iC60N
WRCB3-001	F15	iC60N

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
<b>Modo de explotación Normal</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	5,11	2,88	0,02	0,00
<b>Resumen para todos los modos de explotación</b>							
(kA)	7,23	6,26	3,52	5,11	2,88	0,02	0,00



## **Instalación de puesta a tierra**

Los sistemas de cálculo, aplicados al proyecto de una instalación de PaT establecen los límites de seguridad tolerables por el cuerpo humano, conjugando el valor de la corriente a través del mismo, su frecuencia, la duración del defecto o contacto y la resistencia eléctrica del propio cuerpo. Una corriente alterna de frecuencia industrial (50/60Hz) próxima a una centésima de amperio mantenida durante segundos a través del organismo puede producir efectos mortales en la mayoría de los casos.

Conforme el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en su Instrucción Técnica Complementaria nº 40, en el epígrafe 8 hace referencia a las instalaciones de puesta a tierra en Instalaciones Generadoras de Baja Tensión: las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT-13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, subestaciones y Centros de Transformación. Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas. Cuando las instalaciones generadoras asistidas, conectadas a instalaciones receptoras que pueden ser alimentadas, de forma independiente, por dichos grupos o por la red de distribución pública, cuando la red de Distribución Pública tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública.

En caso de imposibilidad técnica para realizar una tierra independiente para el neutro del generador, y previa autorización específica del Órgano Competente de la Comunidad Autónoma, se podrá utilizar la misma tierra para el neutro y las masas. Para alimentar la instalación desde la generación propia en los casos en que se prevea transferencia de carga sin corte, se dispondrá, en el conmutador de interconexión, un polo auxiliar que cuando pase a alimentar la instalación desde la generación propia conecte a tierra el neutro de la generación.

## **Frecuencia**

Sobre la frecuencia, solamente apuntar que la corriente que puede soportar el cuerpo humano aumenta con la disminución de la frecuencia.

## **Cálculo de la resistencia de tierra de un electrodo**

La resistencia de tierra de un electrodo depende de:

- Su forma
- Dimensiones
- Y resistividad del terreno en la que se realiza la instalación de PaT

La PaT de Baja Tensión se ha proyectado en base a los siguientes elementos:

- 60 picas de tierra de Acero cobrizado  $\varnothing 14\text{mm}$  de 2m de longitud, una por cada apoyo donde instale cada uno de mis conjuntos de panel fotovoltaico-inversor
- 2000m de cable de Cobre desnudo de 35mm<sup>2</sup>



Para el proyecto de la red de tierra se ha considerado la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y para los cálculos los valores medios de resistividad del terreno y la resistencia de tierra de los diversos electrodos.

Tabla 2.- Valor medio de la resistencia del terreno

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistencia ( $\Omega m$ )
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permanentes	3000

Tabla 3.- resistencia de tierra de diversos electrodos

Electrodos	Resistencia de tierra ( $\Omega$ )
Placa enterrada	$R = \frac{0.8\rho}{p}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho}{nL}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = \frac{2\rho}{L}$

donde:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega m$ )
- $p$ : perímetro de la placa (m)
- $L$ : longitud de la pica o del conductor (m)
- $n$ : número de picas

Acceptando  $\rho = 200\Omega m$  de terreno arcilloso y aplicando las tablas anteriores tenemos:

- Resistencia de la pica

$$R_{p1} = \frac{\rho}{nL} = \frac{200}{60 \times 2} = 1.667\Omega$$

- Resistencia del cable

$$R_c = \frac{2\rho}{L} = \frac{400}{2000} = 0.2\Omega$$

- Resistencia equivalente de 60 resistencias en paralelo

$$R_p = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_{60}}} = \frac{1}{\frac{1}{1.667} + \frac{1}{1.667} + \dots + \frac{1}{1.667}} = 0.028\Omega$$

- Resistencia equivalente de picas y cable

$$R = \frac{R_p \times R_c}{R_p + R_c} = \frac{0.028 \times 0.2}{0.028 + 0.2} = 0.024\Omega$$

La tensión a la que estarán sometidas las masas metálicas en caso de defecto será:

$$U = I \times R = 0.3A \times 0.024\Omega = 0.007V$$



donde:

- $U$ : tensión (V)
- $I$ : intensidad máxima de defecto a tierra o sensibilidad de disparo de la protección diferencial (A)
- $R$ : resistencia equivalente de la red de tierra ( $\Omega$ )

Esta tensión es inferior a 24V y por tanto, perfectamente admisible, no constituyendo así peligro alguno para las personas.

### Cálculos fotovoltaicos

Para los cálculos fotovoltaicos nos hemos servido de un software específico de cálculo, concretamente PVsyst versión 5.64, en versión de demostración con funcionalidad completa durante 30 días. Es una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

Se toma como referencia el conjunto de 2 paneles seriados con su correspondiente inversor, la instalación completa consta de 60 de estos grupos.

A continuación se muestran los resultados obtenidos:

### Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

**Proyecto :**

<b>Lugar geográfico</b>	<b>Palencia</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 42.0°N	Longitud	4.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	749 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos :</b>	Palencia, Síntesis datos por hora		



**Parámetros de la simulación**

<b>Orientación Plano Receptor</b>	<b>Inclinación</b>	32°	<b>Acimut</b>	0°
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos			
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado			

**Características generador FV**

<b>Módulo FV</b>	Si-poly	<b>Modelo</b>	REC 250PE		
		<b>Fabricante</b>	REC		
<b>Número de módulos FV</b>		<b>En serie</b>	2 módulos	<b>En paralelo</b>	1 cadenas
<b>N° total de módulos FV</b>		<b>N° módulos</b>	2	<b>Pnom unitaria</b>	250 Wp
<b>Potencia global generador</b>		<b>Nominal (STC)</b>	500 Wp	<b>En cond. funciona.</b>	451 Wp (50°C)
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>		<b>V mpp</b>	54 V	<b>I mpp</b>	8.3 A
<b>Superficie total</b>		<b>Superficie módulos</b>	3.3 m²	<b>Superficie célula</b>	2.9 m²

**Inversor**

		<b>Modelo</b>	DMI 550/60D		
		<b>Fabricante</b>	Dorfmuller		
<b>Características</b>		<b>Tensión Funciona.</b>	42-80 V	<b>Pnom unitaria</b>	0.50 kW AC

**Factores de pérdida Generador FV**

<b>Factor de pérdidas térmicas</b>		<b>Uc (const)</b>	20.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b>	0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)				<b>TONC</b>	56 °C
<b>Pérdida Óhmica en el Cableado</b>	<b>Res. global generador</b>		109 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>				<b>Fracción de Pérdidas</b>	0.1 %
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>				<b>Fracción de Pérdidas</b>	2.0 % en MPP
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>	<b>IAM =</b>	<b>1 - bo (1/cos i - 1)</b>		<b>Parámetro bo</b>	0.05

**Necesidades de los usuarios :** Carga ilimitada (red)

**Resultados principales de la simulación**

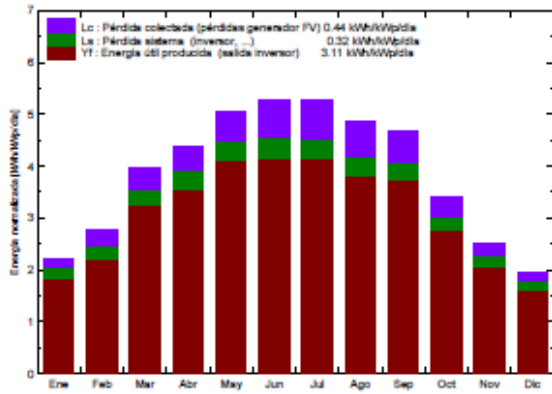
<b>Producción del Sistema</b>	<b>Energía producida</b>	567 kWh/año	<b>Produc. específico</b>	1134 kWh/kWp/año
	<b>Factor de rendimiento (PR)</b>	80.4 %		

Tal y como puede verse, por cada pareja de paneles fotovoltaicos, obtenemos 567kWh cada año, esto multiplicado por las 20 parejas de cada línea y por las 3 líneas obtendremos un total de 34020 kWh con un rendimiento del 80%, teniendo en cuenta que raras veces se alcanza el 90% y que lo habitual es estar en torno a un 70-75% este es un muy buen resultado.

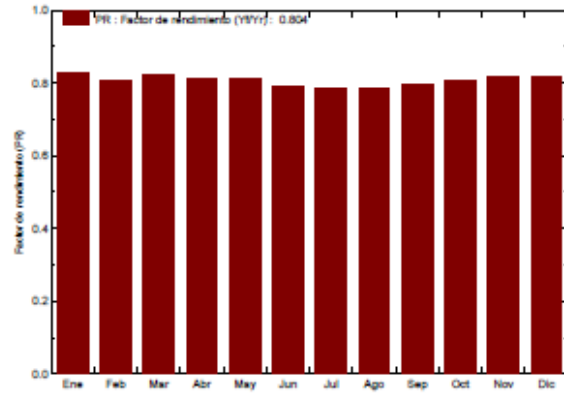
En las dos gráficas siguientes: Producciones normalizadas y Factor de Rendimiento observamos que, naturalmente las mayores producciones de energía se realizan durante los meses de mayor numero de horas de luz disponibles, y que el rendimiento se mantiene estable a lo largo de todo el año sin apenas fluctuaciones.



Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 500 Wp



Factor de rendimiento (PR)



proyecto  
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	45.0	9.70	68.3	66.3	31.70	28.31	14.07	12.57
Febrero	58.0	10.30	77.2	74.9	34.66	31.08	13.60	12.20
Marzo	103.0	10.80	122.8	119.3	55.31	50.37	13.64	12.43
Abril	125.0	11.90	131.8	127.7	58.91	53.59	13.54	12.32
Mayo	161.0	14.30	156.8	151.8	69.63	63.57	13.46	12.29
Junio	168.0	17.00	157.8	152.6	68.67	62.49	13.19	12.00
Julio	170.0	19.30	163.6	158.4	70.38	64.18	13.04	11.89
Agosto	147.0	19.60	150.4	145.5	64.80	59.04	13.06	11.89
Septiembre	120.1	18.60	140.1	135.9	61.12	55.91	13.22	12.09
Octubre	81.0	16.10	106.0	103.0	47.11	42.82	13.46	12.24
Noviembre	50.0	12.50	75.5	73.2	34.24	30.77	13.75	12.35
Diciembre	38.0	10.50	60.6	58.9	27.97	24.80	13.98	12.39
Año	1266.1	14.24	1410.9	1367.4	624.50	566.91	13.41	12.18

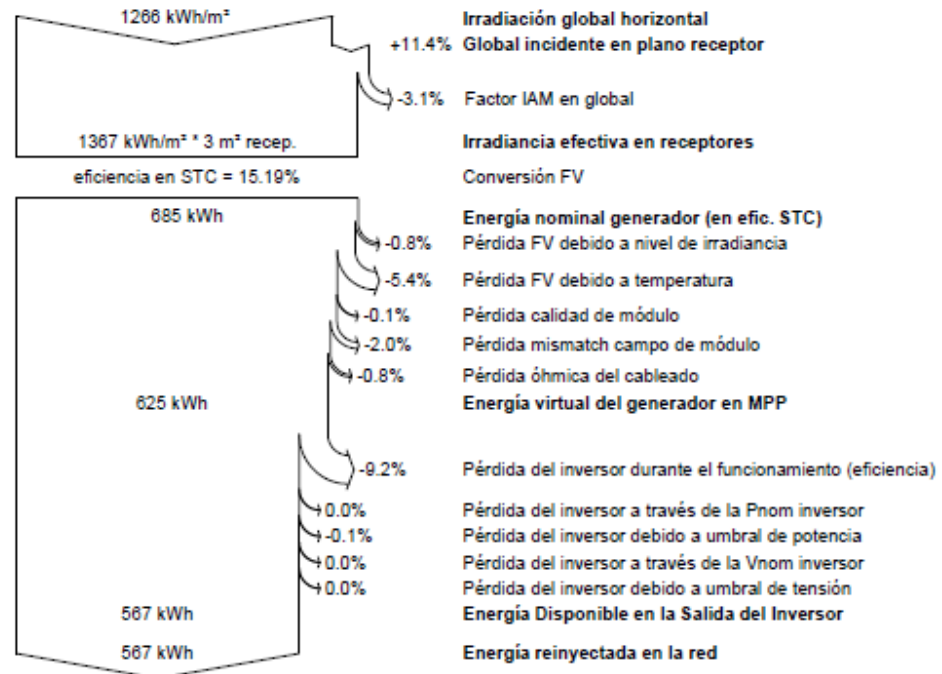
donde,

- GlobHor: irradiación global horizontal
- T amb: temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente en plano receptor
- GlobEff: global efectivo, correspondiente para IAM y sombreados
- EArray: energía efectiva en la salida del generador
- E\_Grid: energía reinyectada en la red
- EffArrR: eficiencia de salida campo/superficie bruta
- EffSysR: eficiencia de salida sistema/superficie bruta





Diagrama de pérdida durante todo el año



Una parte importante de las pérdidas se producen en el propio inversor fundamentalmente por la eficiencia del mismo, del torno al 9%. Otro 8% aproximadamente se queda en los propios paneles.

Tabla 4.- Incidencia producida por condiciones climatológicas.

Clima y energía incidente

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb Inc	DifS/GI
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	m/s	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	
<b>Enero</b>	45.0	24.53	9.70	3.9	68.3	26.67	0.684	0.391
<b>Febrero</b>	58.0	31.64	10.30	3.6	77.2	33.18	0.881	0.430
<b>Marzo</b>	103.0	50.05	10.80	3.6	122.8	50.43	1.565	0.411
<b>Abril</b>	125.0	62.56	11.90	4.3	131.8	60.15	1.899	0.456
<b>Mayo</b>	161.0	76.07	14.30	3.4	156.8	71.08	2.447	0.453
<b>Junio</b>	168.0	78.27	17.00	3.3	157.8	72.11	2.553	0.457
<b>Julio</b>	170.0	78.86	19.30	3.3	163.6	73.29	2.583	0.448
<b>Agosto</b>	147.0	69.95	19.60	3.1	150.4	66.46	2.234	0.442
<b>Septiembre</b>	120.1	54.65	18.60	3.5	140.1	54.75	1.825	0.391
<b>Octubre</b>	81.0	40.92	16.10	3.7	106.0	42.77	1.231	0.403
<b>Noviembre</b>	50.0	26.77	12.50	4.7	75.5	29.18	0.760	0.387
<b>Diciembre</b>	38.0	21.29	10.50	4.3	60.6	23.44	0.577	0.386
<b>Año</b>	1266.1	615.56	14.24	3.7	1410.9	603.50	19.238	0.428



Tabla 5.- Incidencia de sombreados, IAM,...

**Energía incidente efectiva (Transp., IAM, sombreados)**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobIAM</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffEff</b> kWh/m <sup>2</sup>
<b>Enero</b>	45.0	68.3	66.3	66.3	25.65
<b>Febrero</b>	58.0	77.2	74.9	74.9	31.91
<b>Marzo</b>	103.0	122.8	119.3	119.3	48.49
<b>Abril</b>	125.0	131.8	127.7	127.7	57.84
<b>Mayo</b>	161.0	156.8	151.8	151.8	68.35
<b>Junio</b>	168.0	157.8	152.6	152.6	69.34
<b>Julio</b>	170.0	163.6	158.4	158.4	70.47
<b>Agosto</b>	147.0	150.4	145.5	145.5	63.91
<b>Septiembre</b>	120.1	140.1	135.9	135.9	52.65
<b>Octubre</b>	81.0	106.0	103.0	103.0	41.13
<b>Noviembre</b>	50.0	75.5	73.2	73.2	28.06
<b>Diciembre</b>	38.0	60.6	58.9	58.9	22.54
<b>Año</b>	1266.1	1410.9	1367.4	1367.4	580.32



Tabla 6.- Coeficientes de rendimiento

**Coeficientes de Rendimiento Normalizados**

	<b>Yr</b> kWh/m <sup>2</sup> .día	<b>Lc</b>	<b>Ya</b> kWh/kWp/d	<b>Ls</b>	<b>Yf</b> kWh/kWp/d	<b>Lcr</b>	<b>Lsr</b>	<b>PR</b>
<b>Enero</b>	2.20	0.157	2.04	0.218	1.83	0.071	0.099	0.830
<b>Febrero</b>	2.76	0.282	2.48	0.256	2.22	0.102	0.093	0.805
<b>Marzo</b>	3.96	0.394	3.57	0.318	3.25	0.099	0.080	0.820
<b>Abril</b>	4.39	0.466	3.93	0.355	3.57	0.106	0.081	0.813
<b>Mayo</b>	5.06	0.566	4.49	0.391	4.10	0.112	0.077	0.811
<b>Junio</b>	5.26	0.681	4.58	0.412	4.17	0.129	0.078	0.792
<b>Julio</b>	5.28	0.736	4.54	0.400	4.14	0.140	0.076	0.785
<b>Agosto</b>	4.85	0.671	4.18	0.372	3.81	0.138	0.077	0.785
<b>Septiembre</b>	4.67	0.596	4.07	0.348	3.73	0.128	0.074	0.798
<b>Octubre</b>	3.42	0.381	3.04	0.277	2.76	0.111	0.081	0.808
<b>Noviembre</b>	2.52	0.233	2.28	0.231	2.05	0.093	0.092	0.815
<b>Diciembre</b>	1.96	0.152	1.80	0.205	1.60	0.078	0.105	0.818
<b>Año</b>	3.87	0.444	3.42	0.316	3.11	0.115	0.082	0.804

donde,

Energía incidente de referencia en el plano de recepción

Perdidas en el generador

Producción del generador

Perdidas del sistema

Producción normalizada

Relación pérdidas en el generador/energía incidente

Relación pérdidas en el sistema/energía incidente

Factor de rendimiento



Tabla 7.- Producción mes a mes

**Utilización de Energía y necesidades del Usuario**

	<b>E_Grid</b> kWh
<b>Enero</b>	28.31
<b>Febrero</b>	31.08
<b>Marzo</b>	50.37
<b>Abril</b>	53.59
<b>Mayo</b>	63.57
<b>Junio</b>	62.49
<b>Julio</b>	64.18
<b>Agosto</b>	59.04
<b>Septiembre</b>	55.91
<b>Octubre</b>	42.82
<b>Noviembre</b>	30.77
<b>Diciembre</b>	24.80
<b>Año</b>	566.91

**Pérdidas Detalladas del Inversor**

	<b>EOutInv</b> kWh	<b>EffInvR</b> %	<b>InvLoss</b> kWh	<b>IL Oper</b> kWh	<b>IL Pmin</b> kWh	<b>IL Pmax</b> kWh	<b>IL Vmin</b> kWh	<b>IL Vmax</b> kWh
<b>Enero</b>	28.31	89.3	3.390	3.385	0.005	0.000	0.000	0.000
<b>Febrero</b>	31.08	89.7	3.605	3.583	0.022	0.000	0.000	0.000
<b>Marzo</b>	50.37	91.1	4.960	4.934	0.026	0.000	0.000	0.000
<b>Abril</b>	53.59	91.0	5.347	5.321	0.026	0.000	0.000	0.000
<b>Mayo</b>	63.57	91.3	6.080	6.061	0.020	0.000	0.000	0.000
<b>Junio</b>	62.49	91.0	6.210	6.182	0.028	0.000	0.000	0.000
<b>Julio</b>	64.18	91.2	6.255	6.204	0.051	0.000	0.000	0.000
<b>Agosto</b>	59.04	91.1	5.783	5.762	0.021	0.000	0.000	0.000
<b>Septiembre</b>	55.91	91.5	5.243	5.215	0.029	0.000	0.000	0.000
<b>Octubre</b>	42.82	90.9	4.310	4.294	0.016	0.000	0.000	0.000
<b>Noviembre</b>	30.77	89.9	3.501	3.470	0.031	0.000	0.000	0.000
<b>Diciembre</b>	24.80	88.7	3.192	3.172	0.020	0.000	0.000	0.000
<b>Año</b>	566.91	90.8	57.877	57.582	0.295	0.000	0.000	0.000

donde,

Energía disponible en la salida      Eficiencia del inversor      Pérdidas globales      Pérdidas del inversor      Pérdidas debidas al umbral de potencia      Pérdidas por potencia nominal      Pérdidas por umbral de tensión      Pérdidas por tensión nominal



### Pérdidas Detalladas del Sistema

	<b>ModQual</b>	<b>MisLoss</b>	<b>OhmLoss</b>	<b>EArrMPP</b>	<b>InvLoss</b>
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>Enero</b>	0.017	0.670	0.192	31.70	3.390
<b>Febrero</b>	0.018	0.730	0.265	34.68	3.605
<b>Marzo</b>	0.029	1.157	0.462	55.33	4.960
<b>Abril</b>	0.031	1.233	0.494	58.93	5.347
<b>Mayo</b>	0.036	1.458	0.573	69.65	6.080
<b>Junio</b>	0.036	1.437	0.606	68.70	6.210
<b>Julio</b>	0.037	1.472	0.639	70.43	6.255
<b>Agosto</b>	0.034	1.355	0.581	64.82	5.783
<b>Septiembre</b>	0.032	1.278	0.540	61.15	5.243
<b>Octubre</b>	0.025	0.989	0.373	47.13	4.310
<b>Noviembre</b>	0.018	0.723	0.231	34.27	3.501
<b>Diciembre</b>	0.015	0.593	0.163	27.99	3.192
<b>Año</b>	0.327	13.095	5.119	624.79	57.877

donde,

Pérdidas por calidad del módulo      Pérdidas mismatch módulo      Pérdida en el cableado      Energía virtual del generador en MPP      Pérdidas globales del inversor

Los módulos seleccionados perderán, según estas estimaciones, del orden de 0'3kWh al año como consecuencia del deterioro que provoca la propia luz del Sol. La energía que produciría el panel de estar permanentemente en su Punto de Máxima Potencia sería de 625kWh, frente a los 561kWh de la simulación es un 11% más.



**Factores ópticos (Transp., IAM, sombreados)**

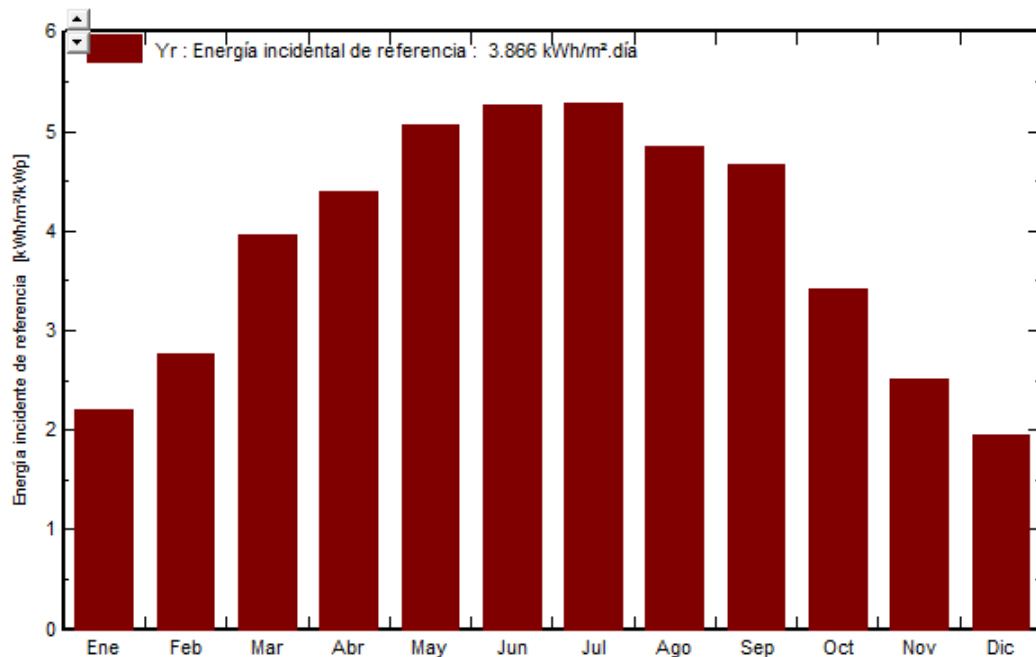
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>FTransp</b>	<b>FIAMBm</b>	<b>FIAMGI</b>	<b>FIAMShd</b>
<b>Enero</b>	45.0	68.3	1.517	0.980	0.971	0.971
<b>Febrero</b>	58.0	77.2	1.331	0.980	0.970	0.970
<b>Marzo</b>	103.0	122.8	1.193	0.981	0.971	0.971
<b>Abril</b>	125.0	131.8	1.054	0.979	0.969	0.969
<b>Mayo</b>	161.0	156.8	0.974	0.978	0.968	0.968
<b>Junio</b>	168.0	157.8	0.939	0.976	0.967	0.967
<b>Julio</b>	170.0	163.6	0.962	0.978	0.968	0.968
<b>Agosto</b>	147.0	150.4	1.023	0.976	0.967	0.967
<b>Septiembre</b>	120.1	140.1	1.167	0.978	0.970	0.970
<b>Octubre</b>	81.0	106.0	1.309	0.981	0.972	0.972
<b>Noviembre</b>	50.0	75.5	1.509	0.979	0.970	0.970
<b>Diciembre</b>	38.0	60.6	1.596	0.979	0.971	0.971
<b>Año</b>	1266.1	1410.9	1.114	0.979	0.969	0.969

donde,

Irradiación global horizontal  
Irradiación global incidente en el plano receptor  
Factor de transposición  
Factor IAM\* en directo  
Factor IAM en global  
Factores IAM y sombreado combinados en global

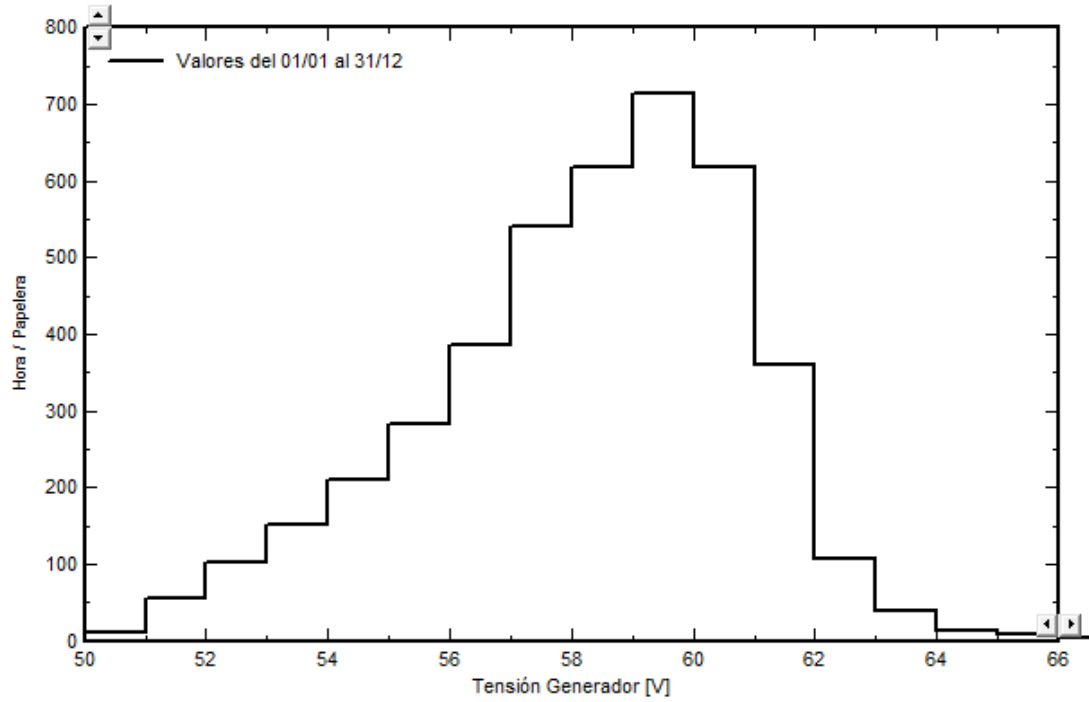
(\*) IAM: pérdidas por reflexión del propio vidrio del panel

**Energía incidente de referencia en el plano receptor**

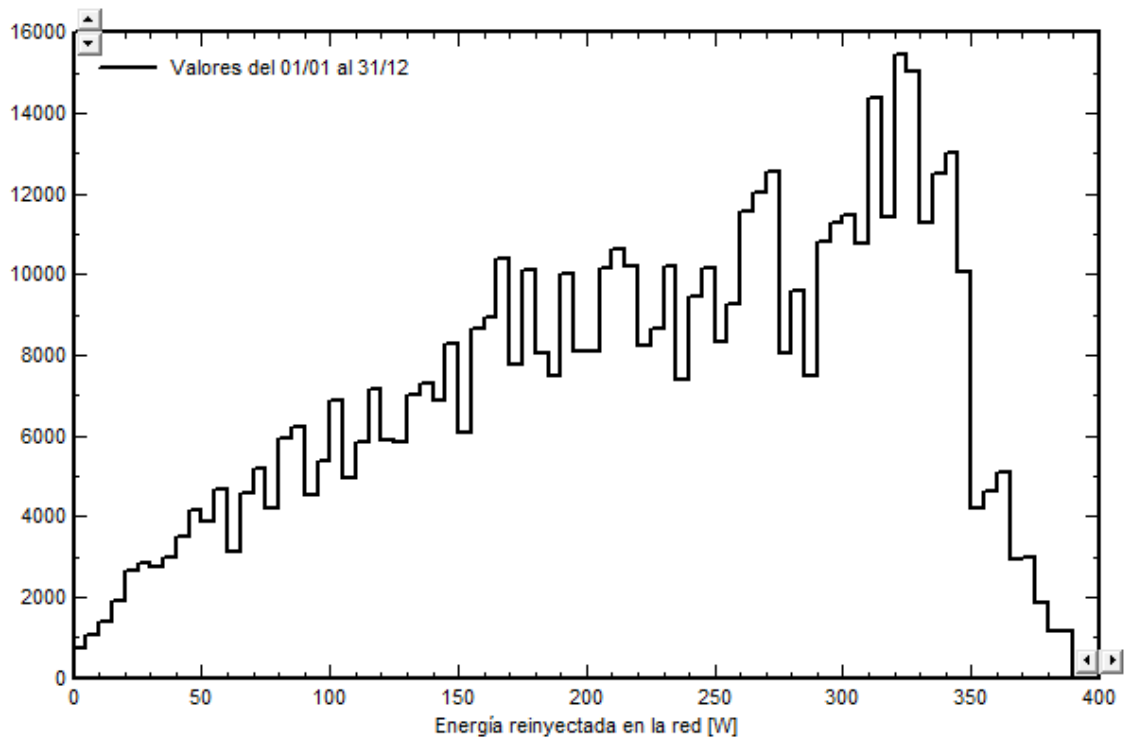




Distribución Tensión del Generador

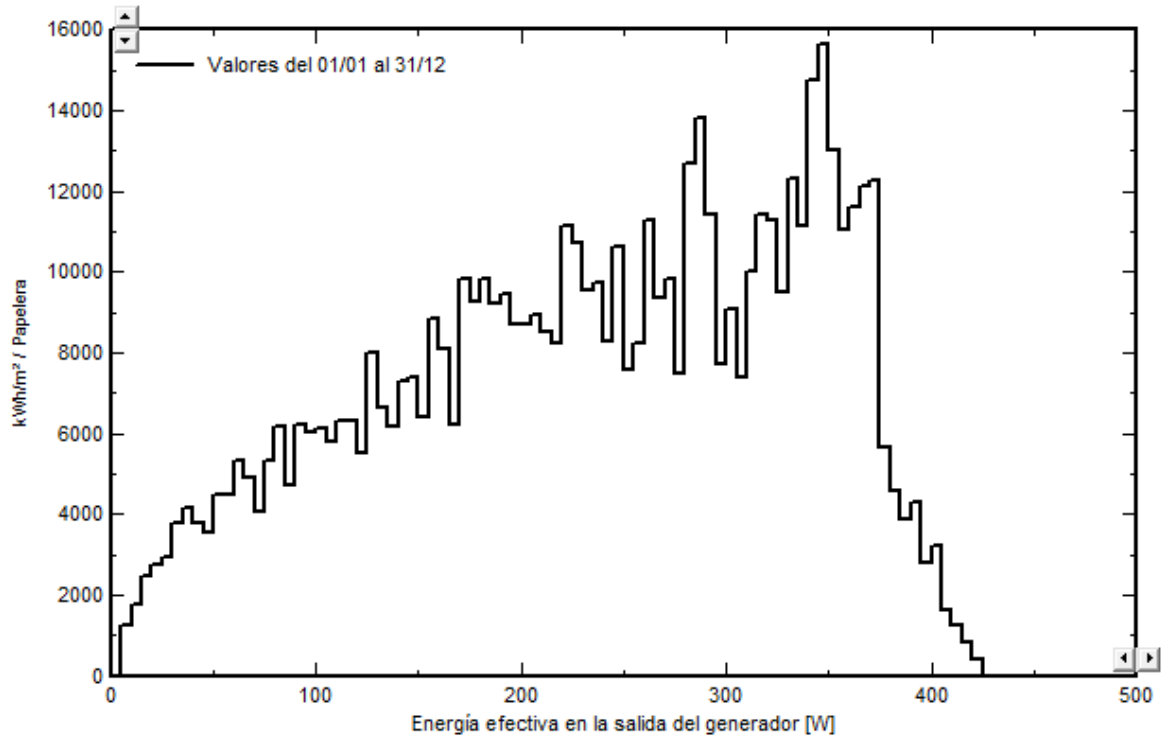


Distribución Potencia de Salida del Sistema

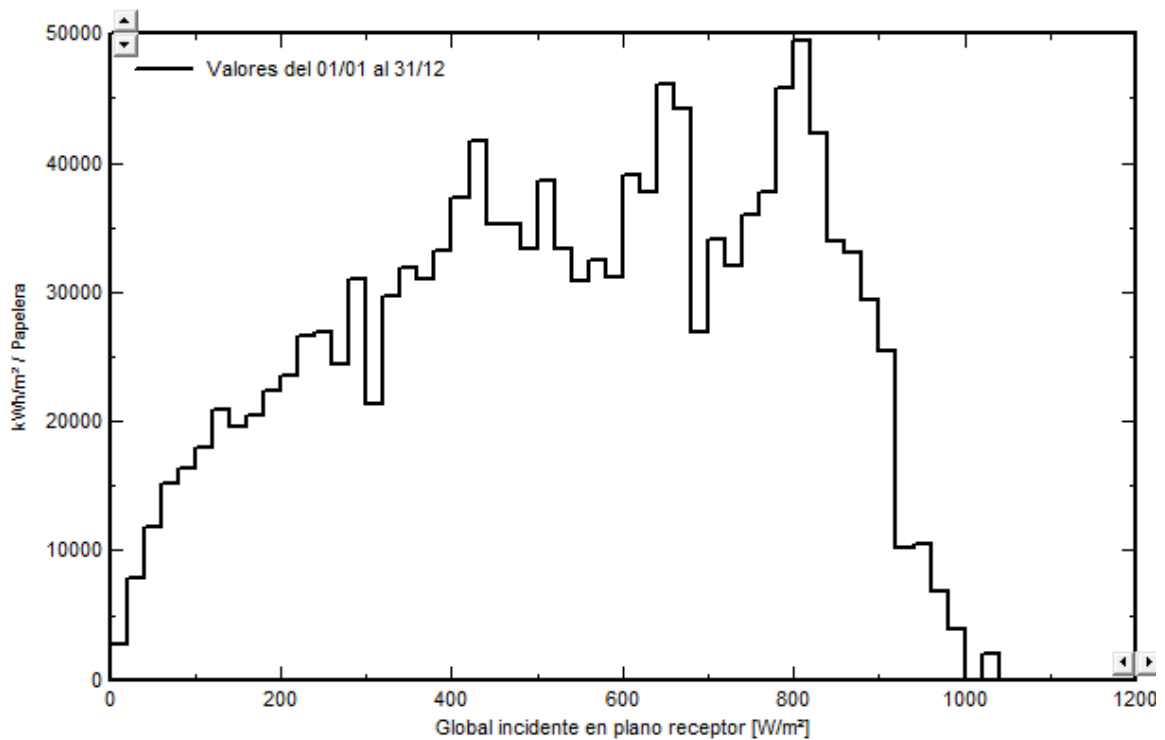




### Distribución Potencia del Generador



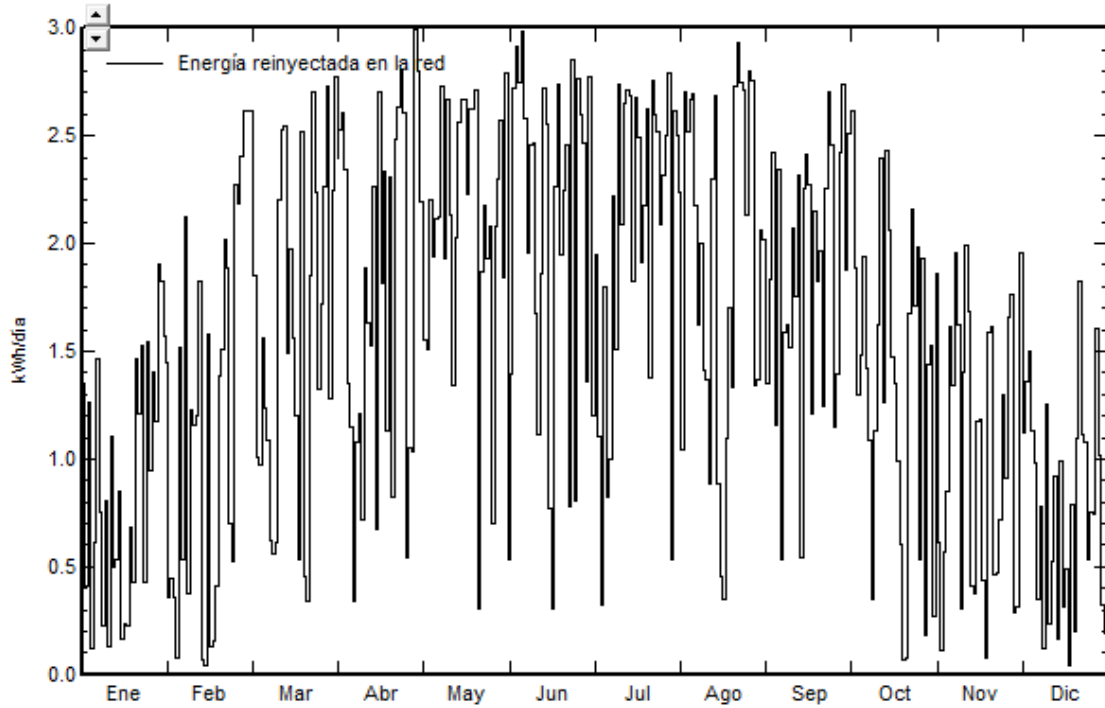
### Distribución Irradiación Incidente



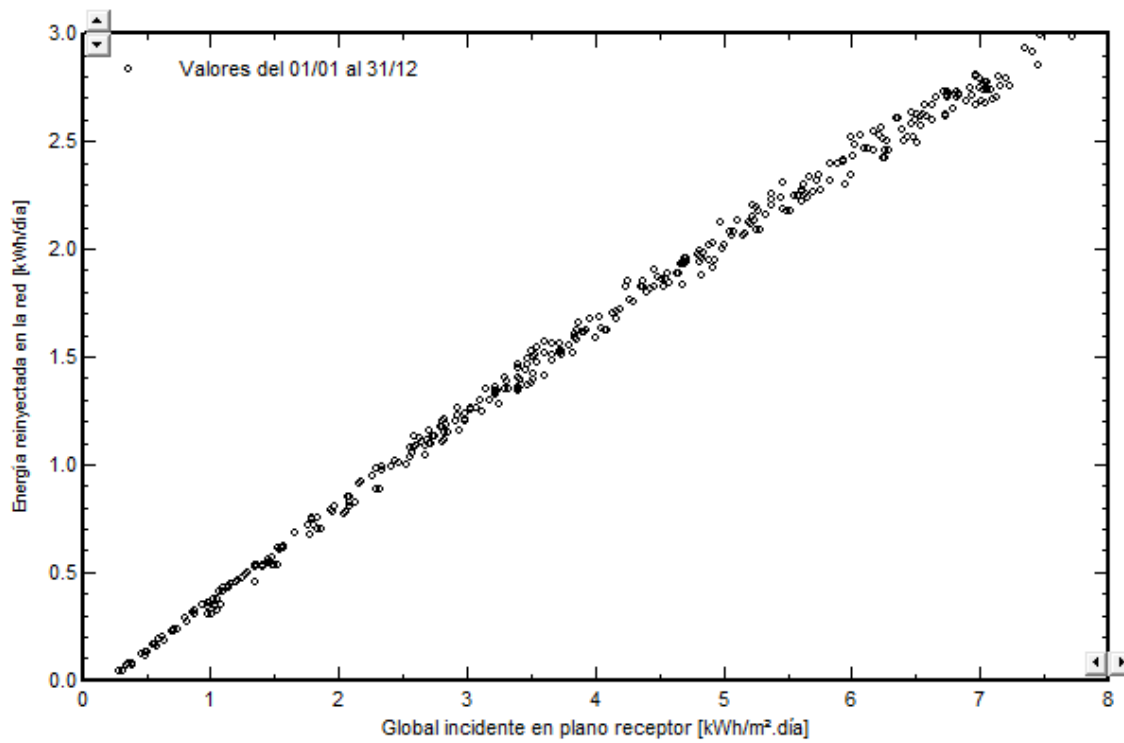




### Energía Diaria de Salida del Sistema

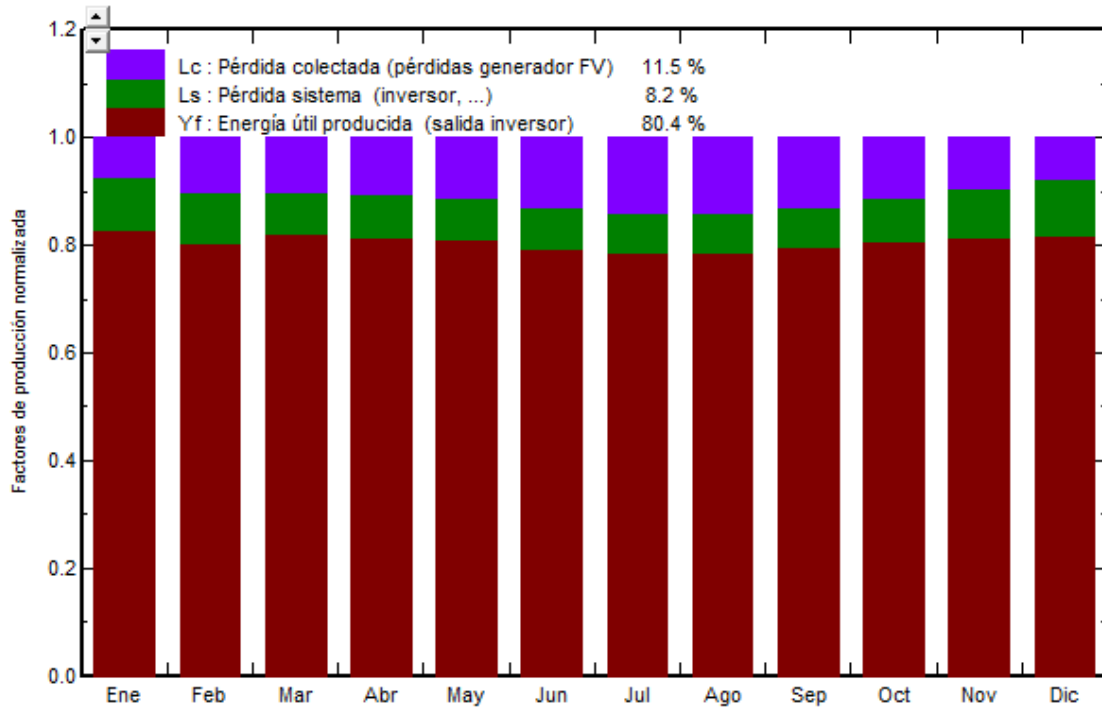


### Diagrama diario entrada/salida





### Producción normalizada y factores de pérdida: Potencia nominal 500 Wp



En el caso de normalizar la producción, esto es, considerar que todos los meses producimos la misma energía, tendríamos unas pérdidas en los paneles del orden del 11% y del 8% en el inversor con un rendimiento a la salida del mismo de un 80%.

Palencia, marzo de 2013

Fdo.: José David Gutiérrez Marquina



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

---

## Presupuesto



Ingeniería Técnica Industrial especialidad en Electricidad



# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

## Presupuesto

### Índice

Precios descompuestos.....	2
Precios unitarios.....	4
Resumen.....	5

**Precios descompuestos**

Nº Ord	Código	Cantidad	Descripción	Precio/unidad	Subtotal	Total
<b>E17BAB013</b>	<b>ARMARIO DISTRIBUCION (BTV) 3 BASES</b>					
			Armario de distribución para tres bases tripolares verticales, formado por los siguientes elementos: envolvente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, abierto por la base para entrada de cables, placa transparente y precintable de policarbonato, 3 zócalos tripolares verticales, aisladores de resina epoxi, pletinas de cobre de 50x10mm <sup>2</sup> y bornes bimetálicos de 240mm <sup>2</sup> . instalada, transporte, montaje y conexionado			
	O010B200	1,000	h Cuadrilla A	36,18 €	36,18 €	
	P15CB040	1,000	ud BTV para 3 zócalos tripolares bast 400A	478,24 €	478,24 €	
	P01DW090	14,000	ud Pequeño material	1,31 €	18,34 €	
					<b>Total partida</b>	<b>532,76 €</b>
<b>E17BAM040</b>	<b>CGP Y MEDIDA PARA 2 CONTADORES TRIFÁSICOS</b>					
			Caja General de Protección y Medida para 2 contadores trifásicos, incluido bases cortacircuitos y fusibles para protección de línea repartidora, para empotrar en nicho mural			
	O010B200	1,000	h Cuadrilla A	36,18 €	36,18 €	
	P15DB090	1,000	ud Módulo protección y medida, 2 cont tri	664,36 €	664,36 €	
	P01DW090	14,000	ud Pequeño material	1,31 €	18,34 €	
					<b>Total partida</b>	<b>718,88 €</b>
<b>E17CI080</b>	<b>DERIVACIÓN INDIVIDUAL 5x250mm<sup>2</sup></b>					
			derivación individual 5x250mm <sup>2</sup> bajo tubo de PVC rígido, conductores de cobre de 250mm <sup>2</sup> y aislamiento tipo RV-K 0,6/1kV libre de halógenos en sistema trifásico con neutro más conductor de protección. Incluso pp de zanja, capa de arena de rio, protección mecánica por placa y cinta de señalización de PVC. Instalación incluyendo conexionado			
	O010B200	0,500	h Cuadrilla A	36,18 €	18,09 €	
	P15AI020	1,000	m C aisl libre haló RZ1-K 0,6/1kV 1x250mm <sup>2</sup>	33,15 €	33,15 €	
	E02CM020	0,080	m <sup>3</sup> EXC VAC A MÁQUINA TERRE FLOJOS	1,72 €	0,14 €	
	E02CSZ060	0,030	m <sup>3</sup> RELL TIERRA ZANJA MANO S/APORT	8,97 €	0,27 €	
	P15AH010	1,000	m Cinta señalizadora	0,22 €	0,22 €	
	P15AH020	1,000	m Placa cubrecables	2,54 €	2,54 €	
	P15GD020	1,000	m Tubo PVC rig der ind	0,18 €	0,18 €	
	P01DW090	1,000	Pequeño material	1,31 €	1,31 €	
					<b>Total partida</b>	<b>55,90 €</b>
<b>E17CI082</b>	<b>LINEA DE DISTRIBUCION</b>					
			línea de distribución 2x25mm <sup>2</sup> bajo tubo de PVC rígido, conductores de cobre de 25mm <sup>2</sup> y aislamiento tipo ZZ-F 0,6/1kV libre de halógenos en sistema monofásico con neutro. Incluso pp de zanja, capa de arena de rio, protección mecánica por placa y cinta de señalización de PVC. Instalación incluyendo conexionado			
	O010B200	0,500	h Cuadrilla A	36,18 €	18,09 €	
	P15AI020	2,000	m C aisl libre haló ZZ-F 0,6/1kV 2x25mm <sup>2</sup>	48,00 €	96,00 €	
	E02CM020	0,080	m <sup>3</sup> EXC VAC A MÁQUINA TERRE FLOJOS	1,72 €	0,14 €	
	E02CSZ060	0,030	m <sup>3</sup> RELL TIERRA ZANJA MANO S/APORT	8,97 €	0,27 €	



## Presupuesto

P15AH010	1,000	m	Cinta señalizadora	0,22 €	0,22 €
P15AH020	1,000	m	Placa cubrecables	2,54 €	2,54 €
P15GD020	1,000	m	Tubo PVC rig der ind	0,18 €	0,18 €
P01DW090	1,000		Pequeño material	1,31 €	1,31 €

---



---

**Total partida 118,75 €**

**E17CGBT CUADRO GENERAL DE BAJA TENSIÓN**

O010B200	1,500	h	Cuadrilla A	36,18 €	54,27 €
P15FB020	1,000	ud	Armario estanco puerta opaca 80mod	230,27 €	230,27 €
P15FJ010	1,000	ud	Interruptor general 400A	3.000,00 €	3.000,00 €
P15FJ060	1,000	ud	Interruptor diferencial 4x160A/30mA	681,25 €	681,25 €
P15FJ061	4,000	ud	Interruptor magnetotérmico 4x40A 6/10kA curva C	78,16 €	312,64 €
P15FJ062	1,000	ud	Interruptor magnetotérmico 4x20A 6/10kA curva C	36,93 €	36,93 €
P15FJ063	175,000	m	C ais RZ1-K 0'6/1kV 4G10mm2	6,00 €	1.050,00 €
P01DW090	1,000	ud	Pequeño material	1,31 €	1,31 €

---



---

**Total partida 5.366,67 €**

**E18EPR010 PUNTO DE RECARGA VEHÍCULO ELÉCTRICO**

Instalación de columna para punto de recarga de vehículo eléctrico

O010B200	1,000	h	Cuadrilla A	36,18 €	36,18 €
	4,000	ud	Poste 2 salidas 16A	3.252,96 €	13.011,84 €
	1,000	ud	Poste 3 salidas 16A para ciclos	2.687,02 €	2.687,02 €
P01DW090	1,000	ud	Pequeño material	1,31 €	1,31 €

---



---

**Total partida 15.736,35 €**

**E17SFC010 SIST. SOLAR FOTOVOLTAICA CONEXIÓN A RED**

sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red para venta de electricidad y suministro a Punto de Recarga para Vehículo Eléctrico. Consta de 120 paneles solares fotovoltaicos de Silicio policristalino, con una potencia pico de 250Wp, inversores homologados para conexión a la red española, con búsqueda de punto de máxima potencia, salida a 230V en monofásico (F+N). Incluso protecciones de sobretensión, sobreintensidad, fallos de aislamiento y con desconexión automática por fallo de la red. Doble contador de entrada y salida con fusibles de protección. Totalmente conectado y funcionando.

O010A090	48,000	h	Cuadrilla A	42,91 €	2.059,68 €
P15LFI150	0,500	ud	DorfMüller Solaranlagen GmbH DMI 550/60D	381,00 €	190,50 €
P15LFC130	1,000	ud	Panel solar policristalino 1665x991mm 250Wp	400,00 €	400,00 €
P15LFA010	0,500	ud	Soporte Aluminio 15º-45º 2 paneles	121,00 €	60,50 €
P15LFA070	1,000	ud	Caja 2-6 portafusibles incluidos fusibles	43,88 €	43,88 €
P15FD010	0,500	ud	Interruptor automático diferencial ABB 16A 0,01A	292,00 €	146,00 €
P15FE090	0,500	ud	Interruptor automático ABB 6A	138,00 €	69,00 €



## Presupuesto

P15LFA110	4,000	m	Cable solar 4mm 1kV c. pp. Conector MCIII	2,53 €	10,12 €
P15GM030	1,000	m	Tubo de Acero enchufable pg. M32	7,16 €	7,16 €
P15GF050	1,000	m	Canaleta PVC tapa ext. 30x40mm	5,07 €	5,07 €
E17BD020	0,500	ud	Toma de Tierra independiente con pica	140,47 €	70,24 €

---

---

**Total partida 3.062,15 €**

**Precios unitarios**

Nº Ord	Descripción	Unidades	Precio/unidad	Subtotal	TOTAL
E17BAB013	ARMARIO DISTRIBUCION (BTV) 3 BASES	1	532,76 €	532,76 €	
E17BAM040	CGP Y MEDIDA PARA 2 CONTADORES TRIFÁSICOS	1	718,88 €	718,88 €	
E17CI080	DERIVACION INDIVIDUAL 5x250mm <sup>2</sup>	200	55,90 €	11.180,00 €	
E17CI082	LINEA DE DISTRIBUCION 2x25mm <sup>2</sup>	2550	118,75 €	302.812,50 €	
E17CGBT	CUADRO GENERAL DE BAJA TENSION	1	5.366,67 €	5.366,67 €	
E18EPR010	PUNTO DE RECARGA VEHICULO ELECTRICO	1	15.736,35 €	15.736,35 €	
E17SFC010	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONEXIÓN A RED	120	3.062,15 €	367.458,00 €	
				<b>TOTAL</b>	<b>703.805,16 €</b>



**Resumen**

TOTAL CAPITULO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED		703.805,16 €
	PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL	703.805,16 €
GASTOS GENERALES	20%	140.761,03 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	5%	35.190,26 €
TOTAL PARCIAL		879.756,45 €
IVA	21%	184.748,85 €
	TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	1.064.505,30 €
PROYECTO DE CONTROL DE CALIDAD	5%	35.190,26 €
PROYECTO DE SEGURIDAD E HIGIENE	6%	42.228,31 €
DIRECCION DE OBRA	6%	42.228,31 €
	TOTAL PRESUPUESTO	1.184.152,18 €
BAJA DE SUBASTA	10%	118.415,22 €
	<b>TOTAL FINAL</b>	<b>1.065.736,96 €</b>

Palencia, marzo de 2013

Fdo: José David Gutiérrez Marquina





Universidad de Valladolid



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

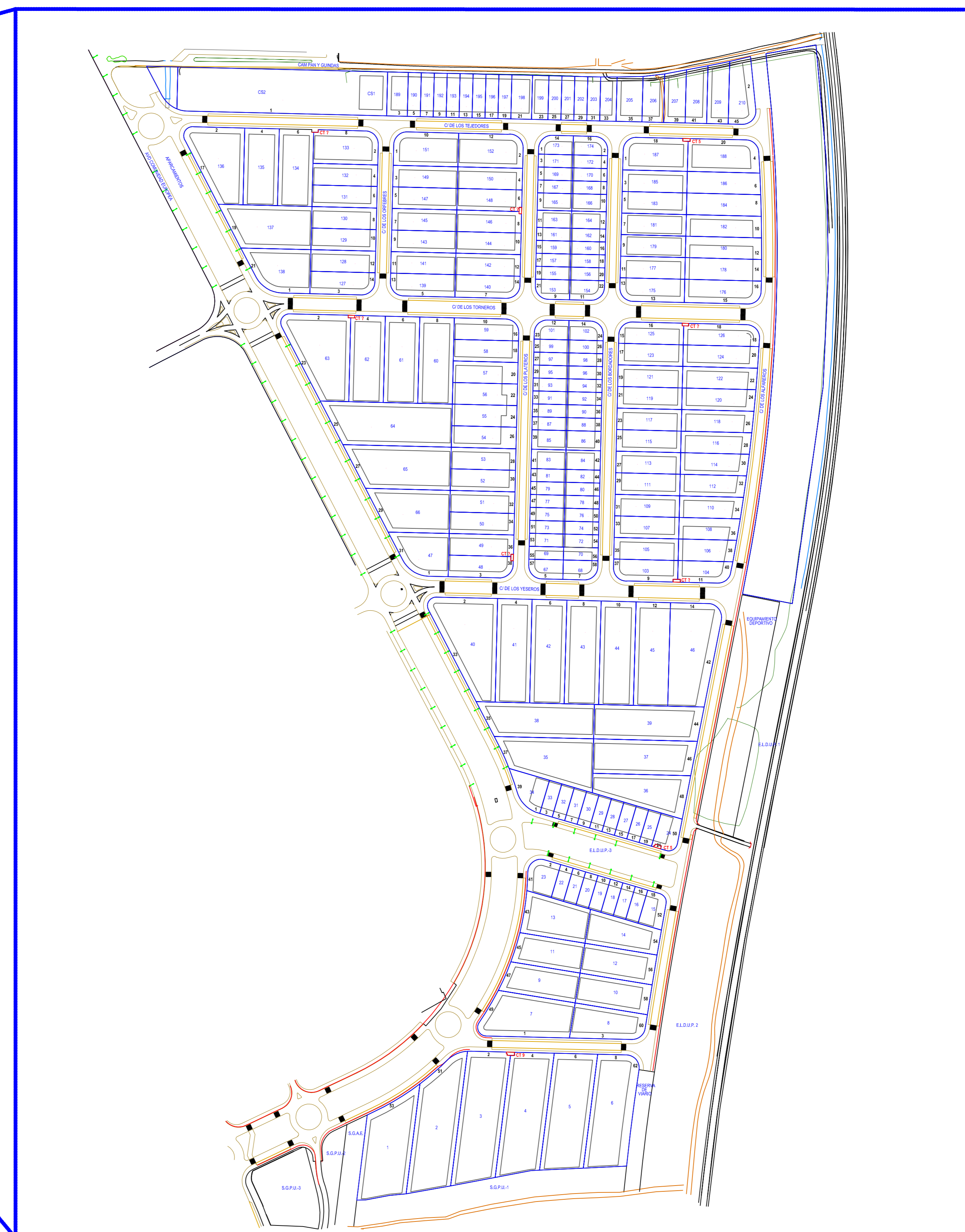
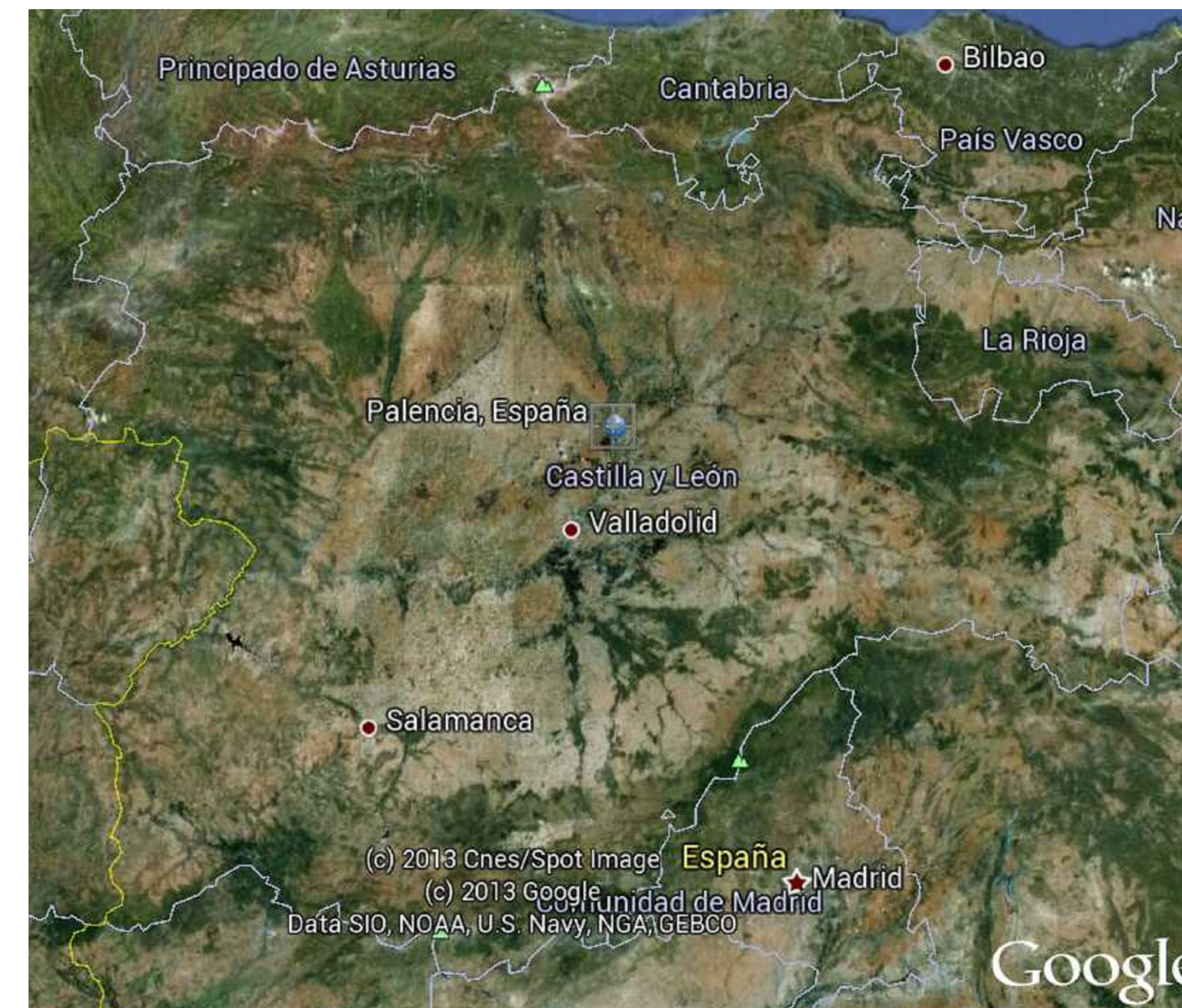
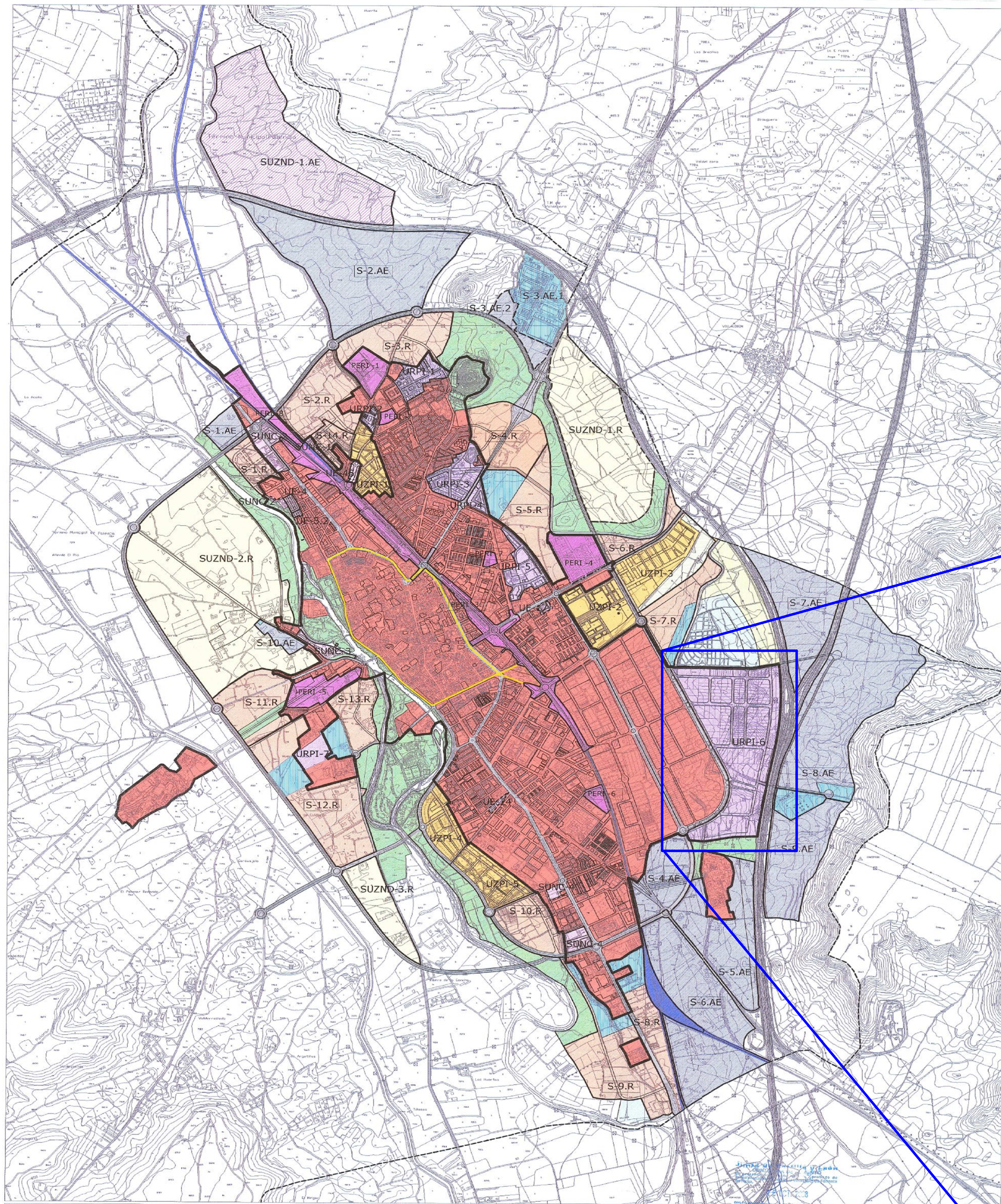
---

Planos



Ingeniería Técnica Industrial especialidad en Electricidad





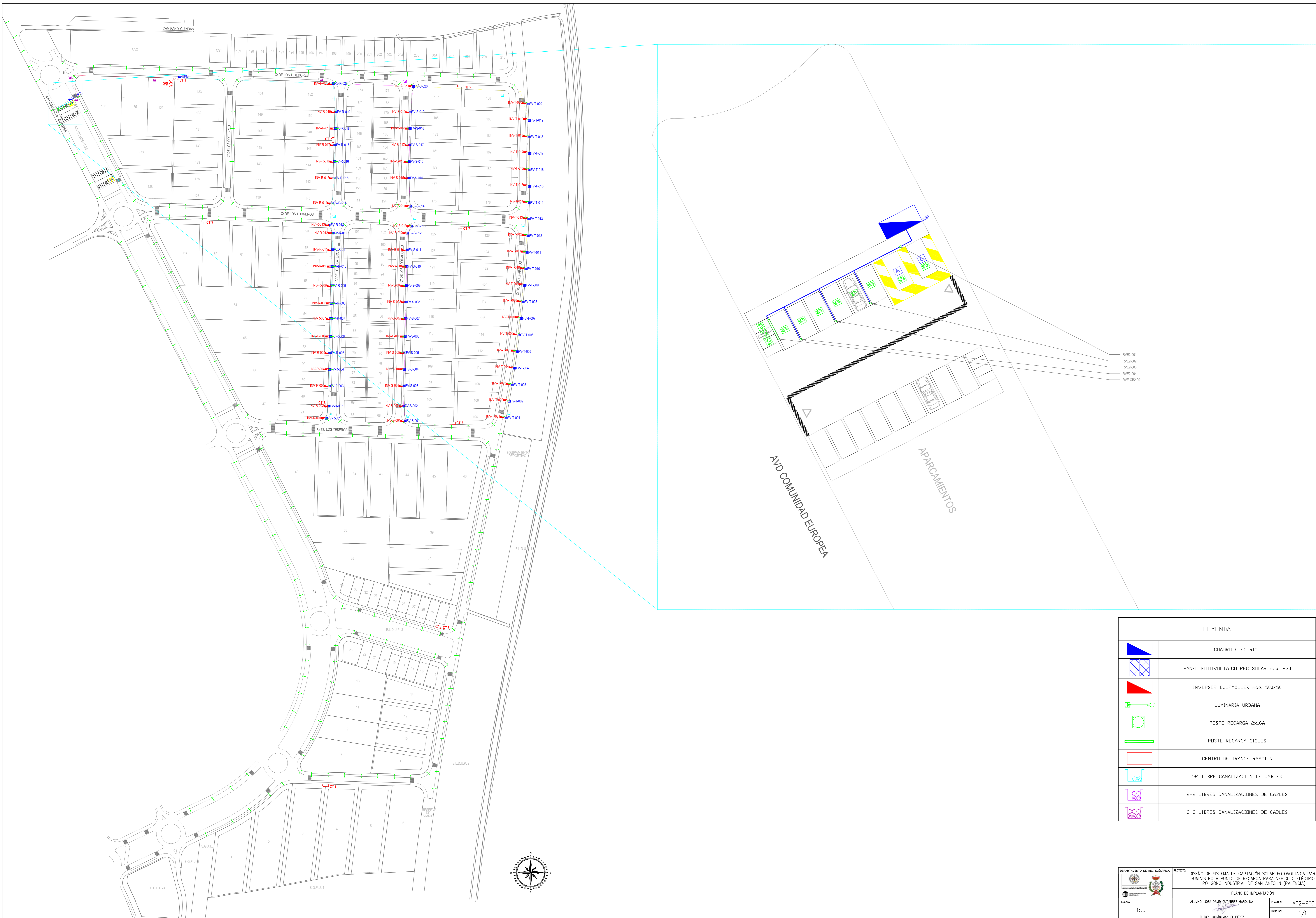
<b>AYUNTAMIENTO DE PALENCIA</b>			
<b>PLAN GENERAL DE ORDENACIÓN URBANA</b>			
<b>TEXTO REFUNDIDO</b>			
PLANO:	CLASIFICACIÓN DE SUELO Y CATEGORÍAS DEL SUELO URBANO Y URBANIZABLE	N	
FECHA:	ESCALA:	6	
MAYO 2011	1/12.500	6	
EQUIPO REDACTOR:			

<ul style="list-style-type: none"> <li>--- LIMITE DEL MUNICIPIO</li> <li>--- LIMITE URBANO</li> <li>SUELO URBANO CONSOLIDADO</li> <li>SUELO URBANO CON PLANEAMIENTO INCORPORADO (URPI)</li> <li>SUELO URBANO NO CONSOLIDADO</li> <li>SUELO URBANO NO CONSOLIDADO REMITIDO A PLANEAMIENTO DE DESARROLLO (PER)</li> <li>ÁMBITO DEL PLAN ESPECIAL DE PROTECCIÓN Y REFORMA INTERIOR DEL CASCO ANTIGUO DE PALENCIA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SUELO URBANIZABLE DELIMITADO</li> <li>RESIDENCIAL</li> <li>ACTIVIDADES ECONÓMICAS</li> <li>SISTEMA GENERAL DE ESPACIOS LIBRES</li> <li>SISTEMA GENERAL DE EQUIPAMIENTOS</li> <li>SISTEMA GENERAL DE EQUIPAMIENTOS DEPORTIVOS</li> <li>SUELO URBANIZABLE DELIMITADO CON PLANEAMIENTO INCORPORADO (LUP)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SUELO URBANIZABLE NO DELIMITADO</li> <li>RESIDENCIAL</li> <li>ACTIVIDADES ECONÓMICAS</li> <li>SISTEMA GENERAL DE EQUIPAMIENTOS EN SUELO RÚSTICO</li> <li>SISTEMA GENERAL DE EQUIPAMIENTO DEPORTIVO EN SUELO RÚSTICO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SISTEMA GENERAL VARIO</li> <li>SISTEMA GENERAL FERROVIARIO</li> </ul>
--	---	---	--

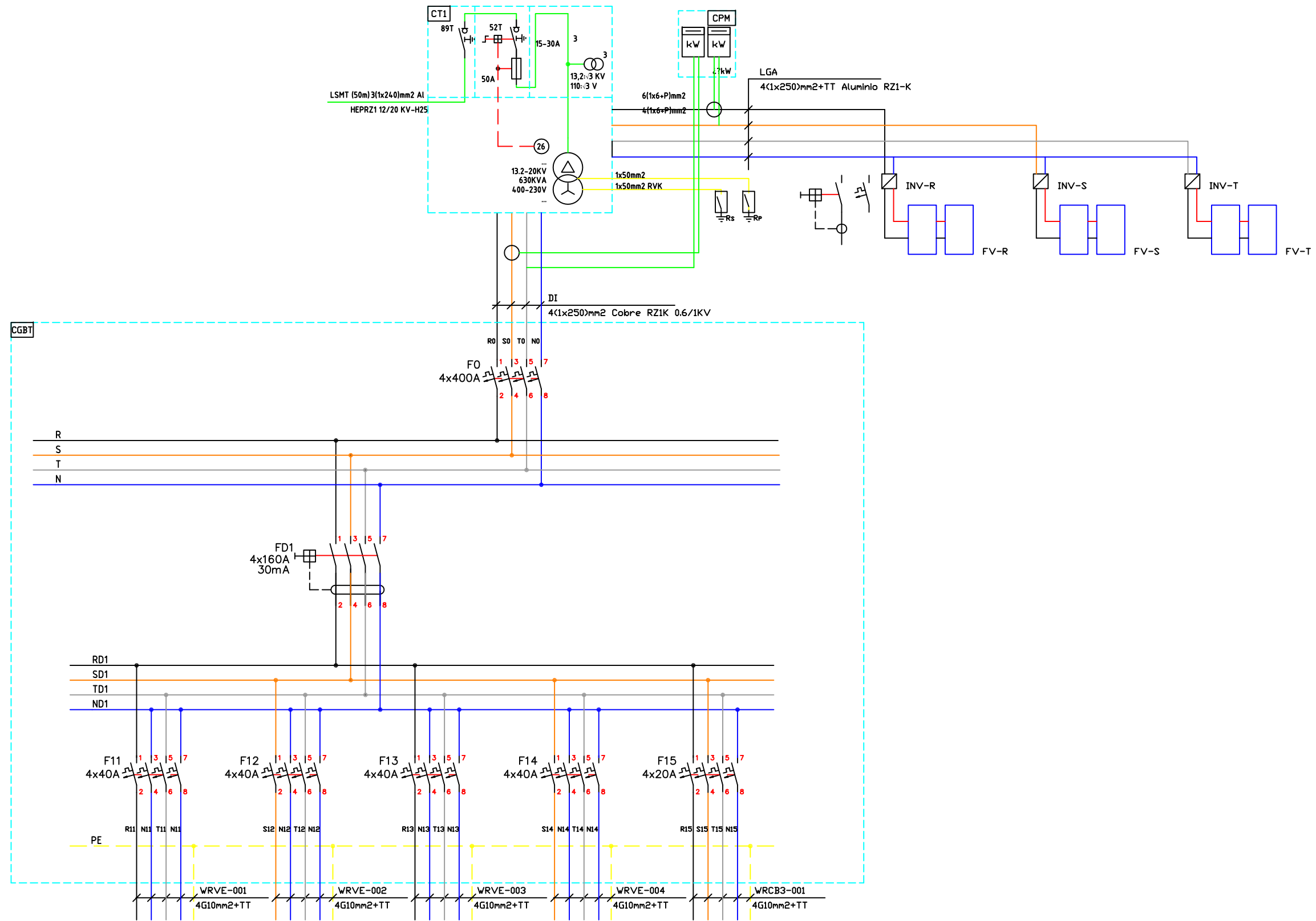
DEPARTAMENTO DE ING. ELÉCTRICA	PROYECTO:	DISEÑO DE SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SUMINISTRO A PUNTO DE RECARGA PARA VEHÍCULO ELÉCTRICO POLIGONO INDUSTRIAL DE SAN ANTONÍN (PALENCIA)	
ESCALA:	ALUMNO:	PLANO Nº:	
1:12500	JOSÉ DAVID GUERRERO MARGUINA	A01_PFC	
	TUTOR:	HORA Nº:	
	JUAN MANUEL PÉREZ	1/1	





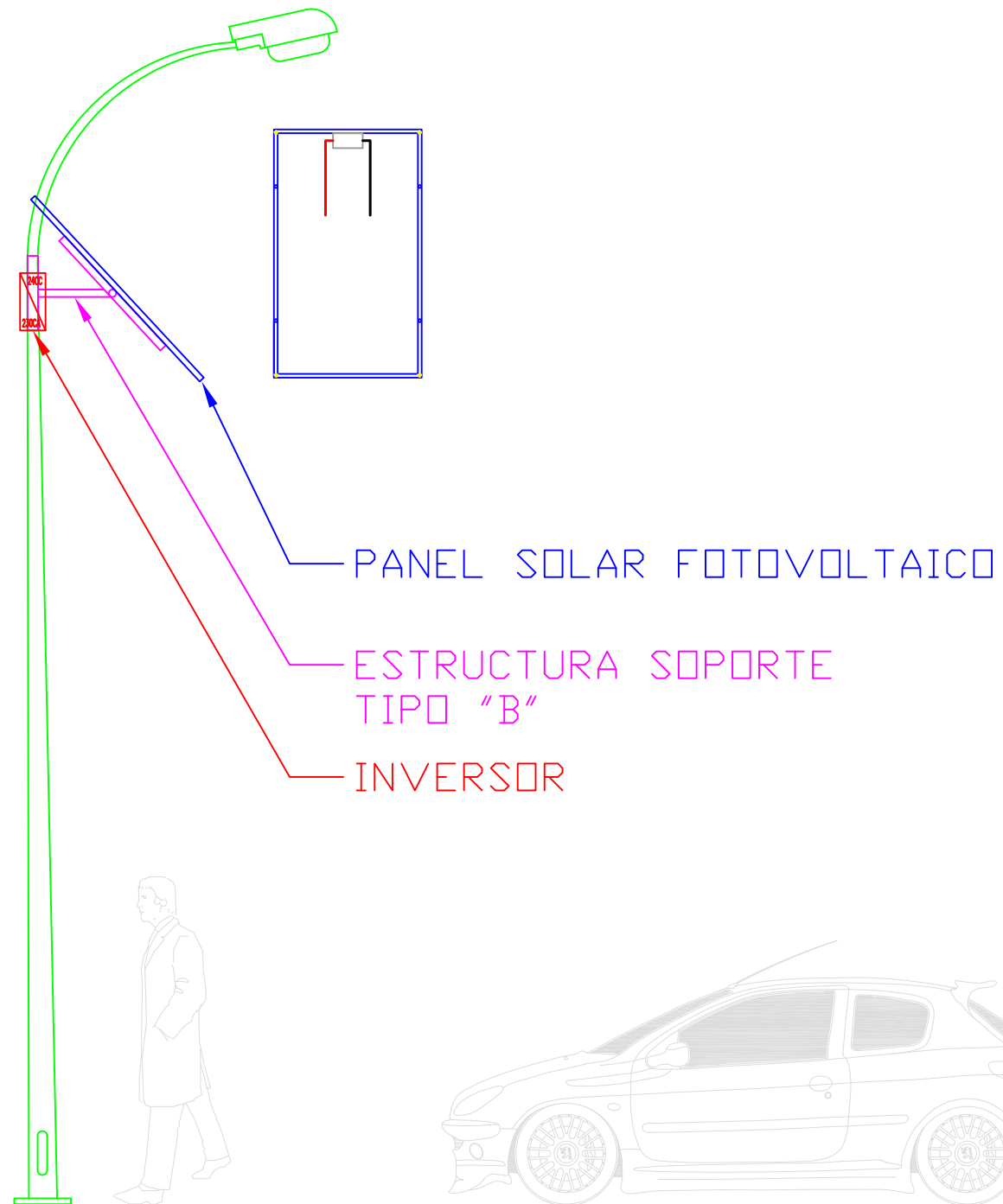


LEYENDA	
	CUADRO ELECTRICO
	PANEL FOTOVOLTAICO REC SOLAR mod. 230
	INVERSOR DULFMULLER mod. 500/50
	LUMINARIA URBANA
	POSTE RECARGA 2x16A
	POSTE RECARGA CICLOS
	CENTRO DE TRANSFORMACION
	1+1 LIBRE CANALIZACION DE CABLES
	2+2 LIBRES CANALIZACIONES DE CABLES
	3+3 LIBRES CANALIZACIONES DE CABLES




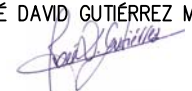


DEPARTAMENTO DE ING. ELÉCTRICA		PROYECTO: DISEÑO DE SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SUMINISTRO A PUNTO DE RECARGA PARA VEHÍCULO ELÉCTRICO POLÍGONO INDUSTRIAL DE SAN ANTOLÍN (PALENCIA)	
		INSTALACIÓN ELÉCTRICA	
		ALUMNO: JOSÉ DAVID GUTIÉRREZ MARQUINA	PLANO Nº: A03-PFC
ESCALA: ...	 TUTOR: JULIÁN MANUEL PÉREZ		HOJA Nº: 1/1

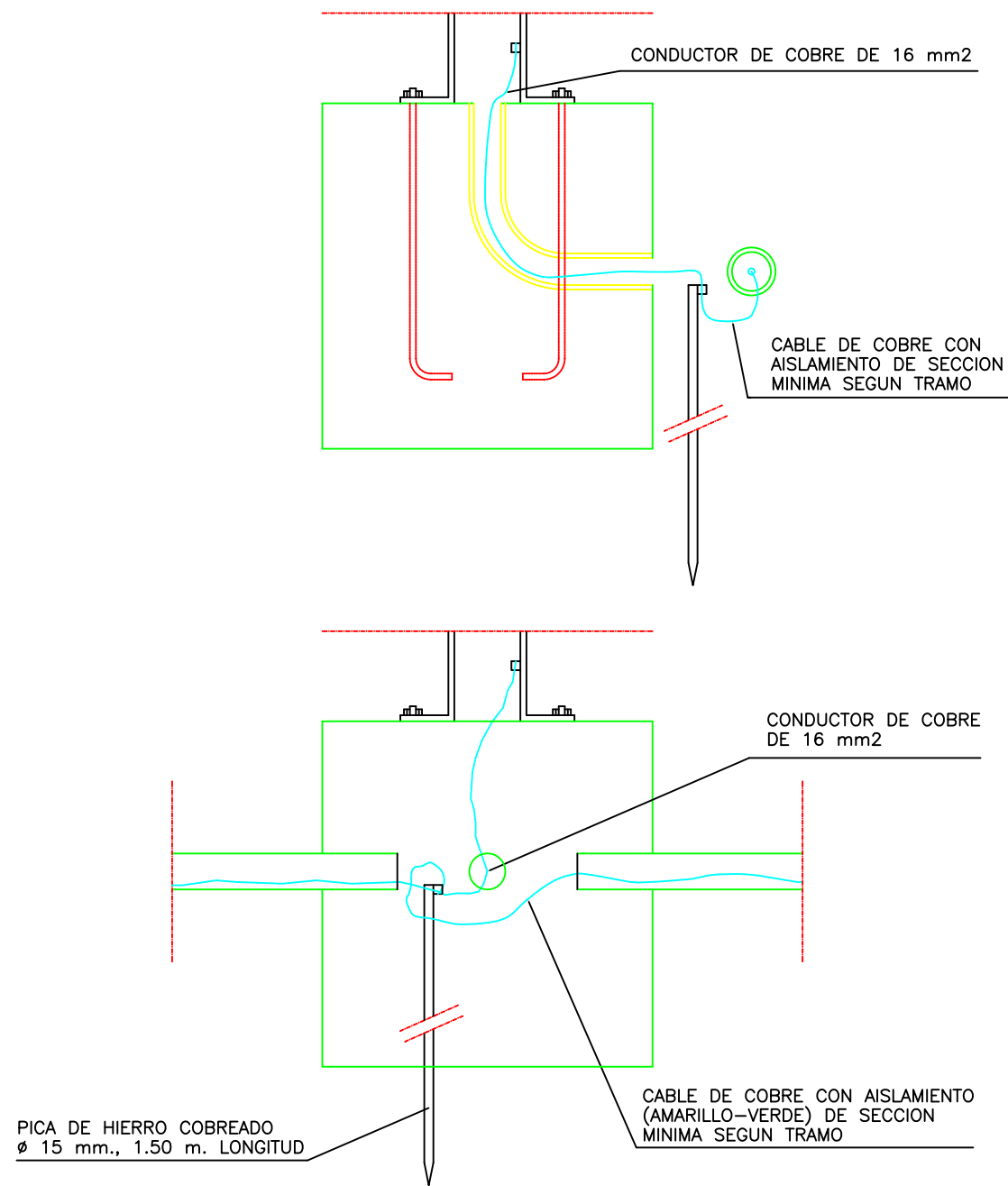


PUNTO DE RECARGA PARA VEHÍCULOS  
2x16A

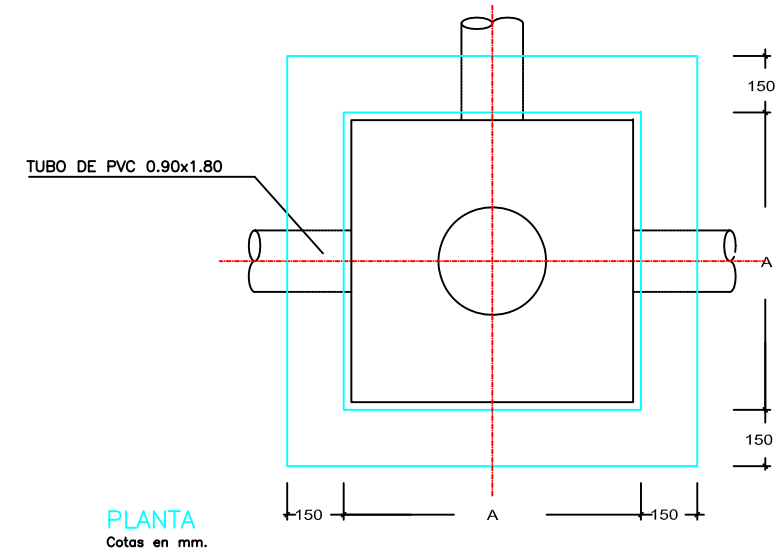
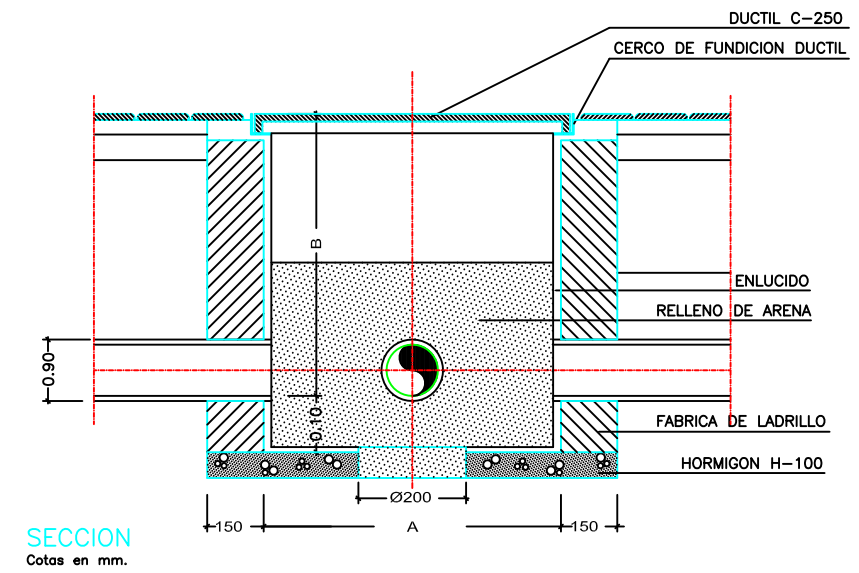
PUNTO DE RECARGA PARA CICLOS  
3x16A

DEPARTAMENTO DE ING. ELÉCTRICA  Universidad de Valladolid ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES	PROYECTO: DISEÑO DE SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SUMINISTRO A PUNTO DE RECARGA PARA VEHÍCULO ELÉCTRICO POLIGONO INDUSTRIAL DE SAN ANTOLÍN (PALENCIA)	
	DETALLE INSTALACIÓN ELÉCTRICA	
ESCALA: ...	ALUMNO: JOSÉ DAVID GUTIÉRREZ MARQUINA 	PLANO Nº: A04-PFC HOJA Nº: 1/1
	TUTOR: JULIÁN MANUEL PÉREZ	

TOMA DE TIERRA



ARQUETA DE REGISTRO



	A	B
ACERAS	0.40	0.60
CRUCES DE CALZADA Y JUNTO A CUADRO	0.70	0.90

DEPARTAMENTO DE ING. ELÉCTRICA 	PROYECTO: DISEÑO DE SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SUMINISTRO A PUNTO DE RECARGA PARA VEHÍCULO ELÉCTRICO POLÍGONO INDUSTRIAL DE SAN ANTOLÍN (PALENCIA)	
	DETALLES: PUESTA A TIERRA Y ARQUETA	
ESCALA: ...	ALUMNO: JOSÉ DAVID GUTIÉRREZ MARQUINA 	PLANO Nº: A05-PFC HOJA Nº: 1/1
	TUTOR: JULIÁN MANUEL PÉREZ	



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

---

## Pliego de Condiciones



Ingeniería Técnica Industrial especialidad en Electricidad



# Diseño de Sistema de Captación Solar para Suministro Eléctrico a Punto de Recarga y Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

## Pliego de Condiciones

### Índice

1.	Objeto.....	6
2.	Generalidades .....	7
3.	Condiciones de Tipo General .....	9
3.1.	Materiales y Elementos de la Instalación.....	9
3.2.	Dirección de Obra .....	9
3.3.	Seguridad e Higiene en el Trabajo.....	9
3.4.	Disposiciones legales .....	10
3.5.	Materiales.....	10
3.6.	Conductores.....	10
3.7.	Canalizaciones .....	12
3.7.1.	Tubos protectores .....	12
3.7.2.	Bandejas aislantes .....	13
3.7.3.	Canales aislantes .....	13
3.7.4.	Paso a través de elementos de la construcción .....	14
3.7.5.	Caja general de protección y mando.....	15
3.8.	Armarios de distribución .....	16
3.8.1.	Cuadros metálicos .....	16





---

3.8.2.	Disposición de aparatos .....	16
3.8.3.	Embarrados .....	16
3.8.4.	Cableados .....	16
3.8.5.	Esquemas sinópticos .....	17
3.8.6.	Rótulos de identificación.....	17
3.8.7.	Interruptores automáticos magnetotérmicos.....	17
3.8.8.	Interruptores automáticos diferenciales.....	18
3.9.	Caída de tensión y equilibrado de fases.....	18
3.10.	Conducciones de diversas instalaciones.....	19
3.11.	Condiciones de ejecución .....	19
3.12.	Pruebas de puesta en marcha .....	20
3.13.	Mantenimiento de las Instalaciones.....	20
4.	Definiciones.....	21
4.1.	Radiación solar.....	21
4.2.	Instalación.....	21
4.3.	Módulos.....	22
4.4.	Integración arquitectónica .....	22
5.	Diseño.....	24
5.1.	Diseño del generador fotovoltaico.....	24
5.2.	Diseño del sistema de monitorización .....	25
5.3.	Integración arquitectónica .....	25
6.	Componentes y materiales .....	27
6.1.	Generalidades.....	27
6.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos .....	28
6.3.	Estructura soporte.....	30



6.4.	Inversores .....	31
6.5.	Cableado .....	34
6.6.	Conexión a red .....	34
6.7.	Medidas .....	34
6.8.	Protecciones .....	34
6.9.	Puesta a Tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....	34
6.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	35
6.11.	Medidas de seguridad .....	35
7.	Recepción y pruebas .....	37
8.	Cálculo de la producción anual esperada .....	39
9.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento .....	41
9.1.	Generalidades .....	41
9.2.	Programa de mantenimiento .....	41
9.3.	Garantías .....	42
9.3.1.	Ámbito general de la garantía .....	42
9.3.2.	Plazos .....	43
9.3.3.	Condiciones económicas .....	43
9.3.4.	Anulación de la garantía .....	44
9.3.5.	Lugar y tiempo de la prestación .....	44
ANEXO I. - Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica .....		45
1.	Introducción .....	45
2.	Procedimiento de medida .....	45
3.	Ejemplo .....	48
ANEXO II.- Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima .....		50



1. Introducción .....	50
2. Procedimiento .....	50
3. Ejemplo de cálculo .....	51
ANEXO III.- Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras .....	53
1. Objeto.....	53
2. Descripción del método .....	53
2.1. Obtención del perfil de obstáculos .....	53
2.2. Representación del perfil de obstáculos .....	53
2.3. Selección de la tabla de referencia para los cálculos .....	53
2.4. Cálculo final .....	54
3. Tablas de referencia .....	54
4. Ejemplo.....	59
5. Distancia mínima entre filas de módulos.....	60

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1.- Azimut e inclinación.....	50
Ilustración 2.- Diagrama de pérdidas .....	52
Ilustración 3.- Diagrama de trayectorias del Sol .....	53
Ilustración 4.- Distancia entre filas de módulos.....	60

## Índice de Tablas

Tabla 1.- Perdidas máximas por inclinación, orientación y sombras .....	24
Tabla 2.- Generador $P_{mp}=1kWp$ , orientado al Sur ( $\alpha=0^\circ$ ) e inclinación $35^\circ$ ( $\beta=35^\circ$ ).....	40
Tabla 3.....	47
Tabla 4.- $\alpha=0^\circ$ , $\beta=35^\circ$ .....	54
Tabla 5.- $\alpha=0^\circ$ , $\beta=0^\circ$ .....	54



Tabla 6.- $\alpha=30^\circ$ , $\beta=35^\circ$ .....	54
Tabla 7.- $\alpha=30^\circ$ , $\beta=90^\circ$ .....	54
Tabla 8.- $\alpha=60^\circ$ , $\beta=35^\circ$ .....	55
Tabla 9.- $\alpha=60^\circ$ , $\beta=90^\circ$ .....	55
Tabla 10.- $\alpha=-30^\circ$ , $\beta=35^\circ$ .....	55
Tabla 11.- $\alpha=-30^\circ$ , $\beta=90^\circ$ .....	55
Tabla 12.- $\alpha=-60^\circ$ , $\beta=35^\circ$ .....	55
Tabla 13.- $\alpha=-60^\circ$ , $\beta=90^\circ$ .....	55

#### Bibliografía

- **Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red**, Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (Departamento de Energía Solar), Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT (Noviembre 2011)



## **1. Objeto**

- 1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDEA (proyectos, líneas de apoyo, etc). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2. Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en adelante PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones
- 1.4. En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.



## 2. Generalidades

- 2.1. Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red
- 2.2. Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones
- 2.3. En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
  - 2.3.1. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
  - 2.3.2. Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
  - 2.3.3. Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.
  - 2.3.4. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
  - 2.3.5. 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.
  - 2.3.6. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE de 18 de septiembre de 2002).
  - 2.3.7. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
  - 2.3.8. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
  - 2.3.9. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.





- 2.3.10. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.



### **3. Condiciones de Tipo General**

#### **3.1. Materiales y Elementos de la Instalación**

- 3.1.1. El Instalador tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de toda clase en los puntos que le parezca conveniente, siempre que reúnan las condiciones exigidas, que estén perfectamente preparados para el objeto a que se apliquen, y sean empleados en obra conforme a las reglas del arte, a lo preceptuado en el Pliego de Condiciones.
- 3.1.2. Se exceptúa el caso en que los pliegos de condiciones particulares dispongan un origen preciso y determinado, en cuyo caso, este requisito será de indispensable cumplimiento.
- 3.1.3. Todos los materiales y, en general, todas las unidades de obra que intervengan en la construcción del proyecto, habrán de reunir las condiciones exigidas por el Pliego de Condiciones, y demás Normativa vigente.

#### **3.2. Dirección de Obra**

- 3.2.1. Conjuntamente con la interpretación técnica del proyecto, que corresponde a la Dirección Facultativa, es misión suya la dirección y vigilancia de los trabajos que en las obras se realicen, y ello con autoridad técnica legal completa sobre las personas y cosas situadas en la obra y en relación con los trabajos que para la ejecución de las obras, e instalaciones anejas, se lleven a cabo, si considera que adoptar esta resolución es útil y necesaria para la buena marcha de las obras.
- 3.2.2. El Instalador no podrá recibir otras órdenes relativas a la ejecución de la obra, que las que provengan del Director de Obra o de las personas por él delegadas.

#### **3.3. Seguridad e Higiene en el Trabajo**

- 3.3.1. Durante las tramitaciones previas y durante la preparación, la ejecución y remate de los trabajos que estén bajo la Dirección Facultativa, serán cumplidas y respetadas al máximo todas las disposiciones vigentes y especialmente las que se refieren a la Seguridad e Higiene en el Trabajo, en la Industria de la construcción, lo mismo en lo relacionado a los intervinientes en el tajo como con las personas ajenas a la obra.



### **3.4. Disposiciones legales**

- 3.4.1. La ejecución de las instalaciones de electricidad será llevada a cabo por una empresa que posea la calificación de Empresa Instaladora.
- 3.4.2. La Empresa Instaladora tiene la responsabilidad de efectuar correctamente el montaje de la instalación, siguiendo siempre las directrices y normas del Director de Obra; no pudiendo variar trazados, cambiar materiales o introducir modificaciones en el proyecto de la instalación en su conjunto sin previa autorización del mismo.

### **3.5. Materiales**

- 3.5.1. Todos los materiales empleados serán de primera calidad. El Director de Obra comprobará que los materiales y los equipos instalados se corresponden con los especificados en el proyecto y contratados con la Empresa Instaladora, así como la correcta ejecución del montaje. Se comprobará en general, la limpieza y cuidado en el buen acabado de la instalación.

### **3.6. Conductores**

- 3.6.1. Cuando los conductores eléctricos vayan sobre bandejas, sólo se podrán utilizar conductores aislados con cubierta (incluidos cables armados o con aislamiento mineral), unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.
- 3.6.2. El cometido de las bandejas es el soporte es la conducción de los cables. Debido a que las bandejas no efectúan una función de protección, se exigirá la instalación de cables de tensión asignada 0,6/1kV.
- 3.6.3. Cabe la posibilidad de que las bandejas soporten cajas de empalme y/o derivación.
- 3.6.4. El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.
- 3.6.5. Las bandejas metálicas se conectarán a la red de tierra quedando su continuidad eléctrica convenientemente asegurada.



- 3.6.6. Los conductores de energía eléctrica de las líneas enterradas tendrán la sección mínima de  $6 \text{ mm}^2$  y la tensión nominal de aislamiento será de 1000 V cumpliendo con las características establecidas en la ITC-BT-07.
- 3.6.7. Cuando varios circuitos coincidan en un mismo tubo o en un mismo compartimiento de canal, los conductores estarán aislados para la tensión asignada más elevada.
- 3.6.8. Los conductores de energía eléctrica en el tramo de línea repartidora tendrán la sección indicada en el apartado de cálculos y la tensión nominal de aislamiento será de 1000V cumpliendo con las características establecidas en la Norma UNE-21.123. Los conductores de distribución para los tramos de acometidas a cuadros secundarios tendrán igualmente una tensión de aislamiento de 0,6/1kV, y su sección será la establecida en los cálculos.
- 3.6.9. Los conductores deberán estar constituidos conforme a la norma UNE 21022 y serán salvo que se exprese lo contrario de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en la norma UNE 21.011 (II).
- 3.6.10. Las cubiertas serán de una mezcla de PVC del tipo "CV" según la designación de la norma UNE 21.117-74 (II).
- 3.6.11. Siempre que los elementos de la instalación lo permitan se efectuarán las conexiones con terminales de presión; en cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornas de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor pelado sobresalga de la borna o terminal.
- 3.6.12. Las derivaciones se realizarán siempre mediante bornas o kits. No se permitirán empalmes realizados por torsión de un conductor sobre otro.
- 3.6.13. Estos cables se instalarán solamente en el interior de tubos o canales prefabricados a tal fin. En estas condiciones se tendrá en cuenta que preferentemente cada envolvente deberá contener un solo circuito.



- 3.6.14. Excepcionalmente la Dirección Técnica podrá disponer varios circuitos siempre y cuando todos ellos provengan de un mismo aparato general de mando y protección sin interposición de aparatos que transforman la corriente, cada circuito esté protegido por aparatos contra sobrecorrientes y todos ellos tengan el mismo grado de aislamiento.
- 3.6.15. Todos los conductores por el interior del local serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

### 3.7. Canalizaciones

#### 3.7.1. Tubos protectores

- 3.7.1.1. Las líneas de acometida a cuadros secundarios de distribución y protección serán de PVC rígido y las líneas de circuitos serán de PVC flexible. Cumplirán con lo establecido en la Norma UNE-20324 en cuanto a características dieléctricas, aislante, etc., no serán propagadores de la llama y el grado de protección normalizado para, instalaciones de superficie o incrustados, o pasamuros, por encima de falso techo, etc.
- 3.7.1.2. El trazado de canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación.
- 3.7.1.3. Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no organizarán reducciones de sección.
- 3.7.1.4. Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios.
- 3.7.1.5. El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres.
- 3.7.1.6. La unión de tubos rígidos flexibles se hará mediante racores especiales a tal fin.
- 3.7.1.7. Los tubos que no vayan empotrados o enterrados se sujetarán a paredes o techos alineados y sujetos con abrazaderas a una distancia mínima de 0,80 metros. Asimismo, se dispondrán fijaciones de una y otra parte de los cambios de dirección y en la proximidad inmediata de equipos o cajas. En ningún caso existirán menos de dos soportes entre dos cajas o equipos.



### **3.7.2. Bandejas aislantes**

3.7.2.1. Las bandejas serán de PVC rígido, autoextinguibles, aislantes y anticorrosivos, con gran rigidez dieléctrica y resistentes a la mayoría de agentes químicos, atmósferas húmedas, corrosivas y salinas.

3.7.2.2. El perfil de esta bandeja será en paredes llanas, tanto en sus versiones de base perforada o lisa, debido a lo cual su solidez será tal que la protección contra daños mecánicos alcance el grado máximo cuando se incluye la cubierta: GRADO IPXX9.

3.7.2.3. Soportarán una temperatura de servicio al menos de  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

3.7.2.4. Las uniones entre tramos serán de espesor igual o superior al espesor de la bandeja utilizada y deberán permitir absorber las dilataciones producidas por cambios de temperatura.

3.7.2.5. El coeficiente de dilatación lineal no será superior a  $0,007\text{ mm}/^{\circ}\text{C}$ .

3.7.2.6. Su comportamiento al fuego contara con los siguientes ensayos:

- Resistencia a la llama de plásticos auto-portantes: según normas UNE 53.315; autoextinguibles, no propagador de llama.
- Reacción al fuego VL: grado VL 94-VO.
- Ensayo al hilo incandescente: autoextinguible a  $960\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Extinción inmediata, sin gasto del material inflamado o de partículas incandescente.
- Ensayo del dedo incandescente: sin inflamación del material o de los gases producidos a  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

3.7.2.7. La distancia entre soportes recomendada no excederá de 2,5m. Los sistemas de instalación con bandejas de PVC cumplirán como norma general los requisitos técnicos y de seguridad.

### **3.7.3. Canales aislantes**

3.7.3.1. En locales o emplazamientos mojados o instalaciones a la intemperie, las canalizaciones serán estancas, utilizándose para terminales, empalmes y conexiones de las mismas, sis-





tema y dispositivos que presenten el grado de protección correspondiente a las proyecciones de agua, IPX4. Las canalizaciones prefabricadas tendrán el mismo grado de protección IPX4.

3.7.3.2. Los conductores tendrán una tensión asignada de 0,6/1kV, y discurrirán por el interior de canales que se instalarán en superficie; las conexiones, empalmes y derivaciones se realizarán en el interior de cajas.

### **3.7.4. Paso a través de elementos de la construcción**

---

3.7.4.1. El paso de las canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, se realizará de acuerdo con las siguientes prescripciones.

3.7.4.2. En toda la longitud de los pasos de canalizaciones no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables.

3.7.4.3. Las canalizaciones estarán suficientemente protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad. Esta protección se exigirá de forma continua en toda la longitud del paso.

3.7.4.4. Si se utilizan tubos no obturados para atravesar un elemento contractivo que separe dos locales de humedades marcadamente diferentes, se dispondrán de modo que impida la entrada y acumulación de agua en el local menos húmedo, curvándolos convenientemente en su extremo hacia el local más húmedo. Cuando los pasos desemboquen al exterior se instalará en el extremo del tubo una pipa de porcelana o de vidrio, o de otro material aislante adecuado, dispuesta de modo que el paso exterior-interior de los conductores se efectúe en sentido ascendente.

3.7.4.5. En el caso que las canalizaciones sean de naturaleza distinta a uno y otro lado del paso, éste se efectuará por la canalización utilizada en el local cuyas prescripciones de instalación sean más severas.

3.7.4.6. Por la protección mecánica de los cables en la longitud del paso, se dispondrán éstos en el interior de tubos normales cuando aquella longitud no exceda de 20 cm y si excede, se



dispondrán tubos conforme a la tabla 3 de la Instrucción ITC-BT-21. Los extremos de los tubos metálicos sin aislamiento interior estarán provistos de boquillas aislantes de bordes redondeados o de dispositivo equivalente, o bien los bordes de los tubos estarán convenientemente redondeados, siendo suficiente para los tubos metálicos con aislamiento interior que éste último sobresalga ligeramente del mismo. También podrán emplearse para proteger los conductores los tubos de vidrio o porcelana o de otro material aislante adecuado de suficiente resistencia mecánica. No necesitan protección suplementaria los cables provistos de una armadura metálica ni los cables con aislamiento mineral, siempre y cuando su cubierta no sea atacada por materiales de los elementos a atravesar.

3.7.4.7. Si el elemento constructivo que debe atravesarse separa dos locales con las mismas características de humedad, pueden practicarse aberturas en el mismo que permitan el paso de conductores respetando en cada caso las separaciones indicadas para el tipo de canalización de que se trate.

3.7.4.8. Los pasos con conductores aislados bajo molduras no excederán de 20 cm; en los demás casos el paso se efectuara por medio de tubos.

3.7.4.9. En los pasos de techos por medio de tubo, éste estará obturado mediante cierre estanco y su extremidad superior saldrá por encima del suelo una altura al menos igual a la de los rodapiés, si existen, o a 10 centímetros en otro caso. Cuando el paso se efectúe por otro sistema, se obturará igualmente mediante material incombustible, de clase y resistencia al fuego, como mínimo, igual a la de los materiales de los elementos que atraviesa.

### **3.7.5. Caja general de protección y mando**

---

3.7.5.1. Serán de material aislante cumpliendo con lo establecido por la Norma UNESA-1403 y las Normas de IBERDROLA en su publicación de Instalaciones de enlace.



### **3.8. Armarios de distribución**

#### **3.8.1. Cuadros metálicos**

3.8.1.1. Estos armarios serán de empotrar en material aislante y con puertas que cerrarán mediante cerradura de llave. Dispondrán de zócalo empotrado equipado de perfiles de fijación de componentes y su grado de protección mínimo será de IP-405. Las dimensiones estarán en función de los elementos a instalar y cumplirán lo establecido en la Norma UNE-20.098.

#### **3.8.2. Disposición de aparatos**

3.8.2.1. La disposición de los aparatos en los cuadros permita un fácil acceso a cualquier elemento para su reposición o limpieza.

3.8.2.2. Los elementos de protección general se dispondrán de modo que se destaquen claramente de los que reciben su alimentación a través de ellos y este mismo criterio deberá prevalecer con los distintos niveles de protección que pudiesen existir.

3.8.2.3. En general, las bornas de conexión para los cables de entrada y salida se situarán en la parte inferior de los cuadros.

3.8.2.4. Los aparatos de maniobra y/o protección se colocarán sobre placas de montaje, bastidores o perfiles estandarizados según los casos, rígidamente unidos al armazón envolvente. En ningún caso se montarán sobre las puertas.

#### **3.8.3. Embarrados**

3.8.3.1. En todos los casos los embarrados serán de cobre electrolítico y estarán constituidos por pletinas soportadas por mordazas aislantes.

3.8.3.2. Los embarrados se calcularán de un lado para que no sobrepasen las densidades de corriente establecidas por la norma DIN 40 500 y otro lado para que soporten sin deformación irreparable los esfuerzos electrodinámicos provocados por la intensidad de cresta corto-circuito previsible, de acuerdo con las normas VDE 093, DIN 40 500/9 y DIN 40 501/9.

#### **3.8.4. Cableados**

3.8.4.1. Todos ellos se efectuarán con conductores de cobre electrolítico aislados.



3.8.4.2. Se llevarán de forma ordenada, formado por paquetes sólidos. Cuando el tipo de cuadro lo permita, estos paquetes de conductores se llevarán por el interior de bandejas ranuradas de material aislante y tapa fácilmente desmontable en toda su longitud.

3.8.4.3. Todos los conductores que constituyen el cableado interior de los cuadros se numerarán en los dos extremos antes de su montaje en los mismos con objeto de su fácil identificación posterior. La numeración de cada extremo constará en el plano de esquema desarrollado que debe acompañar al cuadro y debe haber sido aprobado previamente a su construcción.

### **3.8.5. Esquemas sinópticos**

---

3.8.5.1. Siempre que el tipo de cuadro lo permita y se especifique en los documentos del proyecto, en el frente de los cuadros deberá existir un esquema sinóptico.

3.8.5.2. Los esquemas sinópticos estarán diseñados de modo que a primera vista se obtenga una imagen del esquema del cuadro que se trate.

### **3.8.6. Rótulos de identificación**

---

3.8.6.1. Cada aparato de protección y/o maniobra de los cuadros deberá ser fácilmente identificable mediante un rótulo situado junto a él con la designación del servicio a que corresponde. Cuando por las características físicas del cuadro no sea posible la instalación de dichos rótulos junto a los aparatos, se procederá a adosar en la puerta del cuadro por su cara interna el esquema del mismo con la denominación de cada salida.

### **3.8.7. Interruptores automáticos magnetotérmicos**

---

3.8.7.1. Los interruptores diferenciales e interruptores automáticos magnetotérmicos, cumplirán con las Normas EN-60.898 y EN-60.947. El resto del material no especificado cumplirá con las Normas UNE o Internacionales que están en vigor de acuerdo a lo establecido por el Director de Obra.

3.8.7.2. En los cuadros prefabricados y en los destinados a ser instalados sobre carril DIN serán exclusivamente del tipo de caja moldeada. En los restantes casos podrán ser además del tipo de bastidor si así se especifica en los documentos del proyecto.



3.8.7.3. Cualquiera que sea el uso a que se destine, los interruptores automáticos magnetotérmicos serán siempre con corte neutro. Si la línea protegida es tetrapolar y la sección del neutro es inferior a la de las fases, el polo del interruptor automático destinado al neutro deberá tener una intensidad nominal acorde a dicha sección, es decir en todo caso inferior a la de los polos correspondientes a las fases.

3.8.7.4. El accionamiento será en general manual quedando garantizada una conexión y desconexión bruscas.

3.8.7.5. Los interruptores automáticos telemandados podrán ser accionados eléctricamente mediante órdenes mantenidas o por impulsos.

### **3.8.8. Interruptores automáticos diferenciales**

3.8.8.1. Podrán ser del tipo asignado como diferencial puro o del tipo mixto (diferencial más magnetotérmico). En los interruptores automáticos diferenciales del tipo mixto deberá poder apreciarse con toda facilidad cuando la apertura del circuito se debe a la actuación del sistema diferencial y cuando a la del sistema magnetotérmico.

3.8.8.2. En cualquier caso, los tiempos máximos de disparo exigibles en función de la intensidad de defecto serán las siguientes:

- Para  $I_s$  ----- 200 milisegundos.
- Para  $2 I_s$  ----- 90 milisegundos.
- Para  $9 I_s$  ----- 40 milisegundos.

3.8.8.3. La sensibilidad de los interruptores automáticos diferenciales será en cada caso la especificada en los documentos del proyecto para cada cuadro.

### **3.9. Caída de tensión y equilibrado de fases**

3.9.1. La caída de tensión de los circuitos cumplirá con lo establecido en el vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

3.9.2. Se tendrá especial cuidado en la conexión de las fases para que estén perfectamente equilibradas en su consumo.



### **3.10. Conducciones de diversas instalaciones**

- 3.10.1. Todas las líneas enterradas deben tener una sección mínima de  $6 \text{ mm}^2$  y una tensión de aislamiento de 1000 V. Además, en los tramos en que coincidan más de una instalación, como la de suministro de agua o la de línea telefónica, la separación entre conducciones será de 0,20m.
- 3.10.2. Los conductores se instalarán en fondos de zanjas convenientemente preparadas que se abrirán por paseos y aceras. Se rodearán de arena o tierra cribada y se instalarán de forma que no puedan perjudicarles la presión o asientos del terreno. A unos diez centímetros por encima de los conductores se colocará una cobertura de aviso y protección constituida por ladrillos, placas de hormigón u otros materiales adecuados.
- 3.10.3. También podrán instalarse en el interior de conductos enterrados. De ser así, por cada conducto sólo irá un cable o conjunto de cables unipolares que constituyan un sistema. Se establecerán registros suficientes de modo que sea fácil la sustitución o ampliación de la instalación.
- 3.10.4. La profundidad mínima de la instalación de conductores enterrados o entubados será de 0,60 m, salvo en aquellos casos que se justifique una profundidad menor, respetando siempre la protección de las conducciones.
- 3.10.5. Los empalmes y conexiones se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor, de su aislamiento y su envolvente metálica, si la tuviera. Debe quedar asegurada su estanqueidad y resistencia contra la corrosión del terreno.

### **3.11. Condiciones de ejecución**

- 3.11.1. Durante la ejecución de las obras se realizarán las pruebas que exige el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias. Así mismo se realizarán pruebas parciales, controles de recepción, etc., de todos los elementos que haya indicado el Director de Obra. En particular todos los tramos de tubería que vayan a quedarse ocultos deberán ser expuestos a su inspección antes de cubrirlos o de colocar las protecciones requeridas.





### **3.12. Pruebas de puesta en marcha**

- 3.12.1. Independientemente de las pruebas de marcha específicas que para algunas instalaciones especiales puedan haber quedado ya recogidas en otros apartados anteriores de este Pliego, deberán realizarse, al menos, las siguientes:
  - 3.12.2. Prueba con las potencias calculadas de las instalaciones.
  - 3.12.3. Prueba del correcto funcionamiento de todas las protecciones.
  - 3.12.4. Prueba del correcto funcionamiento de todos los equipos de la instalación.
  - 3.12.5. Medida de la resistencia a tierra y los puntos en que se considere oportuno.

### **3.13. Mantenimiento de las Instalaciones**

- 3.13.1. Una vez realizada la entrega de la instalación eléctrica los titulares de dicha instalación serán responsables de la realización por parte de personal cualificado y autorizado de todas aquellas operaciones de mantenimiento destinadas a tener un buen estado de uso y conservación los materiales y elementos de la instalación de acuerdo con aquellas órdenes y /o reglamentos que en su momento estén vigentes.



## 4. Definiciones

### 4.1. Radiación solar

- 4.1.1. Radiación solar: energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas
- 4.1.2. Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie ( $\text{kW}/\text{m}^2$ )
- 4.1.3. Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ )

### 4.2. Instalación

- 4.2.1. Instalaciones fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- 4.2.2. Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- 4.2.3. Línea y punto de conexión y medida: la línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- 4.2.4. Interruptor automático de la interconexión: dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- 4.2.5. Interruptor general: dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- 4.2.6. Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- 4.2.7. Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- 4.2.8. Inversor: convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- 4.2.9. Potencia nominal del generador: suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.



- 4.2.10. Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

### 4.3. Módulos

- 4.3.1. Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica
- 4.3.2. Célula de tecnología equivalente (CTE): célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- 4.3.3. Módulo o panel fotovoltaico: conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como bloque único, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- 4.3.4. Condiciones estándar de medida (CEM): condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
- Irradiancia solar  $1000\text{W}/\text{m}^2$
  - Distribución espectral: AM 1'5G
  - Temperatura de célula:  $25^\circ\text{C}$
- 4.3.5. Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- 4.3.6. TONC: temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800\text{W}/\text{m}^2$  con distribución espectral AM 1'5G, temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  y velocidad del viento de  $1\text{m}/\text{s}$ .

### 4.4. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicaran las denominaciones siguientes:

- 4.4.1. Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.



- 4.4.2. Revestimiento: cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
- 4.4.3. Cerramiento: cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.
- 4.4.4. Elementos de sombreado: cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o la fachada del mismo.
- 4.4.5. La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 4.4.1 se denominara superposición y no se considerara integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.



## 5. Diseño

### 5.1. Diseño del generador fotovoltaico

#### 5.1.1. Generalidades.

5.1.1.1. El módulo fotovoltaico cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

5.1.1.2. Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

5.1.1.3. En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 5.1.2. Orientación e inclinación y sombras.

5.1.2.1. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la Tabla 1. Se consideraran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 4.4. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla 1.- Pérdidas máximas por inclinación, orientación y sombras

	Orientación e inclinación (%)	Sombras (%)	Total (%)
General	10	10	15
Superposición	20	15	30
Integración arquitectónica	40	20	50

5.1.2.2. Cuando, por razones justificadas y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 5.1.2.1 se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.



5.1.2.3. En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los Anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados para su verificación.

5.1.2.4. Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al Anexo III.

## **5.2. Diseño del sistema de monitorización**

5.2.1. El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5kW.

5.2.2. Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants-Document A", Report EUR16338 EN.

5.2.3. El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

## **5.3. Integración arquitectónica**

5.3.1. En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 4.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

5.3.2. Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o





ampliación, verificaciones estructurales,... que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

5.3.3. Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura,...



## 6. Componentes y materiales

### 6.1. Generalidades

- 6.1.1. Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico Clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 6.1.2. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 6.1.3. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resurte aplicable.
- 6.1.4. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 6.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 6.1.6. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- 6.1.7. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 6.1.8. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas,... de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de instalación.



## 6.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

6.2.1. Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre la cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61645: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación del tipo.
- UNE-EN 62108: Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según las normas anteriormente citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.



Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

6.2.2. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

6.2.3. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

6.2.3.1. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

6.2.3.2. Los marcos laterales, si existen, serán de Aluminio o Acero inoxidable.

6.2.3.3. Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3\%$  de los correspondientes valores nominales del catálogo.

6.2.3.4. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

6.2.4. Será deseable una alta eficiencia de las células.

6.2.5. La estructura del generador se conectará a tierra.

6.2.6. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores,...) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

6.2.7. Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.



### 6.3. Estructura soporte

- 6.3.1. Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 6.3.2. Las estructuras soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.
- 6.3.3. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 6.3.4. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 6.3.5. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posibilidad de sustitución de elementos.
- 6.3.6. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 6.3.7. La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 6.3.8. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 6.3.9. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustara a las exigencias vigentes en materia de edificación.



- 6.3.10. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 6.3.11. La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve,...
- 6.3.12. Si está construida con perfiles de Acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 6.3.13. Si es del tipo galvanizado en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 6.3.14. En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporaran el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

#### **6.4. Inversores**

- 6.4.1. Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.
- 6.4.2. Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
  - Autoconmutados.
  - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
  - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:





- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: sistemas fotovoltaicos. Acumuladores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116: *Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.*

6.4.3. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente

a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red,...

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

6.4.4. Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

6.4.5. Cada inversor incorporara, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.



6.4.6. Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

6.4.6.1. El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

6.4.6.2. El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

6.4.6.3. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en "vacío"), en *stand-by* o en modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.

6.4.6.4. El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior al 0'95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

6.4.6.5. A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

6.4.7. Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso se cumplirá la legislación vigente.

6.4.8. Los inversores estarán garantizados para operación con unas condiciones ambientales de entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

6.4.9. Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 3 años.



## **6.5. Cableado**

- 6.5.1. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 6.5.2. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1'5%.
- 6.5.3. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el transito normal de personas.
- 6.5.4. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123

## **6.6. Conexión a red**

- 6.6.1. Todas las instalaciones de hasta 100kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.

## **6.7. Medidas**

- 6.7.1. Todas las instalaciones cumplirán lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

## **6.8. Protecciones**

- 6.8.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 6.8.2. En conexiones a la red trifásica, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión ( $1'1 U_m$  y  $0'85U_m$  respectivamente) serán para cada fase.

## **6.9. Puesta a Tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

- 6.9.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de Puesta a Tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.



- 6.9.2. Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de Baja Tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicaran en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- 6.9.3. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única Tierra. Esta Tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### **6.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética**

- 6.10.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.

#### **6.11. Medidas de seguridad**

- 6.11.1. Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- 6.11.2. La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla por parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.
- 6.11.3. Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1MW estarán dotadas de un sistema de tele desconexión y un sistema de tele medida. La función del sistema de tele desconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para



permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de tele desconexión y tele medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de tele gestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

6.11.4. Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.



## 7. Recepción y pruebas

- 7.1. El instalador entregara al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación según la región en la que se realice la instalación además del castellano.
- 7.2. Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores,...) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.
- 7.3. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego, serán como mínimo las siguientes:
  - 7.3.1. Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas
  - 7.3.2. Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento
  - 7.3.3. Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas requeridas al interruptor automático de la desconexión
  - 7.3.4. Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el Anexo I
- 7.4. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la recepción Provisional de la Instalación, no obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
  - 7.4.1. Entrega de toda la documentación requerida en este Pliego, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red, requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
  - 7.4.2. Retirada de obra de todo el material sobrante
  - 7.4.3. Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero





- 7.5. Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 7.6. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 3 años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 7.7. No obstante, el instalador quedara obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.



## 8. Cálculo de la producción anual esperada

8.1. En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación

8.2. Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

8.2.1.  $G_{dm}(0)$ : valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·dia), obtenido a partir de Instituto Nacional de Meteorología, Organismo autonómico oficial u otras fuentes de datos de reconocida solvencia.

8.2.2.  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·dia), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser estas superiores a un 10% anual (ver Anexo III). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador, tal y como se define en el Anexo II.

8.2.3. Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio” (PR): eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor,...

8.2.4. La estimación de la energía inyectada se realizara de acuerdo con la ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/dia}$$

Donde,  $P_{mp}$  es la potencia pico del generador, y  $G_{CEM}=1\text{kW/m}^2$

8.3. Los datos se presentaran en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo al ejemplo:



Tabla 2.- Generador  $P_{mp}=1kWp$ , orientado al Sur ( $\alpha=0$ ) e inclinación  $35^\circ$  ( $\beta=35$ )

Mes	$G_{dm}(0)[kWh/(m^2 \cdot día)]$	$G_{dm}(\alpha=0, \beta=35^\circ)[kWh/(m^2 \cdot día)]$	PR	$E_p$ (kWh/día)
Enero	1.92	3.12	0.851	2.65
Febrero	2.52	3.56	0.844	3.00
Marzo	4.22	5.27	0.801	4.26
Abril	5.39	5.68	0.802	4.55
Mayo	6.16	5.63	0.796	4.48
Junio	7.12	6.21	0.768	4.76
Julio	7.48	6.67	0.753	5.03
Agosto	6.60	6.51	0.757	4.93
Septiembre	5.28	6.10	0.769	4.69
Noviembre	2.09	3.16	0.837	2.64
Diciembre	1.67	2.78	0.850	2.36
Promedio	4.51	4.96	0.794	3.94



## 9. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 9.1. Generalidades

- 9.1.1. Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos 3 años.
- 9.1.2. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 9.2. Programa de mantenimiento

- 9.2.1. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 9.2.2. Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo
  - Mantenimiento correctivo
- 9.2.3. Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras que, aplicadas a la instalación, deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 9.2.4. Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 9.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería en la misma
  - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación
  - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.



9.2.5. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

9.2.6. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menos de 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas,...
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de Tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza,...

9.2.7. Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

9.2.8. Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

### **9.3. Garantías**

#### **9.3.1. Ámbito general de la garantía**

9.3.1.1. Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a tercero, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones



9.3.1.2. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

### **9.3.2. Plazos**

---

9.3.2.1. El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

9.3.2.2. Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

### **9.3.3. Condiciones económicas**

---

9.3.3.1. La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

9.3.3.2. Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

9.3.3.3. Asimismo, se deben incluir mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

9.3.3.4. Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar





para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### **9.3.4. Anulación de la garantía**

---

9.3.4.1. La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 9.3.3.4.

#### **9.3.5. Lugar y tiempo de la prestación**

---

9.3.5.1. Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicara fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicara fehacientemente al fabricante.

9.3.5.2. El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizara en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

9.3.5.3. Las averías de las instalaciones se repararan en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

9.3.5.4. El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

Palencia, marzo de 2013.

Fdo.: José David Gutiérrez Marquina



## **ANEXO I. - Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica.**

### **1. Introducción**

- 1.1. Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2. La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

### **2. Procedimiento de medida**

- 2.1. Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:
  - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
  - 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
  - 1 multímetro de corriente continua y de corriente alterna
  - 1 pinza amperimétrica de CC y CA
- 2.2. El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3. Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía.
- 2.4. Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el de máxima potencia.
- 2.5. Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro de tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{CC,inv}$ .
- 2.6. El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).



2.7. La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8. Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9. Ecuaciones:

$$P_{CC,inv} = P_{CC,fov}(1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{CC,fov} = P_0 \cdot R_{to,var}[1 - g(T_c - 25)]E/1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20)E/800 \quad (3)$$

$P_{CC,fov}$  Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

$L_{cab}$  Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelos,...

$E$  Irradiancia solar, en W/m<sup>2</sup>, medida con la CTE calibrada.

$g$  Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C.

$T_c$  Temperatura de las células solares, en °C, medida con el termómetro.

$TONC$  Temperatura de operación nominal del módulo.

$P_0$  Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to,var}$  Rendimiento que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

$L_{tem}$  Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término  $[1 - g(T_c - 25)]$  por  $(1 - L_{tem})$ .

$$R_{to,var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

$L_{pol}$  Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

$L_{dis}$  Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.



$L_{ref}$  Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas, si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), este término es 0.

2.10. Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1. Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2. Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la Tabla 3.-

Tabla 3

Parámetro	Valor estimado media anual	Valor estimado día despejado*	Ver observación
$L_{cab}$	0.02	0.02	(1)
$g (1/^\circ C)$	-	0.0035**	-
$TONC (^\circ C)$	-	45	-
$L_{tem}$	0.08	-	(2)
$L_{pot}$	0.03	-	(3)
$L_{dis}$	0.02	0.02	-
$L_{ref}$	0.03	0.01	(4)

\* Al mediodía solar  $\pm 2h$  de un día despejado  
\*\* Válido para Silicio cristalino

Observaciones

(1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0.000002 L/S \quad (6)$$

Dónde: R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables (en ohmios)

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm

S es la sección de cada cable en  $cm^2$



Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible por la parte CC es de 1'5%, siendo recomendable no superar el 0'5%.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25°C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30°C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5°C y 15°C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras,... Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes de polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2h$ ) y también se mide la radiación solar con una célula equilibrada de tecnología equivalente al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2% y 6%.

### 3. Ejemplo

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
$T_{ONC}$	°C	45	Obtenido del catálogo
$E$	W/m <sup>2</sup>	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
$T_{amb}$	°C	22	Temperatura ambiente en sombra, medida con termómetro de Mercurio
$T_c$	°C	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + \frac{(T_{ONC}-20)E}{800}$
$P_{CC,inv} \left( \frac{850W}{m^2}, 47^\circ C \right)$	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0.923	$1 - 0.0035(47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0.98	Valor tabla



$1 - L_{pol}$	0.97	Valor tabla	
$1 - L_{dis}$	0.98	Valor tabla	
$1 - L_{ref}$	0.97	Valor tabla	
$R_{to,var}$	0.922		$0.97 * 0.98 * 0.97$
$P_{CC,fov}$	W	1224.5	$P_{CC,fov} = \frac{P_{CC,inv}}{1 - L_{cab}}$
$P_0$	W	1693	$P_0 = \frac{P_{CC,fov} * 1000}{R_{to,var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM=1693W.

Si además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo 5%), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.





## ANEXO II.- Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

### 1. Introducción

- 1.1. El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en este PCT.
- 1.2. Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
  - Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
  - Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al Oeste.

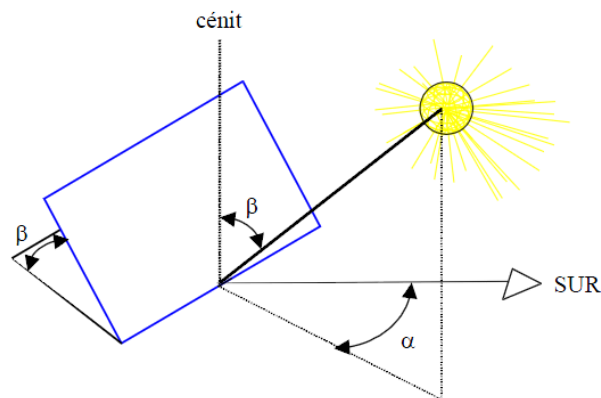


Ilustración 1.- Azimut e inclinación.

### 2. Procedimiento

- 2.1. Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la *Ilustración 2*, válida para una latitud  $\phi$  de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:



2.1.1. Conocido el azimut, determinamos en la *Ilustración 2* los límites para la inclinación en el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%; para superposición del 20% y para integración arquitectónica del 40%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

2.1.2. Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para  $\phi = 41^\circ$  y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

2.2. Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de  $41^\circ$ , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{inclinación máxima} = \text{inclinación} (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{inclinación mínima} = \text{inclinación} (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo}$$

2.3. En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 + 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5}\alpha^2] \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 + 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{Para } \beta \leq 15^\circ$$

### 3. Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado para  $15^\circ$  hacia el Oeste (azimut= $+15^\circ$ ) y con una inclinación de  $40^\circ$  respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de  $29^\circ$ .

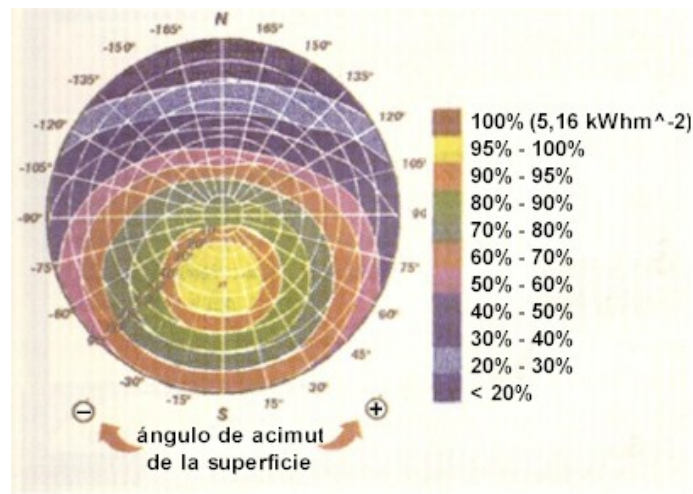


Ilustración 2.- Diagrama de pérdidas

3.1. Conocido el azimut, cuyo valor es  $+15^\circ$ , determinamos en la *Ilustración 3* los límites para la inclinación para el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut  $15^\circ$  nos proporciona los valores:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

3.2. Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48$$

$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ$ , que está fuera de rango y se toma, por tanto,  $\text{inclinación mínima} = 0^\circ$ .

3.3. Por tanto, esta instalación, de inclinación  $40^\circ$ , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.



### ANEXO III.- Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.

#### 1. Objeto

1.1. El presente Anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

#### 2. Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son:

##### 2.1. Obtención del perfil de obstáculos

2.1.1. Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

##### 2.2. Representación del perfil de obstáculos

2.2.1. Se representa el perfil de los obstáculos en el diagrama de la figura, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica e Islas Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12º en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar, y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número.

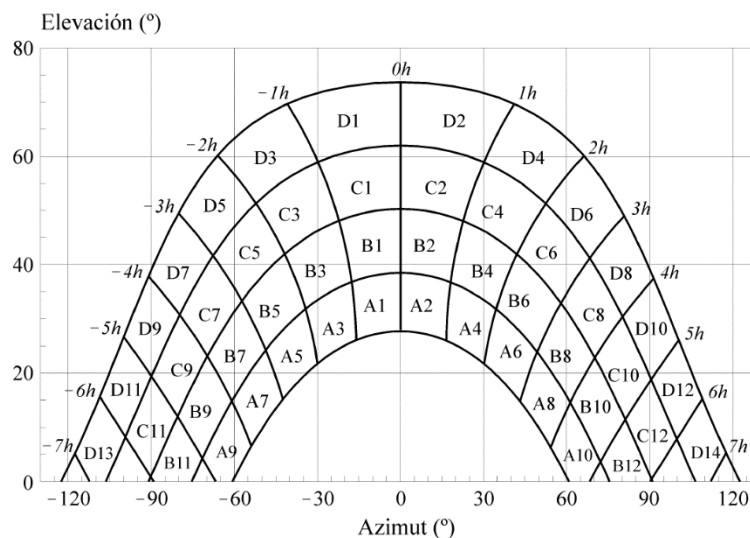


Ilustración 3.- Diagrama de trayectorias del Sol

##### 2.3. Selección de la tabla de referencia para los cálculos

2.3.1. Cada una de las porciones del diagrama de trayectorias representa el recorrido del Sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho



de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este Anexo.

### 2.4. Cálculo final

2.4.1. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial, se utilizara el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0'25, 0'50, 0'75 o 1. La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

## 3. Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación. Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla 4.-  $\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ$

$\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0.00	0.02	0.10	0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.02

Tabla 6.-  $\alpha=30^\circ, \beta=35^\circ$

$\alpha = 30^\circ, \beta = 35^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.10
11	0.00	0.00	0.03	0.06
9	0.02	0.10	0.19	0.56
7	0.54	0.55	0.78	1.80
5	1.32	1.12	1.40	3.06
3	2.24	1.60	1.92	4.14
1	2.89	1.98	2.31	4.87
2	3.16	2.15	2.40	5.20
4	2.93	2.08	2.23	5.02
6	2.14	1.82	2.00	4.46
8	1.33	1.36	1.48	3.54
10	0.18	0.71	0.88	2.26
12	0.00	0.06	0.32	1.17
14	0.00	0.00	0.00	0.22

Tabla 5.-  $\alpha=0^\circ, \beta=0^\circ$

$\alpha = 0^\circ, \beta = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.18
11	0.00	0.01	0.18	1.05
9	0.05	0.32	0.70	2.23
7	0.52	0.77	1.32	3.56
5	1.11	1.26	1.85	4.66
3	1.75	1.60	2.20	5.44
1	2.10	1.81	2.40	5.78
2	2.11	1.80	2.30	5.73
4	1.75	1.61	2.00	5.19
6	1.09	1.26	1.65	4.37
8	0.51	0.82	1.11	3.28
10	0.05	0.33	0.57	1.98
12	0.00	0.02	0.15	0.96
14	0.00	0.00	0.00	0.17

Tabla 7.-  $\alpha=30^\circ, \beta=90^\circ$

$\alpha = 30^\circ, \beta = 90^\circ$	A	B	C	D
13	0.10	0.00	0.00	0.33
11	0.06	0.01	0.15	0.51
9	0.56	0.06	0.14	0.43
7	1.80	0.04	0.07	0.31
5	3.06	0.55	0.22	0.11
3	4.14	1.16	0.87	0.67
1	4.87	1.73	1.49	1.86
2	5.20	2.15	1.88	2.79
4	5.02	2.34	2.02	3.29
6	4.46	2.28	2.05	3.36
8	3.54	1.92	1.71	2.98
10	2.26	1.19	1.19	2.12
12	1.17	0.12	0.53	1.22
14	0.22	0.00	0.00	0.24



Tabla 8.-  $\alpha=60^\circ, \beta=35^\circ$

$\alpha = 60^\circ, \beta = 35^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.14
11	0.00	0.00	0.08	0.16
9	0.02	0.04	0.04	0.02
7	0.02	0.13	0.31	1.02
5	0.64	0.68	0.97	2.39
3	1.55	1.24	1.59	3.70
1	2.35	1.74	2.12	4.73
2	2.85	2.05	2.38	5.40
4	2.86	2.14	2.37	5.53
6	2.24	2.00	2.27	5.25
8	1.51	1.61	1.81	4.49
10	0.23	0.94	1.20	3.18
12	0.00	0.09	0.52	1.96
14	0.00	0.00	0.00	0.55

Tabla 11.-  $\alpha=-30^\circ, \beta=90^\circ$

$\alpha = -30^\circ, \beta = 90^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.24
11	0.00	0.05	0.60	1.28
9	0.43	1.17	1.38	2.30
7	2.42	1.82	1.98	3.15
5	3.43	2.24	2.24	3.5
3	4.12	2.29	2.18	3.38
1	4.05	2.11	1.93	2.77
2	3.45	1.71	1.41	1.81
4	2.43	1.14	0.79	0.64
6	1.24	0.54	0.20	0.11
8	0.40	0.03	0.06	0.31
10	0.01	0.06	0.12	0.39
12	0.00	0.01	0.13	0.45
14	0.00	0.00	0.00	0.27

Tabla 9.-  $\alpha=60^\circ, \beta=90^\circ$

$\alpha = 60^\circ, \beta = 90^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.43
11	0.00	0.01	0.27	0.78
9	0.09	0.21	0.33	0.76
7	0.21	0.18	0.27	0.70
5	0.10	0.11	0.21	0.52
3	0.45	0.03	0.05	0.25
1	1.73	0.80	0.62	0.55
2	2.91	1.56	1.42	2.26
4	3.59	2.13	1.97	3.60
6	3.35	2.43	2.37	4.45
8	2.67	2.35	2.28	4.65
10	0.47	1.64	1.82	3.95
12	0.00	0.19	0.97	2.93
14	0.00	0.00	0.00	1.00

Tabla 12.-  $\alpha=-60^\circ, \beta=35^\circ$

$\alpha = -60^\circ, \beta = 35^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.56
11	0.00	0.04	0.60	2.09
9	0.27	0.91	1.42	3.49
7	1.51	1.51	2.10	4.76
5	2.25	1.95	2.48	5.48
3	2.80	2.08	2.56	5.68
1	2.78	2.01	2.43	5.34
2	2.32	1.70	2.00	4.59
4	1.52	1.22	1.42	3.46
6	0.62	0.67	0.85	2.20
8	0.02	0.14	0.26	0.92
10	0.02	0.04	0.03	0.02
12	0.00	0.01	0.07	0.14
14	0.00	0.00	0.00	0.12

Tabla 10.-  $\alpha=-30^\circ, \beta=35^\circ$

$\alpha = -30^\circ, \beta = 35^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.22
11	0.00	0.03	0.37	1.26
9	0.21	0.70	1.05	2.50
7	1.34	1.28	1.73	3.79
5	2.17	1.79	2.21	4.70
3	2.90	2.05	2.43	5.20
1	3.12	2.13	2.47	5.20
2	2.88	1.96	2.19	4.77
4	2.22	1.60	1.73	3.91
6	1.27	1.11	1.25	2.84
8	0.52	0.57	0.65	1.64
10	0.02	0.10	0.15	0.50
12	0.00	0.00	0.03	0.05
14	0.00	0.00	0.00	0.08

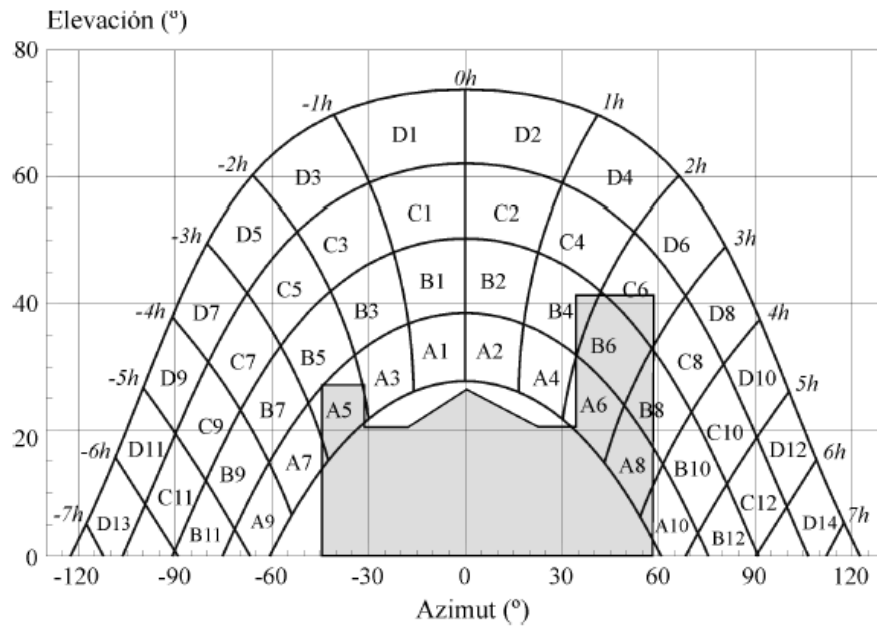
Tabla 13.-  $\alpha=-60^\circ, \beta=90^\circ$

$\alpha = -60^\circ, \beta = 90^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	1.01
11	0.00	0.08	1.10	3.08
9	0.55	1.60	2.11	4.28
7	2.66	2.19	2.61	4.89
5	3.36	2.37	2.56	4.61
3	3.49	2.06	2.10	3.67
1	2.81	1.52	1.44	2.22
2	1.69	0.78	0.58	0.53
4	0.44	0.03	0.05	0.24
6	0.10	0.13	0.19	0.48
8	0.22	0.18	0.26	0.69
10	0.08	0.21	0.28	0.68
12	0.00	0.02	0.24	0.67
14	0.00	0.00	0.00	0.36



#### 4. Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste.



$\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0.00	0.02	0.10	0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.02

**Cálculos:**

$$\begin{aligned}
 & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} \\
 & = 0.25 * B4 + 0.5 * A5 + 0.75 * A6 + 1 * B6 + 0.25 \\
 & * C6 + 1 * A8 + 0.5 * B8 + 0.25 * A10 \\
 & = 0.25 * 1.89 + 0.5 * 1.84 + 0.75 * 1.79 + 1.51 + 0.25 \\
 & * 1.62 + 0.98 + 0.5 * 0.99 + 0.25 * 0.11 = 6.16\% \sim 6\%
 \end{aligned}$$



## 5. Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de Sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

Donde  $1 / \tan(61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

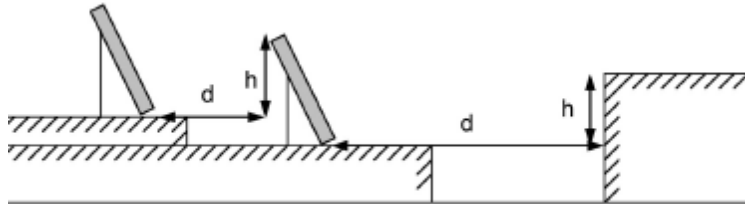


Ilustración 4.- Distancia entre filas de módulos