



## TÍTULO

**ESTUDIO COMPARATIVO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONVENCIONAL SOBRE ESTRUCTURA FIJA Y UNO DE  
CONCENTRACIÓN CON SEGUIMIENTO A DOS EJES SOBRE LA  
CUBIERTA DE UN CENTRO EDUCATIVO**

## AUTOR

**José Luis García Sánchez**

Director  
Curso

ISBN

©

©

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2010**  
Jorge Aguilera Tejero  
**POP Tecnología de los Sistemas de Energía Solar  
Fotovoltaica (2008/2009)**

978-84-693-3771-4

José Luis García Sánchez

Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



## Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.5 España.

### Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

### Bajo las condiciones siguientes:

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



Universidad Internacional de Andalucía

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional  
sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a  
dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo***

*José Luis García Sánchez*

*Octubre de 2009*

*A mi mujer, Chari,  
por su continua compañía y constante interés  
por los progresos de este trabajo.*

***Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional  
sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes  
sobre la cubierta de un centro educativo***

*Autor: José Luis García Sánchez  
Tutor: Jorge Aguilera Tejero  
Universidad Internacional de Andalucía*

***Resumen***

*Los módulos fotovoltaicos convencionales de silicio cristalino sobre estructura fija, constituyen la tecnología fotovoltaica más fiable y conocida. Existen innumerables estudios que versan sobre la cuantificación de las diversas pérdidas que tienen lugar en estos sistemas, así como numerosas aplicaciones de software que permiten modelar con gran precisión el comportamiento de los mismos, teniendo como única limitación el carácter aleatorio de la radiación solar.*

*En los últimos años, las tecnologías de concentración solar fotovoltaica (CPV) han experimentado un gran desarrollo. Mediante la concentración solar se consigue reducir muy notablemente la superficie de semiconductor necesaria y se sustituye por elementos ópticos más económicos. El costo ahorrado en semiconductor permite una mayor inversión en la calidad de las células solares, las cuáles suelen ser de triple unión cuya eficiencia duplica la de las células convencionales de silicio cristalino. Además las pérdidas en los sistemas de concentración son significativamente menores que en los convencionales.*

*Frente a estas ventajas, los sistemas de concentración solar arrastran ciertos inconvenientes. Sólo son capaces de aprovechar la radiación solar directa; esta circunstancia no sólo supone la pérdida del potencial energético de la radiación difusa, sino que limita el uso de estos sistemas a latitudes con un gran número de horas de sol. Además, los sistemas deben ir montados sobre seguidores solares a dos ejes de alta precisión lo que, además de suponer un costo añadido, disminuye significativamente la fiabilidad del sistema.*

*No obstante, la concentración fotovoltaica está superando rápidamente algunos de estos inconvenientes y está llamada a desempeñar un papel protagonista en un futuro próximo.*

*En este momento crucial, este trabajo analiza, en pie de igualdad, el comportamiento y la producción de dos sistemas fotovoltaicos basados en las dos tecnologías mencionadas: módulos convencionales sobre estructura fija y concentración solar. La tecnología de concentración estudiada es la formada por los sistemas GS700 del fabricante español Sol3G. El hecho de que los dos ejes de seguimiento estén descentralizados, permite un sistema compacto apto para su instalación sobre cubierta. Estos sistemas están constituidos por 20 módulos M40, cada uno de los cuales gira axialmente en torno a su eje horizontal y ajustan su inclinación a la altura solar. Todo el sistema descansa sobre una base acimutal que hace girar a todo el conjunto en torno a un eje vertical manteniendo el acimut del sistema idéntico al acimut solar.*

*La ubicación elegida en la cubierta de un centro educativo no es un hecho casual, sino motivado por el deseo de acercar la tecnología fotovoltaica a las jóvenes generaciones e impulsar el uso de la superposición arquitectónica como modo de aprovechamiento respetuoso de los espacios libres de nuestros edificios. Así es recogido en el Real Decreto 1578 que establece el nuevo régimen económico y donde se prevé la prima más alta para este tipo de instalaciones.*

*Este trabajo será divulgado en entornos estudiantiles para promover la concienciación sobre la generación eléctrica respetuosa con el medio ambiente.*

***Comparative study of a conventional modules  
on fixed structure system and other photovoltaic concentration system  
with two-axes tracking on a high school roof***

*Author: José Luis García Sánchez  
Tutor: Jorge Aguilera Tejero  
Universidad Internacional de Andalucía*

***Abstract***

*Conventional crystalline silicon modules on a fixed structure constitute the most known and reliable photovoltaic technology. There are countless studies that quantify the losses of these systems and many software applications that allow you to model with accuracy the behavior and the production of these systems with the only limitation of the random nature of the solar radiation.*

*In recent years, concentration photovoltaic (CPV) technologies have experienced a great development. By means of photovoltaic concentration has been achieved a very significantly reduction of the surface of semiconductor needed, which is replaced by optical elements which are cheaper. The cost saved in semiconductor allows a bigger investment in the quality of solar cells, which are generally triple-junction cells so they double the efficiency of conventional crystalline silicon cells. In addition, the system losses are significantly lower in CPV systems than in conventional ones.*

*Against these advantages, CPV systems have also some disadvantages. They can only use the direct normal radiation; a fact that not only results in loss of potential energy of the diffuse radiation, but limits the use of these systems to the latitudes with a large number of sunlight hours. In addition, these systems have to be mounted on two-axes solar trackers with high accuracy which apart from involving an added cost, also decrease significantly the system reliability.*

*However, the photovoltaic concentration is quickly eclipsing some of these drawbacks and is expected to play a leading role in the near future.*

*At this crucial moment, this study analyzes the behavior and the production of two PV systems based on the two mentioned technologies: conventional modules on fixed structure and photovoltaic concentration. The concentration technology studied is*

*based on the new GS700 systems by the Spanish manufacturer Sol3g. The fact that the two-axis tracking are decentralized allows a compact system suitable for installation on roofs. These systems are composed of 20 M40 modules, each of which axially rotates around its horizontal axis and adjusts its tilt to the solar altitude. The whole system rests on an azimuthal base that rotates the whole system around a vertical axis maintaining the identical azimuth solar.*

*The chosen location on the roof of a high school is not a coincidence, but motivated by the desire of bringing photovoltaic technology to younger generations and encouraging the use of the overlay architecture as a mode of respectful use of the open spaces of our buildings, this is reflected in the Royal Decree 1578 which establishes the new economic regime that provides the highest premium for these facilities.*

*This work will be promoted in the student environments to impulse greater awareness among young people about power generation environmentally friendly.*

## Índice General

<b>MEMORIA .....</b>	<b>10</b>
1. OBJETO .....	11
2. ALCANCE .....	12
3. ANTECEDENTES .....	12
4. NORMAS Y REFERENCIAS .....	14
4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas .....	14
4.2. Bibliografía .....	14
4.3. Referencias Web .....	16
4.4. Programas de cálculo .....	16
5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS .....	16
5.1. Nomenclatura .....	17
5.2. Simbología .....	19
6. LOCALIZACIÓN .....	19
6.1. Punto de conexión con la red .....	20
7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FIJA .....	21
7.1. Configuración del generador fotovoltaico .....	21
7.2. Módulos fotovoltaicos .....	22
7.3. Inversor .....	24
7.4. Cableado y cajas .....	25
7.4.1. Caja de conexiones DC .....	25
7.4.2. Cableado .....	26
7.4.3. Cuadro de protecciones AC .....	28
7.4.4. Módulo de salida .....	28
7.4.5. Caja general de protección (CGP) .....	28
7.5. Protecciones .....	29
7.5.1. Protección de equipos .....	29
7.5.1.1. <i>Protección frente a sobreintensidades</i> .....	29
7.5.1.2. <i>Protección frente a sobretensiones</i> .....	29
7.5.1.3. <i>Descargadores de sobretensiones</i> .....	30
7.5.2. Protección de personas .....	32

7.5.2.1. En la red DC.....	32
7.5.2.2. En la red AC.....	34
7.5.3. Puesta a tierra .....	35
7.5.4. Protección de la interconexión.....	36
7.6. Estructura soporte.....	37
7.7. Sistema de monitorización.....	40
7.8. Resultados del estudio energético.....	42
7.9. Resumen del presupuesto.....	44
7.10. Estudio económico.....	45
7.10.1. Tarifa de venta de la energía generada.....	45
7.10.2. Ingresos .....	46
7.10.3. Gastos .....	46
7.10.4. Resultados .....	46
8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CONCENTRACIÓN .....	49
8.1. Configuración del generador fotovoltaico .....	49
8.2. Módulos fotovoltaicos .....	51
8.2.1. Diseño óptico.....	53
8.3. Cableado y cajas .....	54
8.3.1. Caja de conexiones DC .....	54
8.3.2. Cableado.....	55
8.4. Resultados del estudio energético.....	55
9. COMPARACIÓN DE RESULTADOS .....	57
9.1. Producción energética .....	57
9.2. Superficie utilizada .....	59
9.3. Peso estructural .....	62
9.4. Costo.....	63
<b>ANEXO I: CÁLCULOS.....</b>	<b>66</b>
1. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FIJA.....	67
1.1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	67
1.1.1. Determinación de la potencia nominal del inversor .....	67
1.1.2. Elección del inversor.....	67
1.1.3. Determinación de la potencia pico del generador fotovoltaico .....	67

1.1.4. Elección del módulo fotovoltaico .....	68
1.1.5. Configuración del generador fotovoltaico .....	68
1.1.5.1. Cálculo del número de módulos en serie.....	68
1.1.5.2. Cálculo del número de ramas en paralelo.....	70
1.2. ESTUDIO ENERGÉTICO.....	71
1.2.1. Datos de radiación.....	71
1.2.2. Ángulo de inclinación óptimo.....	71
1.2.3. Radiación en superficies inclinadas.....	72
1.2.4. Estimación de la energía generada .....	79
1.2.4.1. Estimación de la evolución diaria de la temperatura ambiente .....	79
1.2.4.2. Extrapolación de la potencia en CEM a las condiciones reales de operación.....	80
1.2.4.3. Pérdidas energéticas en la parte de DC .....	83
1.2.4.4. Estimación de la potencia a la salida del generador fotovoltaico ...	87
1.2.4.5. Estimación de la potencia a la entrada del inversor.....	88
1.2.4.6. Estimación de la potencia a la salida del inversor .....	88
1.2.4.7. Estimación de la potencia inyectada a la red .....	90
1.2.4.8. Determinación de otras pérdidas implícitas en los cálculos .....	91
1.2.5. Caracterización del sistema.....	92
1.2.5.1. Rendimiento del generador.....	92
1.2.5.2. Rendimiento del inversor .....	92
1.2.5.3. Productividad final (Final Yield) .....	93
1.2.5.4. Productividad de referencia (Reference Yield).....	93
1.2.5.5. Rendimiento global del sistema (Performance Ratio) .....	93
1.2.6. Resultados del estudio energético .....	94
1.3. ESTRUCTURA SOPORTE .....	95
1.3.1. Cálculo de la fuerza del viento .....	95
1.3.2. Cálculo de las zapatas de la estructura soporte.....	96
1.4. DIMENSIONADO DE LAS CANALIZACIONES ELÉCTRICAS.....	98
1.4.1. Tramo módulos - Caja de conexiones DC.....	98
1.4.2. Línea principal de continua .....	100
1.4.3. Tramo de alterna .....	101

1.5. PROTECCIONES.....	102
1.5.1. Protección de equipos.....	102
1.5.1.1. <i>Protección frente a sobreintensidades</i> .....	102
1.5.1.2. <i>Descargadores de sobretensiones</i> .....	106
1.5.2. Protección de personas.....	106
1.5.2.1. <i>En la red DC</i> .....	106
1.5.2.2. <i>En la red AC</i> .....	107
1.5.3. Instalación de puesta a tierra.....	107
2. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN HCPV.....	109
2.1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	109
2.1.1. Determinación de la potencia nominal del inversor.....	109
2.1.2. Elección del inversor.....	109
2.1.3. Determinación de la potencia pico del generador fotovoltaico.....	109
2.1.4. Elección del módulo fotovoltaico.....	110
2.1.5. Configuración del generador fotovoltaico.....	110
2.1.5.1. <i>Cálculo del número de módulos en serie</i> .....	110
2.1.5.2. <i>Cálculo del número de ramas en paralelo</i> .....	112
2.2. ESTUDIO ENERGÉTICO.....	113
2.2.1. Datos de radiación.....	113
2.2.2. Radiación en superficies que siguen al sol.....	113
2.2.3. Estimación de la energía generada.....	115
2.2.3.1. <i>Estimación de la temperatura de operación de las células</i> .....	116
2.2.3.2. <i>Extrapolación de la potencia en CEM a las condiciones reales de operación</i> .....	119
2.2.3.3. <i>Pérdidas energéticas en la parte de DC</i> .....	120
2.2.3.4. <i>Estimación de la potencia a la salida del generador fotovoltaico</i> .....	124
2.2.3.5. <i>Determinación de otras pérdidas implícitas en los cálculos</i> .....	124
2.2.4. Caracterización del sistema.....	126
2.2.4.1. <i>Rendimiento del generador</i> .....	126
2.2.4.2. <i>Rendimiento del inversor</i> .....	127
2.2.4.3. <i>Productividad final (Final Yield)</i> .....	127
2.2.4.4. <i>Productividad de referencia (Reference Yield)</i> .....	128

2.2.4.5. Rendimiento global del sistema ( <i>Performance Ratio</i> ) .....	128
2.2.5. Resultados del estudio energético .....	128
2.3. DIMENSIONADO DE LAS CANALIZACIONES ELÉCTRICAS.....	129
2.3.1. Tramo módulos - Caja de conexiones DC.....	130
2.3.2. Línea principal de continua .....	131
2.3.3. Tramo de alterna .....	132
2.4. PROTECCIONES.....	132
2.4.1. Protección de equipos.....	132
2.4.1.1. Protección frente a sobreintensidades.....	132
2.4.1.2. Descargadores de sobretensiones.....	133
<b>ANEXO II: SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FIJA .....</b>	<b>134</b>
1. SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FIJA MEDIANTE PVSYST 4.1.....	135
<b>ANEXO III: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS .....</b>	<b>141</b>
<b>PLANOS.....</b>	<b>158</b>
1. Situación.....	160
2. Distribución: Instalación Fija.....	161
3. Estructura soporte .....	162
4. Esquema multifilar: Instalación Fija.....	163
5. Conexión de los módulos.....	164
6. Distribución: Instalación HCPV.....	165
7. Esquema multifilar: Instalación HCPV.....	166
8. Detalles.....	167
<b>PRESUPUESTO .....</b>	<b>168</b>
1. INSTALACIÓN FIJA .....	169
2. INSTALACIÓN DE ALTA CONCENTRACIÓN .....	172

## **MEMORIA**

## 1. OBJETO

El objeto del presente trabajo es el estudio comparativo de un sistema fotovoltaico con módulos convencionales sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo.

*Módulos convencionales*



*Módulos de concentración*



*Figura 1*

El hecho de que los sistemas de alta concentración precisen seguimiento a dos ejes ha supuesto que las cubiertas de los edificios hayan sido terreno vedado para estas instalaciones, debido fundamentalmente, a que los seguidores solares convencionales, por economía de escala, son rentables para grandes potencias en amplias extensiones de terreno y porque el peso de los mismos para uso en cubierta ha sido en la mayoría de los casos un factor decisivo.

Mediante los sistemas GS700 de Sol3g, se solventan estos dos inconvenientes y se abre la puerta a las instalaciones de CPV sobre cubierta.

La comercialización de estos módulos es tan reciente (principios de 2009) que la primera instalación sobre cubierta a base de los mismos se está construyendo en un centro comercial de Barcelona. No existen, por tanto, datos reales de producción y debido a lo novedoso del sistema se hace inevitable no disponer de todos los datos necesarios para una descripción técnica detallada de la misma. Sin embargo, el fabricante sí que especifica todos aquellos datos necesarios para hacer un estudio general de su producción energética.

El nuevo régimen económico establecido por el Real Decreto 1578/2008, *“pretende reconocer las ventajas que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en fachadas o sobre cubiertas, por sus ventajas como generación distribuida, porque no aumentan la ocupación de territorio y por su contribución a la difusión social de las energías renovables.”*

Esta última ventaja cobra especial sentido en un centro educativo, donde sirve de ejemplarizante para todos y de objeto de estudio por parte del alumnado.

## 2. ALCANCE

El estudio incluye el diseño completo de una instalación fotovoltaica conectada a red mediante paneles planos convencionales con orientación e inclinación fijas sobre la cubierta del Instituto de Educación Secundaria “Néstor Almendros” de Tomares (Sevilla). Tras dicho diseño se acomete, con la profundidad que lo novedoso del tema permite, el estudio sobre la misma cubierta, de una instalación alternativa con la misma potencia pico a base de los nuevos sistemas de alta concentración fotovoltaica (HCPV) con seguimiento a dos ejes, GS700 del fabricante *Sol3g*.

Dado que los sistemas de concentración solar sólo aprovechan la componente directa de la radiación, y debido a la ausencia de registros históricos de este tipo; previo al estudio de esta segunda alternativa, se desarrollará con detalle el método de cálculo empleado para la obtención de la irradiancia normal directa a partir de los datos de radiación disponibles del lugar y se elaborará una hoja de cálculo con el método descrito que aportará la información necesaria para el estudio de su producción energética.

Finalmente se compararán ambas soluciones desde los siguientes puntos de vista: producción energética, factores de pérdidas, superficie necesaria, peso estructural y rentabilidad económica.

## 3. ANTECEDENTES

En España los antecedentes más importantes de instalaciones fotovoltaicas en centros docentes se deben a los convenios entre la organización ecologista Greenpeace y el IDAE. Ambas instituciones firmaron en enero de 2002 un Convenio para la promoción y financiación de instalaciones fotovoltaicas en Centros Públicos de Enseñanza por el procedimiento de Financiación por Terceros de IDAE. Los resultados de este primer Convenio fueron satisfactorios para ambas partes y culminó con 52 instalaciones fotovoltaicas en centros públicos, por lo que en marzo de 2005 se firmó el *Segundo Convenio de colaboración para la promoción y financiación de instalaciones fotovoltaicas en Centros de Titularidad Pública* [1], mediante el cual se pretendía atender la demanda recibida en el primer Convenio e incrementar el alcance del mismo como una segunda parte ampliando en otras 50 el número de instalaciones.

Las actuaciones se basaron en instalaciones estandarizadas de potencia en torno a 2,5 kWp ubicadas en Centros de titularidad pública, las cuales serán financiadas mediante el sistema de Financiación por Terceros por parte de IDAE. Mediante este sistema, IDAE recupera las inversiones a través de los ingresos derivados de la venta a la red de la energía eléctrica generada por la instalación. El presupuesto máximo de inversión material considerado para cada instalación fue de 23.200 euros más IVA.

Y es que el IDAE, considera al Sector Educativo en general como un objetivo estratégico para la promoción de las energías renovables y más concretamente de la energía solar fotovoltaica, dado el efecto ejemplarizante y concienciador que entre los jóvenes puede tener la proximidad y convivencia con las tecnologías aquí referenciadas.

Como consecuencia de los dos Convenios, un total de 102 centros hoy día vierten energía eléctrica a la red. La figura 2 muestra una de estas instalaciones de 2,5 kWp, en el Colegio Público Padre Marchena (en Marchena, Sevilla).



*Figura 2*

Respecto de la tecnología de alta concentración (HCPV) sobre cubierta mediante sistemas GS700, no existen antecedentes por tratarse de un sistema de muy reciente comercialización, por ello, con este estudio se pretende una primera aproximación a la evaluación de esta tecnología frente a la ya muy consolidada de módulos convencionales sobre estructura fija.

## 4. NORMAS Y REFERENCIAS

### 4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

- *Real Decreto 1663/2000*, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- *Ley 54/1997*, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- *Real Decreto 436/2004*, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- *Real Decreto 1955/2000*, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- *Resolución de 31 de mayo de 2001* por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- *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.
- *Real Decreto 841/2002* de 2 de agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- *Real Decreto 842/2002* de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- *Real Decreto 1433/2002* de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Capítulo VIII “Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a las Redes de Distribución en Baja Tensión”. Normas particulares de Sevillana-Endesa, 2005.
- NORMA GE>NNL010. Cajas generales de protección hasta 630 a con bases sin dispositivo extintor de arco.

### 4.2. Bibliografía

- [1]. Segundo Convenio de colaboración para la promoción y financiación de instalaciones fotovoltaicas en centros de titularidad pública.  
<http://www.solarizate.org/pdf/convenios/IIconvenio31marzo2005.pdf>

- [2]. Lorenzo E., 2006. *Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*. Vol. II, Progensa, Sevilla.
- [3]. Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Meteorology, METEONORM Software and DATA (Version 5\_0). Meteotest: Bern, Edition 2003.
- [4]. Meteonorm Versión 6.0. *Handbook part II: Theory*  
[http://www.meteonorm.com/media/pdf/mn6\\_theory.pdf](http://www.meteonorm.com/media/pdf/mn6_theory.pdf)
- [5]. B.Y.H. Liu y R.C. Jordan, *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. Solar Energy 4 (3), 1960: pp. 1-19.
- [6]. J. Page, *Proc. U.N. Conference New Sources Energy* (1961), págs. 378-390.
- [7]. Hay E, McKay DC. *Estimating solar irradiance on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies*. International Journal of Solar Energy 1985; 3: 203–240.
- [8]. Wohlgemuth J, Posbic J, and Anderson J. *Energy ratings for PV modules*, Proceedings of the 14<sup>th</sup> European Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 1997.
- [9]. N. Martín, J.M Ruiz. *Annual angular reflection losses in PV modules*. Progress in Photovoltaics, Research and Applications, 2005; 13:75-84.
- [10]. ASHRAE Standard 93–77: *Methods of testing to determine the thermal performance of solar collectors*, New York, 1977.
- [11]. King DL. *Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions*. Proceedings of NREL/SNL PV Program Review Meeting. AIP Press: New York, 1997.  
<http://photovoltaics.sandia.gov/docs/PDF/KINGREL.PDF>
- [12]. King DL et al. *Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays*. Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion, Vienna, 1998; 1947–1952.  
<http://photovoltaics.sandia.gov/docs/PDF/viennaking1.pdf>
- [13]. D. L. King et al. *Photovoltaic Array Performance Model*.  
<http://www.mauisolarsoftware.com/MSESC/The%20Sandia%20Performance%20Model.pdf>
- [14]. M.A. Abella, F. Chenlo. *Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Estimación de la energía generada (II)*. Era Solar 132, 52-67, 2006.
- [15]. *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. IDAE, 2002.  
[http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos/5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_02\\_b0077cba.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos/5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_02_b0077cba.pdf)
- [16]. *Photovoltaic Project Analysis*. RETScreen International.  
[http://www.etscreen.net/download.php/ang/117/0/Textbook\\_PV.pdf](http://www.etscreen.net/download.php/ang/117/0/Textbook_PV.pdf)
- [17]. *NASA Surface meteorology and Solar Energy: Methodology*

[http://www.ceoe.udel.edu/WindPower/ResourceMap/SSE\\_Methodology.pdf](http://www.ceoe.udel.edu/WindPower/ResourceMap/SSE_Methodology.pdf)

[18]. Lorenzo E. *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV). Seguidores y huertas solares.* <http://www.fotovoltaica.com/retrato4.pdf>

### 4.3. Referencias Web

- Atersa. <http://www.atersa.com/>
- Ingeteam. <http://www.ingeteam.com/ingles/historia.asp>
- Sol3g. <http://www.sol3g.com/esp/index.html>
- ABB. <http://www.abb.es/>
- Top Cable. <http://www.topcable.com/index.php>
- Dismatel. Protección contra sobretensiones.  
<http://www.dismatel.com/img/prd-cat/PVPC40-900.pdf>
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)  
<http://www.aemet.es/es/portada>

### 4.4. Programas de cálculo

En la realización de este trabajo se han utilizado los siguientes programas de cálculo o diseño:

- AUTOCAD 2007 LT para la ejecución de los planos en 2D.
- SketchUp Pro 7 para la realización de los modelos en 3D.
- PVSYST 4.1 para el modelado de la instalación fotovoltaica fija.

## 5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

En general, en este trabajo se siguen las recomendaciones sobre nomenclatura y simbología de Eduardo Lorenzo en “Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos” [2].

Sobre equipos fotovoltaicos, manteniendo el apellido fotovoltaico, los términos usados son:

- *Módulo*: Conjunto de células solares asociadas eléctricamente y encapsuladas como un único bloque entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Se evita el término *panel*.

- *Rama*: Conjunto de módulos fotovoltaicos asociados eléctricamente entre sí, de tal forma que la tensión del conjunto coincida con la tensión de operación característica del generador.
- *Generador*: Conjunto de ramas fotovoltaicas asociadas en paralelo que forman una unidad de producción de corriente continua. Este concepto incluye el cuadro de conexión donde se asocian las ramas, y las protecciones que pueda contener.
- *Campo*: Conjunto de todos los generadores fotovoltaicos incluidos en una determinada aplicación.

## 5.1. Nomenclatura

$A_c$	Área iluminada de célula.
$AL(\beta, \alpha)$	Irradiancia del albedo sobre una superficie arbitraria
$AM$	Masa relativa de aire
$B$	Irradiancia directa
$B(n)$	Irradiancia sobre superficie perpendicular al Sol
$B(0)$	Irradiancia directa sobre superficie horizontal
$B_{ef}(0)$	Irradiancia efectiva sobre superficie perpendicular al Sol
$B(\beta, \alpha)$	Irradiancia directa sobre superficie inclinada
$B_{ef}(\beta, \alpha)$	Irradiancia directa efectiva sobre superficie inclinada
$B_h(0)$	Irradiación directa horaria sobre superficie horizontal
$B_{hm}(0)$	Media mensual de $B_h(0)$
$B_0$	Constante solar ( $1.367 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ )
$B_{0h}(0)$	Irradiación extra-atmosférica horaria sobre superficie horizontal
$CEM$	Condiciones estándar de medida de dispositivos fotovoltaicos. También se refieren como <i>STC</i>
$d_n$	Número de orden de un día dentro del año
$D$	Irradiancia difusa
$D(n)$	Irradiancia difusa sobre superficie perpendicular al Sol
$D(0)$	Irradiancia difusa sobre superficie horizontal
$D(\beta, \alpha)$	Irradiancia difusa sobre superficie arbitraria
$D^c(\beta, \alpha)$	Contribución de la región circunsolar a $D(\beta, \alpha)$
$D^i(\beta, \alpha)$	Contribución de la región isotrópica a $D(\beta, \alpha)$
$F_{Dm}$	Fracción difusa de la irradiación mensual
$FF$	Factor de forma o factor de llenado
$F_s$	Factor de dimensionado
$G$	Irradiancia global
$G(n)$	Irradiancia global sobre superficie perpendicular al Sol
$G(0)$	Irradiancia global sobre superficie horizontal
$G(\beta, \alpha)$	Irradiancia global sobre superficie inclinada
$G_h(0)$	Irradiación global horaria sobre superficie horizontal

$G_{hm}(0)$	Media mensual de $G_h(0)$
$G^*$	Irradiancia en condiciones estándar ( $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ )
$G_d(0)$	Irradiación global diaria sobre superficie horizontal
$G_d(\beta, \alpha)$	Irradiación global diaria sobre superficie inclinada
$G_{dm}(\beta, \alpha)$	Media mensual de $G_d(\beta, \alpha)$
$I$	Corriente
$I_M$	Corriente a máxima potencia
$I_M^*$	Corriente a máxima potencia y en <i>CEM</i>
$I_{SC}$	Corriente de cortocircuito (denominación genérica)
$I_{MOD,SC,STC}$	Corriente de cortocircuito del módulo en <i>CEM</i>
$I_{INV,M,DC}$	Corriente máxima de entrada (DC) al inversor
$K_{Tm}$	Índice de claridad mensual
$N_{ms}$	Número de módulos asociados en serie
$N_{mp}$	Número de ramas asociadas en paralelo
$p_i$	Relación entre la potencia a la salida y la potencia nominal de un inversor
$P$	Potencia
$P_{GFV,M,STC}$	Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida, o potencia nominal del generador fotovoltaico
$P_{INV,AC}$	Potencia de salida nominal del inversor
$P_{INV,DC}$	Potencia de entrada nominal del inversor
$P_M$	Potencia máxima que puede entregar un dispositivo fotovoltaico
$P_M^*$	Potencia máxima en <i>CEM</i>
$P_{MOD,M,STC}$	Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, o potencia nominal del módulo fotovoltaico
$r_D$	Factor de irradiancia difusa
$r_G$	Factor de irradiancia global
<i>STC</i>	Condiciones estándar de medida ( $G^*$ y $T_c = 25 \text{ °C}$ )
$T_A$	Temperatura ambiente
$T_{AM}$	Temperatura ambiente máxima
$T_{Am}$	Temperatura ambiente mínima
$T_c$	Temperatura de la célula solar
$V$	Tensión
$V_{INV,M}$	Tensión máxima admisible por el inversor a su entrada
$V_{INV,m,MPP}$	Mínima tensión para la que el inversor busca el punto de máxima potencia
$V_M$	Tensión a máxima potencia
$V_M^*$	Tensión a máxima potencia y en <i>CEM</i>
$V_{MOD,M}$	Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo determinadas

$V_{MOD,OC}$	Tensión del módulo fotovoltaico a circuito abierto para unas condiciones de trabajo determinadas
$V_{OC}$	Tensión de circuito abierto

## 5.2. Simbología

$\alpha$	Acimut de una superficie con respecto al mediodía (Este negativo)
$\beta$	Inclinación de una superficie respecto de la horizontal
$\beta_{V,MOD,OC}$	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico
$\delta$	Declinación solar
$\varepsilon_0$	Factor de corrección de la excentricidad de la órbita terrestre
$\phi$	Latitud (positiva en el hemisferio norte, negativa en el hemisferio sur)
$\gamma_S$	Elevación del Sol
$\eta_{GFV,a}$	Rendimiento anual del generador fotovoltaico
$\eta_{INV,M}$	Eficiencia máxima del inversor
$\eta_{INV,a}$	Rendimiento anual del inversor
$\eta_{EUR}$	Eficiencia europea del inversor
$\theta_S$	Ángulo de incidencia
$\theta_{ZS}$	Distancia cenital del Sol
$\rho$	Reflectividad del suelo
$\omega$	Tiempo solar verdadero (cero al mediodía, negativo por la mañana)
$\omega_S$	Ángulo de salida del sol
$\psi_S$	Acimut del Sol

## 6. LOCALIZACIÓN

La localización de la instalación es la cubierta del edificio principal del Instituto de Educación Secundaria Néstor Almendros.

Localidad:	Tomares
Provincia:	Sevilla
Latitud:	37° 22' 30.55" N
Longitud:	6° 2' 22.58" O

El IES Néstor Almendros es un instituto de Educación Secundaria y Formación Profesional Específica. Está formado por tres edificios: el principal, que incluye el edificio dedicado a los ciclos formativos de Comunicación, Imagen y Sonido y el edificio anexo dedicado a primero y segundo de ESO. Este último, está separado por una plaza,

que sirve de aparcamiento de vehículos, y por dos calles, una de ellas de gran circulación. Algunos datos del centro son los siguientes:

Dirección postal: Calle Néstor Almendros, s/n 41940. Tomares. Sevilla
Centralita: 955 62 21 51, 52, 53, 54
Fax: 955 62 21 56
E-mail: 41701183.averroes@juntadeandalucia.es
Página web: <a href="http://www.iesnestoralmendros.es">www.iesnestoralmendros.es</a>
Teléfono edificio anexo: 955 62 22 26

### 6.1. Punto de conexión con la red

El punto de evacuación se efectuará en el centro de transformación: C.T. 13.025 propiedad de Sevillana-Endesa, situado junto al aparcamiento del edificio principal y cuyas coordenadas son:

Latitud: 37° 22' 32,46" N

Longitud: 6° 2' 23,87" O

En la figura 3 se visualiza su localización.



Figura 3. Ubicación del punto de conexión con la red

## 7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FIJA

### 7.1. Configuración del generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está constituido por 51 módulos A-230P de Atersa, agrupados en tres ramas en paralelo de 17 módulos en serie cada una. La potencia pico del generador es de 11.730 W.

La ubicación de las ramas sobre la cubierta se ha hecho con orientación sur y evitando las sombras de las claraboyas y *shunts* que en ella existen.

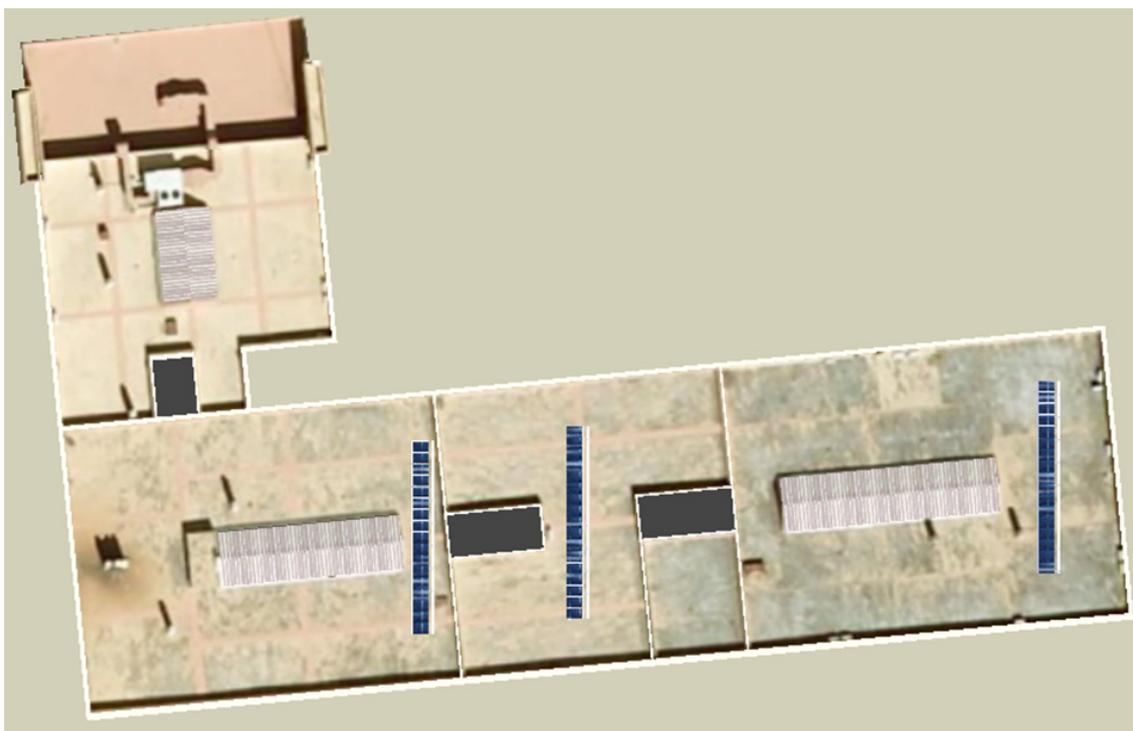


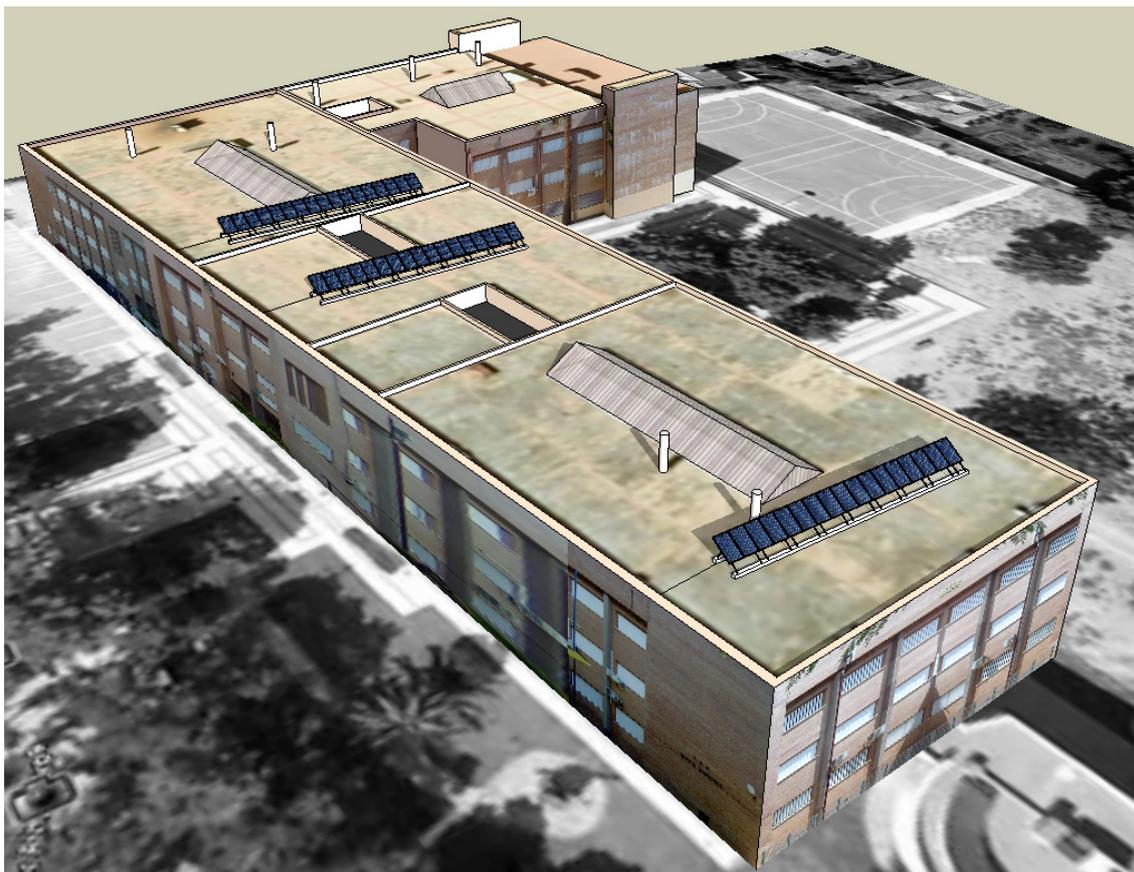
Figura 4. Distribución del generador FV sobre la cubierta del edificio.

La siguiente tabla muestra las características generales de la instalación fija.

#### INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE ESTRUCTURA FIJA

Potencia pico por módulo	230 W
Nº de módulos en serie por rama	17
Nº de ramas	3
Potencia pico de la instalación	11.730 W
Nº de inversores	1
Potencia nominal de la instalación	10 kW

Tabla 1. Características generales de la instalación FV fija.



*Figura 5. Perspectiva recreada virtualmente de la distribución del generador FV sobre la cubierta del edificio.*

Una descripción más detallada de sus componentes se hace a continuación.

## **7.2. Módulos fotovoltaicos**

Los módulos elegidos son los A-230P de *Atersa*. Esta elección es el resultado de un estudio comparativo entre varios módulos pertenecientes a distintos fabricantes de reconocido prestigio, en el que se valoró su alto rendimiento, características eléctricas que permitían la configuración más idónea del generador FV, la relación calidad-precio, la existencia de estructuras soporte del mismo fabricante, la extensa información de los equipos, la garantía y el prestigio del fabricante.

Los módulos son de silicio policristalino algunas de cuyas características se muestran a continuación:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-230P
Potencia (W en prueba $\pm 2$ %)	230 W
Eficiencia del módulo	14,10 %
Corriente Punto de Máxima Potencia ( $I_M$ )	7,62 A
Tensión Punto de Máxima Potencia ( $V_M$ )	30,20 V
Corriente en Cortocircuito ( $I_{SC}$ )	8,12 A
Tensión de Circuito Abierto ( $V_{OC}$ )	37,40 V
Coefficiente de Temperatura de $I_{SC}$ ( $\alpha$ )	0,05 %/°C
Coefficiente de Temperatura de $V_{OC}$ ( $\beta$ )	-0,35 %/°C
Coefficiente de Temperatura de P ( $\gamma$ )	-0,46 %/°C
Máxima Tensión del Sistema	1000 V
<b>CARACTERÍSTICAS FÍSICAS</b>	
Dimensiones (mm)	1645 x 990 x 50
Peso (aprox.)	23 kg
Especificaciones eléctricas medidas en CEM. TONC: $47 \pm 2$ °C	

Tabla 2. Características del módulo A-230P de Atersa.

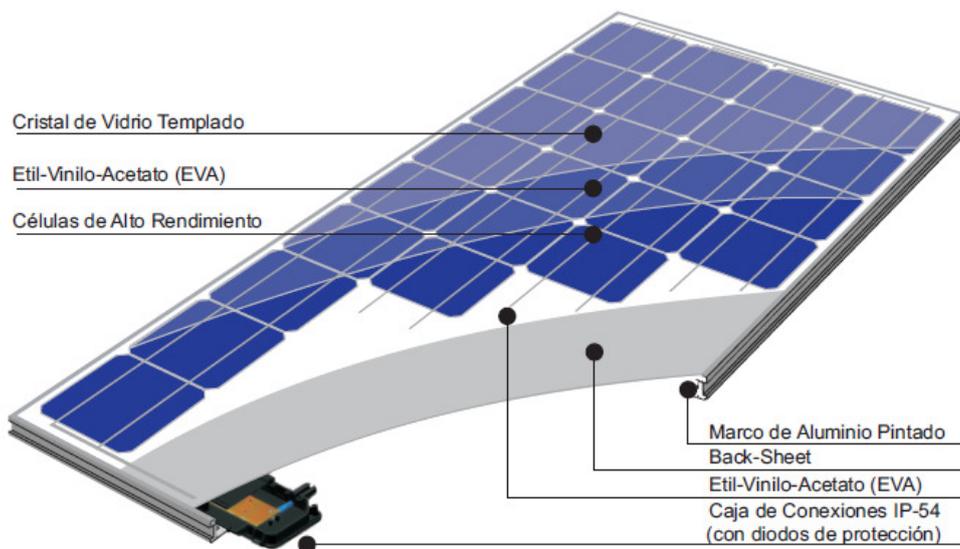


Figura 6. Constitución interna del módulo A-230P.

### 7.3. Inversor

El inversor elegido es el Ingecon Sun 10 de Ingeteam®. Su potencia nominal de salida es de 10 kW e incluye transformador de aislamiento galvánico según requiere la compañía distribuidora en sus normas particulares. Algunas de sus características son:

Modelo	Ingecon® Sun 10
<b>Valores de Entrada (DC)</b>	
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	12 - 13 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V
Tensión máxima DC <sup>(2)</sup>	900 V
Corriente máxima DC	30 A
Nº entradas DC	8
MPPT	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>	
Potencia nominal AC modo HT <sup>(3)</sup>	10 kW
Potencia nominal AC modo HP <sup>(4)</sup>	11 kW
Corriente máxima AC	19 A
Tensión nominal AC	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz
Coseno Phi <sup>(5)</sup>	1
THD <sup>(5)</sup>	< 3%
<b>Rendimiento</b>	
Eficiencia máxima	94,90%
Euroeficiencia	93,30%



Tabla 3. Características generales del inversor Ingecon® Sun 10.

Figura 7. Aspecto exterior del inversor Ingecon® Sun 10.

Dispone de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Ha sido diseñado con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. El inversor lleva integrada las siguientes protecciones eléctricas:

- ▶ Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- ▶ Contra polarizaciones inversas.
- ▶ Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- ▶ Contra fallos de aislamiento.
- ▶ Anti-isla con desconexión automática.
- ▶ Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida.

Su ubicación se hará aprovechando una caseta existente a nivel de suelo junto a la fachada del edificio en zona de aparcamientos.



Figura 8. Caseta para ubicación del inversor y la caja de protecciones AC

## 7.4. Cableado y cajas

### 7.4.1. Caja de conexiones DC

La conexión en paralelo de las tres ramas del generador fotovoltaico se realizará en la denominada caja de conexiones DC. Esta caja deberá tener grado de protección adecuado para uso a intemperie (IP65) y presentar protección contra rayos ultravioletas.

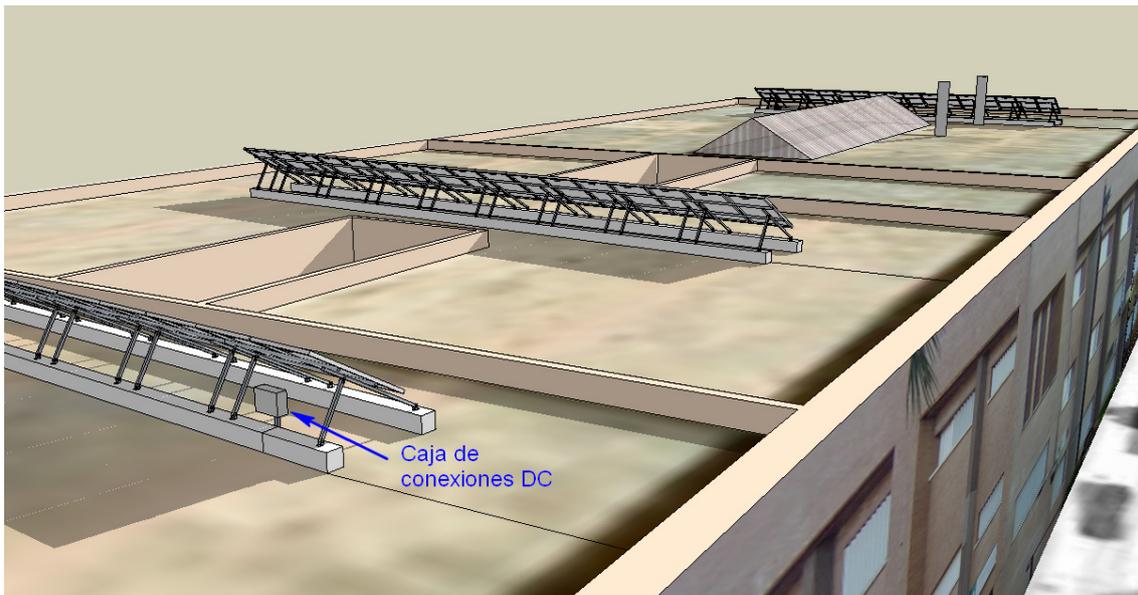


Figura 9. Ubicación de la caja de conexiones DC

Incorporará tres interruptores seccionadores bipolares, uno por rama, para permitir la posibilidad de aislar cada rama del resto del generador. Se omite la protección contra sobretensiones de estas líneas por admitir los cables una intensidad mayor que 1,25 veces la máxima corriente de cortocircuito previsible en las mismas (IEC 60364-7-712).

El interruptor seccionador elegido es el S802PV-M32 de ABB™, el cual soporta una tensión de 800 V y una intensidad de 32 A.

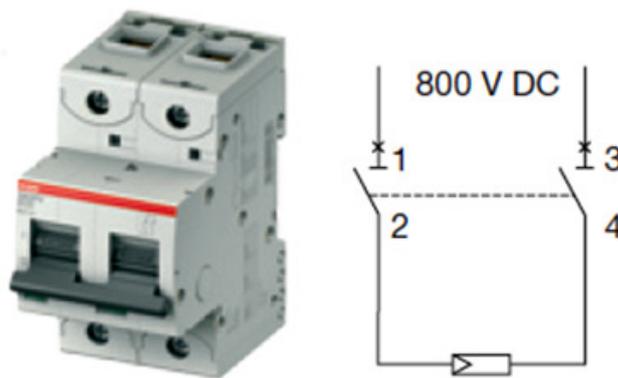


Figura 10.  
Interruptor seccionador S802PV-M32 de ABB™

Así mismo, la caja de conexiones DC, incorporará los correspondientes descargadores de sobretensiones, los cuales se describen con detalle en el apartado de protecciones contra sobretensiones.

#### 7.4.2. Cableado

Los cables que unen cada rama con la caja de conexiones DC serán mangueras unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)), de tensión de trabajo 0,6/1 kV según UNE 21.030, con configuración flexible, instalados al aire, con montaje superficial y de 4 mm<sup>2</sup> de sección.

Los conductores de la línea principal de continua que unen la caja de conexiones DC con el inversor serán de idénticas características a los anteriores pero de 25 mm<sup>2</sup> sección.

La línea de alterna será de las mismas características pero con conductores de 6 mm<sup>2</sup> de sección y en montaje enterrado bajo tubo. El tubo protector será conforme a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas serán las indicadas en la tabla 8 de la ITC-BT-21 del RBT.

El tubo deberá tener un diámetro exterior mínimo de 50 mm según tabla 9 de la ITC-BT-21 del mencionado reglamento e irá enterrado a una profundidad mínima de 0,60 m del pavimento. Llevará un recubrimiento mínimo inferior de 0,03 m, y un recubrimiento mínimo superior de 0,06 m. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

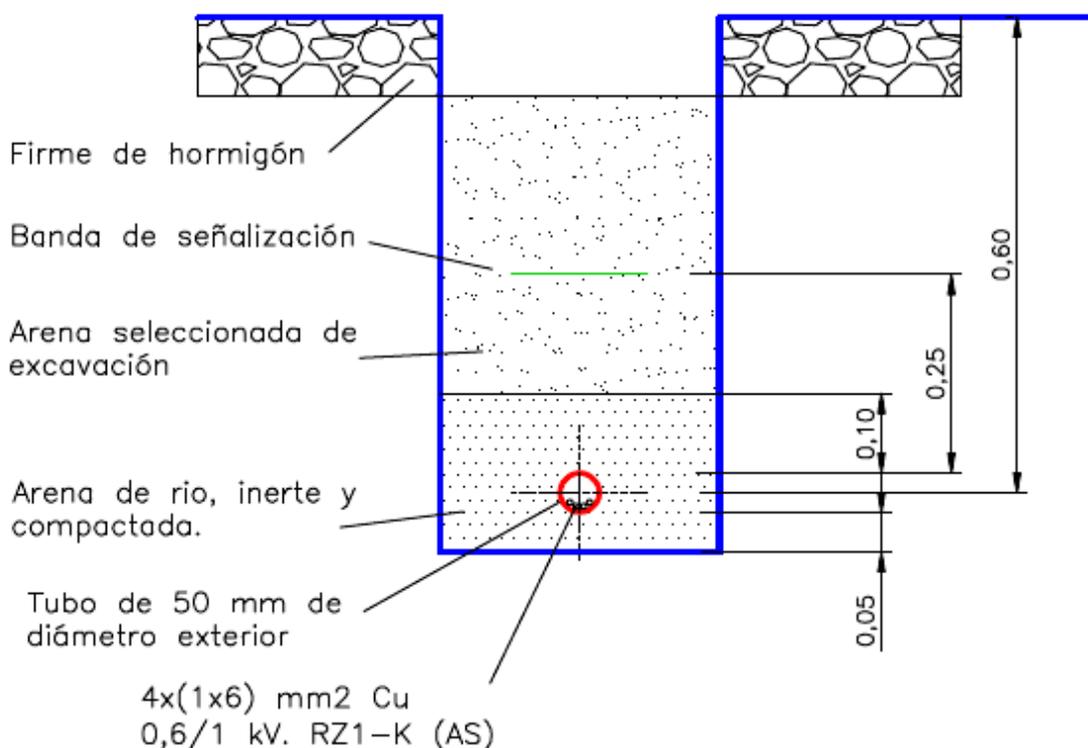


Figura 11  
Detalle de la zanja de la canalización de tramo AC

El cable cero halógenos *Toxfree* ZH RZ1-K (AS) de Top Cable es un cable de alta seguridad que cumple los requisitos exigidos: su cubierta es de poliolefina ignifugada, de color verde, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.



Figura 12  
Cable cero halógenos *Toxfree* ZH RZ1-K (AS) de Top Cable

### 7.4.3. Cuadro de protecciones AC

Esta caja se encuentra junto a la salida del inversor y en la misma caseta habilitada para éste, incluye un interruptor automático diferencial tetrapolar DDA204 A-40/0.03 de ABB™ y un interruptor automático magnetotérmico tetrapolar S 204 M-B 20 de ABB™ de 10 kA de poder de corte que protegen respectivamente a las personas de posibles contactos indirectos en esta parte de la instalación y a la línea de AC.

### 7.4.4. Módulo de salida

El módulo de salida alojará los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica. Según las normas de la empresa Sevillana-Endesa, el equipo de medida de la instalación fotovoltaica estará compuesto por los siguientes elementos:

- 1 Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 ó mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.
- Envolvente, que cumplirá con la Norma ONSE 33.70-10, tipo C.P.M. 2-D4 sin bases fusibles. La conexión se efectuará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envolvente.

Asimismo, según prescribe en el R.D. 1663/2000, se incluirá un interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

En la memoria de cálculo se justifica el modo en el que se garantiza la selectividad entre este interruptor general y el interruptor automático magnetotérmico del cuadro de protecciones AC, el cual actuará antes que aquel para cualquier condición de sobrecarga o cortocircuito.

### 7.4.5. Caja general de protección (CGP)

La caja general de protección a utilizar corresponderá a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa distribuidora Sevillana-Endesa: cumplirá con la Norma [ENDESA>NNL010](#), y su esquema será el 7 ó el 9 (figura 13).

Dentro de la misma se instalarán cortacircuitos fusibles en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito prevista en el punto de su instalación.

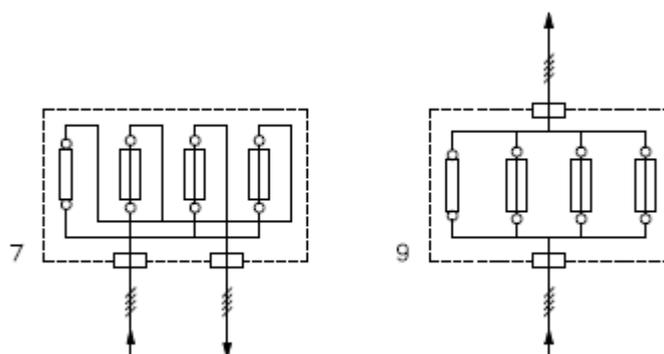


Figura 13. Esquemas de la C.G.P.

## 7.5. Protecciones

### 7.5.1. Protección de equipos

#### 7.5.1.1. Protección frente a sobrecargas

La protección contra sobrecargas en los conductores de rama y en la línea principal de continua queda garantizada por la sección de los mismos según IEC 60364-7-712 y se justifica en la memoria de cálculo.

La protección frente a sobrecargas en el tramo de alterna se efectúa mediante interruptor automático magnetotérmico tetrapolar S 204 M-B 20 de ABB<sup>TM</sup> ubicado en la caja de protecciones AC.

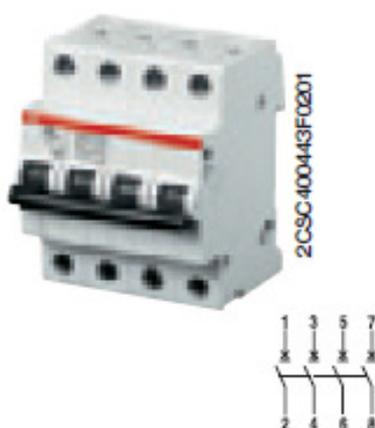


Figura 14. Interruptor automático magnetotérmico S 204 M-B 20 de ABB<sup>TM</sup>

#### 7.5.1.2. Protección frente a sobretensiones

Las sobretensiones constituyen uno de los riesgos más importantes para los equipos de las instalaciones fotovoltaicas. Las más importantes tienen su origen en

descargas de rayos o en sobretensiones generadas en la propia red eléctrica (conexión y desconexión de interruptores, transitorios, cortocircuitos, pérdida de carga, resonancias, etc.) y pueden alcanzar a la instalación fotovoltaica por los cables de conexión.

Al no existir pararrayos en el edificio, la protección frente a sobretensiones es de tipo interno, y está constituida por:

- Conexión equipotencial: se basa en unir la estructura metálica de soporte de los módulos, sus marcos metálicos y en general, los elementos metálicos de todos los dispositivos que forman parte de la instalación fotovoltaica a una barra de conexión equipotencial y ésta a tierra. De este modo se consigue la equipotencialidad de las tierras utilizando un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación y se evita así, ante una descarga de rayo, que aparezcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema.
- Descargadores de sobretensión: son elementos encargados de limitar, mediante descargas a tierra, los valores permitidos de sobretensión en los dispositivos de la instalación.

#### 7.5.1.3. Descargadores de sobretensiones

Dado que la protección es más efectiva cuanto más cerca se encuentra el descargador del equipo a proteger, la protección del campo fotovoltaico se hará mediante la instalación de descargadores en la caja de conexión DC, situada en la cubierta junto al generador FV.

Se utilizarán descargadores PV PROTEC C 40/900 de DISMATEL, los cuales satisfacen, según se justifica en la memoria de cálculo, las características requeridas para la instalación.

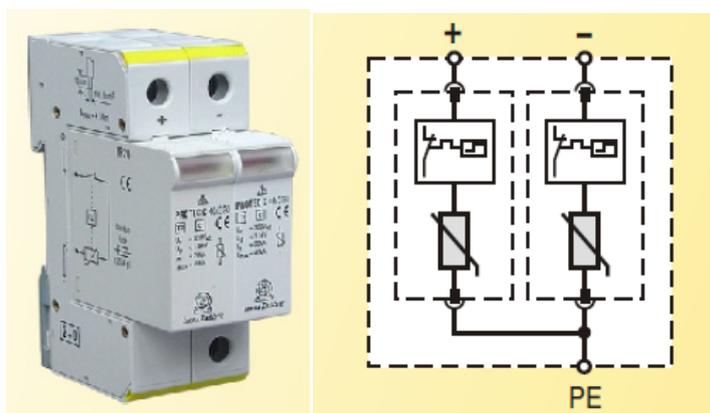


Figura 15  
Descargador PV PROTEC C 40/900 de DISMATEL

Algunas de sus características son:

### PV PROTEC C 40/900

Tensión máxima de funcionamiento (DC)	U <sub>C</sub>	900 V
<i>Es la tensión máxima que después de la actuación del descargador garantiza la reposición del servicio normal de la instalación.</i>		
Corriente nominal de descarga (8/20)	I <sub>n</sub>	20 kA por polo
<i>Es el valor de cresta de la intensidad que es capaz de descargar 20 veces con una forma de onda 8/20 μs.</i>		
Corriente máxima de descarga (8/20)	I <sub>max</sub>	40 kA por polo
<i>Es el valor de cresta de la intensidad que es capaz de descargar en una sola ocasión con una forma de onda 8/20 μs.</i>		
Nivel de protección	U <sub>p</sub>	< 3,7 kV
<i>Es el nivel de tensión residual sobre el dispositivo durante la actuación del mismo.</i>		

Tabla 4. Especificaciones técnicas del descargador PV PROTEC C 40/900 de DISMATEL

El inversor cuenta internamente con protección contra sobretensiones, tanto a la entrada como a la salida, como muestra este esquema del fabricante:

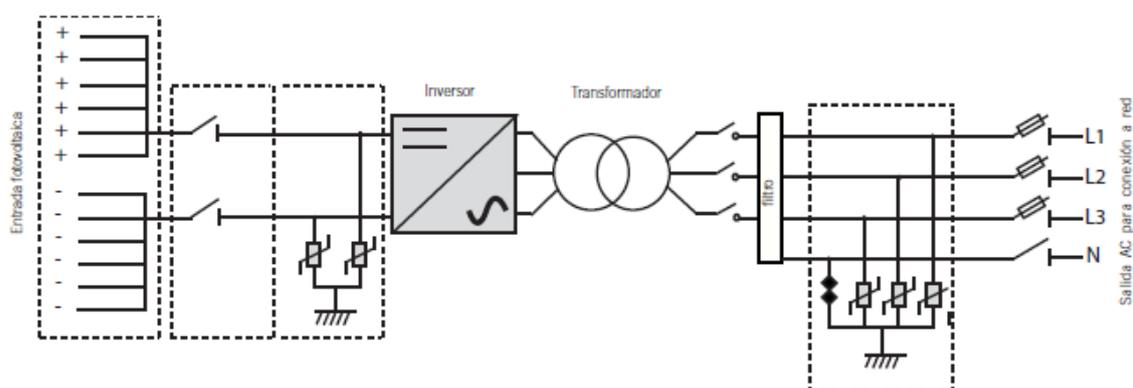


Figura 16. Esquema de las protecciones contra sobretensiones incluidas en el inversor.

La protección a la salida del mismo le protege de las sobretensiones procedentes de la red eléctrica. Dado que la instalación no se encuentra en campo abierto y la acometida a la red no es aérea, no se considera necesaria la instalación de un descargador adicional clase 1 junto a la acometida de baja tensión.

## 7.5.2. Protección de personas

### 7.5.2.1. En la red DC

- Protección contra contactos directos

Se entiende por contacto directo, el contacto de una persona con partes activas (normalmente en tensión) de los materiales y equipos de la instalación.

Dada las tensiones de funcionamiento que se darán usualmente en la instalación, de hasta 700 V, se tomarán las siguientes medidas para evitar el contacto directo con las partes activas del generador FV:

- La cubierta del edificio está catalogada como no practicable y se accede a la misma mediante escalera escamoteable. Esta circunstancia supone de por sí una limitación para el acceso a la misma del personal no autorizado.
- En todos los casos se utilizarán cables de doble aislamiento RZ1-K (AS) 0,6/1 kV según norma UNE 21.123.
- La caja de conexiones DC contendrá las bornas en el interior, tapa atornillada y el aislamiento normalizado correspondiente en la entrada de cables. Será del tipo de doble aislamiento, resistente a las condiciones climáticas, por lo que tendrá un grado de aislamiento mínimo IP 65 y serán resistentes a la radiación UV.
- La configuración del generador FV será según el esquema denominado “generador flotante”. En un generador flotante (figura 17), toda la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra. A tierra se encuentran conectadas todas las carcasas metálicas de los módulos, las estructuras soporte, etc.

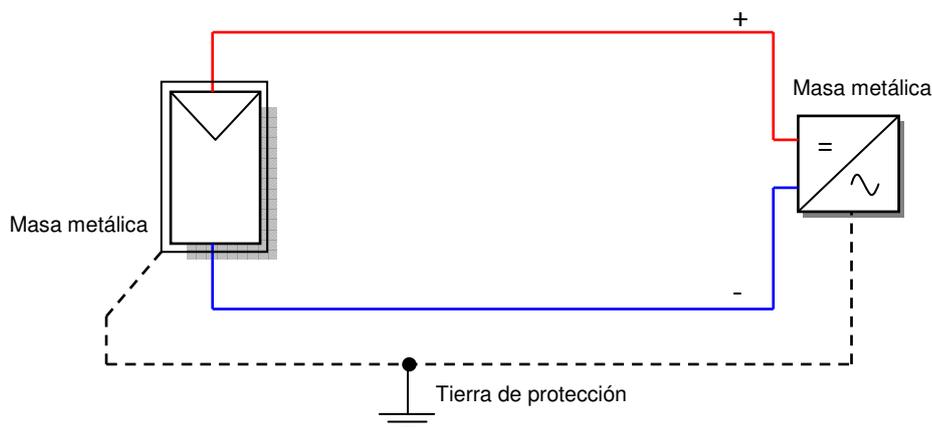


Figura 17. Esquema de generador flotante.

El contacto directo con algún hilo activo, no produce efecto alguno en la persona, ya que el circuito no puede cerrarse a través de ella por estar el otro polo aislado de tierra. Para que exista riesgo, debería producirse un fallo de

aislamiento en uno de sus hilos activos (punto A en figura 18) que lo pusiese en contacto con alguna parte metálica y un segundo fallo de aislamiento en un punto (B) del otro hilo activo. En estas circunstancias la instalación presentaría riesgo de choque eléctrico por contacto directo en este último punto, puesto que una persona que entrase en contacto con él estaría cerrando con su propio cuerpo el circuito tal como muestra la figura 18, con la sola restricción que pueda presentar la resistencia de su propio cuerpo, la de su pisada y la de la toma de tierra.

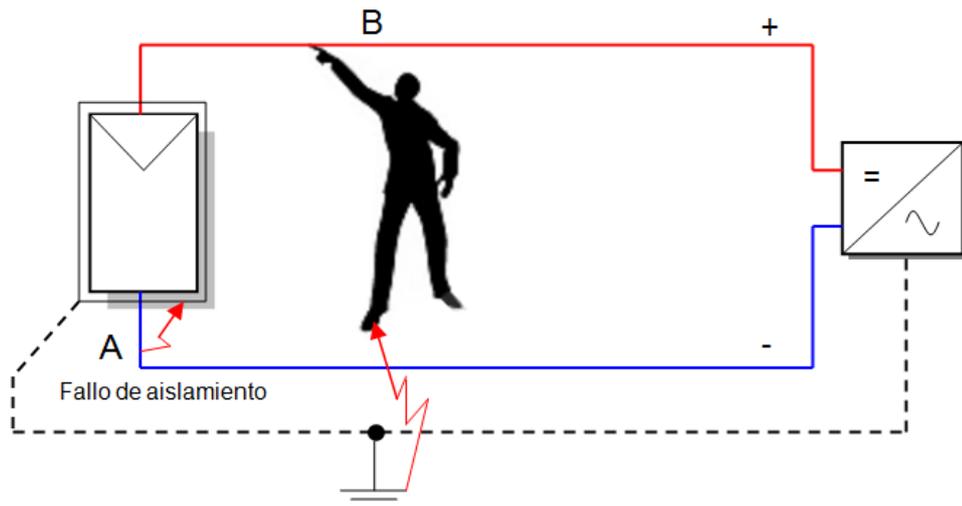


Figura 18. Contacto directo

Una segunda posibilidad menos probable aún, es que en ambos hilos activos se produjesen sendos fallos de aislamiento. En estas circunstancias, sin necesidad de que ningún hilo activo entre en contacto con ninguna masa metálica, existiría riesgo de choque eléctrico por contacto directo si una persona tocase ambos conductores simultáneamente.

- Protección contra contactos indirectos

Se entiende por contacto indirecto, el contacto de personas con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

A parte del acceso restringido a la cubierta del edificio y del doble aislamiento de los cables descrito anteriormente, son medidas contra los contactos indirectos:

- La protección que lleva integrada el inversor contra fallos de aislamiento, la cual actúa cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de un nivel mínimo.
- La configuración en generador flotante, ya que un fallo de aislamiento en un hilo activo (punto A en la figura 19) que ponga en contacto eléctrico este polo

con las masas de la instalación, no representa riesgo eléctrico alguno para una persona que entre en contacto con estas masas, puesto que al no producirse ninguna corriente de derivación a tierra, no se elevará el potencial de las masas y por tanto, la d.d.p. entre las masas y tierra seguirá siendo cero.

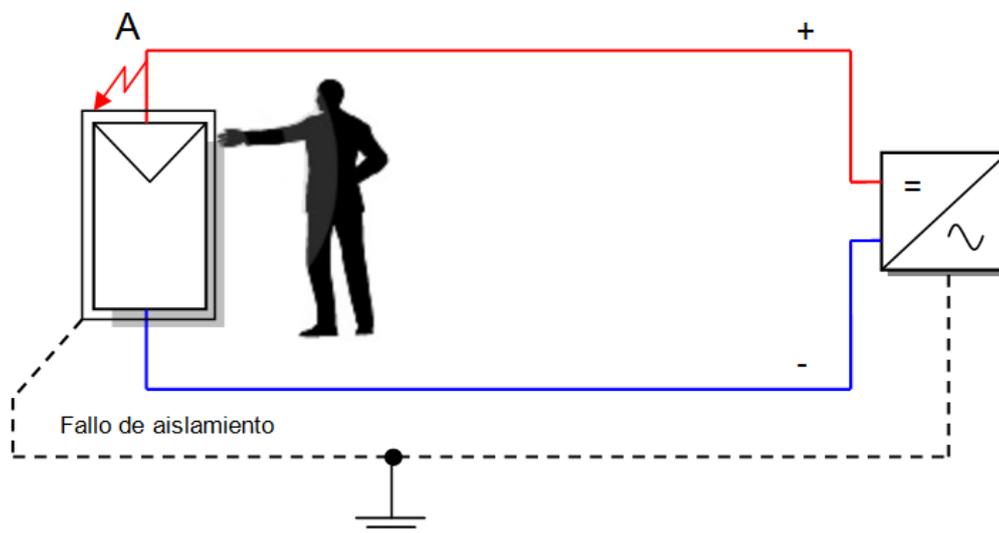


Figura 19. Contacto indirecto

En estas condiciones, si se produjese un segundo defecto de aislamiento en el otro hilo activo que lo pusiese en contacto con las masas, se provocaría un cortocircuito en la zona afectada del generador. Esta circunstancia, tampoco supone ningún riesgo eléctrico para una persona que entrase en contacto con alguna masa ya que esta corriente de cortocircuito no se cierra por tierra y por tanto no eleva el potencial de la misma.

#### 7.5.2.2. En la red AC

En la parte de alterna, las medidas de protección contra contactos directos pasan por el doble aislamiento de los conductores y de los equipos anteriormente descritos y la accesibilidad restringida a los mismos por encontrarse el inversor y el cuadro de protecciones AC en caseta con acceso sólo al personal autorizado.

Las medidas de protección contra contactos indirectos corren a cargo, en esta parte de la instalación, del interruptor diferencial en conjunción con la instalación de puesta a tierra. Para ello, todas las masas metálicas correspondientes, incluyendo la toma interior y exterior del inversor, se conectarán al bornero equipotencial de puesta a tierra ubicado en la caseta del inversor.

El interruptor automático diferencial elegido es el DDA204 A-40/0.03 de ABB™. Este dispositivo es para montaje lateral con interruptores automáticos de las series S 200. Su intensidad nominal es de 40 A y su sensibilidad es de 30 mA.

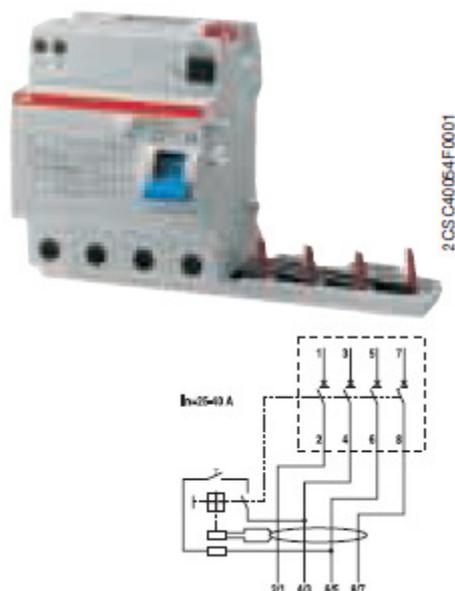


Figura 20. Interruptor automático diferencial DDA204 A-40/0.03 de ABB™

Si la corriente de defecto, en la parte de AC, supera el valor de la sensibilidad del aparato, éste abre sus contactos separando la instalación de la red lo que provoca la parada automática del inversor por salto de las protecciones *anti-islanding*.

### 7.5.3. Puesta a tierra

El objeto de la instalación de puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, tanto fijas como móviles, posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones eliminando o minimizando el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Según el Real Decreto 1663/2000, en el que se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

La instalación fotovoltaica dispondrá por tanto, de una puesta a tierra a la que se unirán las masas metálicas de la instalación no sometidas a tensión eléctrica, esto es, las estructuras soporte, los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos y las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor). Asimismo, también

irán conectados a esta puesta a tierra los descargadores de tensión presentes en la caja de conexiones DC junto al generador FV. Esta puesta a tierra será, según marca el citado Real Decreto, independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica no será la del propio edificio, ya que el punto de puesta a tierra de éste se encuentra excesivamente alejado de la caseta del inversor, por ello se ha considerado una puesta a tierra independiente para la instalación fotovoltaica con pica propia en las proximidades de esta caseta.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica (ITC-BT-18, art. 3.3. Bornes de puesta a tierra).

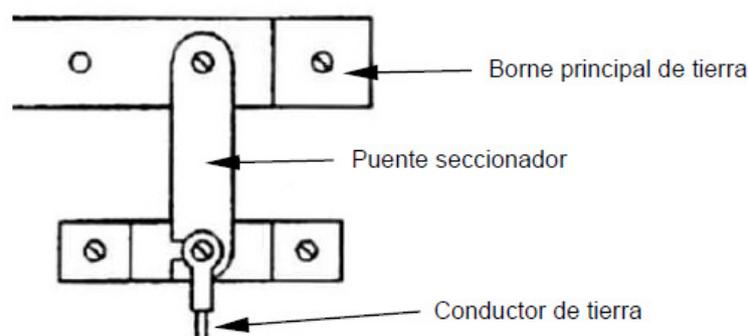


Figura 21. Ejemplo de puente seccionador de tierra.

La instalación de puesta a tierra estará constituida por: conductor de cobre de 4 mm<sup>2</sup> de sección desde estructuras metálicas de cada rama hasta la caja de conexiones DC, conductor de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de sección desde caja de conexión DC hasta bornero equipotencial en caseta de inversor, conductor de 6 mm<sup>2</sup> de sección desde inversor y cuadro de protecciones AC hasta bornero equipotencial, puente seccionador de tierra, línea de enlace con tierra y toma de tierra constituida por pica de acero revestida de cobre de 2 m de longitud con su cabeza enterrada a profundidad no inferior a 0,50 m. Todo ello asegura, según memoria de cálculo, que ante una corriente de defecto, en la parte de alterna igual a la sensibilidad del diferencial, 30 mA, las masas no adquirirán una tensión superior a 24 V.

#### 7.5.4. Protección de la interconexión

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, en su artículo 11. *Protecciones*, establece que los

sistemas fotovoltaicos conectados a red deberán incluir, entre otras protecciones: protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85  $U_m$ , respectivamente).

El motivo de estas protecciones es doble: por un lado hay que evitar que el generador siga funcionando en isla cuando se corte la alimentación, para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento. Una bajada o subida del valor eficaz de la tensión y/o de la frecuencia sirven para detectar este funcionamiento en isla.

Por otro lado, estas protecciones de la interconexión deben evitar que el generador fotovoltaico alimente la zona en defecto o mantenga en tensión una parte de dicha zona.

El relé de protección de máxima y mínima frecuencia, opera para saltar si la frecuencia sale del rango de 51 a 49 Hz.

El relé de máxima y mínima tensión, está ajustado para operar a tensiones de 1,1 y 0,85  $U_m$  respectivamente.

El interruptor automático de la interconexión ejecuta la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de actuación de los anteriores relés de protección. Para evitar paradas prolongadas el rearme de dicho interruptor debe ser automático una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Estas funciones de protección la incorpora, con el correspondiente certificado, el inversor.

## **7.6. Estructura soporte**

Las estructuras soporte son del mismo fabricante de los módulos, ATERSA. Son las de tipo V, especiales para tejado o terraza plana. Van atornilladas a dos muretes de hormigón calculados contra el vuelco en la memoria de cálculo.

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. Por otra parte, al estar constituidos por varias capas de aleaciones cinc-hierro, más

duras incluso que el acero, y por una capa externa de cinc más blanda, forman un sistema muy resistente a los golpes y a la abrasión.

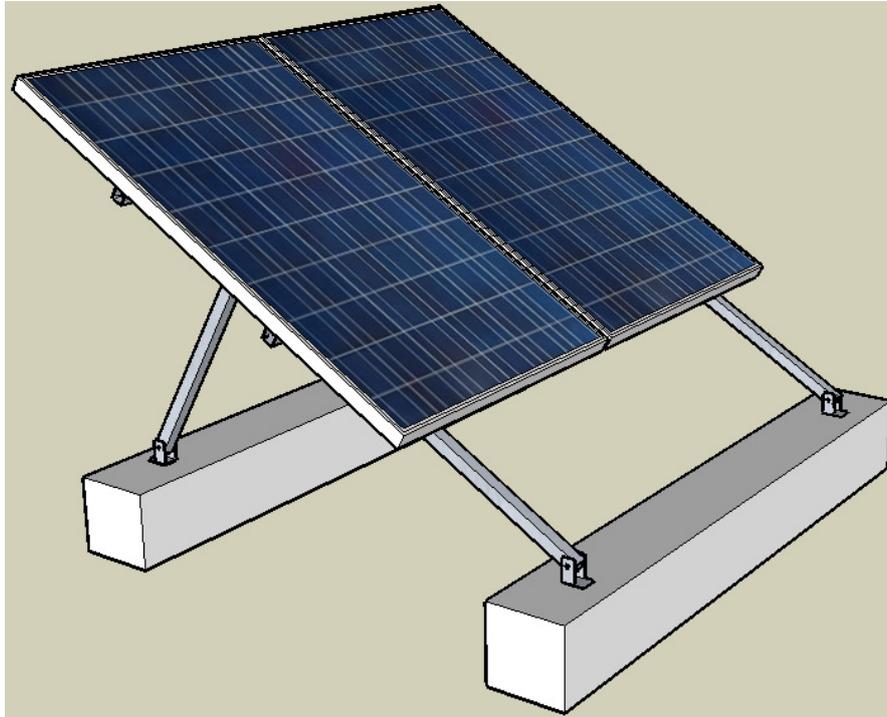


Figura 22. Conjunto de módulos, estructura y zapatas

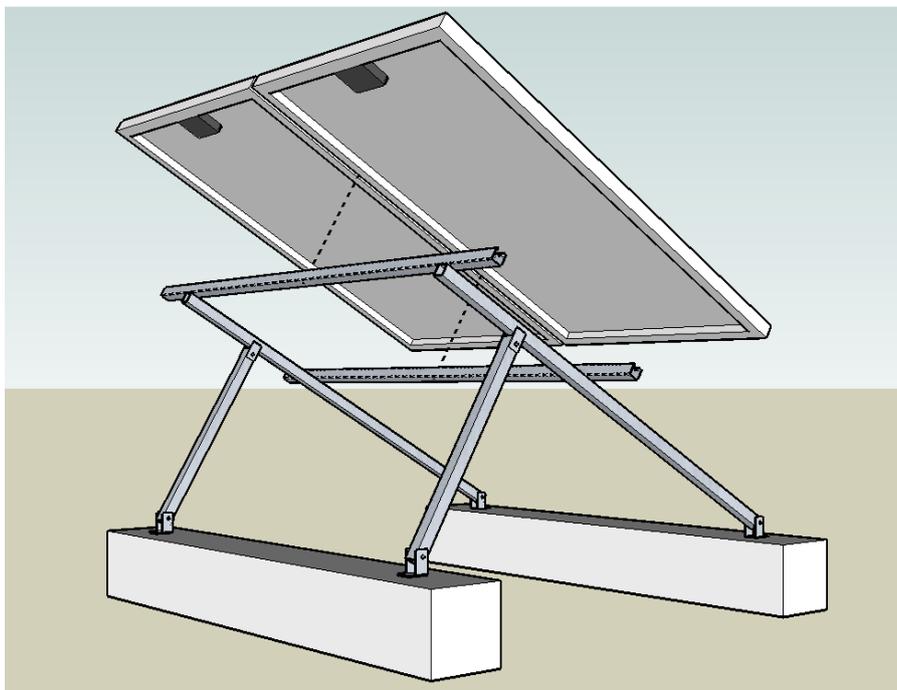
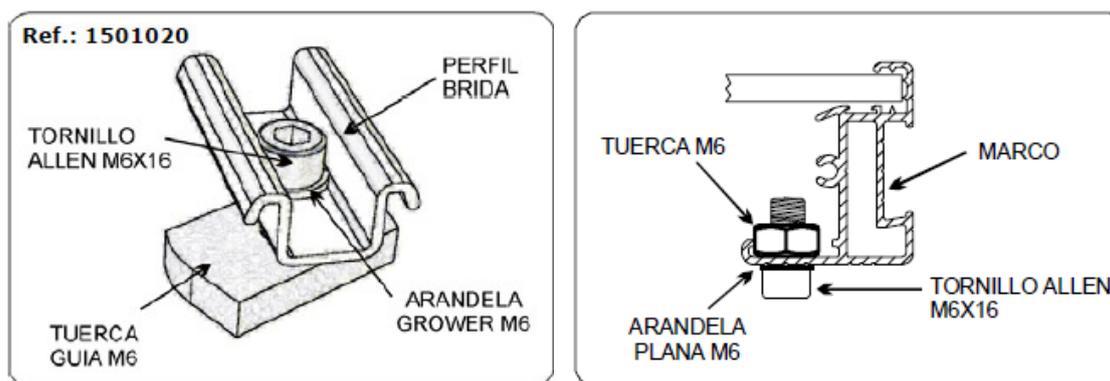


Figura 23. Vista posterior de la estructura tipo V de Atersa

Los módulos van instalados sobre carril guía tipo "U". Se trata de un perfil perforado de 41 x 41 mm sobre el que se desliza una tuerca guía M6 (figura 24).



Figuras 24 y 25

Primeramente se fija el conjunto formado por el tornillo Allen M6x16, la arandela y la tuerca al marco del panel antes de empezar la instalación (figura 25).

Posteriormente, se deslizan los módulos hacia abajo sobre la estructura soporte, hasta que los tornillos Allen colocados en el perfil HOOK hacen tope con los perfiles "U" (figura 26).

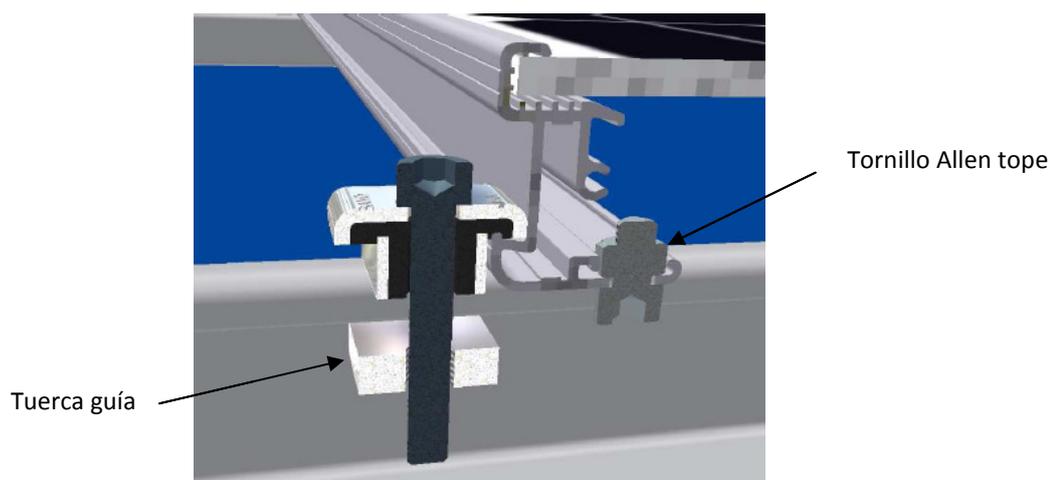


Figura 26. Sistema de fijación con tuerca guía (izquierda) y tornillo Allen que hace de tope (derecha)

A continuación se colocan los dos conjuntos de fijación iniciales, alineados entre sí verticalmente. Se enrosca el tornillo Allen hasta el final. Se colocan otros dos conjuntos de fijación alineados verticalmente y se desplazan por el carril hasta hacer tope con el panel.

Tras lo anterior, hay que comprobar que los módulos estén alineados verticalmente y horizontalmente entre sí y proceder a enroscar los tornillos hasta su límite, consiguiendo así que éstos queden fuertemente sujetos al carril guía. La colocación de los conjuntos de fijación finales es de igual forma que la de los conjuntos

iniciales pero en sentido inverso, se parte de un módulo ya colocado y luego se colocan los conjuntos de fijación.

El guiado del cableado eléctrico de los módulos se efectuará mediante la grapa Hook V3 incluida en el marco del módulo (figura 27).

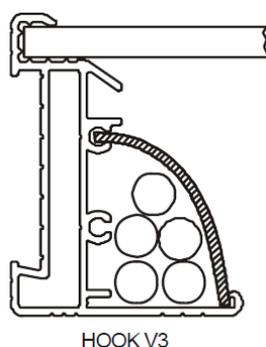


Figura 27. Grapa Hook V3

### 7.7. Sistema de monitorización

Cada inversor lleva incorporado un *datalogger* interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado.

El inversor cuenta internamente con una tarjeta de entradas analógicas para la lectura de variables meteorológicas externas como temperaturas, irradiación solar, velocidad de viento, etc. Los sensores no están incluidos.



Figura 28. Tarjeta de entradas analógicas del inversor

Esta tarjeta tiene seis entradas analógicas:

- Cuatro entradas configurables según la señal generada por los sensores de medida:

- Con entradas de corriente, de 0 a 20 mA.
  - Con entradas de tensión, de 0 a 10 Vdc, de 0 a 2 Vdc, y de 0 a 0,4 Vdc.
- Dos entradas PT 100 de dos hilos para la conexión directa de sondas de temperatura.

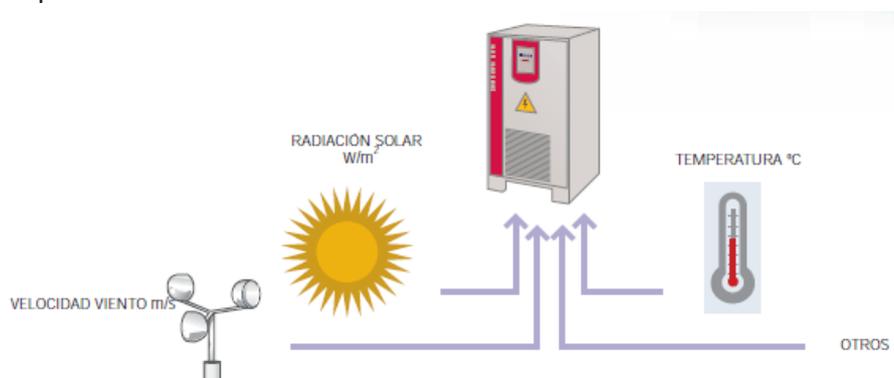


Figura 29

El inversor cuenta con múltiples opciones para establecer comunicación entre su *datalogger* interno y un PC. Se ha optado por el acceso mediante red telefónica convencional (RTC).



Figura 30

Para la visualización de los datos se utilizará el software *Ingecon® Sun monitor*, cuyas características son:

- Visualización On-line de las variables internas del inversor.
- Refresco con periodicidad programable.
- En inversor memoriza periódicamente el valor de sus variables.
- Posibilidad de captura y archivo en disco de esos históricos de datos.
- Representación del histórico de datos en forma de tablas o gráficas de diversos tipos. Exportación a MS Excel®.
- Configurable para el envío de alarmas por SMS.

Se dispondrá en patio interior del edificio una pantalla LCD en pared que visualizará en tiempo real los parámetros más importantes de la instalación con objeto de poder ofrecer esta información al colectivo de profesores y alumnos del centro.

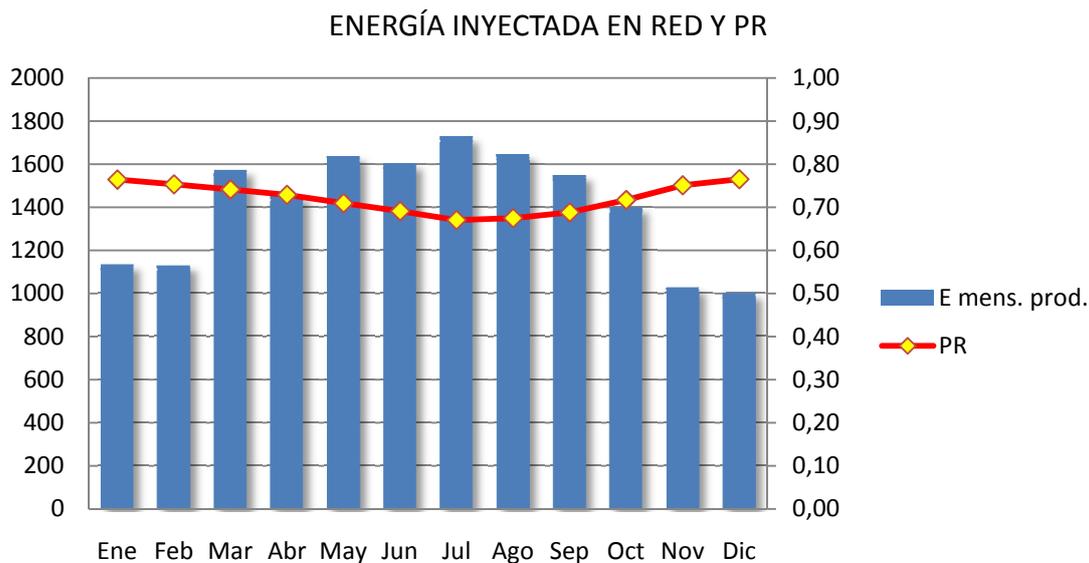
### 7.8. Resultados del estudio energético

La tabla inferior representa en columnas de izquierda a derecha: las medias mensuales de la irradiación global diaria sobre horizontal, las medias mensuales de la irradiación global diaria sobre superficie inclinada a 30°, la irradiación acumulada mensual sobre superficie inclinada a 30°, los rendimientos globales de la instalación para cada mes y para el año y los ingresos mensuales y anuales generados por la venta de electricidad.

	<b>G<sub>dm</sub>(0)</b>	<b>G<sub>dm</sub>(30)</b>	<b>G<sub>m</sub>(30)</b>	<b>E<sub>AC,red</sub></b>	<b>PR</b>	<b>Ingresos</b>
	(kWh/m <sup>2</sup> )	(kWh/m <sup>2</sup> )	(kWh/m <sup>2</sup> )	(kWh)		(€)
Ene	2,52	4,07	126	1132	0,76	384,80
Feb	3,25	4,56	128	1128	0,75	383,38
Mar	4,71	5,83	181	1570	0,74	533,75
Abr	5,37	5,66	170	1451	0,73	493,22
May	6,61	6,34	196	1634	0,71	555,69
Jun	7,20	6,58	197	1600	0,69	544,02
Jul	7,58	7,07	219	1724	0,67	586,01
Ago	6,52	6,69	207	1642	0,67	558,35
Sep	5,37	6,38	192	1545	0,69	525,30
Oct	3,87	5,36	166	1398	0,72	475,34
Nov	2,50	3,88	116	1025	0,75	348,34
Dic	2,16	3,59	111	999	0,76	339,77
<b>Año:</b>			<b>2.010</b>	<b>16.847</b>	<b>0,72</b>	<b>5.727,98</b>

Tabla 5. Resultados del estudio energético.

La gráfica visualiza los valores mensuales de energía inyectada en red y del PR.



*Figura 31. Energía inyectada y PR.*

La tabla inferior resume las pérdidas que entran en juego en el sistema, tanto las asignadas como las extraídas del cálculo.

Factores de pérdidas		%
Pérdidas por polvo y suciedad	$L_{PS}$	5,0
Pérdidas angulares	$L_A$	3,0
Pérdidas espectrales	$L_S$	1,0
Pérdidas por temperatura	$L_{temp}$	8,6
Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	$L_{PN}$	2,0
Pérdidas por <i>mismatch</i> o de conexionado	$L_M$	3,0
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,DC}$	1,0
Pérdidas por seguimiento del PMP	$L_{SPMP}$	2,0
Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	$L_{\eta inv}$	6,2
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado AC	$L_{Ohm,AC}$	1,0

*Tabla 6. Factores de pérdidas.*

Otros parámetros de la instalación son:

Rendimiento del generador FV	<b>11,1 %</b>
Rendimiento del inversor	<b>91,9 %</b>
Productividad final	<b>1.436 kWh/kWp</b>
Productividad de referencia	<b>2.010 kWh/kWp</b>
PR	<b>0,71</b>

*Tabla 7. Otros parámetros.*

## 7.9. Resumen del presupuesto

La siguiente tabla muestra un resumen del presupuesto por capítulos.

CAPÍTULO 1: GENERADOR FV	47.685,00 €
CAPÍTULO 2: ESTRUCTURAS	2.916,42 €
CAPÍTULO 3: INVERSOR	5.450,00 €
CAPÍTULO 4: CANALIZACIONES	1.892,22 €
CAPÍTULO 5: ARMARIOS - CAJAS	245,00 €
CAPÍTULO 6: PROTECCIONES	245,00 €
CAPÍTULO 7: OBRA CIVIL	1.098,50 €
CAPÍTULO 8: PUESTA A TIERRA	159,68 €
CAPÍTULO 9: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	647,00 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	<u>60.328,82 €</u>
Beneficio Industrial (6 %)	<u>3.619,73 €</u>
TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA	63.948,55 €
IVA (16 %)	<u>10.231,77 €</u>
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b><u>74.180,32 €</u></b>

Tabla 8

Se tiene por tanto un precio por Wp instalado de: 6,32 €. En la gráfica se observa el reparto del costo de la instalación. En ella puede apreciarse cómo el 79 % corresponde a los 51 módulos fotovoltaicos, por lo que el costo total de la instalación es muy sensible al precio unitario por módulo.

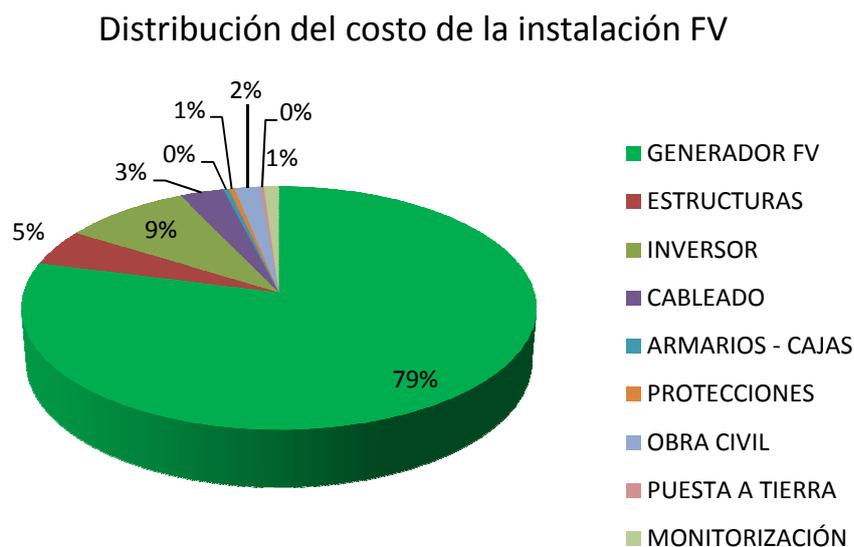


Figura 32. Distribución del costo de la instalación FV

## 7.10. Estudio económico

Aunque el objetivo fundamental de la instalación es educativo y de promoción de las tecnologías renovables, es también objetivo de la misma que sea rentable económicamente.

En este apartado se realizará un estudio de la rentabilidad de la instalación, supuesta una vida útil de veinticinco años, ya que este es el período de tiempo para el que los fabricantes aseguran una funcionalidad adecuada de los equipos.

Se sigue la recomendación del IDAE de que la variación anual de los precios energéticos (térmicos y eléctricos) coincida con la variación anual del IPC.

Se ha supuesto que el costo de la instalación es asumido por la administración autonómica en concepto de promoción de las energías renovables en el ámbito educativo.

### 7.10.1. Tarifa de venta de la energía generada

Según el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, la instalación objeto de este proyecto es de tipo I y por ser de menos de 20 kW, del subtipo I.1.

Para este tipo de instalaciones se establece una potencia base de 26,7 MW por año, y los valores de la tarifa regulada para este subtipo son de 34,00 c€/kWh, frente a los 32 c€/kWh del subtipo I.2 y del tipo II.

Los valores de la tarifa regulada que son de aplicación a las instalaciones que nos ocupan, serán los establecidos para la convocatoria en la que ésta sea inscrita en el registro de preasignación. La tarifa regulada asociada a una determinada convocatoria  $n$ , dependerá de la tarifa y del grado en el que el cupo de potencia haya sido cubierto para la convocatoria anterior,  $n-1$ , según algoritmo previsto en el citado decreto.

No obstante, para poder hacer una estimación de los ingresos generados por las instalaciones supondremos que, como ha sido la tendencia en casi todas las convocatorias habidas hasta la fecha, los cupos asignados por el Ministerio no se cubrirán en ninguna de las modalidades posibles; en estas circunstancias es razonable suponer que la tarifa regulada para las instalaciones que nos ocupan será de 34,00 c€/kWh. Dicha tarifa, según el artículo 12 del citado Real Decreto, será objeto de las actualizaciones previstas en el artículo 44.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a partir del día 1 de enero del segundo año posterior al de la convocatoria en que sean fijados.

### 7.10.2. Ingresos

Los ingresos de la instalación provienen exclusivamente de la venta de energía eléctrica. Se ha supuesto que los módulos experimentan una degradación de un 0,8 % de su potencia nominal cada año, lo que supone que su potencia al cabo de 25 años será de un 80 % de la inicial. Por su parte el precio de la prima, se supone que crece parejo con el IPC.

### 7.10.3. Gastos

#### Costo de la instalación

El costo de la instalación asciende a 74.180,32 €, el cual será asumido por la administración autonómica en concepto de promoción de las energías renovables en el ámbito educativo, no habrá financiación ajena y será imputable al año cero de la instalación.

#### Mantenimiento y seguro

Se ha considerado que existe un contrato de mantenimiento a partir del 4º año que incluye dos visitas anuales, de carácter preventivo y correctivo cuyo coste repartido entre los 25 años equivale a 100 € anuales, así como un seguro por igual valor anual.

### 7.10.4. Resultados

La rentabilidad de la instalación queda determinada fundamentalmente por tres parámetros económicos: VAN, TIR y *Pay-Back* dinámico.

- Por Valor Actual Neto (VAN) de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - G_n}{(1 + i)^n}$$

donde:

- $n$ : es número del período considerado.
- $N$ : es el número de períodos considerado.
- $I_n$ : son los ingresos en el período  $n$ .
- $G_n$ : son los gastos imputables al período  $n$ .
- $i$ : es la tasa de descuento.

Si un proyecto de inversión tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable. Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VAN más alto. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

- Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero.

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

El *Pay-Back* dinámico o descontado, es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos netos de caja, iguale al capital invertido.

El año cero refleja los supuestos de partida que empiezan a aplicarse a partir del año 1.

COSTE TOTAL INSTALACIÓN	<b>74.180,32 €</b>
Período vida (años)	25
Mantenimiento en año refer. (€)	100
Seguro en año refer. (€)	100
Tarifa de venta (c€/kWh)	34,00
IPC	2,5%
Tasa de descuento	5,00%

Año	0	1	2	3	4	5
Tarifa de venta (c€/kWh)		34,00	34,85	35,72	36,61	37,53
Rendimiento módulos		100,0%	99,2%	98,4%	97,6%	96,8%
Energía vendida (kWh)		16847	16847	16847	16847	16847
Ingresos por venta (€)		5.728	5.824	5.922	6.020	6.120
Inversión inicial (€)	-74.180,32					
Mantenimiento (€)		-100,00	-102,50	-105,06	-107,69	-110,38
Seguro (€)		-100,00	-102,50	-105,06	-107,69	-110,38
Saldo ( $S_n$ ) (€)	-74.180,32	5.527,98	5.619,21	5.711,55	5.804,99	5.899,53
Saldo acum. (€)	-74.180,32	-68.652,34	-63.033,13	-57.321,58	-51.516,60	-45.617,06
$S_n/(1+i)^n$ (€)	-74.180,32	5.264,74	5.096,79	4.933,85	4.775,78	4.622,44

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
38,47	39,43	40,42	41,43	42,46	43,52	44,61	45,73	46,87	48,04
96,0%	95,2%	94,4%	93,6%	92,8%	92,0%	91,2%	90,4%	89,6%	88,8%
16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847
6.221	6.324	6.427	6.532	6.638	6.746	6.854	6.964	7.075	7.187
-113,14	-115,97	-118,87	-121,84	-124,89	-128,01	-131,21	-134,49	-137,85	-141,30
-113,14	-115,97	-118,87	-121,84	-124,89	-128,01	-131,21	-134,49	-137,85	-141,30
5.995,17	6.091,91	6.189,74	6.288,65	6.388,64	6.489,70	6.591,82	6.694,98	6.799,19	6.904,42
-39.621,89	-33.529,98	-27.340,24	-21.051,58	-14.662,94	-8.173,25	-1.581,43	5.113,55	11.912,74	18.817,16
4.473,69	4.329,41	4.189,46	4.053,72	3.922,07	3.794,39	3.670,57	3.550,49	3.434,05	3.321,14

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
49,24	50,47	51,74	53,03	54,35	55,71	57,11	58,53	60,00	61,50
88,0%	87,2%	86,4%	85,6%	84,8%	84,0%	83,2%	82,4%	81,6%	80,8%
16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847	16847
7.300	7.415	7.530	7.647	7.765	7.884	8.004	8.126	8.248	8.371
-144,83	-148,45	-152,16	-155,97	-159,87	-163,86	-167,96	-172,16	-176,46	-180,87
-144,83	-148,45	-152,16	-155,97	-159,87	-163,86	-167,96	-172,16	-176,46	-180,87
7.010,66	7.117,91	7.226,13	7.335,31	7.445,44	7.556,48	7.668,43	7.781,25	7.894,92	8.009,41
25.827,83	32.945,73	40.171,86	47.507,17	54.952,60	62.509,09	70.177,52	77.958,78	85.853,70	93.863,11
3.211,67	3.105,52	3.002,60	2.902,83	2.806,11	2.712,34	2.621,45	2.533,35	2.447,96	2.365,20

De los cálculos anteriores se deduce:

VAN	16.961 €
TIR	7,02 %
Pay Back dinámico	12 años

La inversión es pues rentable económicamente.

## 8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CONCENTRACIÓN

Se describe a continuación las características de la instalación de alta concentración. Se omitirá la descripción de aquellos elementos que son comunes con la instalación fija.

### 8.1. Configuración del generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico de alta concentración está constituido por 20 sistemas GS700, agrupados en 10 ramas en paralelo de 2 módulos en serie cada una. La potencia pico del generador es de 12.000 W para una DNI de  $850 \text{ W/m}^2$  y  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura ambiente.

Para la ubicación de los sistemas GS700 en la cubierta, y dado que en este caso no es necesaria una distancia mínima entre módulos por sombreado, se ha tenido en cuenta la única restricción de respetar para cada uno de ellos un radio libre de giro para sus seguidores de 1,81 m.

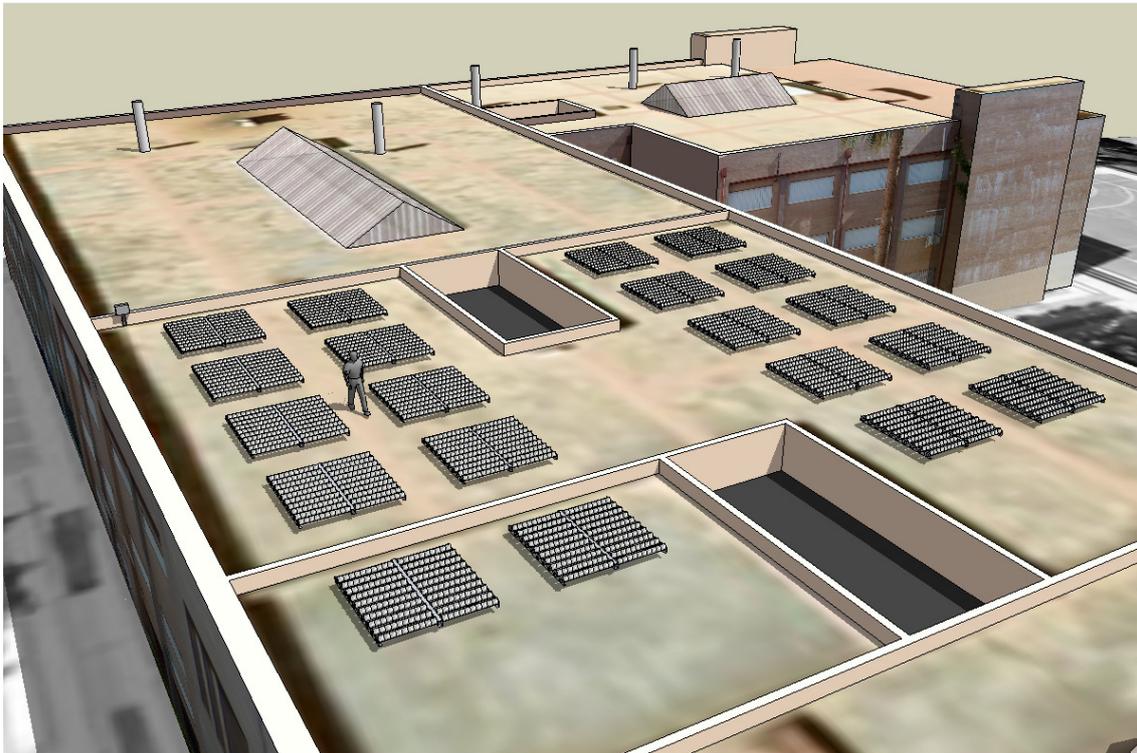


Figura 33. Recreación virtual de la distribución del generador HCPV en la cubierta del edificio

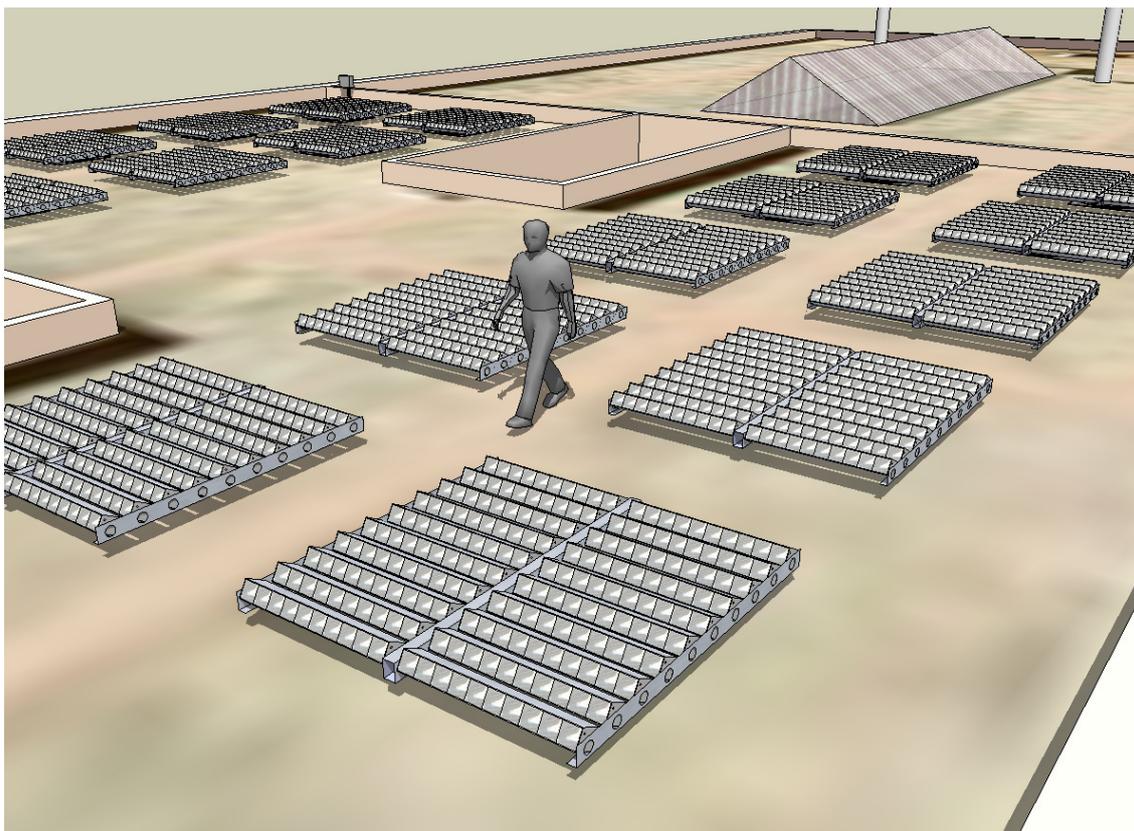


Figura 34. Perspectiva de la distribución de los sistemas GS700 sobre la cubierta del edificio

La siguiente tabla muestra las características generales de la instalación de concentración solar.

#### INSTALACIÓN DE ALTA CONCENTRACIÓN FOTOVOLTAICA

Potencia pico por módulo <sup>(1)</sup>	600 W
Nº de módulos serie por rama	2
Nº de ramas	10
Potencia pico de la instalación	12 kW
Nº de inversores	1
Potencia nominal de la instalación	10 kW

(1): Para una DNI de 850 W/m<sup>2</sup> y 25 °C de temperatura ambiente.

Tabla 9. Características generales de la instalación HCPV

Una descripción más detallada de sus componentes se hace a continuación.

## 8.2. Módulos fotovoltaicos

El módulo objeto de estudio en esta segunda parte de este trabajo es el GS700 del fabricante catalán Sol3g.



Figura 35. Sistema GS700 de Sol3g

Algunas de sus características son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	GS700
Eficiencia de célula	35 %
Eficiencia de módulo	24 %
Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ )	290 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ )	2,84 A
Tensión de máxima potencia ( $V_M$ )	260 V
Corriente de máxima potencia ( $I_M$ )	2,72 A
FF	86 %
Potencia a 1.000 W/m <sup>2</sup> DNI	700 W
Potencia a 850 W/m <sup>2</sup> DNI	600 W
Coefficiente de Temperatura de $V_{OC}$ ( $\beta$ )	-0,159 %/°C
Coefficiente de Temperatura de P ( $\gamma$ )	-0,085 %/°C
+/- 5 % tolerancia de potencia	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Módulos por sistema	20

Apertura solar	2,88 m <sup>2</sup>
Dimensiones (mm)	2500 x 2500 x 400
Peso	150 kg
Precisión	0,5 °

Tabla 10. Características generales del sistema GS700

El sistema GS700 es en realidad una asociación de 20 módulos M40 en configuración 10s x 2p. El módulo M40 está constituido a su vez por 10 células de triple unión de 35 W de potencia máxima para una irradiancia normal directa (DNI) de 1.000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C de temperatura ambiente.



Figura 36. Módulo M40, formado por 10 células de triple unión.

Estas células son realizadas por MOCVD (*Metal Organic Chemical Vapour Deposition*) con materiales de los grupos III-V (InGaP y GaInAs) depositados sobre un sustrato de Ge. Resisten muy bien la concentración de la radiación y tienen una eficiencia de alrededor de un 32%, muy superior a la de las células de silicio tradicionales.

Cada módulo M40 gira axialmente en torno a su eje horizontal y ajustan su inclinación a la altura solar. Todo el sistema descansa sobre una base acimutal que hace girar a todo el conjunto en torno a un eje vertical manteniendo el acimut del sistema idéntico al acimut solar. Por ello, en su instalación ha de tenerse en cuenta un espacio libre de un radio de 1,81 m desde su centro, para no obstaculizar su movimiento de giro.

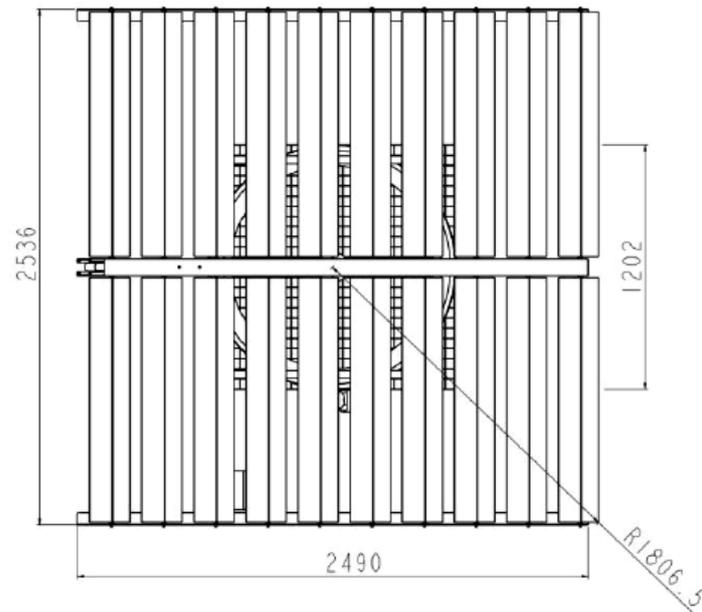
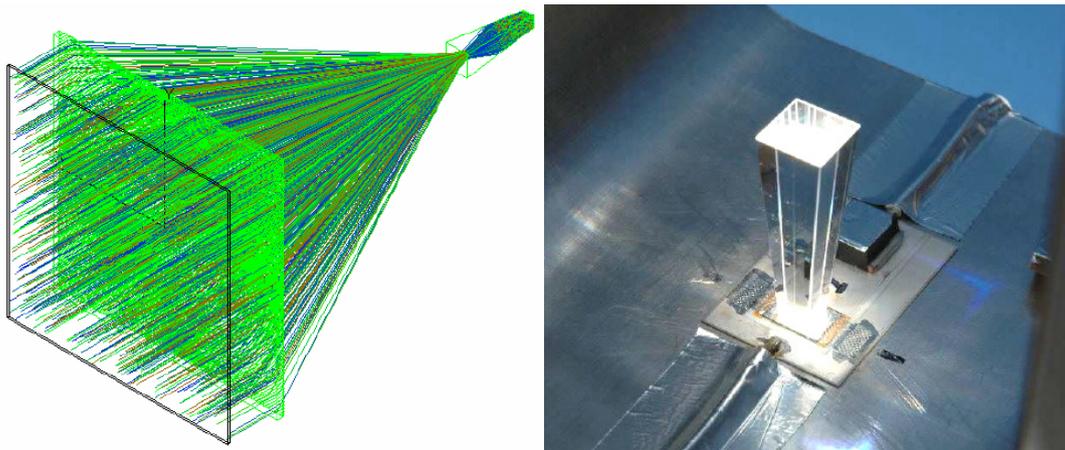


Figura 37. Vista en planta del sistema GS700

### 8.2.1. Diseño óptico

El sistema óptico de concentración se compone de dos elementos, un elemento primario de imagen y un secundario anidólico (no formador de imagen).

El elemento primario es una lente de Fresnel clásica de metacrilato con una distancia focal de 152 mm y de 120 x 120 mm de apertura. Forma una imagen del sol en la apertura del secundario. Dicha imagen es de un diámetro mucho menor que la apertura del secundario, por lo que el sistema admite errores en el apuntamiento confiriéndole una buena aceptación angular.



Figuras 38 y 39. A la izquierda, conjunto de los dos elementos ópticos del sistema. A la derecha, detalle del elemento secundario de vidrio.

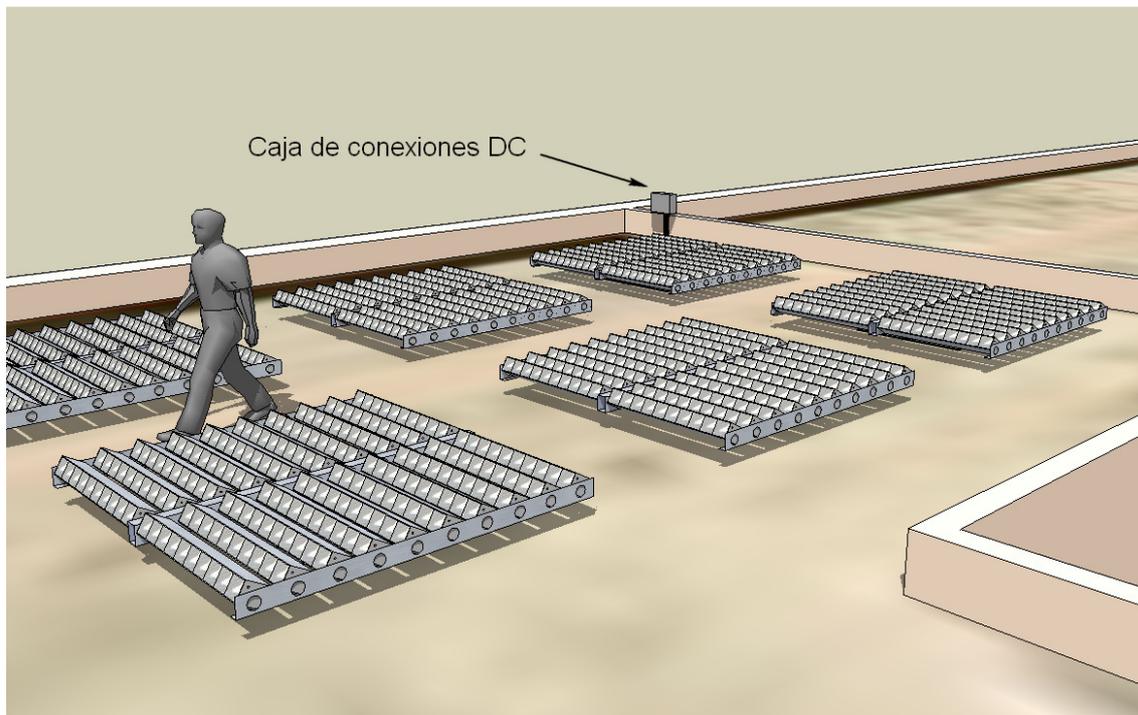
El secundario aporta homogeneización de la radiación que incide sobre la célula y concentra cuatro veces la radiación.

El conjunto trabaja a una concentración geométrica de 476 soles y con una concentración óptica de 380 soles.

### 8.3. Cableado y cajas

#### 8.3.1. Caja de conexiones DC

La conexión en paralelo de las diez ramas del generador fotovoltaico se realizará en la caja de conexiones DC. Esta caja deberá tener grado de protección adecuado para uso a intemperie (IP65) y presentar protección contra rayos ultravioletas.



*Figura 40. Ubicación de la caja de conexiones DC*

Incorporará diez interruptores seccionadores bipolares, uno por rama, del mismo tipo que los contemplados para la instalación fija, para permitir la posibilidad de aislar cada rama del resto del generador. Se omite la protección contra sobretensiones de estas líneas por admitir los cables una intensidad mayor que 1,25 veces la máxima corriente de cortocircuito previsible en las mismas (IEC 60364-7-712).

Así mismo, la caja de conexiones DC, incorporará los correspondientes descargadores de sobretensiones, idénticos a los de la instalación fija y que se describen con detalle en el apartado de protecciones contra sobretensiones.

### 8.3.2. Cableado

Los cables que unen cada rama con la caja de conexiones DC serán del mismo tipo y sección que los usados para la instalación fija, es decir, de 4 mm<sup>2</sup>, según se justifica en la memoria de cálculo. El resto del cableado es de idénticas características y sección que en la instalación fija.

### 8.4. Resultados del estudio energético

La tabla inferior resume los resultados energéticos de la instalación de concentración.

	$G_{dm}(0)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$B_m(n)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$B_{ef,m}(n)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$E_{AC,red}$ (kWh)	PR (kWh)	Ingresos (€)
Ene	2,52	127	89	1013	0,58	344,36
Feb	3,25	119	98	1116	0,68	379,34
Mar	4,71	184	158	1813	0,72	616,43
Abr	5,37	152	136	1551	0,74	527,31
May	6,61	211	186	2117	0,73	719,87
Jun	7,20	225	204	2314	0,75	786,74
Jul	7,58	270	245	2764	0,74	939,85
Ago	6,52	238	199	2244	0,68	762,80
Sep	5,37	204	174	1974	0,70	671,28
Oct	3,87	165	142	1617	0,71	549,76
Nov	2,50	112	78	888	0,57	301,95
Dic	2,16	112	72	818	0,53	278,08
<b><math>B_a(n)</math></b>		<b>2.119</b>	<b>1.781</b>	<b>20.229</b>	<b>0,68</b>	<b>6.877,77</b>

Tabla 11. Resultados energéticos

donde:

- $G_{dm}(0)$ : es la media mensual de la irradiación global diaria sobre horizontal.  
 $B_m(n)$ : es la irradiación normal directa mensual que llega al generador.  
 $B_{ef,m}(n)$ : es la irradiación normal directa efectiva mensual que realmente ve el generador tras descontar las pérdidas por sombreado propio.  
 $E_{AC,red}$ : es la energía inyectada a la red.  
 PR: es el rendimiento global de la instalación.

La gráfica de la figura 41, visualiza algunos de los parámetros de la tabla anterior.

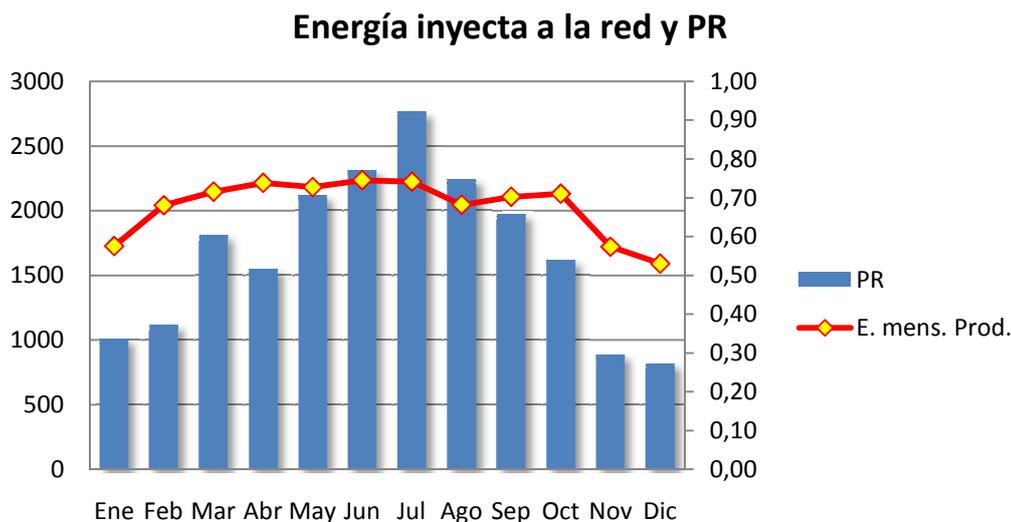


Figura 41

La tabla inferior resume las pérdidas que entran en juego en el sistema, tanto las asignadas como las extraídas del cálculo.

Factores de pérdidas		%
Pérdidas por sombreado propio	$L_{somb}$	13,1
Pérdidas por polvo y suciedad	$L_{PS}$	3,0
Pérdidas angulares	$L_A$	0,0
Pérdidas espectrales	$L_S$	0,0
Pérdidas por temperatura	$L_{temp}$	0,6
Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	$L_{PN}$	4,0
Pérdidas por mismatch o de conexionado	$L_M$	3,0
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,DC}$	1,0
Pérdidas por seguimiento del PMP	$L_{SPMP}$	2,0
Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	$L_{\eta inv}$	5,9
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado AC	$L_{Ohm,AC}$	1,0

Tabla 12

Otros parámetros de la instalación son:

Rendimiento del generador FV	18,2 %
Rendimiento del inversor	92,2 %
Productividad final	<b>1.686 kWh/kWp</b>
Productividad de referencia	2.493 h
PR	0,68

Tabla 13

## 9. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

### 9.1. Producción energética

En este epígrafe, con objeto de que los resultados de la comparación se deban exclusivamente a las diferentes tecnologías de ambas instalaciones, se hablará en términos de parámetros normalizados al kWp instalado. Cuando se haga referencia a resultados absolutos, se manejarán datos de la instalación fija extrapolados a una potencia pico de 12 kWp, ya que ésta en realidad tiene 11,73 kWp. Los resultados vertidos aquí sobre la instalación HCPV, no deben ser extrapolados a otros sistemas de concentración y sólo son válidos para los módulos GS700, esto es debido a las particulares características de estos módulos que reciben sombras de sí mismos para alturas solares bajas.

La siguiente gráfica representa las producciones absolutas de ambas instalaciones:

- Producción insta fija (valor extrapolado 12 kWp): 17.235 kWh
- Producción instalación HCPV: 20.229 kWh

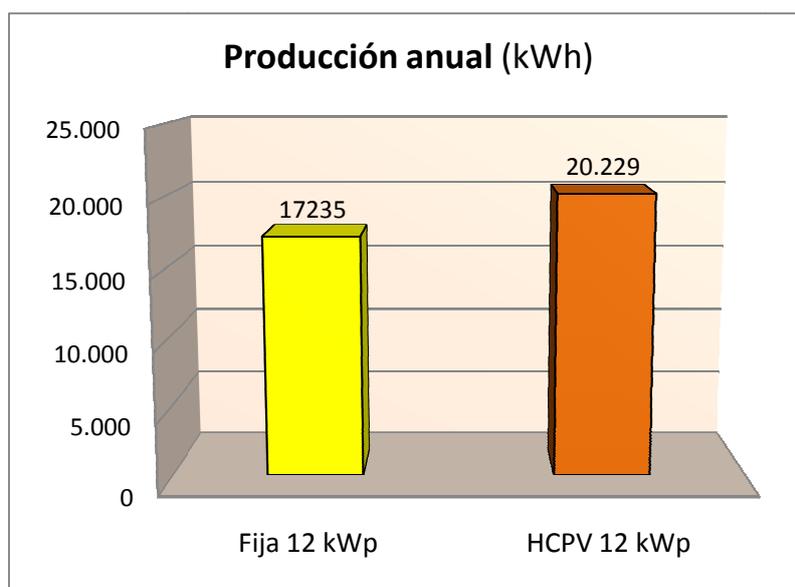


Figura 42

La instalación HCPV produce un 17,4 % más de energía al año que la instalación fija.

A continuación se comparan las producciones normalizadas mensuales de ambas tecnologías al kWp instalado.

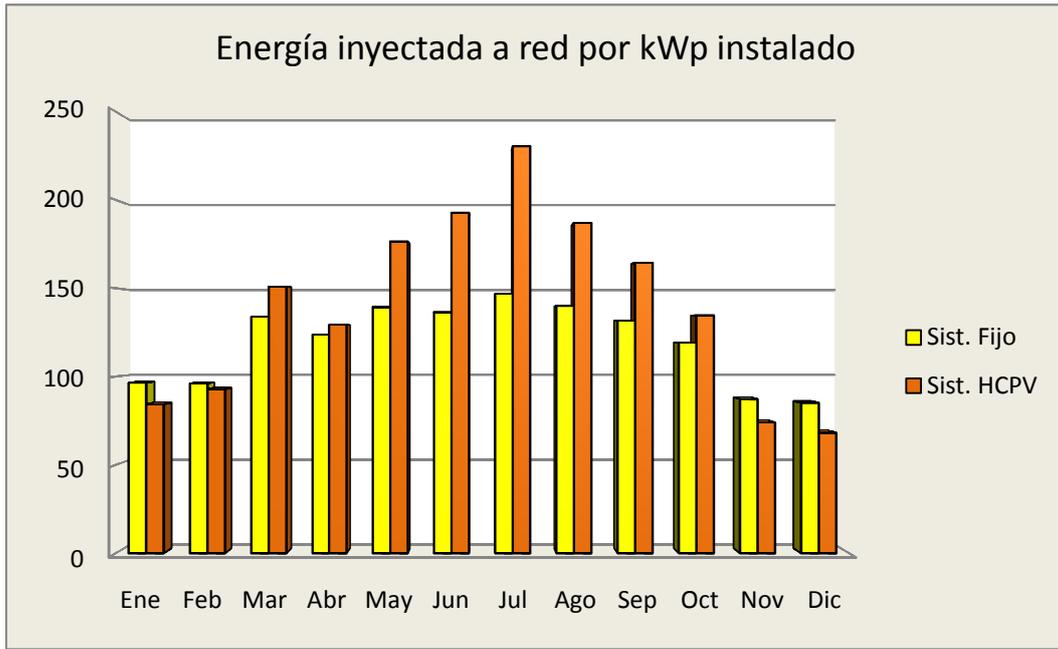


Figura 43

Puede observarse que el sistema FV de concentración, aún produciendo más en términos anuales absolutos, tiene menores producciones que el sistema fijo durante los meses de invierno.

La siguiente gráfica compara las pérdidas en ambas instalaciones por conceptos y la total.

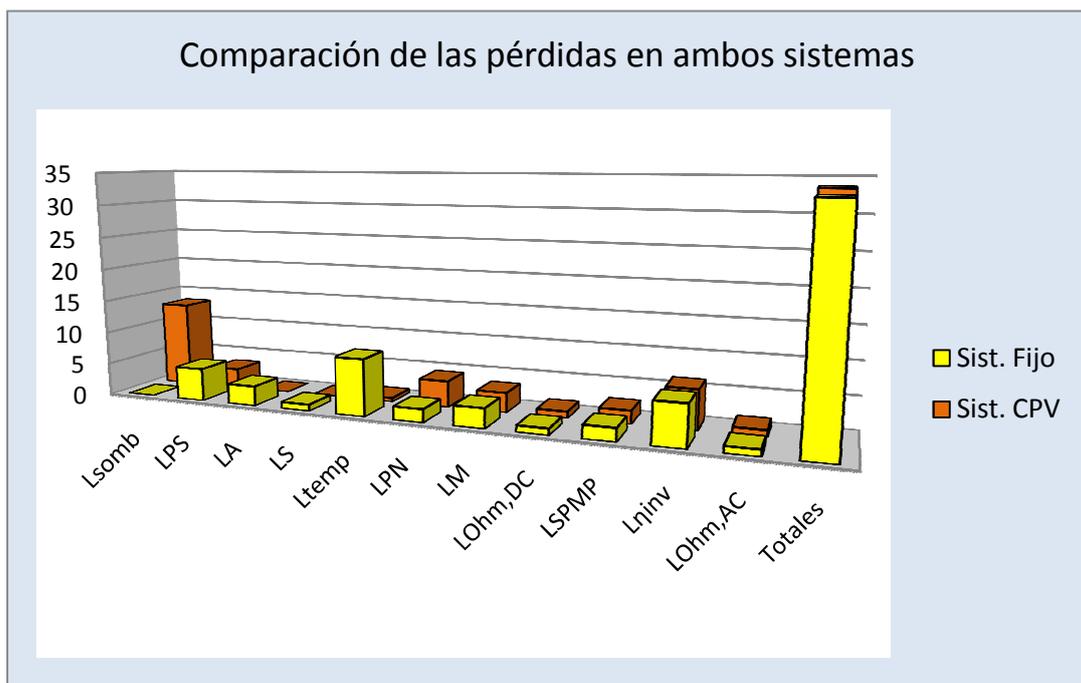


Figura 44

donde:

$L_{somb}$ :	son las pérdidas por sombreado propio.
$L_{ps}$ :	son las pérdidas por polvo y suciedad.
$L_A$ :	son las pérdidas angulares.
$L_S$ :	son las pérdidas espectrales.
$L_{temp}$ :	son las pérdidas por temperatura.
$L_{PN}$ :	son las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.
$L_M$ :	son las pérdidas por <i>mismatch</i> o de conexionado.
$L_{Ohm,DC}$ :	son las pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC.
$L_{\eta inv}$ :	son las pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor.
$L_{Ohm,AC}$ :	son las pérdidas por caídas de tensión en el cableado AC.

Es significativo destacar las grandes pérdidas ya estudiadas por sombreado propio del generador HCPV y las casi nulas pérdidas de éste por temperatura frente a las muy pronunciadas de la instalación fija.

## 9.2. Superficie utilizada

En las instalaciones sobre cubierta el espacio disponible está limitado a las dimensiones del edificio. Esta circunstancia, unida al hecho cada vez más frecuente, de que ha de pagarse una renta por su uso, hace que cobre especial interés que el generador fotovoltaico precise, para una potencia pico determinada, la menor superficie posible.

En el caso particular que nos ocupa, la instalación fija está constituida por 3 ramas o filas de módulos que se han dispuesto muy separadas unas de otras aprovechando las zonas sin obstáculos de la cubierta. Para calcular el espacio realmente usado por la instalación, supondremos que las filas de módulos se encuentran dispuestas sobre una cubierta libre de obstáculos y lo más próximas posible unas a otras, circunstancia que consideraremos ocurre cuando la distancia,  $d$ , entre filas es:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

que según el IDAE [15] es la mínima distancia entre módulos que garantiza 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno.

Para la instalación fija,  $h$ , definida como la diferencia de altura entre la parte más alta del módulo delantero y la más baja del módulo trasero, es de 0,82 m y la distancia,  $d$ , será según la expresión anterior:

$$d = \frac{0,82 \text{ (m)}}{\tan (61^\circ - 37^\circ)} = 1,84 \text{ m}$$

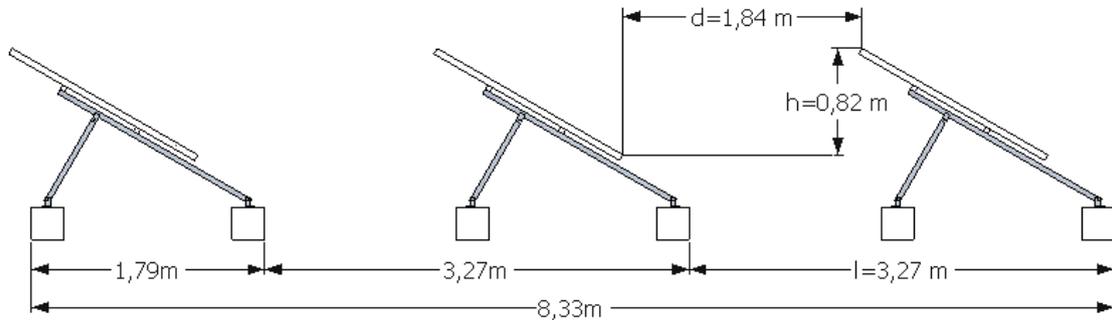


Figura 45. Distancias mínimas entre filas

Una distancia entre módulos de 1,84 m, implica una superficie total para el generador equivalente a la de un rectángulo de 8,33 m de ancho por 17 m de largo, es decir, 141,6 m<sup>2</sup>. Como en esta superficie están instalados 11.730 Wp, la densidad de potencia de la instalación es de:

$$\frac{11.730 \text{ Wp}}{141,6 \text{ m}^2} = 82,83 \text{ Wp/m}^2$$

o lo que es lo mismo, la superficie unitaria necesaria por cada kWp instalado,  $S_u$ , es de:

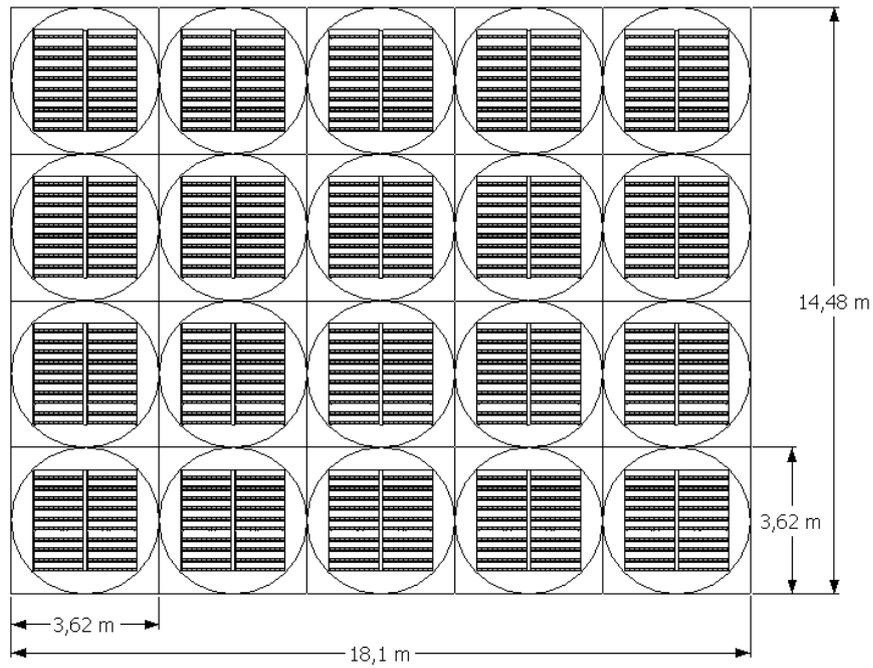
$$S_u = \frac{141,6 \text{ m}^2}{11,73 \text{ kWp}} = 12,07 \frac{\text{m}^2}{\text{kWp}}$$

Para el caso de la instalación de alta concentración, dado que cada sistema GS700 debe moverse dentro de una circunferencia de 1,81 m de radio, los 20 sistemas de los que consta el generador fotovoltaico precisan una superficie mínima de 3,62 x 3,62 x 20 = 262,09 m<sup>2</sup>, por lo que la densidad de potencia de la instalación es de:

$$\frac{12.000 \text{ Wp}}{262,09 \text{ m}^2} = 45,79 \text{ Wp/m}^2$$

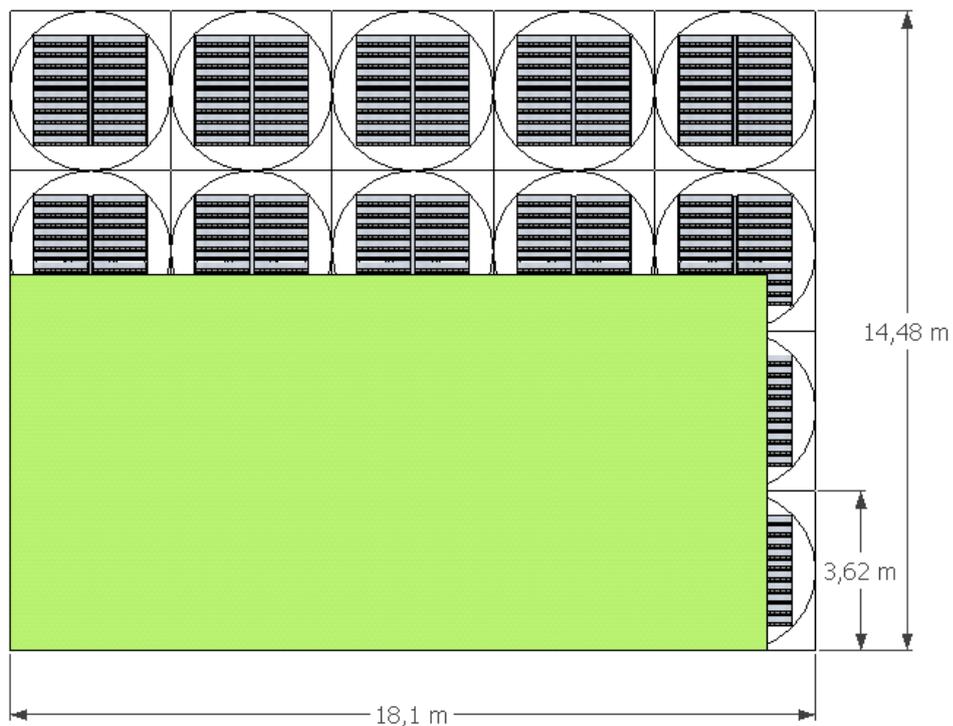
y la superficie unitaria necesaria por cada kWp instalado,  $S_u$ , es de:

$$S_u = \frac{262,09 \text{ m}^2}{12,00 \text{ Wp}} = 21,84 \frac{\text{m}^2}{\text{kWp}}$$



*Figura 46. Superficie ocupada por el generador HCPV sobre una supuesta una cubierta sin obstáculos.*

En la siguiente figura se representa en verde, la superficie ocupada por el generador fijo, sobre la superficie ocupada para la misma potencia pico por el generador de concentración:



*Figura 47. Comparativa de la superficie requerida por ambos generadores (en verde, la superficie requerida por la instalación fija).*

donde ya se ha corregido el hecho de que la instalación fija tiene algo menos de 12 kWp (11,73 kWp). Es decir, la instalación de concentración necesita:

$$\Delta S = \frac{(262,09 - 144,8) \text{ m}^2}{144,8 \text{ m}^2} = 81,0 \%$$

un 81 % más de superficie que la instalación fija.

### 9.3. Peso estructural

En las aplicaciones fotovoltaicas sobre cubierta, el peso de los elementos constitutivos del generador es un factor que debe ser tenido en cuenta, pues en determinadas ocasiones, puede decidir sobre la posibilidad de que una determinada instalación pueda o no tener lugar.

Para el caso de la instalación fija, el peso por unidad de superficie será el resultado de dividir el peso de toda la instalación por el área utilizada. Así, tenemos:

51 Módulos Atersa A-230P de 23 kg cada uno:	1.173 kg
26 Estructuras Tipo V Atersa de 12 kg cada una:	312 kg
102 m de zapata corrida de hormigón de 2.000 kg/m <sup>3</sup> de densidad:	12.750 kg
<b>Total peso instalación:</b>	<b>14.235 kg</b>

El peso por metro cuadrado es:

$$\frac{14.235 \text{ kg}}{141,6 \text{ m}^2} = 100,5 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

Para la instalación de concentración tenemos:

20 sistemas GS700 de Sol3g de 150 kg cada uno:	3.000 kg
<b>Total peso instalación:</b>	<b>3.000 kg</b>

Lo que implica un peso por unidad de superficie de:

$$\frac{3.000 \text{ kg}}{262,1 \text{ m}^2} = 11,4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

De estos resultados se observa que el peso unitario de la instalación de concentración supone un 11,3 % del de la instalación fija, algo más de una décima parte, el gráfico inferior visualiza este resultado.

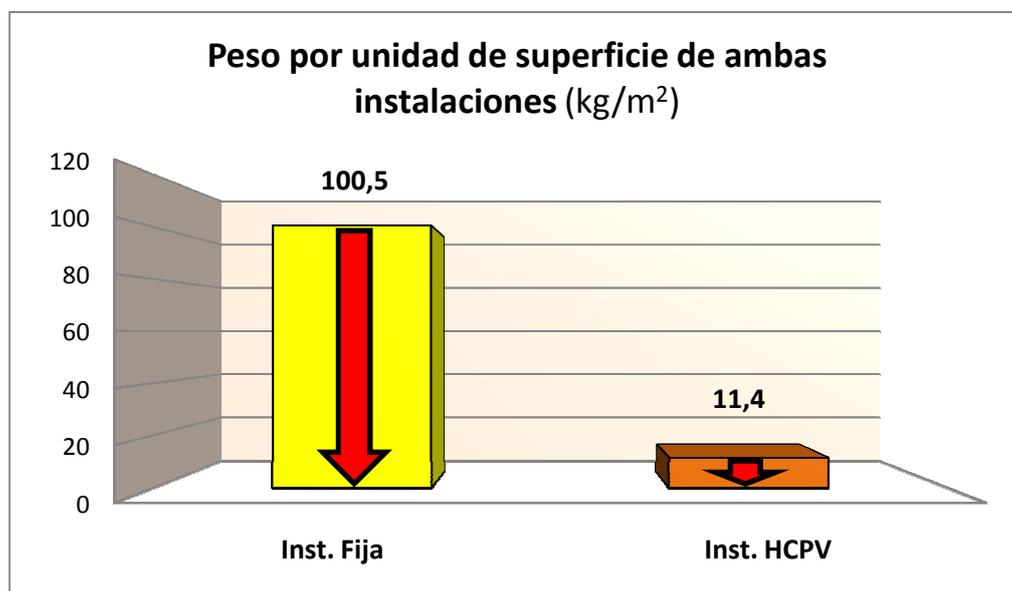


Figura 48

Este resultado es consecuencia del peso de las zapatas de hormigón en la instalación fija, las cuales son innecesarias en la instalación de concentración; y también a la gran superficie ocupada por la instalación de concentración que al distribuir su peso en un área mayor consigue un peso unitario menor.

#### 9.4. Costo

La instalación fija supone una inversión de **74.180,32 €**.

Respecto de la instalación HCPV, debido a la imposibilidad de conocer el precio de los sistemas GS700, se ha hecho el estudio de su costo en función del precio de uno de estos sistemas GS700, al cual llamaremos,  $P_{GS}$ , siendo el costo total de la instalación: **13.239,39 + (24,592 PGS) €**.

En el documento *Presupuesto* se detalla el costo desglosado de ambas instalaciones. En la siguiente tabla se muestra una comparativa por capítulos de ambos presupuestos.

INSTALACIÓN	FIJA	HCPV
CAPÍTULO 1: GENERADOR FV	47.685,00 €	20 P <sub>GS</sub> €
CAPÍTULO 2: ESTRUCTURAS	2.916,42 €	0,00 €
CAPÍTULO 3: INVERSOR	5.450,00 €	5.450,00 €
CAPÍTULO 4: CANALIZACIONES	1.892,22 €	2.932,06 €
CAPÍTULO 5: ARMARIOS - CAJAS	245,00 €	235,00 €
CAPÍTULO 6: PROTECCIONES	245,00 €	245,00 €
CAPÍTULO 7: OBRA CIVIL	1.098,50 €	1.098,50 €
CAPÍTULO 8: PUESTA A TIERRA	159,68 €	159,68 €
CAPÍTULO 9: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	647,00 €	647,00 €
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	60.328,82 €	(10.767,24 + 20 P <sub>GS</sub> ) €
Beneficio Industrial (6 %)	3.619,73 €	(646,03 € + 0,06 · 20 P <sub>GS</sub> ) €
TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA	63.948,55 €	11.413,27 + 21,2 P <sub>GS</sub> €
IVA (16 %)	10.231,77 €	1.826,12 + (0,16 · 21,2 P <sub>GS</sub> ) €
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>74.180,32 €</b>	<b>13.239,39 + (24,592 P<sub>GS</sub>) €</b>

Tabla 15

A parte del precio de los módulos, pueden observarse dos grandes diferencias en los presupuestos de ambas instalaciones:

- La instalación HCPV, evita el capítulo de estructuras, que en la instalación fija supone 2.916,42 €.
- Sin embargo, el capítulo de cableado para HCPV es 2.932,06 € frente a los 1.892,22 € de la instalación fija, es decir 1.039,84 € más. Esto es debido a que la alta tensión en vacío de los sistemas GS700 obliga a colocar no más de dos de estos sistemas en serie por rama, debiéndose completar la potencia deseada mediante la disposición de muchas ramas en paralelo y dado que la conexión en paralelo de todas ellas se hace en una única caja de conexiones DC el recorrido del cableado es mucho mayor que en la instalación fija.
- El resto de las partidas son exactamente iguales en ambas instalaciones.

Resulta interesante conocer, a partir de qué precio para el sistema GS700, resulta más rentable la instalación HCPV que la instalación fija. Para calcular este valor, hemos modificado el precio de la instalación HCPV hasta hacer que el VAN de la inversión sea exactamente el de la instalación fija, es decir, 16.961 €, esto nos da un TIR también idéntico del 7,02 %.

El cálculo se ha hecho mediante iteraciones con la función *Buscar Objetivo* de la aplicación ofimática *Excel*, dando como resultado que, para que ambas instalaciones sean igual de atractivas económicamente, la inversión de la instalación HCPV debería de ser de: 75.275,76 €.

Para este valor total de la instalación el precio de un módulo GS700, debería de ser:

$$13.239,39 \text{ €} + (24,592 P_{GS}) \text{ €} = 75.275,76 \text{ €}$$

$$P_{GS} = \frac{75.275,76 - 13.239,39 \text{ €}}{24,592} = 2.522,62 \text{ €}$$

Es decir, **para todo precio de un sistema GS700 inferior a 2.522,62 €, resultaría más rentable la instalación HCPV que la fija.**

## ANEXO I: CÁLCULOS

## 1. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FIJA

### 1.1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

#### 1.1.1. Determinación de la potencia nominal del inversor

Para la selección de la potencia a instalar, se tuvieron en cuenta criterios como el tipo de tecnología fotovoltaica a emplear, la superficie de cubierta disponible, el objetivo de la instalación (que tiene un componente didáctico y ejemplarizante más que el meramente económico), el costo, el punto de acceso a la red y su capacidad de evacuación de la energía generada, etc.

Dado que uno de los objetivos de la instalación es dar al instituto una imagen de modernidad y de sensibilidad con las energías de origen renovable, la potencia a instalar debía ser un compromiso entre lo simbólico y lo rentable económicamente.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se optó finalmente por una potencia de inversor: 10 kW.

#### 1.1.2. Elección del inversor

El inversor elegido es el Ingecon Sun 10 de Ingeteam®. La potencia nominal de salida es la buscada de 10 kW y tiene transformador de aislamiento galvánico según requiere la compañía distribuidora en sus normas particulares. Sus características han sido descritas en el apartado [7.3. Inversor](#) de la memoria.

#### 1.1.3. Determinación de la potencia pico del generador fotovoltaico

Elegida la potencia nominal de salida del inversor,  $P_{INV,AC}$ , igual a 10 kW, hemos de elegir la potencia pico del generador fotovoltaico.

Dado que la mayor parte del tiempo, el generador fotovoltaico opera con niveles de radiación significativamente inferiores a los establecidos en las condiciones estándar de medida, (STC), convendrá que la potencia del inversor sea inferior a la potencia pico del campo fotovoltaico, para que la conversión DC/AC tenga lugar más allá del 10 % de su potencia nominal de entrada,  $P_{INV,DC}$ , donde este dispositivo da las mayores eficiencias.

La relación entre la potencia nominal de entrada del inversor y la potencia pico del generador fotovoltaico viene dada por el llamado factor de dimensionado del inversor,  $F_S$ :

$$F_S = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,M,STC}} \quad [1]$$

Este valor es tanto mayor cuanto menor es la latitud geográfica de la ubicación de la instalación, siendo un margen adecuado para España de 0,8 a 1.

Elegimos una potencia pico para el generador fotovoltaico igual a 12 kWp, lo que nos dará un valor del factor de dimensionado de:

$$F_S = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,M,STC}} = \frac{10.000 (W)}{12.000 (W)} = 0,83$$

Para el cálculo anterior se ha considerado que la potencia nominal de salida del inversor,  $P_{INV,AC}$ , es aproximadamente igual a la potencia nominal DC a la entrada,  $P_{INV,DC}$ . Este modo de actuar se justifica debido a la alta eficiencia del inversor.

#### 1.1.4. Elección del módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico elegido es el A-230P de Atersa, el motivo de esta elección y las características del módulo se detallan el apartado [7.2 Módulos fotovoltaicos](#) de la memoria descriptiva.

#### 1.1.5. Configuración del generador fotovoltaico

En primera aproximación, si se desea instalar una potencia pico del generador fotovoltaico igual a 12 kW y se dispone de módulos fotovoltaicos de potencia nominal igual a 220 Wp, el número  $N$ , de éstos a instalar sería igual a:

$$N = \text{Int} \left[ \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[ \frac{12.000 (W)}{230 (W)} \right] = 52 \quad [2]$$

siendo:

$P_{GFV,M,STC}$ : la potencia máxima del generador FV en condiciones estándar.  
 $P_{MOD,M,STC}$ : la potencia máxima del módulo FV en condiciones estándar.

##### 1.1.5.1. Cálculo del número de módulos en serie

##### Máximo valor del número de módulos en serie

El número máximo de módulos en serie estará condicionado por la máxima tensión de entrada admisible por el inversor cuando los módulos operen a la mínima temperatura ambiente previsible.

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_{Am})} \right] \quad [3]$$

donde:

- $V_{INV,M}$ : es la tensión máxima admisible por el inversor a su entrada.  
 $V_{MOD,OC(T_{Am})}$ : es la tensión en circuito abierto del módulo para la mínima temperatura ambiente previsible.

Para ello, estimaremos la tensión de circuito abierto esperada a la salida de un módulo cuando la temperatura de célula sea igual a  $-10^{\circ}\text{C}$ :

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} = V_{MOD,OC,STC} - 35 \cdot \beta_{V,MOD,OC} \quad [4]$$

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} = 37,4 \text{ (V)} + 35(^{\circ}\text{C}) \cdot \frac{0,35}{100} \cdot 37,4 \left(\frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right) = 42,0 \text{ V}$$

En estas condiciones, el número máximo de módulos vendrá dado por:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{750}{42,0} \right] = 17$$

#### Mínimo valor del número de módulos en serie

El número de módulos a conectar en serie, tendrá también un límite inferior, dado por el hecho de que la tensión de la rama no debe ser inferior a la mínima tensión para la que el inversor busca el punto de máxima potencia:

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,OC(T_{AM})}} \right] + 1 \quad [5]$$

donde:

- $V_{INV,m,MPP}$ : es la mínima tensión para la que el inversor busca el punto de máxima potencia.  
 $V_{MOD,OC(T_{AM})}$ : es la tensión en circuito abierto del módulo para la máxima temperatura ambiente previsible.

Calculando para  $70^{\circ}\text{C}$  de temperatura de célula:

$$V_{MOD,M(T_c=70^{\circ}\text{C})} \approx V_{MOD,M,STC} + 45 \cdot \beta_{V,MOD,OC} \quad [6]$$

$$V_{MOD,M(T_c=70^{\circ}\text{C})} \approx 30,2 \text{ (V)} - 45(^{\circ}\text{C}) \cdot \frac{0,35}{100} \cdot 37,4 \left(\frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right) = 24,3 \text{ V}$$

En estas condiciones, el número mínimo de módulos vendrá dado por:

$$\begin{aligned} \min(N_{ms}) &= \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M(T_c=70^\circ C)}} \right] + 1 = \\ &= \text{Int} \left[ \frac{405}{24,3} \right] + 1 = \mathbf{17} \end{aligned}$$

Por tanto, dado que, tanto el máximo como el mínimo número de módulos por rama, es igual a 17, cada rama del generador estará constituida por 17 módulos en serie.

#### 1.1.5.2. Cálculo del número de ramas en paralelo

El número de ramas en paralelo deberá cumplir dos condiciones, por un lado deberá ser tal que el número de módulos resultante se aproxime lo más posible al número de módulos que nos daba la potencia pico que deseábamos instalar:

$$N_{mp} = \text{Int} \left[ \frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[ \frac{52}{17} \right] = 3 \quad [7]$$

Por otro lado, el número de ramas en paralelo debe ser tal que la intensidad de cortocircuito del generador no sobrepase la intensidad máxima a la entrada del inversor. Vemos que para tres ramas se cumple:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \quad [8]$$

$$3 \cdot 8,12 (A) = 24,4 A \leq 35 A$$

Por tanto, la configuración del generador fotovoltaico será 17s x 3p, es decir, 3 ramas en paralelo con 17 módulos en serie cada una, y la potencia pico del mismo será de 11.730 W.

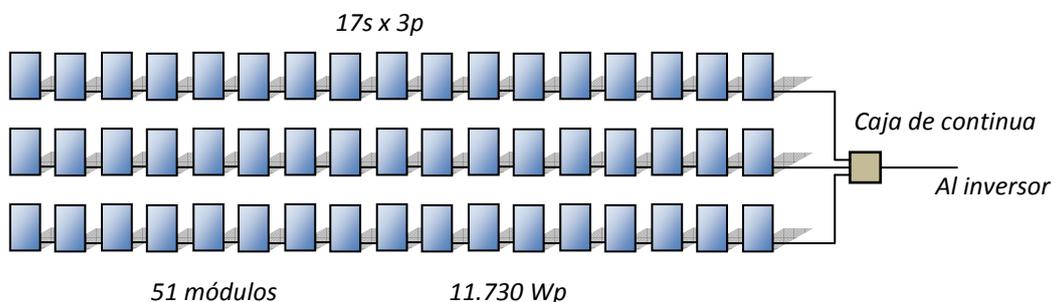


Figura 1. Configuración del generador FV fijo

## 1.2. ESTUDIO ENERGÉTICO

### 1.2.1. Datos de radiación

En el presente estudio se utilizan valores medios mensuales de irradiación global sobre superficie horizontal para la localidad de Sevilla extraídos de METEONORM [3]. Tal como comenta E. Lorenzo [2], en términos de predicciones fotovoltaicas a largo plazo, son muy pocos los beneficios esperables de analizar todos los días de un mes en vez de sólo el día típico. Asimismo, se utilizan valores máximos y mínimos medios mensuales de temperatura para esta misma localidad extraídos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) registrados por la estación meteorológica del aeropuerto de Tablada de Sevilla.

Dado que la ubicación de la instalación es la localidad de Tomares y trabajamos con datos climáticos de la ciudad de Sevilla, validaremos el uso de estos en aquella localidad haciendo uso del concepto de *Distancia climática* usado por Meteonorm.

Siguiendo el estándar de Meteonorm en su *Handbook part II: Theory* [4], puede admitirse que un sitio meteorológico es representativo de un lugar dado si la distancia climática entre ambos no excede de 20 km. La *Distancia climática* entre dos emplazamientos es función de la distancia entre ambos puntos y de su diferencia de altura según:

$$DistanClim = \sqrt{DistHor^2 + (100 \cdot DifAlt)^2} \quad [9]$$

La localidad de Tomares se encuentra a 4,5 km de distancia horizontal de Sevilla, pero a una altura sobre ésta de 71 m por estar situada sobre la denominada *Cornisa del Aljarafe*, tenemos que la distancia climática entre ambas localizaciones es:

$$DistanClim = \sqrt{(4,5 \text{ km})^2 + \left(100 \cdot (78 \text{ m} - 7 \text{ m}) \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}}\right)^2} = 8,4 \text{ km}$$

Por tanto, los datos meteorológicos de Sevilla capital se consideran representativos de la localidad de Tomares.

### 1.2.2. Ángulo de inclinación óptimo

Con objeto de conocer cuál será la inclinación óptima de los paneles, acudimos a PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) y extraemos los datos de irradiación global diaria media mensual para distintas inclinaciones desde 0° a 90°.

	$G_{dm}(0)$	$G_{dm}(10)$	$G_{dm}(20)$	$G_{dm}(30)$	$G_{dm}(40)$	$G_{dm}(50)$	$G_{dm}(60)$	$G_{dm}(70)$	$G_{dm}(80)$	$G_{dm}(90)$
Ene	2470	3030	3530	3940	4250	4450	4530	4490	4330	4050
Feb	3110	3590	3990	4290	4500	4590	4560	4420	4160	3790
Mar	4620	5070	5420	5630	5720	5650	5450	5100	4630	4030
Abr	5280	5500	5600	5580	5440	5170	4780	4280	3690	3010
May	6800	6860	6790	6580	6220	5710	5080	4340	3510	2630
Jun	7310	7270	7080	6750	6280	5670	4940	4120	3220	2290
Jul	7100	7110	6980	6700	6280	5710	5030	4230	3360	2450
Ago	6420	6610	6670	6570	6320	5930	5380	4720	3940	3080
Sep	5120	5520	5790	5940	5930	5780	5490	5050	4490	3810
Oct	3860	4400	4840	5170	5370	5430	5350	5120	4770	4280
Nov	2510	2990	3410	3750	4000	4140	4180	4110	3930	3650
Dic	2090	2580	3020	3380	3660	3850	3930	3910	3790	3560
Anual	4730	5050	5270	5370	5340	5180	4900	4490	3980	3380

Tabla 1. Datos de irradiación diaria media mensual en  $Wh/m^2$  para la localidad de Tomares (Sevilla) extraídos de PVGIS.

Como puede observarse la irradiación recibida por la superficie del generador será máxima para una inclinación de éste de  $30^\circ$ , por lo que ésta será la inclinación elegida.

### 1.2.3. Radiación en superficies inclinadas

Conocida la inclinación de los paneles, el siguiente paso será el cálculo de la irradiancia incidente en el plano del generador, a partir de la irradiación global sobre superficie horizontal.

El procedimiento seguido consta de los siguientes pasos:

1. Descomposición de la irradiación global diaria media mensual sobre horizontal en sus componentes directa y difusa.
2. Estimación de la irradiancia global y de sus componentes directa y difusa sobre superficie horizontal a partir de la media mensual de la irradiación global diaria y de su componente difusa.
3. Estimación de las diferentes componentes de la irradiancia sobre una superficie inclinada a partir de la irradiancia sobre superficie horizontal.

#### 1. Descomposición de la irradiación global diaria media mensual sobre horizontal en sus componentes directa y difusa

Algunos cálculos previos necesarios son:

- Declinación solar (en radianes):

$$\delta = 23,45 \cdot \frac{\pi}{180} \operatorname{sen} \left[ \frac{2\pi}{365} (d_n + 284) \right] \quad [10]$$

donde  $d_n$ , es el número de orden del día considerado dentro del año.

- Factor de corrección de la excentricidad de la órbita terrestre (adimensional):

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cos \frac{2\pi d_n}{365} \quad [11]$$

- Ángulo de salida del sol (en radianes);

$$\omega_S = -\arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad [12]$$

donde  $\phi$ , es la latitud en radianes de la ubicación de la instalación.

- Media mensual de la irradiación extra-atmosférica diaria sobre superficie horizontal ( $\text{Wh/m}^2$ ):

$$B_{0d}(0) = \frac{24}{\pi} B_0 \varepsilon_0 (-\omega_S \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta - \cos \phi \cos \delta \operatorname{sen} \omega_S) \quad [13]$$

donde  $B_0$ , es la constante solar de valor igual a  $1.367 \text{ W/m}^2$ .

El dato de partida para el cálculo es el valor diario medio mensual de la irradiación global sobre superficie horizontal,  $G_{dm}(0)$  que deberemos descomponer en sus componentes directa y difusa.

La determinación de las componentes directa y difusa de la radiación horizontal fue estudiada originariamente por Liu y Jordan [5] y consiste en establecer una relación entre la fracción difusa de la radiación horizontal,  $F_{Dm}$ , y el índice de claridad,  $K_{Tm}$ , definidos como:

$$F_{Dm} = \frac{D_{d,m}(0)}{G_{d,m}(0)} \quad [14]$$

$$K_{Tm} = \frac{G_{d,m}(0)}{B_{0d,m}(0)} \quad [15]$$

donde:

$D_{dm}(0)$ : es la media mensual de la irradiación difusa diaria sobre horizontal.

Para valores diarios medios mensuales de irradiación global y difusa,  $G_{dm}(0)$  y  $D_{dm}(0)$ , como es el caso que nos ocupa, la correlación propuesta por Page [6] ha sido

repetidamente identificada como la que, en general, proporciona los mejores resultados. Viene dada por la expresión:

$$F_{Dm} = 1 - 1,13 K_{Tm} \quad [16]$$

De este modo para cada día típico de cada mes obtenemos las componentes buscadas según:

$$D_{d,m}(0) = F_{Dm} G_{d,m}(0) \quad [17]$$

y

$$B_{d,m}(0) = G_{d,m}(0) - D_{d,m}(0) \quad [18]$$

donde  $B_{dm}(0)$  es la media mensual de irradiación directa diaria sobre superficie horizontal.

2. Estimación de la irradiancia global y de sus componentes directa y difusa sobre superficie horizontal a partir de la media mensual de la irradiación global diaria y de su componente difusa

Se ha constatado que existe una relación entre la irradiancia y la irradiación difusas a la que se denomina *factor de irradiancia difusa*,  $r_D$ , cuyo valor viene dado por la expresión:

$$r_D = \frac{D(0)}{D_{d,m}(0)} = \frac{\pi}{24} \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_S}{\omega_S \cos \omega_S - \sin \omega_S} \right) \quad [19]$$

donde  $\omega$  es el tiempo solar verdadero u hora solar. Asimismo, la irradiancia y la irradiación globales están relacionadas por el denominado *factor de irradiancia global*,  $r_G$ , viniendo dado por la expresión:

$$r_G = \frac{G(0)}{G_{d,m}(0)} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_S}{\omega_S \cos \omega_S - \sin \omega_S} \right) \quad [20]$$

donde  $a$  y  $b$  se obtienen de las fórmulas empíricas siguientes:

$$a = 0,409 - 0,5016 \sin (\omega_S + 1,047) \quad [21]$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin (\omega_S + 1,047) \quad [22]$$

$r_D$  y  $r_G$  tienen unidades de  $T^{-1}$ , se obtienen por tanto:

$$D(0) = r_D D_{d,m}(0) \quad [23]$$

$$G(0) = r_D G_{d,m}(0) \quad [24]$$

$$B(0) = G(0) - D(0) \quad [25]$$

Debido a que la irradiación a lo largo de una hora (en Wh/m<sup>2</sup>) coincide numéricamente con el valor medio de la irradiancia durante esa hora (en W/m<sup>2</sup>) los valores de irradiancia que desde este momento se manejan pueden ser asimilados a los correspondientes valores de irradiación. Sin embargo, con objeto de que, al final del cálculo, podamos integrar la irradiancia a lo largo de períodos horarios definidos entre horas punta, es necesario tener la precaución de establecer  $\omega$  en la mitad de dichos intervalos para que de este modo la irradiancia represente lo más fielmente posible al valor medio al que se trata de asimilar. Por ejemplo, para poder indicar que un determinado valor de irradiancia es igual a la irradiación entre las 10:00 y las 11:00, es necesario que se establezca  $\omega = -22,5^\circ$  (a las 10:30).

### 3. Estimación de las diferentes componentes de la irradiancia sobre una superficie inclinada a partir de la irradiancia sobre superficie horizontal

La irradiancia global incidente sobre una superficie con orientación  $\alpha$  e inclinación  $\beta$ , será la suma de cada una de sus componentes sobre dicha superficie.

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + AL(\beta, \alpha) \quad [26]$$

A continuación, se trata de forma independiente el cálculo de cada una de las componentes de la irradiancia global.

- La irradiancia directa

Geoméricamente puede establecerse que:

$$B(\beta, \alpha) = \frac{\max(0, \cos \theta_S)}{\cos \theta_{ZS}} B(0) \quad [27]$$

donde  $\theta_S$  es el ángulo de incidencia definido como el formado por los rayos solares y la normal y cuyo coseno vale:

$$\cos \theta_S = \text{sen } \delta \text{ sen } (\phi - \beta) + \cos \delta \cos (\phi - \beta) \cos \omega \quad [28]$$

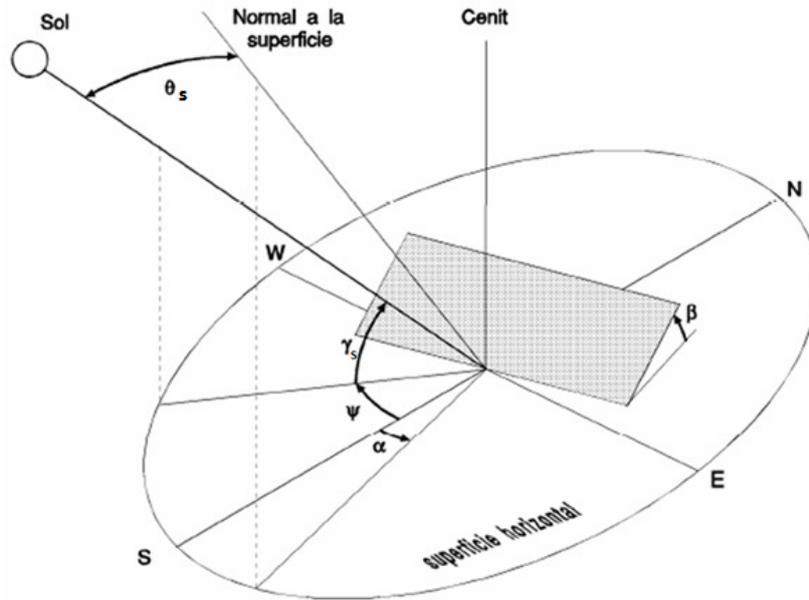


Figura 2. Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie arbitrariamente orientada.

donde  $\theta_{zs}$  es la distancia cenital definida como el ángulo formado por el sol y la vertical y su coseno, para superficies orientadas hacia el ecuador, viene dado por:

$$\cos \theta_{zs} = \text{sen } \delta \text{ sen } \phi + \text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } \omega = \text{sen } \gamma_s \quad [29]$$

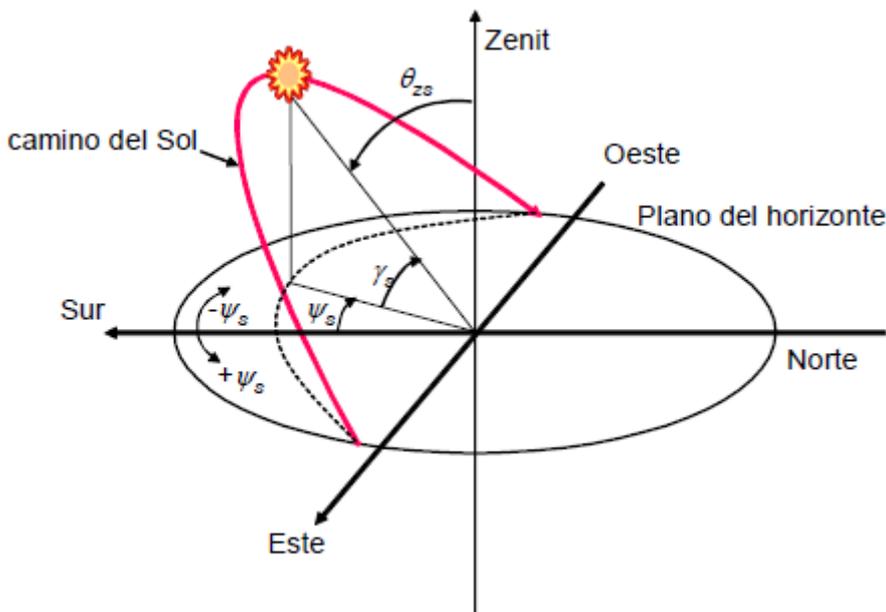


Figura 3. Ángulos que definen la posición del Sol

El factor  $\max(0, \cos \theta_s)$  en la expresión [27] refleja el hecho de que la irradiancia incidente en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos no es aprovechada.

- La irradiancia difusa

Para el cálculo de irradiancia difusa, hemos seguido el modelo de Hay y Davies [7] que propusieron considerar dos zonas en el cielo como fuentes diferentes de radiación: por un lado, el hemisferio celeste entero emitiendo isotrópicamente y responsable de una fracción  $(1 - k_1)$  de la irradiancia difusa sobre una superficie horizontal, y por otro, una región circunsolar (diferente de aquella cuya radiación está incluida en los registros de la radiación directa), emitiendo unidireccionalmente y responsable de la fracción restante,  $k_2$ , de la irradiancia difusa horizontal. El factor de modulación  $k_1$  se denomina índice de anisotropía y se define como:

$$k_1 = \frac{G(0) - D(0)}{B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs}} \quad [30]$$

La ecuación para el cálculo de la irradiancia difusa es:

$$D(\beta, \alpha) = D^I(\beta, \alpha) + D^C(\beta, \alpha) \quad [31]$$

donde

$$D^I(\beta, \alpha) = D(0)(1 - k_1) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \quad [32]$$

y

$$D^C(\beta, \alpha) = \frac{D(0) k_1}{\cos \theta_{zs}} \max(0, \cos \theta_s) \quad [33]$$

definen, respectivamente, la componente isotrópica y la circunsolar.

- La irradiancia del albedo

En general, salvo ambientes con mucha nieve que no es el caso, la contribución del albedo a la radiación que incide sobre los receptores fotovoltaicos suele ser muy pequeña, y no se justifica el uso de modelos muy sofisticados para su estimación. La irradiancia puede estimarse razonablemente mediante la expresión:

$$AL(\beta, \alpha) = \rho G(0) \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad [34]$$

donde  $\rho$  es la reflectividad del suelo, que depende de su composición. Es habitual suponer que  $\rho = 0,2$ .

### Resultados

Las siguientes figuras, representan una comparativa de los resultados obtenidos con el método visto y el que arrojan las aplicaciones Meteonorm y PVGIS. En cada caso, se han tomado los datos de partida de irradiación global sobre horizontal que cada programa tiene en su base de datos para la localidad de Sevilla.

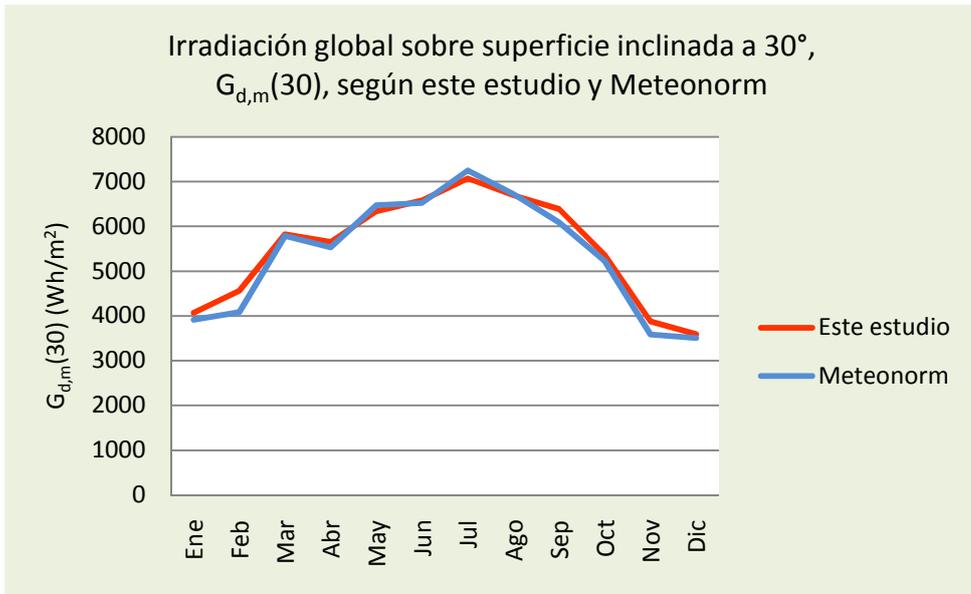


Figura 4

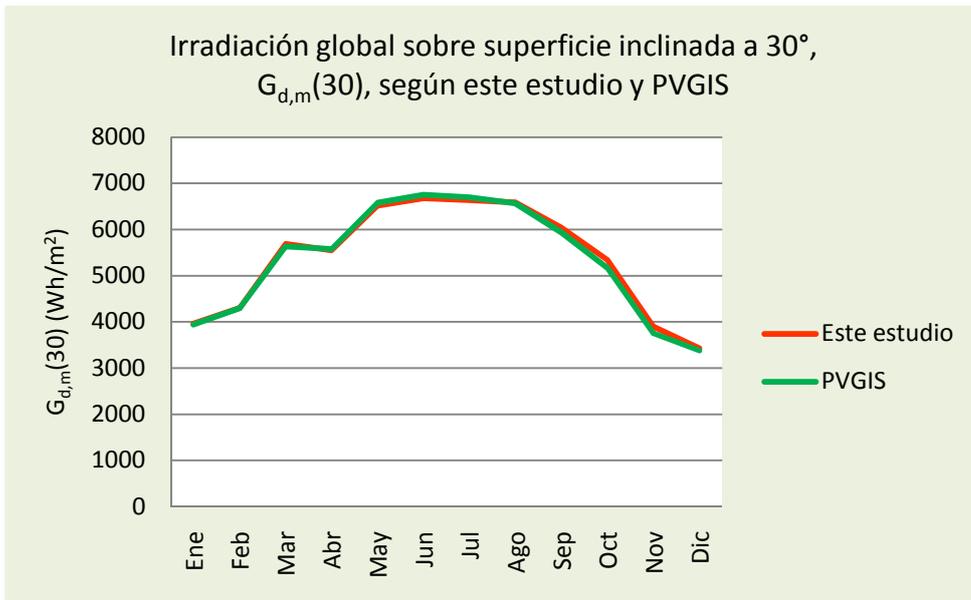


Figura 5

Como puede apreciarse los valores se ajustan bien a los obtenidos por las aplicaciones mencionadas.

### 1.2.4. Estimación de la energía generada

Para poder estimar la energía generada por el generador fotovoltaico, conocida la irradiación incidente sobre el plano del mismo, debemos estimar la potencia en las condiciones experimentales deseadas, y posteriormente evaluar o, por lo menos, asignar un valor de los más comunes existentes en la bibliografía, a los distintos factores de pérdidas que reducen la potencia de un generador desde sus valores nominales hasta sus valores reales de operación. Una vez obtenida esta potencia integraremos estos valores para el período de tiempo en el que deseemos cuantificar la energía generada.

En los siguientes apartados, se describen detalladamente cada uno de los pasos seguidos.

#### 1.2.4.1. Estimación de la evolución diaria de la temperatura ambiente

Dado que los cálculos de la estimación de la energía se hacen hora a hora, y que sólo disponemos de datos medios mensuales mínimos y máximos; se hace necesario estimar la temperatura ambiente para cada una de las horas del día.

Un modelo sencillo, pero que se ajusta muy bien a las observaciones experimentales, se logra considerando que la temperatura ambiente evoluciona de forma parecida a como lo hace la radiación solar, aunque con un retraso de dos horas.

Un conjunto de ecuaciones, acorde con estos supuestos, que permite calcular la temperatura ambiente,  $T_A$ , en cualquier momento del día,  $\omega$ , en función de la temperatura mínima,  $T_{Am}$ , y máxima,  $T_{AM}$ , es:

▶ para  $-\pi < \omega < \omega_S$

$$T_A = T_{AM} - \frac{T_{AM} - T_{Am}}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad [35]$$

donde:

$$a = \frac{\pi}{\frac{\pi}{6} - \omega_S - 2\pi} \quad y \quad b = -a \omega_S$$

▶ para  $\omega_S < \omega < \pi/6$

$$T_A = T_{Am} - \frac{T_{AM} - T_{Am}}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad [36]$$

donde:

$$a = \frac{\pi}{\omega_s - \frac{\pi}{6}} \quad y \quad b = -\frac{a\pi}{6}$$

► y para  $\pi/6 < \omega < \pi$

$$T_A = T_{Am} - \frac{T_{AM} - T_{Am}}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad [37]$$

donde:

$$a = \frac{\pi}{2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6}} \quad y \quad b = -\left(\pi + \frac{a\pi}{6}\right)$$

La figura 6 ilustra la evolución de la temperatura ambiente según los cálculos descritos y de la irradiancia en el plano del generador para un día típico de enero.

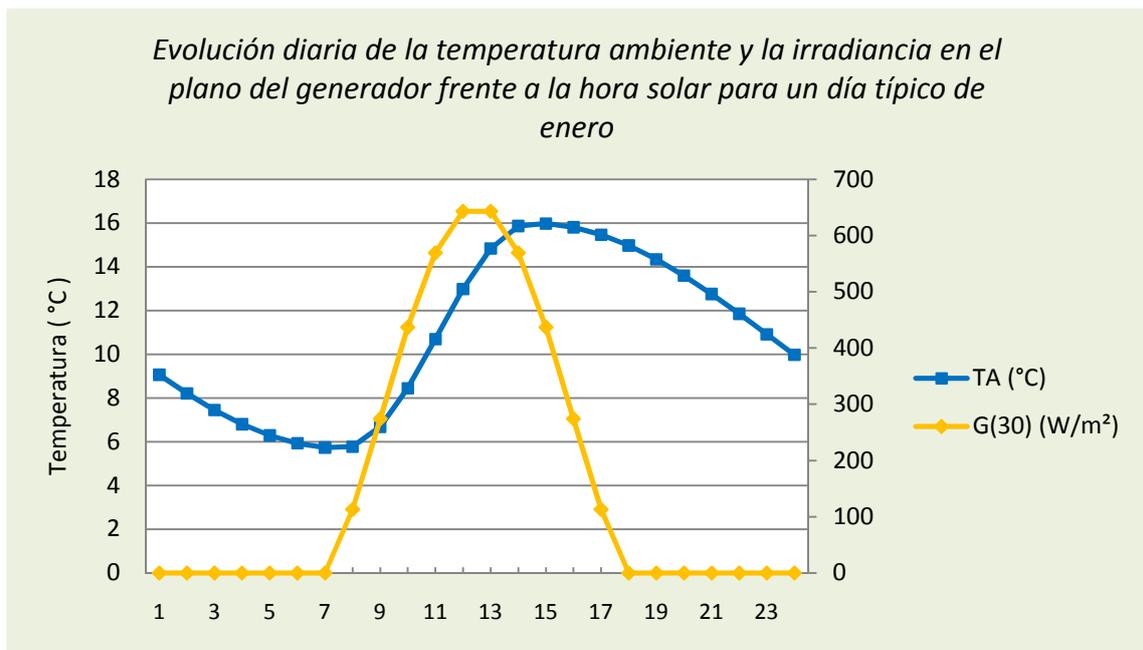


Figura 6

#### 1.2.4.2. Extrapolación de la potencia en CEM a las condiciones reales de operación

Por las especificaciones del fabricante, conocemos la potencia de los módulos en las condiciones estándar de medida. Sin embargo, en condiciones reales de operación, la temperatura de las células va a ser diferente y como consecuencia de ello las células del panel van a variar su eficiencia dando una potencia real diferente.

Esa nueva potencia en las condiciones reales de irradiancia y temperatura de la célula puede calcularse mediante la expresión:

$$P = P^* \frac{G}{G^*} [1 + \gamma(T_C - T_C^*)] \quad [38]$$

donde:

- $P$ : es la potencia máxima del generador en las condiciones deseadas de irradiancia  $G$  y temperatura de célula  $T_C$ .
- $P^*$ : es la potencia máxima del generador en las condiciones estándar de medida, igual a 700 W.
- $G$ : es la irradiancia global incidente en la superficie del generador.
- $G^*$ : es la irradiancia en STC, igual a  $1 \text{ kW/m}^2$ .
- $\gamma$ : es el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura.
- $T_C$ : es la temperatura de la célula en las nuevas condiciones.
- $T_C^*$ : es la temperatura de la célula en STC, igual a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

#### Cálculo de la temperatura de la célula a partir de la temperatura ambiente

En la ecuación anterior se hace referencia a la temperatura de la célula, sin embargo sólo disponemos de la temperatura ambiente. Puede obtenerse la temperatura de la célula a partir de la ambiente mediante el modelo empírico presentado por Wohlgemuth et al [8] mostrado basado en la TONC del módulo y representado por la ecuación:

$$T_C = T_A + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \quad [39]$$

donde:

- $T_C$ : es la temperatura de la célula.
- $T_A$ : es la temperatura ambiente.
- $TONC$ : es la temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico.
- $G$ : es la irradiancia en el plano del generador.

Como ejemplo, se representa en el siguiente gráfico la evolución de la temperatura de la célula y de la temperatura ambiente para un día típico del mes de julio, donde se alcanza para la primera el máximo valor medio mensual igual a  $66 \text{ }^\circ\text{C}$ .

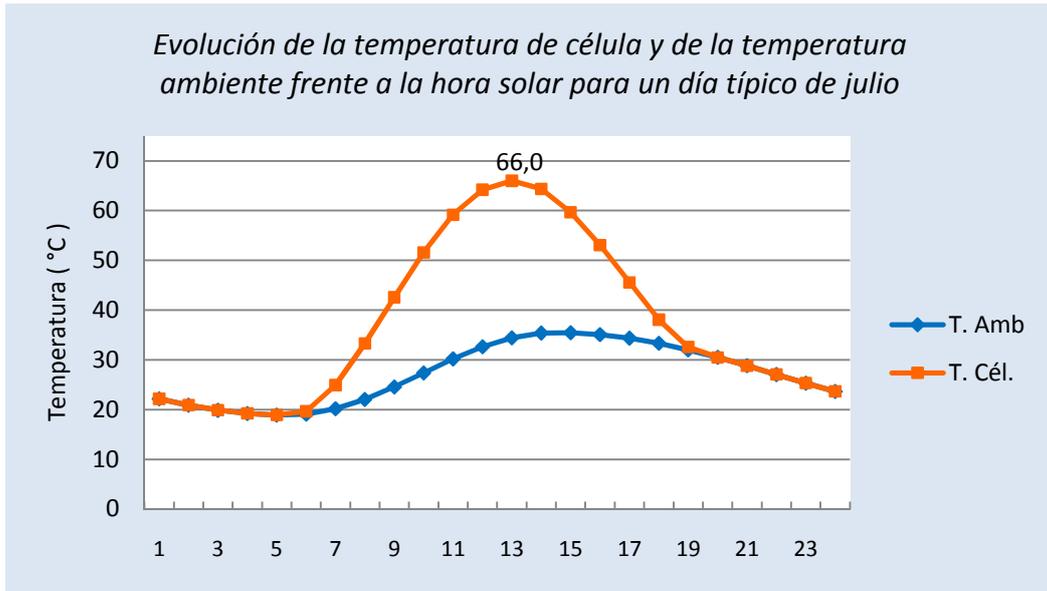


Figura 7

Proceso de cálculo

A modo de ejemplo, se expone el cálculo de la energía generada en el intervalo horario que va de las 11:00 a las 12:00 de un día típico de enero.

Mes	Hora	$G(30)$ (W/m <sup>2</sup> )	$T_A$ (°C)	$T_c$ (°C)	$P_{MOD,M}$ (W)	$P_{GFV,M}$ (W)
1	10	437	8,4	23,2	101,3	5168
1	11	569	10,7	29,9	128,0	6526
1	12	643	13,0	34,7	141,3	7208
1	13	643	14,8	36,5	140,1	7143

Tabla 2

Como se indicó anteriormente, (al igual que sucede con los datos horarios de Meteororm), los datos son designados por el fin del intervalo. Así, los valores de irradiancia, temperatura, etc, para las 12:00 se representan el valor medio del intervalo de las 11:00 a las 12:00.

La irradiancia media durante esa hora sobre el plano del generador inclinado 30° es de 643 W/m<sup>2</sup>, y la temperatura ambiente media durante ese intervalo es de 13,0 °C. Con estos datos calculamos la temperatura de la célula mediante la expresión [39]:

$$T_c = 13,0 \text{ °C} + \frac{47 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 643 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 34,7 \text{ °C}$$

Y a continuación, mediante la expresión [38], calculamos la potencia máxima de un módulo para estas condiciones de irradiancia y temperatura:

$$P_{MOD,M} = 230 \text{ W} \frac{643 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \left[ 1 - \frac{0,46}{100} \frac{1}{\text{°C}} \cdot (34,7 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) \right] = 141,3 \text{ W}$$

y para el generador completo, constituido por 51 módulos, tendremos:

$$P_{GFV,M} = 51 \cdot P_{MOD,M} = 51 \cdot 141,3 \text{ (W)} = 7.208 \text{ W}$$

#### 1.2.4.3. Pérdidas energéticas en la parte de DC

Los datos de potencia del generador calculados según el epígrafe anterior sólo tienen en cuenta la disminución de la eficiencia de los módulos a causa de la temperatura. Sin embargo, existen otros muchos factores que hacen que la potencia efectiva del generador acabe siendo menor que la anteriormente calculada. En este apartado, se analizan cada uno de estos factores de pérdidas.

- Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

No se consideran pérdidas por sombreado en esta primera instalación ya que va ubicada en altura sobre cubierta, las tres filas de módulos están muy separadas unas de otras y los muretes de la cubierta son de la misma altura que el nivel inferior de los módulos.

- Pérdidas por inclinación y orientación

No se consideran pérdidas por estos conceptos pues la inclinación de los módulos es la óptima y la orientación sur.

- Pérdidas por polvo o suciedad

En general se suelen asignar valores comprendidos entre el 2 % y el 7 %. Teniendo en cuenta las características del entorno donde se encuentra ubicada la instalación y el hecho de que no se prevén limpiezas periódicas de los módulos, asignaremos un valor del 5 %.

- Pérdidas por diferencias con la potencia nominal

Se deben a la tolerancia dentro de la que el fabricante asegura que puede estar la potencia de sus módulos. En nuestro caso para los módulos A-230P la tolerancia de los módulos es de un  $\pm 2\%$ , por lo que tomaremos un  $2\%$  de pérdidas por este concepto.

- Pérdidas por desacople entre módulos (mismatch)

Se deben a que los módulos que componen el sistema no son exactamente iguales y el de peores características limita la respuesta eléctrica de la asociación. Estas pérdidas pueden minimizarse clasificando los módulos para asociar en serie aquellos que estén en el mismo rango. Estas pérdidas suelen asumirse en torno al  $3\%$ .

- Pérdidas angulares

Son debidas al hecho de que en condiciones reales de operación la radiación solar incidente no es necesariamente perpendicular al módulo, tal como sucede en la determinación de la potencia bajo condiciones estándar. Este hecho agudiza las pérdidas por reflexión en la superficie del panel.

Entre los diferentes modelos propuestos en la literatura, destaca el de N. Martín y J.M. Ruiz [9]. Los autores proponen un modelo que no presenta discontinuidades y se ajusta bien para todos los ángulos de incidencia, en contraste con el modelo adoptado por ASHRAE [10] (*American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning*) y por herramientas de simulación como PVSYST. También presenta mejores resultados de ajustes que el modelo polinomial desarrollado por King [11, 12].

De las diferentes variantes del modelo que los autores proponen, local, mixto y global, hemos utilizado del modelo mixto, que combina precisión y sencillez.

Las pérdidas angulares anuales según el modelo mixto vienen dadas por:

$$AAL = l_{m0} + l_{\phi\beta0} \cdot f(\phi, \beta) + \Delta l_m [1 - 1,96 \cdot f(\phi, \beta)] \quad [40]$$

donde:

- AAL*: son las pérdidas angulares anuales (*Annual Angular Reflection Losses*) en tanto por ciento.
- $l_{m0}$ : es la media mundial del mínimo valor de *AAL* igual a  $3,358\%$ .
- $l_{\phi\beta0}$ : es la media mundial del factor parabólico.
- $\Delta l_m$ : es el coeficiente de desviación del mínimo de *AAL* respecto del mínimo valor medio mundial, representa la corrección para la latitud de la localidad elegida.

$$f(\phi, \beta) = (\hat{\phi}_\beta - \varepsilon)^2 [1 + \delta(\hat{\phi}_\beta - \varepsilon)] \quad [41]$$

$$\hat{\phi}_\beta = (|\phi| - \beta)/90 \quad [42]$$

donde:

$$\varepsilon = 0,54 \frac{|\phi|}{90} \left( \frac{|\phi|}{90} - 0,5 \right) \quad [43]$$

$$\delta = \max(\delta_1, \delta_2, \delta_3) \left[ \begin{array}{l} \delta_1 = -12,7 \left( \frac{|\phi|}{90} - 0,26 \right) \left( \frac{|\phi|}{90} - 0,15 \right) \\ \delta_2 = -0,53 + 2,4 \left( \frac{|\phi|}{90} - 0,5 \right) \\ \delta_3 = -10,6 \left( \frac{|\phi|}{90} - 0,65 \right) \left( \frac{|\phi|}{90} - 1,46 \right) \end{array} \right] \quad [44]$$

Se muestra en la gráfica las pérdidas anuales por reflexión en nuestro generador para diferentes ángulos de inclinación de los módulos.

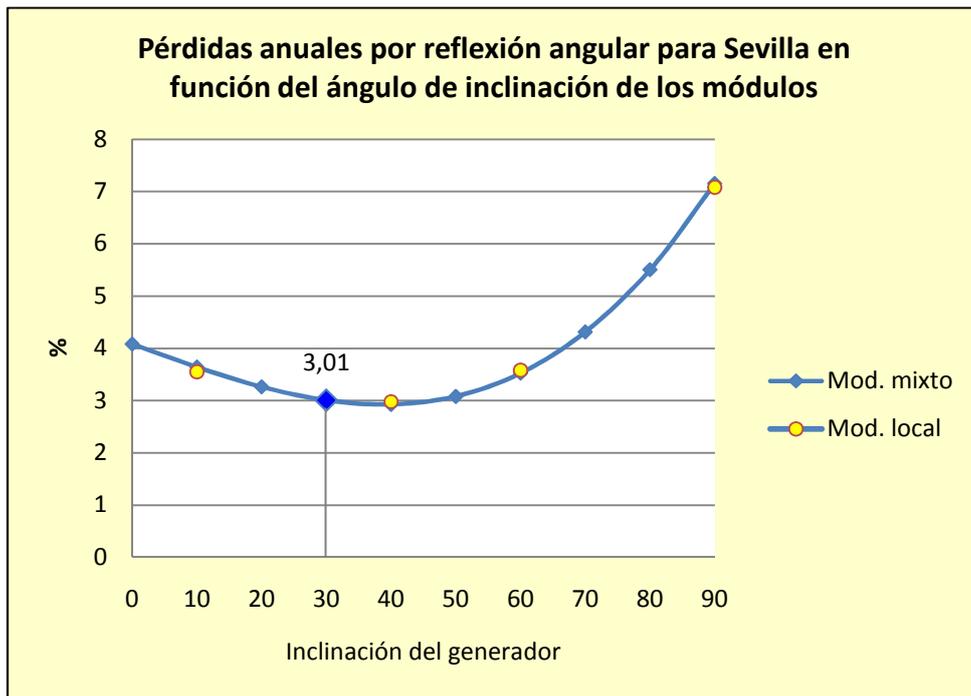


Figura 8

Los puntos amarillos para ángulos de 10°, 40°, 60° y 90°, son los proporcionados por los autores para esta ciudad según el **modelo local** de mayor precisión. Como puede verse el modelo mixto usado no difiere significativamente del modelo local.

Por tanto, las pérdidas anuales por este concepto de nuestro generador, serán del 3,0 %.

- Pérdidas espectrales

Las pérdidas espectrales se deben a que los módulos son espectralmente selectivos, lo que hace que variaciones en la distribución espectral produzcan variaciones en la respuesta eléctrica de los mismos. Estas variaciones ocurren cuando varía la composición de la atmósfera, la masa relativa de aire (AM), es decir, la longitud del camino que recorren los rayos solares para llegar al generador fotovoltaico o el índice de claridad del aire.

La siguiente figura muestra cómo la variación espectral solar a lo largo del día desde el amanecer hasta el mediodía, resulta en una influencia sistemática sobre la corriente de cortocircuito normalizada para una célula de silicio típica. Para módulos de silicio cristalino, la  $I_{sc}$  normalizada es típicamente algunos puntos porcentuales más alta en altas condiciones de AM que a mediodía solar.

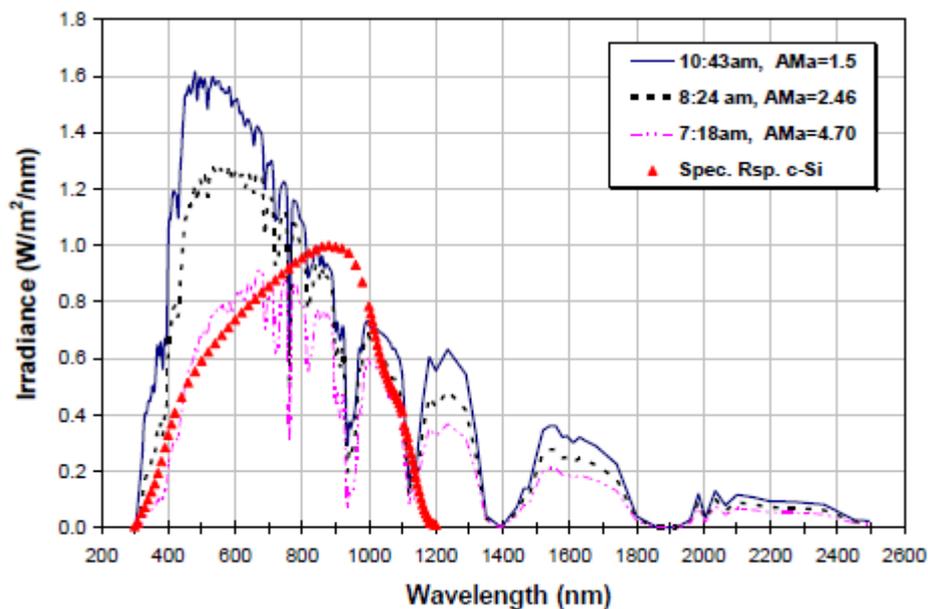


Figura 9. Irradiancia espectral solar medida en un día claro en Davis, (California), para diferentes condiciones de AM durante un día. La respuesta espectral normalizada de una célula solar de silicio se presenta superpuesta en rojo para comparación.

Según King [13], el efecto acumulativo de la influencia del espectro solar en la producción anual de energía es típicamente bastante pequeño, menor del 3 %. Según E. Lorenzo [2], en referencia a este efecto, cuando se considera integrado a lo largo de todo un año, raramente supera el 2 % en semiconductores con respuesta espectral ancha (c-Si) y el 4 % en semiconductores con respuesta espectral estrecha (a-Si, AsGa, etc.). Consideraremos por tanto un 2 %.

- Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC

Estas pérdidas son debidas a la energía perdida por efecto Joule como consecuencia de la resistencia óhmica del cableado. Se tomará un valor del 1 %.

#### 1.2.4.4. Estimación de la potencia a la salida del generador fotovoltaico

A la potencia del generador FV calculada en el epígrafe 2.4.2. mediante extrapolación de las condiciones estándar a las condiciones reales de irradiancia y temperatura,  $P_{GFV,M}$ , hay que aplicarle las pérdidas anteriormente consideradas en forma de un factor  $L_{DC}$  que las engloba obtenido como el producto de las diferentes pérdidas estudiadas anteriormente  $L_{i,DC}$  y que se listan en la tabla 3:

$$L_{DC} = 1 - \prod_{i=1}^6 (1 - L_{i,DC}) \quad [45]$$

Composición de las pérdidas energéticas, $L_{DC}$			%
$L_{1,DC}$	Pérdidas por polvo y suciedad	$L_{PS}$	5,0
$L_{2,DC}$	Pérdidas angulares	$L_A$	3,0
$L_{3,DC}$	Pérdidas espectrales	$L_S$	1,0
$L_{4,DC}$	Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	$L_{PN}$	2,0
$L_{5,DC}$	Pérdidas por mismatch o de conexionado	$L_M$	3,0
$L_{6,DC}$	Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,DC}$	1,0
			$L_{DC}$ 14,15%

Tabla 3. Relación de los diferentes tipos de pérdidas consideradas en la parte DC del generador con especificación del valor porcentual.

De este modo obtenemos la potencia,  $P_{DC}$ , disponible a la salida del generador FV.

$$P_{DC} = P_{GFV,M}(1 - L_{DC}) \quad [46]$$

Para el ejemplo iniciado anteriormente, la potencia del generador FV, tras la aplicación de estas pérdidas será:

$$P_{DC} = 7.208 \cdot (1 - 0,1415) = 6.188 \text{ W}$$

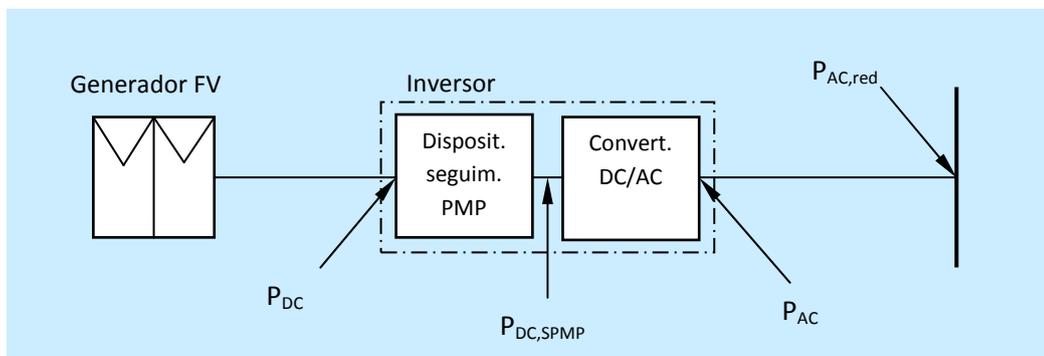


Figura 10. Pérdidas en la instalación FV

#### 1.2.4.5. Estimación de la potencia a la entrada del inversor

El seguimiento del punto de máxima potencia tiene un determinado rendimiento,  $\eta_{SPMP}$ , como consecuencia de ello existen pérdidas ocasionadas por el hecho de que el algoritmo con que el inversor busca el punto de máxima potencia no es un sistema ideal, lo que implica:

- la coincidencia del punto de trabajo con el punto de máxima potencia no es exacta,
- el tiempo empleado en responder ante una variación de las condiciones no es cero.

Los inversores actuales presentan un rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia superior al 97 %. Se considerará un rendimiento del 98 %, lo que implica unas pérdidas por este concepto,  $L_{SPMP}$ , igual a:

$$L_{SPMP} = 1 - \eta_{SPMP} = 1 - 0,98 = 2 \% \quad [47]$$

Con este valor podemos estimar la potencia disponible a la entrada del inversor, la cual valdrá:

$$P_{DC,SPMP} = P_{DC}\eta_{SPMP} = P_{DC}(1 - L_{SPMP}) \quad [48]$$

#### 1.2.4.6. Estimación de la potencia a la salida del inversor

El procedimiento más adecuado es el uso de la curva de eficiencia AC/DC del inversor. Dado que el fabricante no especifica la curva de rendimiento en su hoja de especificaciones técnicas, hemos seguido el siguiente procedimiento.

Sabemos que la eficiencia máxima es del 94,90 % y la euroeficiencia es del 93,30 %. El programa de simulación PVSYST es capaz de sintetizar, a partir de estos dos datos, la curva de rendimiento en función de la potencia de entrada con un grado de precisión suficiente para el propósito que nos ocupa. Para ello, se muestra la ventana donde se le ha suministrado estos valores:

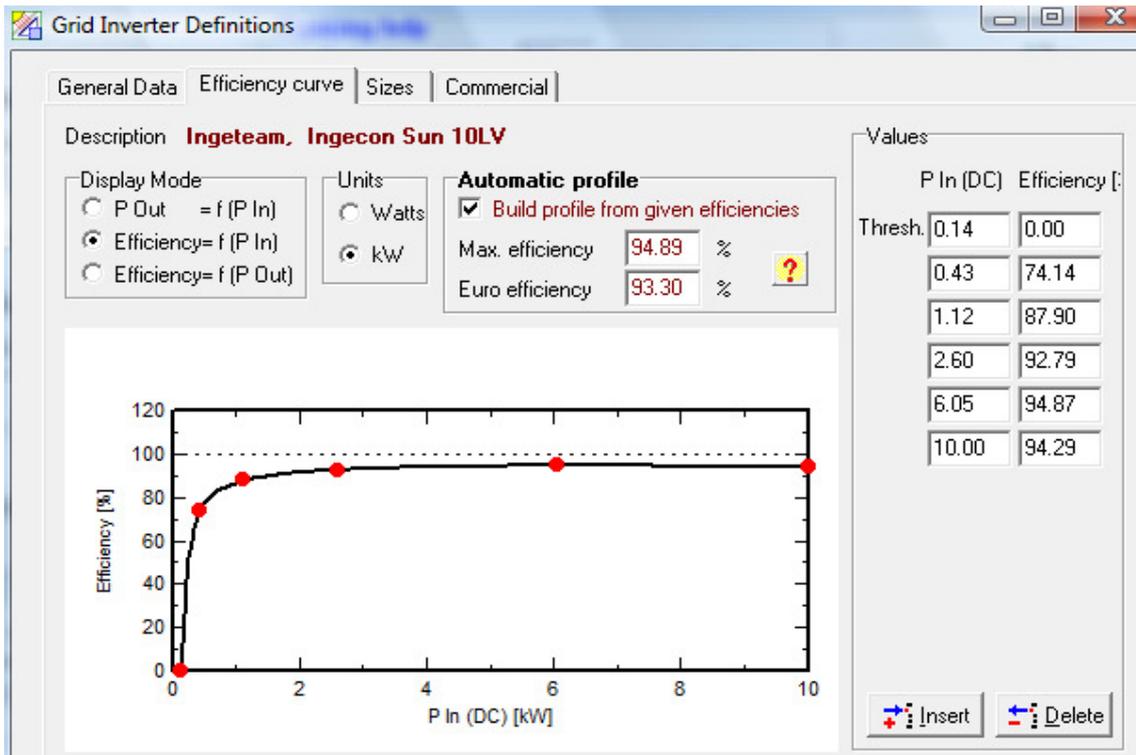


Figura 11. Curva de eficiencia del inversor sintetizada por el programa PVSYSY a partir de los datos de la eficiencia máxima y la euroeficiencia.

A la derecha, el programa nos ofrece seis puntos de la curva, donde el primero corresponde a la potencia umbral (*Threshold*).

Es posible encontrar una expresión polinómica de la eficiencia instantánea del inversor en función de la potencia de entrada, que se ajuste a la curva arriba representada utilizando la expresión:

$$\eta_b = \frac{p_{in} - (b_0 + b_1 \cdot p_{in} + b_2 \cdot p_{in}^2)}{p_{in}} \quad [49]$$

Donde los valores de los coeficientes  $b_0$ ,  $b_1$  y  $b_2$  representan los coeficientes de pérdidas. Este ajuste se consigue para los siguientes valores de los coeficientes  $b$ :

$$b_0 = 0,01 \quad b_1 = 0,03 \quad b_2 = 0,015$$

La figura 12 muestra la curva polinómica obtenida para la eficiencia instantánea del inversor.

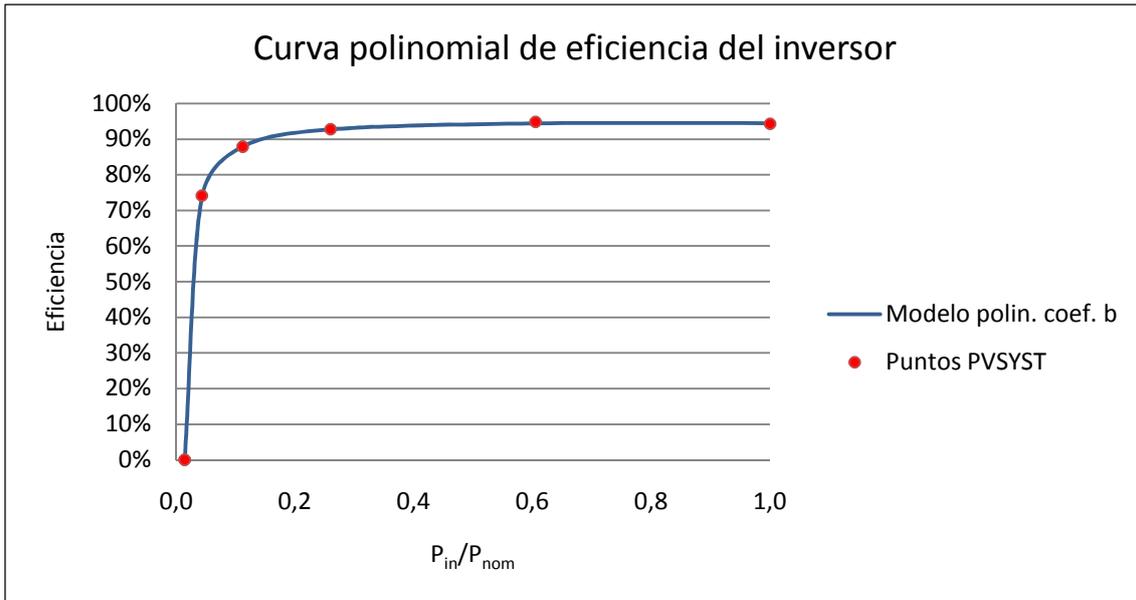


Figura 12. Curva de eficiencia instantánea en función de la potencia de entrada mediante el modelo polinómico de coeficientes  $b$  del inversor Ingecon Sun 10 ajustada a los puntos obtenidos por PVSYST para la eficiencia de este mismo inversor.

De este modo la potencia AC,  $P_{AC}$ , a la salida del inversor puede calcularse cada hora para cada valor de  $P_{DC,SMPP}$  según:

$$P_{AC} = P_{DC,SMPP} \cdot \eta_{SPMP} \quad [50]$$

#### 1.2.4.7. Estimación de la potencia inyectada a la red

Al igual que en la parte de DC, se producen pérdidas en el cableado de AC,  $L_{Ohm,AC}$ , que tomaremos igual al 1%. La potencia en el punto de conexión con la red,  $P_{Ohm,AC}$ , se obtiene según:

$$P_{Ohm,AC} = P_{AC}(1 - L_{Ohm,AC}) \quad [51]$$

No se tendrán en cuenta otras posibles pérdidas, por lo que:

$$P_{AC,red} = P_{Ohm,AC}$$

Realizando los cálculos horarios indicados en los pasos anteriores para cada valor de irradiancia y temperatura ambiente del año e integrando a todo el año se obtiene la estimación de la energía anual producida por el sistema.

1.2.4.8. *Determinación de otras pérdidas implícitas en los cálculos*

Los valores de esta integración permiten estimar otros dos factores de pérdidas implícitos en los cálculos anteriores: las pérdidas por temperatura,  $L_{temp}$  y las pérdidas por rendimiento del inversor,  $L_{\eta inv}$ .

- Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura pueden estimarse mediante:

$$L_{temp} = 1 - \frac{E_m}{\frac{P^*}{G^*} G_a} \quad [52]$$

donde:

- $L_{temp}$ : son las pérdidas por temperatura en tanto por uno.
- $E_m$ : es la energía integrada anual en el punto de máxima potencia del generador FV
- $P^*$ : es la potencia del generador en las condiciones estándar de medida en W.
- $G^*$ : es la irradiancia para las CEM igual a 1000 W/m<sup>2</sup>.
- $G_a$ : es la irradiancia integrada anual incidente en el plano del generador FV en Wh/m<sup>2</sup>.

Obtenemos:

$$L_{temp} = 1 - \frac{21.558 \text{ kWh}}{\frac{11.730}{1000} 2.010 \text{ kWh}} = 8,6 \%$$

- Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

Estas pérdidas pueden estimarse mediante:

$$L_{\eta inv} = 1 - \frac{E_{AC}}{E_{DC,SPMP}} = 1 - \frac{17.017 \text{ kWh}}{18.139 \text{ kWh}} = 6,2 \% \quad [53]$$

donde:

- $E_{DC,SPMP}$ : es la energía disponible a la entrada del inversor.
- $E_{AC}$ : es la energía a la salida del inversor

### 1.2.5. Caracterización del sistema

Se determinan en este apartado algunos parámetros descriptivos del funcionamiento del sistema que ayudan a comparar las instalaciones.

#### 1.2.5.1. Rendimiento del generador

El rendimiento anual del generador fotovoltaico es el cociente entre la energía anual obtenida a la salida del generador fotovoltaico,  $E_{DC,a}$ , (entrada del inversor) y la energía solar anual,  $E_{solar,a}$ , recibida en el generador fotovoltaico:

$$\eta_{GFV,a} = \frac{E_{DC,a}}{E_{solar,a}} \quad [54]$$

donde la energía solar recibida por el generador FV en un año puede calcularse como el producto de la irradiación global anual en el plano del generador por el área total del generador.

$$E_{solar,a} = G_a(30) \cdot A \cdot N \quad [55]$$

$$E_{solar,a} = 2.010 \frac{kWh}{m^2} \cdot 1,63 m^2 \cdot 51 = 167.091 kWh$$

siendo  $A$  el área de un módulo y  $N$  el número total de módulos del generador FV.

Por tanto, el rendimiento del generador es:

$$\eta_{GFV,a} = \frac{E_{DC,a}}{E_{solar,a}} = \frac{18.509 kWh}{167.091 kWh} = \mathbf{11,1 \%}$$

#### 1.2.5.2. Rendimiento del inversor

Rendimiento del inversor en un período de tiempo,  $t$ , es el cociente entre la energía obtenida a la salida del inversor,  $E_{AC}$ , y la energía recibida a su entrada,  $E_{DC}$ , en dicho período:

$$\eta_{INV,t} = \frac{E_{AC,t}}{E_{DC,t}} \quad [56]$$

Por tanto, el rendimiento anual del inversor es:

$$\eta_{INV,a} = \frac{E_{AC,a}}{E_{DC,a}} = \frac{17.017 kWh}{18.509 kWh} = \mathbf{91,9 \%}$$

1.2.5.3. *Productividad final (Final Yield)*

Especialmente interesante resulta conocer la normalización de la energía producida a la potencia pico de la instalación para obtener la energía generada por cada kWp instalado, denominada también Horas Equivalentes de Sol, HES, o “Final Yield”,  $Y_F$ :

$$HES \left( \frac{kWh}{kWp} \right) = \frac{E_{AC,red}}{P^*} \quad [57]$$

$$HES \left( \frac{kWh}{kWp} \right) = \frac{16.847 kWh}{11,73 kWp} = 1.436 \frac{kWh}{kWp}$$

donde:

$E_{AC,red}$ : es la energía anual inyectada en la red.

$P^*$ : es la potencia nominal en condiciones estándar del generador FV.

1.2.5.4. *Productividad de referencia (Reference Yield)*

Se define como la irradiación solar anual incidente en el plano del generador fotovoltaico,  $G_a(\beta, \alpha)$ , expresada en kWh/m<sup>2</sup>, respecto de la irradiancia en CEM de 1 kW/m<sup>2</sup>.

$$Y_R = \frac{G_a(\beta, \alpha)}{G^*} = \frac{2.010 \frac{kWh}{m^2}}{1 \frac{kW}{m^2}} = 2.010 h \quad [58]$$

donde:

$G_a(\beta, \alpha)$ : es la irradiación anual incidente en el plano del generador FV.

$G^*$ : es la irradiancia en condiciones estándar de medida (igual a 1 kW/m<sup>2</sup>).

1.2.5.5. *Rendimiento global del sistema (Performance Ratio)*

Se define

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{1.436 \frac{kWh}{kWp}}{2.010 \frac{kW}{m^2}} = \mathbf{0,714} \quad [59]$$

### 1.2.6. Resultados del estudio energético

La tabla inferior representa en columnas de izquierda a derecha: los valores medios mensuales de la irradiación global diaria sobre horizontal, las medias mensuales de la irradiación global diaria sobre superficie inclinada a 30°, la irradiación acumulada mensual sobre superficie inclinada a 30°, los rendimientos globales de la instalación para cada mes y para el año y los ingresos mensuales y anual generados por la venta de electricidad.

	$G_{dm}(0)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$G_{dm}(30)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$G_m(30)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$E_{AC,red}$ (kWh)	PR	Ingresos (€)
Ene	2,52	4,07	126	1132	0,76	384,80
Feb	3,25	4,56	128	1128	0,75	383,38
Mar	4,71	5,83	181	1570	0,74	533,75
Abr	5,37	5,66	170	1451	0,73	493,22
May	6,61	6,34	196	1634	0,71	555,69
Jun	7,20	6,58	197	1600	0,69	544,02
Jul	7,58	7,07	219	1724	0,67	586,01
Ago	6,52	6,69	207	1642	0,67	558,35
Sep	5,37	6,38	192	1545	0,69	525,30
Oct	3,87	5,36	166	1398	0,72	475,34
Nov	2,50	3,88	116	1025	0,75	348,34
Dic	2,16	3,59	111	999	0,76	339,77
Año:			2.010	<b>16.847</b>	0,72	5.727,98

Tabla 4. Resultados del estudio energético

La tabla 5 resume las pérdidas que entran en juego en el sistema, tanto las asignadas como las extraídas del cálculo.

Factores de pérdidas		%
Pérdidas por polvo y suciedad	$L_{PS}$	5,0
Pérdidas angulares	$L_A$	3,0
Pérdidas espectrales	$L_S$	1,0
Pérdidas por temperatura	$L_{temp}$	8,6
Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	$L_{PN}$	2,0
Pérdidas por mismatch o de conexionado	$L_M$	3,0
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,DC}$	1,0
Pérdidas por seguimiento del PMP	$L_{SPMP}$	2,0
Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	$L_{\eta inv}$	6,2
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,AC}$	1,0

Tabla 5. Factores de pérdidas

### 1.3. ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras soporte son del mismo fabricante de los módulos, ATERSA. Son las de tipo V, especiales para tejado o terraza plana. El objeto de este apartado es calcular los muretes de hormigón sobre los cuales irá fijada la estructura para evitar el vuelco de la misma frente al viento.

#### 1.3.1. Cálculo de la fuerza del viento

Tomaremos para nuestros cálculos un viento máximo de 150 km/h, correspondiente a un viento clase 12 en la escala de *Beaufort*, clasificado como huracán.

Consideraremos que el viento actúa en un plano horizontal en la dirección más desfavorable, es decir, con dirección sur.

El viento produce una presión dinámica  $w$  ( $\text{kg/m}^2$ ) en los puntos donde su velocidad se anula de valor:

$$w = \frac{v^2}{16} = \frac{\left(150 \cdot \frac{\text{km}}{\text{h}} \cdot \frac{1000 \text{ m}}{1 \text{ km}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}\right)^2}{16} = 108,5 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \quad [60]$$

Donde se observa que a cada velocidad le corresponde un valor de presión. A una velocidad 42 m/s corresponde una presión frontal de:

La fuerza  $F$  del viento, que actúa de forma perpendicular a la superficie vertical  $S \cdot \text{sen} \alpha$ , se puede descomponer en  $F_1 = F \cdot \text{sen} \alpha$ , que incide perpendicularmente a la superficie del panel, y en  $F_2 = F \cdot \text{cos} \alpha$ , que lo hace paralelamente, causando el deslizamiento del aire, cuyos efectos se desvanecen en rozamientos y remolinos a lo largo de la superficie del panel. La fuerza  $F_1$  al actuar en sentido normal al panel es, pues, la única a tener en cuenta a efectos de vuelco.

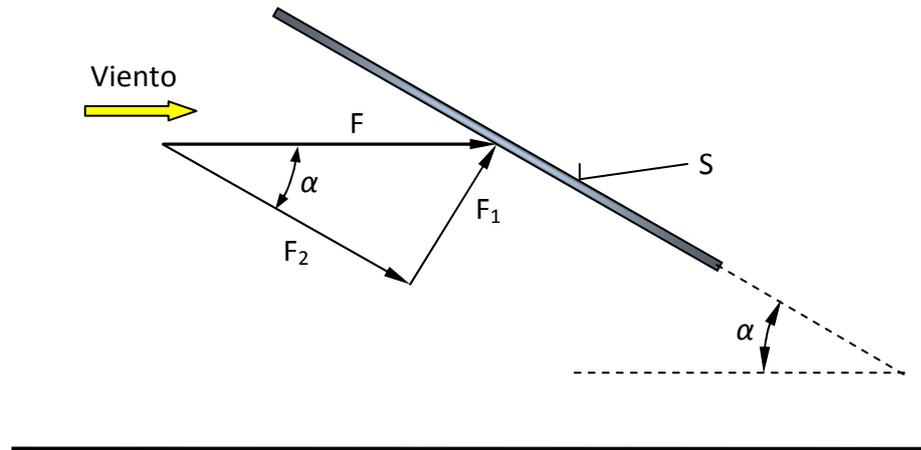


Figura 13. Descomposición de la fuerza del viento incidente en la parte posterior del módulo

$$F_1 = F \cdot \text{sen} \alpha = p S \text{sen} \alpha \cdot \text{sen} \alpha = p S \text{sen}^2 \alpha \quad [61]$$

Con lo cual la fuerza sobre la totalidad de las ocho estructuras será:

$$F_1 = p \cdot S \cdot \text{sen}^2 \alpha = 108,5 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot (2 \text{ m} \cdot 1,645 \text{ m}) \cdot \text{sen}^2 30^\circ = 89,2 \text{ kg}$$

### 1.3.2. Cálculo de las zapatas de la estructura soporte

Para el cálculo de las zapatas o muretes de hormigón de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, procederemos del siguiente modo: calcularemos el mínimo peso de los muretes de hormigón que evitan el vuelco de la estructura para la velocidad de viento considerada y demostraremos que unos muretes de hormigón de 25 cm x 25 cm ofrecen un peso mayor que el mínimo calculado.

En el cálculo, no consideraremos el peso de la estructura en sí, ni de los módulos, lo cual constituye un factor de seguridad añadido. Partiremos del esquema de la estructura en situación de equilibrio, y calcularemos el mínimo peso necesario de los muretes de hormigón.

$$F_1 \cdot d_1 = P \cdot d_2 \quad [62]$$

Donde  $F_1$  es la componente normal de la fuerza del viento,  $P$  el peso del murete trasero de hormigón y  $d_1$  y  $d_2$  las distancias respectivas del punto de aplicación de dichas fuerzas al eje de giro por vuelco de la estructura.

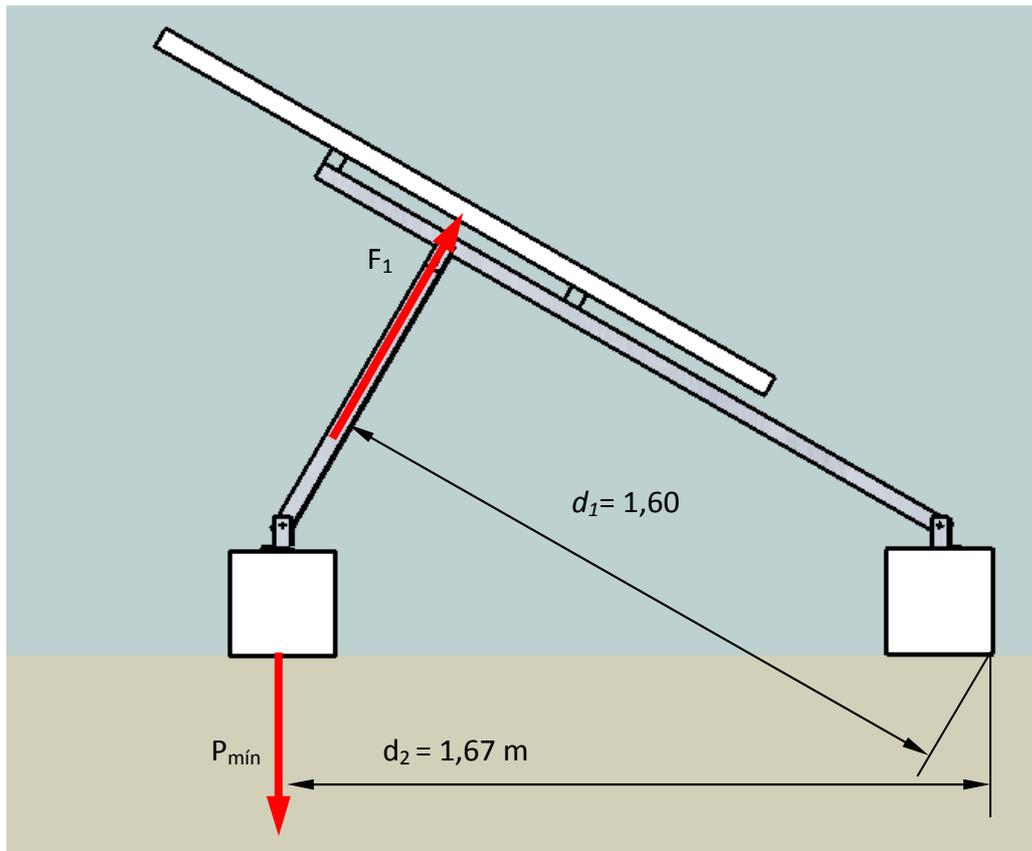


Figura 14. Diagrama de equilibrio de la estructura

$$P_{\min} = \frac{F_1 \cdot d_1}{d_2} = \frac{89,2 \text{ kg} \cdot 1,60 \text{ m}}{1,67 \text{ m}} = 85,5 \text{ kg}$$

Peso de la zapata:

Volumen de hormigón =  $0,25 \text{ m} \times 0,25 \text{ m} \times 2 \text{ m} = 0,686 \text{ m}^3$

Densidad hormigón =  $2.000 \text{ kg/m}^3$

Peso zapata corrida de hormigón =  $0,125 \text{ m}^3 \cdot 2.000 \text{ kg/m}^3 = 250 \text{ kg}$

Por tanto el peso de la zapata de hormigón considerado **es válido** al ser mayor que el mínimo y con un coeficiente de seguridad de:

$$n = \frac{250}{85,5} = 2,9$$

## 1.4. DIMENSIONADO DE LAS CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Para el dimensionado de la sección de los conductores de los cables a utilizar se han de tener en cuenta dos criterios a respetar, imponiéndose el más restrictivo de ellos:

- La máxima intensidad admisible por el cable.
- La máxima caída de tensión permisible en el cable.

### 1.4.1. Tramo módulos - Caja de conexiones DC

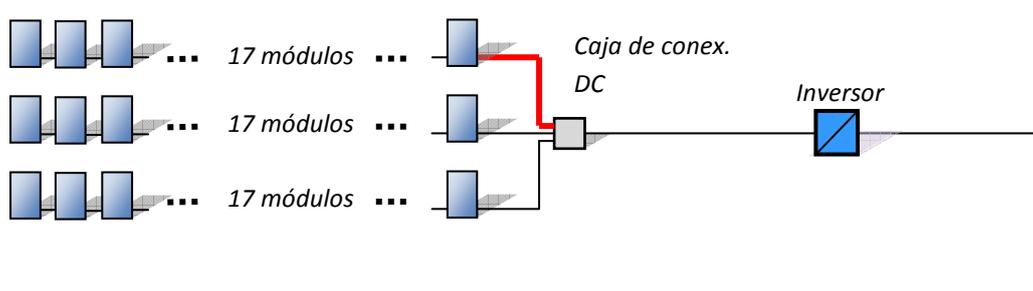


Figura 15

- *Criterio de la máxima intensidad admisible por el cable (para todas las ramas)*

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. En este caso:

$$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 8,12 A = 10,15 A$$

La intensidad máxima admisible por los conductores viene dada por la tabla V de la norma UNE 20.460-5-523 (tabla 6).

Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)
1,5	21
2,5	29
4	38
6	49
10	68
16	91
25	116
35	144
50	175
70	224
95	271
120	314

Tabla 6. Máxima intensidad admisible de los cables en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del aire de 40 °C (Fuente: norma UNE 20.460-5-523).

Dichos valores vienen dados para una temperatura del aire de 40 °C. Para el caso que nos ocupa consideraremos una temperatura del aire de 50 °C. Dicha consideración se traduce en la inclusión de un factor de corrección para los valores de la tabla de 0,9, de acuerdo con la tabla 7 de la ITC BT 06 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Por tanto, el cable con sección 1,5 mm<sup>2</sup> admite  $0,9 \cdot 21 = 18,9$  A, por lo que, en lo que a intensidad máxima admisible se refiere, la mínima sección sería 1,5 mm<sup>2</sup>.

- *Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable*

La caída de tensión máxima admisible entre los módulos y la caja DC será del 1,0 % de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Calculando para la rama más alejada de la caja de conexiones DC, dicha condición se cumple cuando la sección del cable es como mínimo de:

$$S_{m,rama} = \frac{2 L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \quad [63]$$

$$= \frac{2 \cdot 66 \text{ m} \cdot 7,62 \text{ A}}{0,01 \cdot 17 \cdot 30,2 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 3,50 \text{ mm}^2$$

Por tanto, teniendo en cuenta ambos criterios, se utilizará cable de  $4 \text{ mm}^2$  para las todas las ramas o strings. Los cables serán mangueras unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)) de tensión de trabajo 0,6/1 kV según UNE 21.320, con configuración flexible, instalados al aire y con montaje superficial.

#### 1.4.2. Línea principal de continua

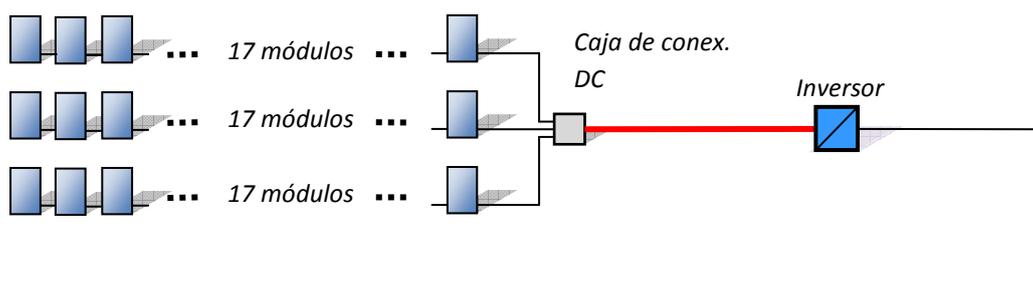


Figura 16

- *Criterio de la máxima intensidad admisible por el cable: para todas las ramas.*

El cable principal de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En este caso:

$$1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 3 \cdot 8,12 \text{ A} = 30,45 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla 6, el cable con sección  $4 \text{ mm}^2$  admite  $0,9 \cdot 38 = 34,2 \text{ A}$ .

- *Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable.*

Se supondrá que en este tramo cae un 0,5 % de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico.

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{principal} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} =$$

$$\frac{2 \cdot 59 \text{ m} \cdot 3 \cdot 7,62 \text{ A}}{0,005 \cdot 17 \cdot 30,2 \text{ A} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 18,8 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, se utilizará cable de sección  $25 \text{ mm}^2$ . Los cables serán de las mismas características que los descritos en el epígrafe anterior.

### 1.4.3. Tramo de alterna

Une el inversor con el punto de conexión con la red.

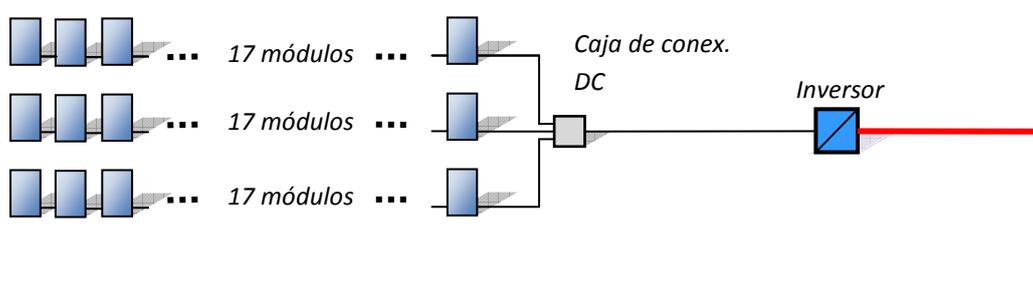


Figura 17

- *Criterio de la máxima intensidad admisible por el cable: para todas las ramas.*

El cable de alterna deberá soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor, el  $\cos \phi$  del inversor es igual a uno, pero se toma 0,95 por seguridad:

$$I_{INV,AC} = \frac{P_{INV,AC}}{\sqrt{3} \cdot V_{INV,AC} \cdot \cos \phi} \quad [64]$$

$$I_{INV,AC} = \frac{10.000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0,95} = 15,2 \text{ A}$$

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 15,2 \text{ A} = 19,0 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla 6, el cable con sección  $2,5 \text{ mm}^2$  admite  $0,78 \cdot 29 = 22,6 \text{ A}$ . El factor corrector de 0,78 se debe a que el cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  (tabla 7 de la ITC-BT06).

- *Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable.*

Se supondrá que en este tramo inversor-red cae un 1,5 % de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. El inversor es trifásico con un  $\cos \phi$  igual a uno (caso más desfavorable). La sección mínima que cumple la condición anterior es:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \phi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 41 \text{ m} \cdot 14,4 \text{ A} \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 3,0 \text{ mm}^2$$

Por tanto, se utilizarán cuatro cables unipolares de **6 mm<sup>2</sup>**, ya que ésta es la mínima sección permitida por el RBT para canalizaciones enterradas, con idéntico tipo de aislamiento y cubierta a los descritos para los tramos de continua y en montaje enterrado bajo tubo. El diámetro del tubo, según ITC-BT-21 para canalizaciones enterradas y para 4 conductores de 6 mm<sup>2</sup>, debe ser de 50 mm.

## 1.5. PROTECCIONES

### 1.5.1. Protección de equipos

#### 1.5.1.1. Protección frente a sobreintensidades

Las sobreintensidades pueden estar provocadas por sobrecargas y por cortocircuitos. En los siguientes párrafos se prevé, para cada canalización, las medidas a tomar para que los conductores estén protegidos frente a estos efectos.

#### Red de continua

En las ramas del generador fotovoltaico las intensidades en el punto de máxima potencia son de 7,62 A; las de cortocircuito de la propia rama de 8,12 A y las de cortocircuito que provienen del resto de las ramas de  $2 \cdot 8,12 = 16,24$  A. Por tanto, la máxima intensidad esperable por cortocircuito en una rama del generador es de 16,24 A.

La sección de los conductores de rama es de 4 mm<sup>2</sup> la cual permite una intensidad máxima a su través de  $38 \times 0,9 = 34,2$  A, mucho mayor que la intensidad máxima de cortocircuito esperable sobredimensionada en un 25 %,  $16,24 \cdot 1,25 = 20,3$  A; por lo que según la norma IEC 60364-7-712 esta protección puede omitirse. No obstante, con objeto de facilitar tareas de medición y/o mantenimiento se colocarán interruptores seccionadores en cada rama en la caja de conexiones de continua.

Los interruptores seccionadores deberán poder soportar la máxima tensión alcanzable por la rama, la cual consideramos que ocurre para una temperatura de célula igual a -10 °C:

$$V_{rama,OC(T_c=-10^\circ C)} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ C)} = 17 \cdot 42,0 = 714 V$$

así como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM de la rama:

$$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 8,12 A = 10,15 A$$

El interruptor seccionador elegido es el S802PV-M32 de ABB™, el cual soporta una tensión de 800 V y una intensidad de 32 A. En el apartado [1.5.1. Caja de conexiones DC](#) de la memoria descriptiva se hace una descripción de este dispositivo.

En la línea principal de continua que une la caja de conexiones DC con el inversor, la intensidad en el punto de máxima potencia en CEM es de 22,86 A y la de cortocircuito de 24,36 A. Por tanto, y dado que la sección de este cable ha sido dimensionada conforme a IEC 60364-7-712 para 1,25 veces la máxima intensidad de cortocircuito esperable del generador:

$$1,25 \cdot I_{GFV,SC,STC} = 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 3 \cdot 8,12 = 30,45 \text{ A}$$

puede omitirse esta protección, tanto más cuando el criterio por caída de tensión fue más restrictivo e impuso una sección de 25 mm<sup>2</sup> que admite  $116 \cdot 0,9 = 104,4$  A.

No obstante, es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre el generador fotovoltaico y el inversor de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712. Este interruptor deberá poder soportar la máxima tensión alcanzable por el generador, igual a 714 V, así como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico, igual a 30,45 A, ambos valores calculados anteriormente.

Se elige por tanto, como interruptor principal de continua, el S802PV-M32 de ABB™, el mismo que para las ramas, el cual cumple las condiciones anteriores.

### Red de alterna

El tramo de alterna a proteger une el inversor con el punto de acometida y está constituido por cuatro cables unipolares de 6 mm<sup>2</sup> de sección con intensidad máxima admisible:  $I_z = 49 \cdot 0,78 = 38,2$  A.

En esta parte de la instalación, la protección contra sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos) se hará mediante interruptor automático magnetotérmico.

- El poder de corte de este dispositivo será de 10 kA. En todo caso, deberá comprobarse que este valor es superior a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en el punto de su instalación, el cual se calculará a partir de la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en el punto de conexión con la red, dato que deberá facilitar la empresa distribuidora.
- Tendrá curva B de disparo magnético.
- Su intensidad nominal será superior a:

$$I_B = \frac{P_{INV,AC}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos\phi} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,95} = 15,2 \text{ A}$$

El coseno de  $\phi$  es uno, pero se considera 0,95 por seguridad.

Se elige el interruptor **S 204 M-B 20** de ABB™, de 20 A de intensidad nominal, 10 kA de poder de corte y curva B de disparo; para el cual se cumple la condición de cortocircuito:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad [65]$$

$$15,2 \leq 20 \leq 38,2$$

siendo:

- $I_B$ : corriente para la que se ha diseñado el circuito
- $I_Z$ : corriente máxima admisible del circuito ( $49 \cdot 0,78 = 38,2 \text{ A}$ )
- $I_n$ : corriente asignada del interruptor

y la condición de sobrecarga:

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad [66]$$

siendo  $I_2$  la corriente que asegura la actuación del dispositivo y que, según se especifica en la hoja de características del fabricante, es igual a  $1,45 I_n$ , por lo que:

$$I_2 = 1,45 \cdot 20 \leq 1,45 \cdot 38,2$$

Debido a que el cuadro de protecciones AC, se encuentra ubicado en el interior de la caseta del inversor, la cual está en zona privada; en el módulo de salida, antes del equipo de medida, en cumplimiento de lo dispuesto en el R.D. 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, se instalará un interruptor general con accionamiento manual. Será un interruptor automático magnetotérmico, protegerá frente a sobrecargas y cortocircuitos y podrá ser bloqueado en posición de abierto.

- El poder de corte de este dispositivo será de 10 kA. En todo caso, deberá comprobarse en que este valor es superior a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en el punto de conexión, dato que deberá facilitar la empresa distribuidora.
- Tendrá curva C de disparo magnético.
- Su intensidad nominal será superior a los 15,2 A calculados anteriormente.

Se elige el interruptor **S 204 M-C 25** de ABB™, de 25 A de intensidad nominal, 10 kA de poder de corte y curva C de disparo; para el cual se cumple la condición de cortocircuito:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$15,2 \leq 25 \leq 38,2$$

y la condición de sobrecarga:

$$I_2 \leq 1,45 I_Z$$

$$I_2 = 1,45 \cdot 25 \leq 1,45 \cdot 38,2$$

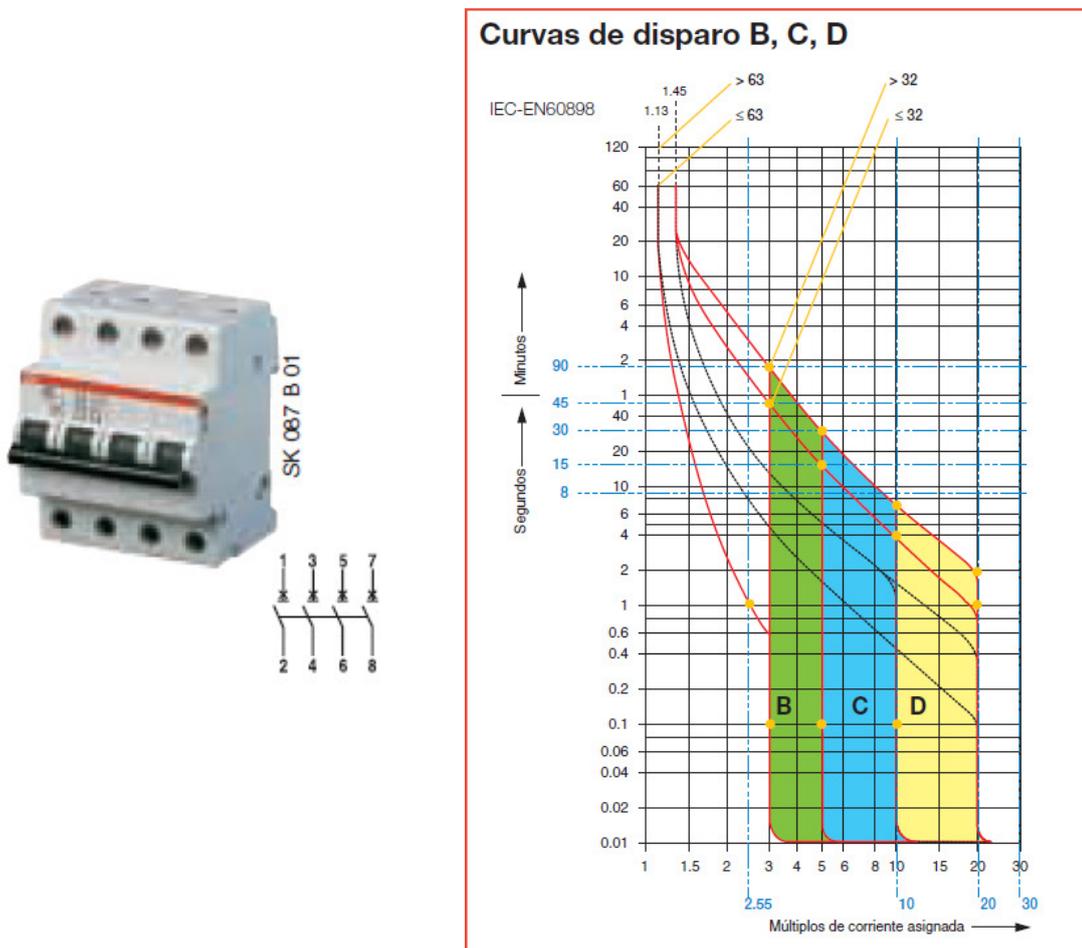


Figura 18

La curva C de disparo de este interruptor general y la intensidad asignada de 25 A, superior a los 20 A del interruptor automático magnetotérmico del cuadro de protecciones AC, aseguran la selectividad entre estos dispositivos, de modo que el interruptor automático magnetotérmico del cuadro de protecciones AC actuará abriendo sus contactos antes que el interruptor general manual de la empresa

distribuidora para todos los casos de sobrecargas y cortocircuitos excepto para cortocircuitos próximos a la red de elevada intensidad.

### 1.5.1.2. Descargadores de sobretensiones

Dado que la protección es más efectiva cuanto más cerca se encuentra el descargador del equipo a proteger, la protección del campo fotovoltaico se hará mediante la instalación de descargadores en la caja de conexión DC, situada en la cubierta junto al generador FV.

Para esta parte de la instalación los descargadores serán clase C (tipo II). Al no existir protección externa (pararrayos) la corriente de descarga será como mínimo de 10 kA y la tensión máxima en régimen permanente,  $U_c$ , del descargador será superior a la máxima tensión esperable a la salida del generador para una temperatura de célula de  $-10^\circ\text{C}$  y cuyo valor es:

$$V_{GFV,OC(T_c=-10^\circ\text{C})} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ\text{C})} = 17 \cdot 42,0 = 714 \text{ V}$$

Se utilizarán descargadores PV PROTEC C 40/900 de DISMATEL, los cuales satisfacen las características arriba indicadas. En el apartado [1.5.1.1. Descargadores de sobretensiones](#) de la memoria se hace una descripción de sus parámetros más característicos.

## 1.5.2. Protección de personas

### 1.5.2.1. En la red DC

La protección eléctrica en la red de continua se lleva a cabo mediante la configuración del generador FV según el esquema denominado “Generador flotante”.

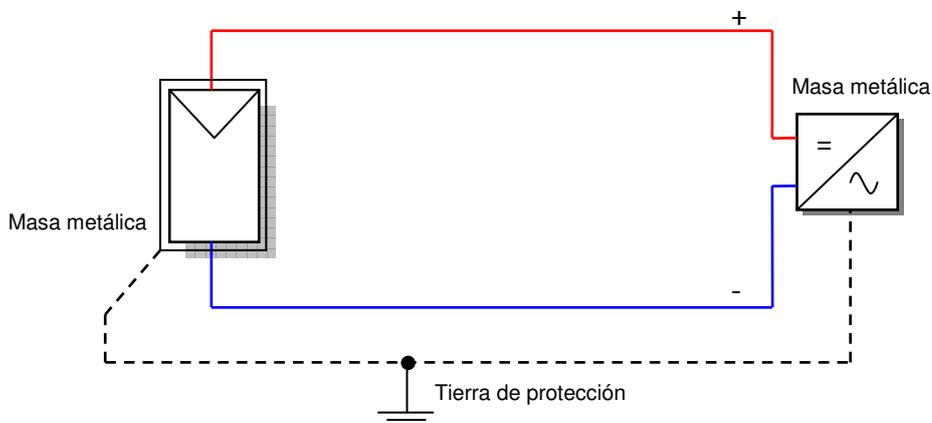


Figura 19. Generador flotante

En un generador flotante (esquema de la figura), toda la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra. A tierra se encuentran conectadas todas las carcasas metálicas de los módulos, las estructuras soportes, etc.

#### 1.5.2.2. En la red AC

En la parte de alterna, las medidas de protección contra contactos directos pasan por el aislamiento adecuado de los conductores y los equipos.

Las medidas de protección contra contactos directos corren a cargo del interruptor diferencial en conjunción con la instalación de puesta a tierra.

El interruptor automático diferencial elegido es el DDA204 A-40/0.03 de ABB™. Este dispositivo es para montaje lateral con interruptores automáticos de las series S 200. Su intensidad nominal es de 40 A y su sensibilidad es de 30 mA.

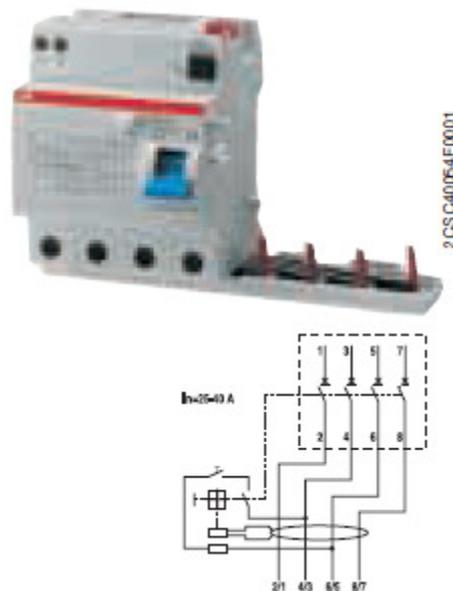


Figura 20

#### 1.5.3. Instalación de puesta a tierra

El valor de resistividad del terreno supuesto para el cálculo es estimativo. Deberá comprobarse el valor real de la resistencia de puesta a tierra una vez realizada la instalación y proceder, si fuese necesario, a las correcciones oportunas para obtener un valor aceptable.

En este caso se dispone de electrodo como pica vertical y como conductor enterrado horizontalmente.

- Naturaleza del terreno: terreno cultivable y fértil.
- Resistividad del terreno:  $50 \Omega \cdot m$
- Número de picas clavadas verticalmente: 1
- Longitud de las picas: 2 m

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{50 \Omega \cdot m}{2 m} = 25 \Omega \quad [67]$$

La resistencia de tierra debe ser tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en local o emplazamiento húmedo ó 50 V en los demás casos.

Dado que la protección diferencial es de 30 mA = 0,03 A, se tiene que:

$$U = R \cdot I = 25 \cdot 0,03 = 0,75 V < 24 V \quad [68]$$

En cuanto a los conductores de protección, la sección a utilizar debe ser como mínimo de 16 mm<sup>2</sup> en cobre para la línea principal de tierra.

## 2. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN HCPV

En esta segunda parte del cálculo se estudia el dimensionado de una instalación alternativa de concentración solar con seguimiento a dos ejes compuesta por los nuevos módulos GS700 del fabricante Sol3g.

Con objeto de poder hacer un estudio comparativo entre ambas instalaciones, e independientemente de que en dicho estudio se utilicen variables normalizadas a la potencia pico instalada, se procurará que las instalaciones estudiadas sean lo más parecidas posible, para que los resultados obtenidos de dicha comparación sean achacables únicamente a las diferentes tecnologías de sus módulos y no a distintas configuraciones del resto de la instalación.

Siguiendo esta premisa, la potencia pico del generador FV de concentración tendrá la potencia pico más próxima posible a la de la instalación fija y el mismo inversor.

### 2.1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

#### 2.1.1. Determinación de la potencia nominal del inversor

La potencia nominal del inversor será, al igual que la de la instalación fija, de 10 kW.

#### 2.1.2. Elección del inversor

El inversor elegido es el mismo que en la solución de módulos fijos, el Ingecon Sun 10.

#### 2.1.3. Determinación de la potencia pico del generador fotovoltaico

El fabricante muestra en su hoja de características las especificaciones técnicas de los sistemas GS700 para una irradiancia normal directa, DNI, (*Direct Normal Irradiance*) de  $1.000 \text{ W/m}^2$ . Sin embargo, este valor de radiación directa nunca será alcanzado por la célula en condiciones reales, dado que es el máximo valor alcanzable en un día claro por la irradiancia global. Por ello, para que la potencia pico del generador FV en esta instalación sea comparable a la de la primera, tomaremos como potencia pico del módulo la que éste es capaz de dar para una irradiancia normal directa de  $850 \text{ W/m}^2$ , un valor éste comúnmente utilizado en la caracterización de módulos de concentración solar. En estas condiciones el fabricante indica que la potencia máxima del módulo será 600 W.

En los sistemas con seguimiento, los inversores trabajan un mayor número de horas en la zona de mayor eficiencia, esta circunstancia y el hecho de que, en general,

el conjunto de pérdidas energéticas son en estos sistemas menores, hace que la potencia del campo fotovoltaico se dimensione entre 1,1 y 1,2 veces la potencia del inversor [14]. Tomando este último valor, la potencia pico del generador fotovoltaico de concentración será también de 12 kW, por lo que el factor de dimensionado del inversor,  $F_s$ , es también en este caso igual a 0,83.

#### 2.1.4. Elección del módulo fotovoltaico

El módulo objeto de estudio en esta segunda parte de este trabajo es el sistema GS700 del fabricante catalán Sol3g ya descrito en la memoria descriptiva en el apartado: [8.1 Módulos fotovoltaicos](#).

#### 2.1.5. Configuración del generador fotovoltaico

En primera aproximación, si se desea instalar una potencia nominal del generador fotovoltaico igual a 12 kWp y se dispone de módulos fotovoltaicos de potencia nominal igual a 600 Wp, el número N de estos a instalar sería igual a:

$$N = \text{Int} \left[ \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[ \frac{12.000}{600} \right] = 20$$

##### 2.1.5.1. Cálculo del número de módulos en serie

###### Máximo valor del número de módulos en serie

El número de módulos GS700 a conectar en serie, vendrá limitado por el hecho de que la tensión que la rama así constituida pueda alcanzar no supere la tensión máxima admisible por el inversor para todas condiciones de temperatura que puedan darse.

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC(T_{Am})}} \right]$$

donde:

$V_{INV,M}$ : es la tensión máxima admisible por el inversor a su entrada.  
 $V_{MOD,OC(T_{Am})}$ : es tensión en circuito abierto del módulo para la mínima temperatura ambiente prevista.

El fabricante garantiza que el incremento de temperatura en los módulos M40 a 1000 W/m<sup>2</sup>, no es superior a 15 °C sobre la temperatura ambiente.

La temperatura mínima absoluta registrada en el aeródromo de Tablada de Sevilla, según la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) fue de -5,0 °C en diciembre de

1.946. Supondremos, una temperatura ambiente mínima para los cálculos de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , para esta temperatura ambiente, la temperatura de la célula valdrá como máximo:

$$T_C = T_{Am} + 15\text{ }(^{\circ}\text{C}) = -10\text{ }^{\circ}\text{C} + 15\text{ }^{\circ}\text{C} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Para esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto del módulo valdrá como máximo:

$$\begin{aligned} V_{MOD,OC(T_C=5^{\circ}\text{C})} &= V_{MOD,OC,STC} - 20 \cdot \beta_{VMOD,OC} = \\ &= 290\text{ (V)} + 20(^{\circ}\text{C}) \cdot \frac{0,159}{100} \cdot 290\left(\frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right) = 299,2\text{ V} \end{aligned}$$

y para esta tensión máxima a la salida del módulo, el máximo número de módulos a conectar en serie será:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC(T_C=5^{\circ}\text{C})}} \right] = \text{Int} \left[ \frac{750}{299,2} \right] = 2$$

#### Mínimo valor del número de módulos en serie

El número de módulos a conectar en serie, tendrá también un límite inferior, dado por el hecho de que la tensión de la rama no sea inferior a la mínima tensión para la que el inversor busca el punto de máxima potencia:

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M(T_{AM})}} \right] + 1$$

donde:

$V_{INV,m,MPP}$ : es la mínima tensión para la que el inversor busca el punto de máxima potencia.

$V_{MOD,OC(T_{AM})}$ : es la tensión en circuito abierto del módulo para la máxima temperatura ambiente considerada.

Tomando para la localidad que nos ocupa el valor de  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  como máxima temperatura esperable, (el máximo registro es de  $45,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  en julio de 1995), la temperatura de la célula será como mucho de:

$$T_C = T_{AM} + 15\text{ }^{\circ}\text{C} = 50\text{ }^{\circ}\text{C} + 15\text{ }^{\circ}\text{C} = 65\text{ }^{\circ}\text{C} \quad [69]$$

Para este valor de temperatura, la tensión de circuito abierto del módulo valdrá:

$$\begin{aligned}
 V_{MOD,M(T_C=65^\circ C)} &\approx V_{MOD,M,STC} + 40 \cdot \beta_{V_{MOD,OC}} = \\
 &= 260 \text{ V} - 40 \text{ }^\circ\text{C} \cdot \frac{0,159}{100} \cdot 290 \frac{\text{V}}{^\circ\text{C}} = 241,6 \text{ V}
 \end{aligned}$$

En estas circunstancias el mínimo número de módulos a conectar en serie será:

$$\begin{aligned}
 \text{mín}(N_{ms}) &= \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M(T_C=65^\circ C)}} \right] + 1 = \\
 &= \text{Int} \left[ \frac{405}{241,6} \right] + 1 = 2
 \end{aligned}$$

#### 2.1.5.2. Cálculo del número de ramas en paralelo

Con ramas de 2 módulos (1.200 W), para conseguir 12.000 W necesitaremos:

$$\frac{12.000 \text{ W}}{1.200 \text{ W}} = 10 \text{ ramas}$$

Con este número de ramas se cumple que:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC}$$

$$10 \cdot 2,84 \text{ (A)} = 28,4 \text{ A} \leq 30 \text{ A}$$

Como puede verse, las 10 ramas en paralelo no sobrepasan la intensidad máxima de entrada del inversor. Por tanto, la configuración del generador será de 2s x 10p.

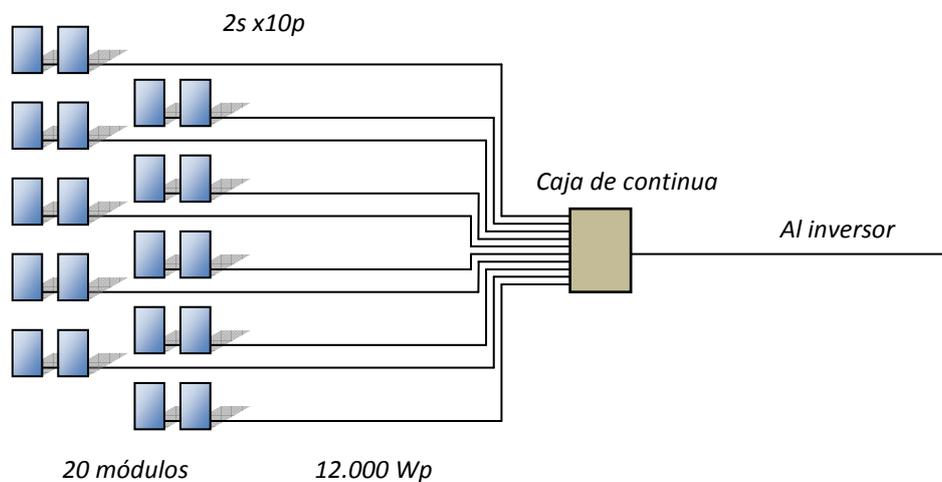


Figura 21. Configuración del generador HCPV.

## 2.2. ESTUDIO ENERGÉTICO

### 2.2.1. Datos de radiación

Como anteriormente se ha indicado, con objeto de no contaminar las conclusiones que de este estudio comparativo se deriven, para la estimación de la producción energética de ambas instalaciones se han utilizado los mismos datos de partida, es decir, los doce valores medios mensuales de irradiación global diaria sobre superficie horizontal extraídos de Meteonorm y los doce pares de valores medios mensuales para la máxima y mínima temperatura ambiente.

A diferencia de los sistemas fotovoltaicos convencionales, los sistemas fotovoltaicos de concentración aprovechan tan solo la componente directa de la radiación solar. Dado que no existen registros de esta componente hemos de estimarla a partir de los datos de partida indicados en el párrafo anterior.

Se describe a continuación el método seguido para la estimación de esta componente de la radiación para un sistema receptor con seguimiento a dos ejes.

### 2.2.2. Radiación en superficies que siguen al sol

En este apartado se describe el procedimiento para la estimación de la irradiancia normal directa o DNI (*Direct Normal Irradiance*) para un sistema con seguimiento a dos ejes a partir de valores medios mensuales de irradiación global sobre superficie horizontal.

El procedimiento consta de los siguientes pasos:

1. *Descomposición de la irradiación global diaria media mensual sobre horizontal en sus componentes directa y difusa.*
2. *Estimación de la irradiancia global y de sus componentes directa y difusa sobre superficie horizontal a partir de la media mensual de la irradiación global diaria y de su componente difusa.*
3. *Estimación de la irradiancia normal directa sobre una superficie con seguimiento a dos ejes,  $B(n)$ , a partir de la irradiancia directa sobre superficie horizontal.*

Dado que los pasos 1 y 2 fueron realizados para la instalación anterior, aprovecharemos aquellos resultados para describir el paso 3.

*Estimación de la irradiancia normal directa sobre una superficie con seguimiento a dos ejes,  $B(n)$ , a partir de las componentes de la irradiancia sobre superficie horizontal*

En este punto del proceso de cálculo disponemos de los valores de irradiancia global,  $G(0)$ , difusa,  $D(0)$ , y directa,  $B(0)$ , para cada hora de cada día representativo de cada mes.

Consideraciones geométricas sencillas nos llevaban en el caso de los módulos fijos, a que la irradiancia incidente sobre una superficie arbitrariamente inclinada era igual, según la expresión [27], a:

$$B(\beta, \alpha) = \frac{\max(0, \cos \theta_S)}{\cos \theta_{ZS}} B(0)$$

donde  $\theta_S$  es el ángulo de incidencia definido como el formado por los rayos solares y la normal a la superficie y  $\theta_{ZS}$  es la distancia cenital definida como el ángulo formado por el sol y la vertical. El factor  $\max(0, \cos \theta_S)$  refleja el hecho de que la irradiancia incidente en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos no es aprovechada.

El plano de un receptor con seguimiento a dos ejes es, en todo momento, perpendicular a la dirección del sol y por tanto el ángulo de incidencia es cero, la inclinación del panel coincide con la distancia cenital y la orientación del panel coincide con el acimut solar, es decir:

$$\cos \theta_S = 1 \quad [70]$$

$$\beta = \theta_{ZS} \quad [71]$$

$$\alpha = \psi_S \quad [72]$$

Según lo anterior la expresión [27] queda:

$$B(n) = \frac{1}{\cos \theta_{ZS}} B(0) \quad [73]$$

donde  $\cos \theta_{ZS}$  viene dado, para superficies orientadas hacia el ecuador, por la ecuación [29]:

$$\cos \theta_{ZS} = \text{sen } \delta \text{ sen } \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega$$

## Resultados

Integrando para cada hora de cada día tipo de cada mes, se obtienen los siguientes valores medios mensuales de irradiación normal directa, los cuales se comparan con los obtenidos mediante Meeonorm y PVGIS en las siguientes gráficas. Para cada caso se ha trabajado con datos de partida de la base de datos de cada programa para la localidad de Sevilla.

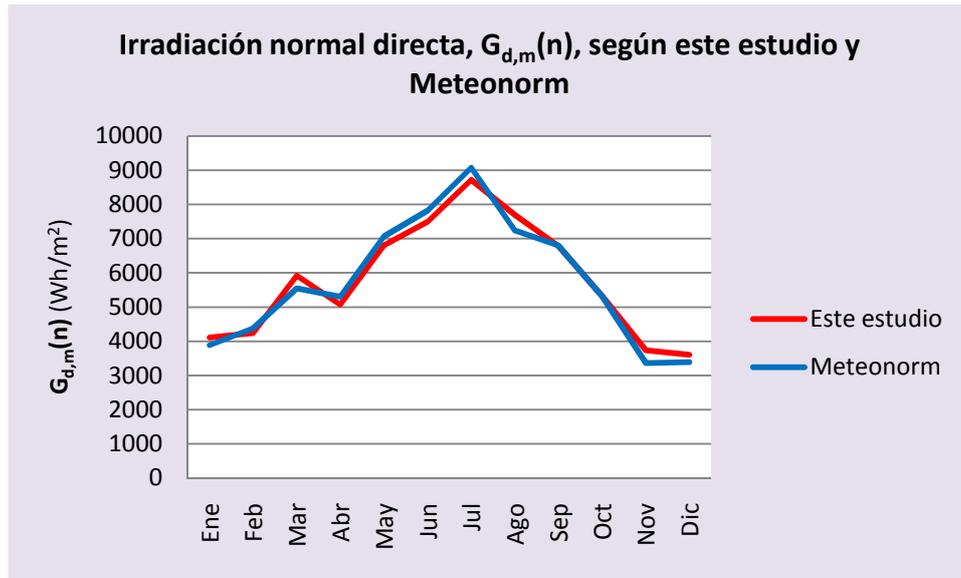


Figura 22

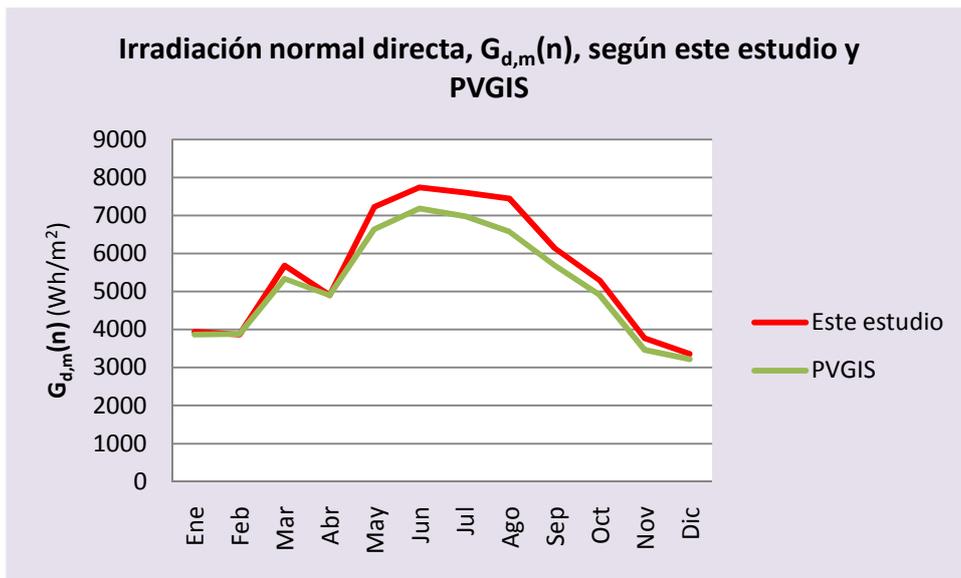


Figura 23

### 2.2.3. Estimación de la energía generada

Una vez conocidos los datos de radiación necesarios, podemos estimar la energía generada por el sistema. Para ello, se ha querido seguir los mismos pasos que en el caso de la primera instalación. Es decir, primeramente se estudiará a partir de la temperatura ambiente la temperatura alcanzada por la célula. A continuación se extrapolará la potencia del generador de las CEM a las nuevas condiciones de irradiancia y temperatura de célula y se aplicarán los factores de pérdidas correspondientes. Finalmente integraremos los valores de la potencia resultante para todas las horas de los días típicos.

### 2.2.3.1. Estimación de la temperatura de operación de las células

Al igual que en los módulos planos, la temperatura de operación de las células de concentración depende exclusivamente de la irradiancia y de la temperatura ambiente. Sin embargo, cuantitativamente, el comportamiento de éstas es muy diferente.

El fabricante en su memoria técnica indica que la resistencia térmica del sistema, obtenida mediante software de elementos finitos, es aproximadamente de 1,8 °C/W.

Mediante este dato, estimemos la potencia que la célula disipará en forma de calor para la irradiancia dada. El área activa de la célula es de 5,5 mm<sup>2</sup> x 5,5 mm<sup>2</sup> = 30,25 mm<sup>2</sup> y la concentración óptica es de 380 soles, tendremos que la potencia disipada en calor por la célula será:

$$P_D = G \cdot C_{opt} \cdot A_C \cdot (1 - \eta_C) \quad [74]$$

$$P_D = 850 \frac{W}{m^2} \cdot 380 \cdot 30,25 \text{ mm}^2 \frac{1 \text{ m}^2}{10^6 \text{ mm}^2} \cdot (1 - 0,32) = 6,64 \text{ W}$$

donde:

- $P_D$ : es la potencia disipada por la célula en W.
- $G$ : es la irradiancia incidente normal al plano del generador en W/m<sup>2</sup>.
- $C_{opt}$ : es la concentración óptica del sistema.
- $A_C$ : es área activa de la célula en m<sup>2</sup>.
- $\eta_C$ : es la eficiencia de la célula.

Por otro lado, térmicamente, ha de cumplirse:

$$T_C - T_A = R_{th} \cdot P_D \quad [75]$$

donde  $R_{th}$  es la resistencia térmica del sistema célula-disipador. Se tiene que, la temperatura de la célula será:

$$T_C = R_t \cdot P_D + T_A = 1,8 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W}} \cdot 6,64 \text{ W} + 25 \text{ }^\circ\text{C} = 37 \text{ }^\circ\text{C}$$

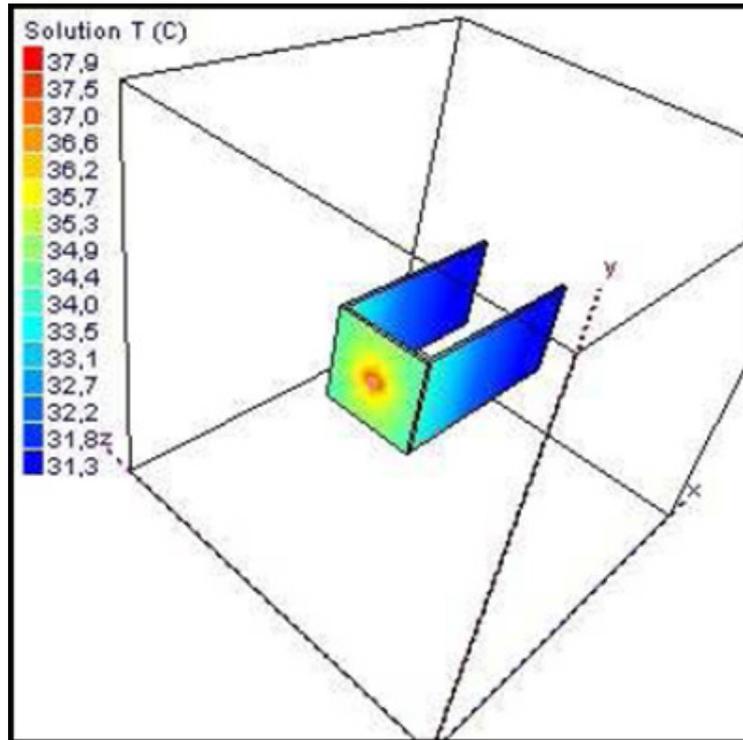


Figura 24. Simulación del comportamiento del disipador

Es decir, para las condiciones establecidas, la temperatura se incrementa  $12\text{ }^{\circ}\text{C}$  sobre la temperatura ambiente. La siguiente gráfica la proporciona el fabricante y muestra, en azul, la evolución de la temperatura de la célula y en rosa la del ambiente.

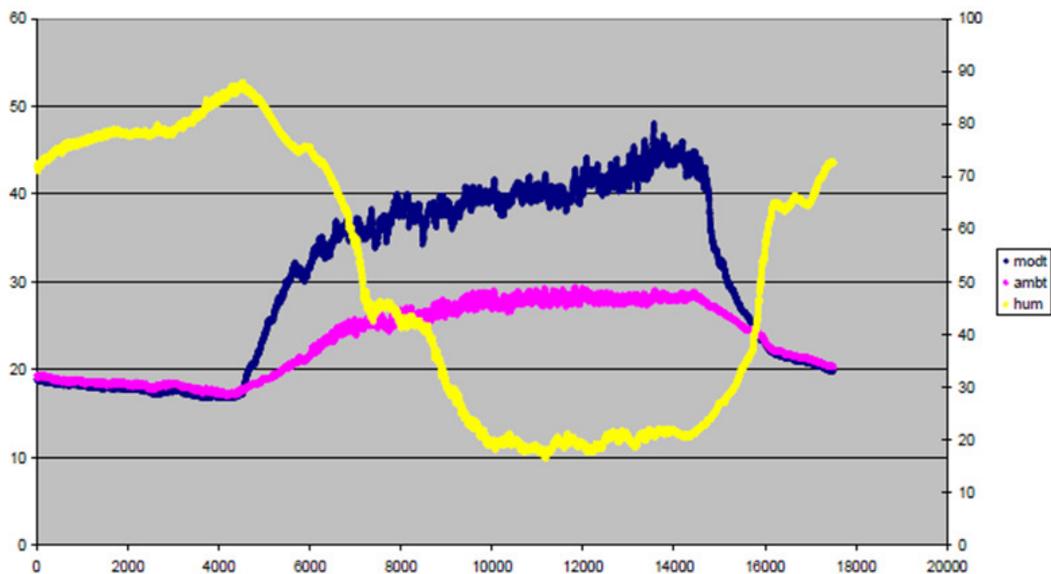


Figura 25. Evolución de la temperatura del módulo respecto a la temperatura ambiente durante un día soleado. Como puede verse la temperatura de la célula (en azul) se mantiene entre los  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $15\text{ }^{\circ}\text{C}$  por encima de la temperatura ambiente (en rosa).

Por tanto, a partir de la información anterior, y tomando el valor de 40° C para las condiciones mencionadas de temperatura ambiente e irradiancia como más cercano a las medidas reales, la temperatura de la célula para las diferentes condiciones de irradiancia y temperatura ambiente puede ser modelada mediante la ya usada expresión [39], donde la irradiancia tenida en cuenta es la DNI efectiva,  $G_{ef}(n)$ :

$$T_C = T_A + \frac{T_{ONC} - 25}{850} \cdot G_{ef}(n)$$

donde:

- $T_C$ : es la temperatura de la célula.
- $T_A$ : es la temperatura ambiente.
- $T_{ONC}$ : es la temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico para 850 W/m<sup>2</sup> DNI y 25 °C de temperatura ambiente igual a 40 °C.
- $G_{ef}(n)$ : es la DNI efectiva a la que se ve reducida la  $G(n)$  como consecuencia del sombreado propio de unos módulos sobre otros para pequeñas ángulos de elevación solar (W/m<sup>2</sup>).

Siguiendo este modelo, se presenta a modo de ejemplo, la evolución de la temperatura de la célula para un día típico del mes de julio, mes en el que la célula alcanzará la temperatura más elevada.

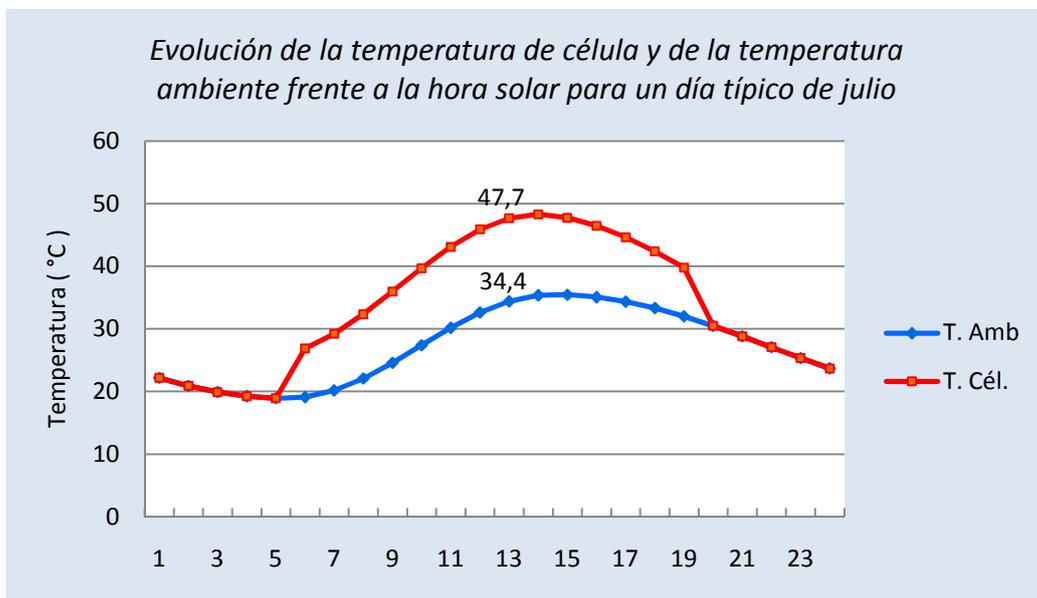


Figura 26

Se muestran los valores para los que se da la máxima diferencia entre la temperatura de la célula y la temperatura ambiente para un día típico de este mes, que sería de 13,3 °C.

### 2.2.3.2. Extrapolación de la potencia en CEM a las condiciones reales de operación

Para el cálculo de la potencia máxima del generador en condiciones de operación distintas de las estándar, utilizaremos la misma expresión que en la instalación con módulos planos, [38], con las oportunas modificaciones de los valores de irradiancia:

$$P = P^* \frac{B_{ef}(n)}{B(n)^*} [1 + \gamma(T_C - T_C^*)]$$

donde:

- $P$ : es la potencia máxima del generador en W para las condiciones deseadas de irradiancia  $G_{ef}(n)$  y temperatura de la célula  $T_C$ .
- $P^*$ : es la potencia máxima del generador en CEM, igual a 12.000 W.
- $B_{ef}(n)$ : es la irradiancia normal directa efectiva en  $W/m^2$ .
- $B(n)^*$ : es la irradiancia normal directa incidente en el plano del generador en CEM, igual a  $1000 W/m^2$ .
- $\gamma$ : es el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura en  $W/^\circ C$ .
- $T_C$ : es la temperatura de la célula en las nuevas condiciones en  $^\circ C$ .
- $T^*$ : es la temperatura de la célula en CEM, igual a  $25^\circ C$ .

$G_{ef}(n)$  es la DNI efectiva a la que se ve reducida la  $G(n)$  disponible como consecuencia del sombreado propio de unos módulos sobre otros para pequeñas ángulos de elevación solar, hecho que se describe con más detalle en el apartado de *pérdidas por sombreado*.

La ecuación anterior supone una eficiencia de la célula constante en función del nivel de irradiancia. Esta aproximación, bastante realista para sistemas con módulos convencionales, supone la introducción de un error en su aplicación a módulos de concentración, ya que la eficiencia del módulo es dependiente con el nivel de irradiancia.

El fabricante indica sólo la eficiencia a tres niveles de concentración óptica: sin elementos ópticos, con sólo el elemento óptico secundario (el cual concentra a 4 soles) y con el sistema óptico completo.

Soles	Eficiencia
1	25 %
4	26 %
380	32 %

Los valores muestran que la variación es significativa sólo para valores de irradiancia muy bajos. Esta circunstancia afecta especialmente a las horas más próximas al orto y al ocaso ya que es en estos momentos cuando los bajos valores de irradiancia pueden afectar de un modo significativo a la eficiencia de la célula. Sin embargo, como se explica detalladamente en el apartado de pérdidas por sombreado, a estas horas, por su propia configuración física, los módulos están sombreados, de modo que el hecho de suponer una eficiencia constante a lo largo de todo el día no debe suponer un error excesivo.

### 2.2.3.3. Pérdidas energéticas en la parte de DC

Los datos de potencia del generador calculados según el epígrafe anterior sólo tienen en cuenta la disminución de la eficiencia de los módulos a causa de la temperatura. Sin embargo, existen otros muchos factores que hacen que la potencia efectiva del generador acabe siendo menor que la anteriormente calculada. En este apartado, se analizan cada uno de estos factores de pérdidas.

- Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

Por la propia configuración física de los módulos GS700, se produce sombreado en todos los submódulos menos los de la primera fila, para ángulos de inclinación de la superficie receptora superiores a  $60^\circ$ , o lo que es lo mismo, para alturas solares inferiores a  $30^\circ$ .

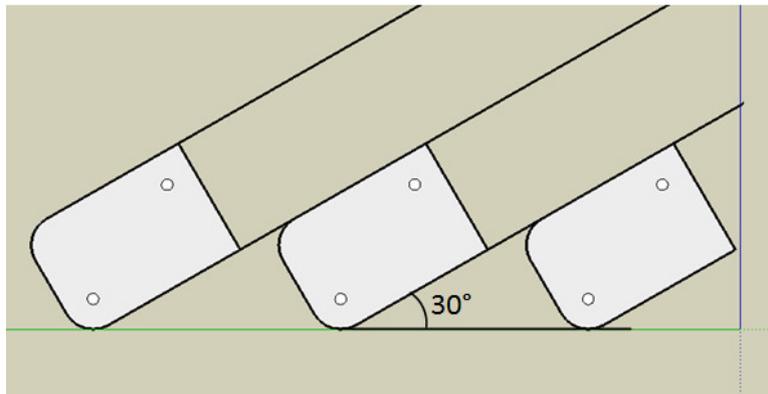
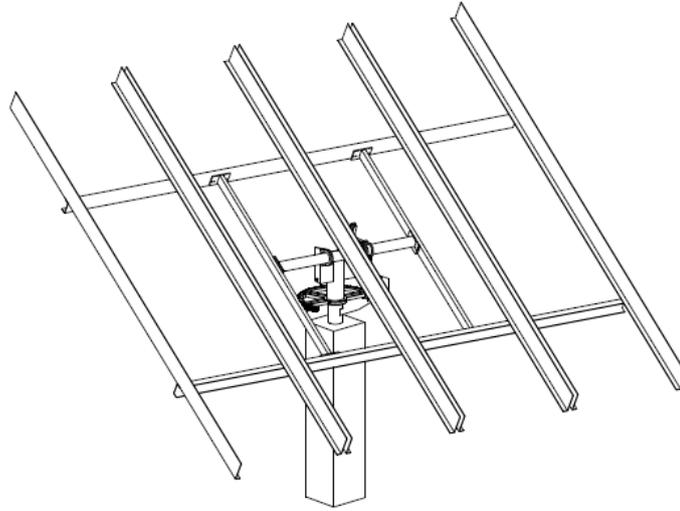


Figura 27. Representación del mínimo ángulo a partir del cual los módulos M40 se sombreadan unos a otros

Esta circunstancia, que supone sin duda una considerable pérdida energética, no es un problema cuando estos mismos módulos son montados en seguidores solares convencionales; todo lo contrario, los módulos se colocan en las parrillas del seguidor con una inclinación de  $30^\circ$  respecto a la vertical, lo que comporta dos ventajas:

- La parrilla del seguidor nunca se eleva por encima de los 60°, lo que facilita el diseño del seguidor, al no requerir una verticalidad total del plano cuando el sol se sitúa cerca del horizonte.



*Figura 28. Seguidor empleado para el uso de módulos M40 en huertas solares.  
La parrilla del seguidor no se eleva por encima de los 60°*

- El perfil aerodinámico que adopta la parrilla es bastante plano durante la mayor parte del día lo que permite que el sistema pueda trabajar con vientos más fuertes.

En la instalación que nos ocupa, donde el seguidor a dos ejes es de tipo compacto y mantiene al módulo horizontal, se produce el sombreado descrito. Para estimar las pérdidas por este concepto, hemos aplicado factores reductores a la irradiancia normal directa recibida para ángulos de elevación solar menores de 30° siguiendo el siguiente criterio:

A partir de la distancia cenital,  $\theta_{zs}$ , calculada para cada hora en la hoja de cálculo, determinamos la altura solar,  $\gamma_s$ , mediante:

$$\gamma_s = 90 - \theta_{zs} \quad [76]$$

Llamando  $B_{ef}(n)$ , a la irradiancia normal directa que realmente incide en el módulo y  $k$  al índice que representa la fracción de superficie iluminada respecto de la sombreada; y teniendo en cuenta que el 10 % de los submódulos (los situados en primera línea) permanecen en todo momento iluminados, tenemos:

$$B_{ef}(n) = 0,1 \cdot B(n) + k \cdot 0,9 \cdot B(n) \quad [77]$$

donde  $B(n)$ , es la irradiancia normal directa que llegaría a la superficie si no existiese sombreado. Dado que es claro ver que para una altura solar de 0°, el sombreado es total ( $k = 0$ ) y para una altura de 15° es del 50% ( $k = 0,5$ ) imponemos que para valores

de  $\gamma_s$  comprendidos entre  $0^\circ$  y  $15^\circ$ ,  $k$  sea igual a 0,25. Igualmente, dado que para  $\gamma_s = 30^\circ$ , no existe sombreado, imponemos que para valores de  $\gamma_s$  comprendidos entre  $15^\circ$  y  $30^\circ$  el valor de  $k$  se iguala a 0,75.

Obviamente se trata de una estimación aproximada ya que el fabricante no da datos en este sentido, y no puede simularse el sistema mediante ninguna aplicación de software, pero representa un acercamiento a la realidad.

El resultado de los cálculos mencionados supone unas pérdidas de recurso energético del 16,0 % anual. La siguiente gráfica visualiza la pérdida energética por este efecto.

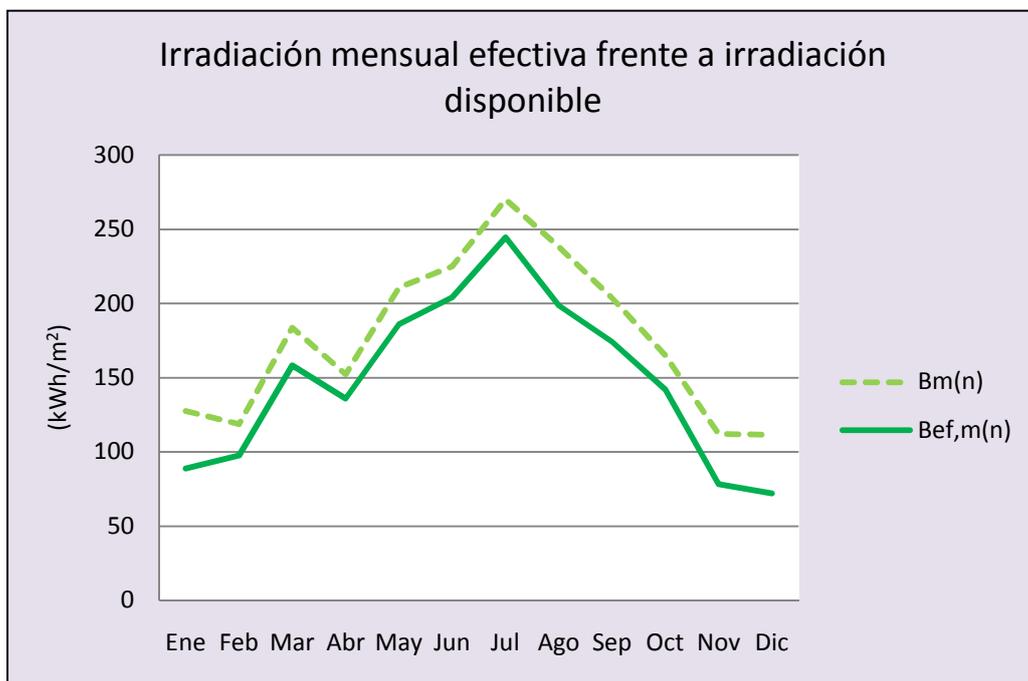


Figura 29

Se observa como la incidencia del sombreado es muy acusada en los días de invierno por estar el Sol más tiempo a poca altura sobre el horizonte.

Las pérdidas de producción energética por este concepto serán deducidas en el epígrafe de resultados, ya que se encuentran implícitas en el cálculo.

- Pérdidas por polvo o suciedad

En general se suelen asignar valores comprendidos entre el 2 % y el 7 %, sin embargo la movilidad de los sistemas con seguimiento permite una acumulación de polvo menor que en los sistemas fijos [14]. Teniendo en cuenta esta circunstancia y las características del entorno donde se encuentra ubicada la instalación asignaremos un valor del 3 %.

- Pérdidas angulares

En los sistemas con seguimiento solar a dos ejes como el que nos ocupa, las pérdidas angulares son nulas, ya que el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre los módulos es cero en todo momento.

- Pérdidas espectrales

Los módulos GS700 utilizan células de triple unión de InGaP-GaInAs-Ge. La figura 30, muestra la estructura de la célula, así como las bandas de longitud de onda de absorción de cada una de las diferentes subcélulas que la componen:

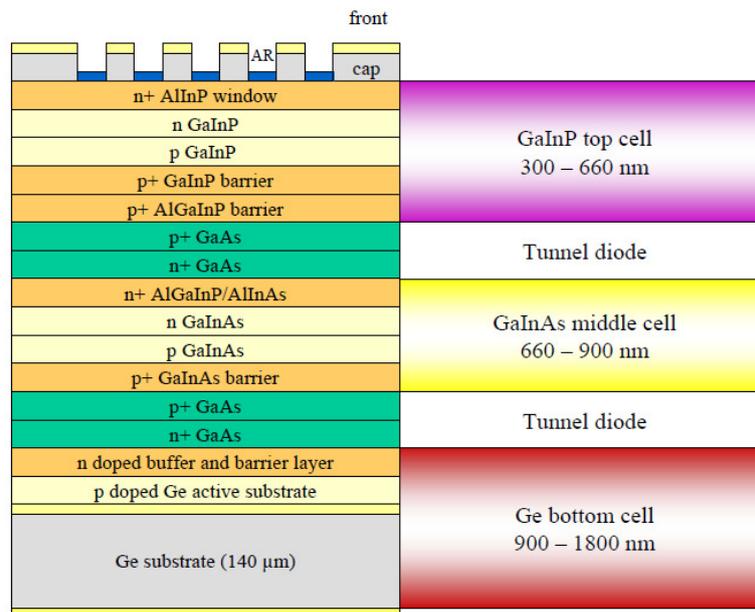


Figura 30. Estructura de la célula de triple unión y ventanas de las longitudes de onda de absorción de cada subcélula

Por tanto, la célula en su conjunto es sensible a todo el espectro solar, lo que supone que una distribución diferente del mismo respecto del tomado como referencia en las CEM, no debe redundar en pérdidas significativas y no se tendrán en cuenta en los cálculos.

- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Se deben a la tolerancia dentro de la que el fabricante asegura que puede estar la potencia de sus módulos. En nuestro caso para los módulos GS700 la tolerancia de los módulos es de un  $\pm 5\%$ , por lo que tomaremos un  $4\%$  de pérdidas por este concepto.

- Pérdidas por desacople entre módulos (mismatch)

Se deben a que los módulos que componen el sistema no son exactamente iguales y el de peores características limita la respuesta eléctrica de la asociación. Estas

pérdidas pueden minimizarse clasificando los módulos para asociar en serie aquellos que estén en el mismo rango. Estas pérdidas suelen asumirse en torno al 3 %.

- Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC

Al igual que en el sistema fijo, se tomará un valor del 1 %.

#### 2.2.3.4. Estimación de la potencia a la salida del generador fotovoltaico

A la potencia del generador FV calculada en el epígrafe 2.2.3.2. mediante extrapolación de las condiciones estándar a las condiciones reales de irradiancia y temperatura,  $P_{GFV,M}$ , hay que aplicarle las pérdidas anteriormente consideradas en forma de un factor  $L_{DC}$  que las engloba obtenido como el producto de las diferentes pérdidas estudiadas anteriormente  $L_{i,DC}$  y que se listan en la tabla 7:

$$L_{DC} = 1 - \prod_{i=1}^6 (1 - L_{i,DC})$$

Composición de las pérdidas energéticas, $L_{DC}$			%
$L_{1,DC}$	Pérdidas por polvo y suciedad	$L_{PS}$	3,0
$L_{4,DC}$	Pérdidas angulares	$L_A$	0,0
$L_{5,DC}$	Pérdidas espectrales	$L_S$	0,0
$L_{2,DC}$	Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	$L_{PN}$	4,0
$L_{3,DC}$	Pérdidas por <i>mismatch</i> o de conexionado	$L_M$	3,0
$L_{6,DC}$	Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,DC}$	1,0
		$L_{DC}$	10,6%

Tabla 7. Relación de los diferentes tipos de pérdidas consideradas en la parte DC del generador con especificación del valor porcentual.

De este modo obtenemos la potencia,  $P_{DC}$ , disponible a la salida del generador FV.

$$P_{DC} = P_{GFV,M}(1 - L_{DC})$$

A partir de este punto, los cálculos son idénticos a los ya descritos para la instalación fija, ya que el inversor es el mismo, por lo que no los repetiremos aquí.

#### 2.2.3.5. Determinación de otras pérdidas implícitas en los cálculos

En los cálculos descritos se encuentran implícitas las pérdidas por sombreado,  $L_{somb}$ , las pérdidas por temperatura,  $L_{temp}$  y las pérdidas por rendimiento del inversor,  $L_{\eta inv}$  que interesan determinar para poder comparar para los dos sistemas.

- Pérdidas por sombreado propio

Las pérdidas por sombreado, las determinamos calculando la energía anual producida introduciendo como datos de entrada la irradiancia normal directa disponible,  $G_a(n)$ , y repitiendo el cálculo con la irradiancia normal directa efectiva (afectada de sombreado),  $G_{ef,a}(n)$ :

$$L_{somb} = \frac{E_{a,AC,red} - E_{a,AC,red}^{somb}}{E_{a,AC,red}} \quad [78]$$

donde:

$L_{somb}$ : son las pérdidas por sombreado en tanto por uno.

$E_{a,AC,red}$ : es la energía anual producida por el generador FV sin sombreado.

$E_{a,AC,red}^{somb}$ : es la energía anual producida por el generador FV con sombreado.

Obtenemos:

$$L_{somb} = \frac{23.274 \text{ kWh} - 20.229 \text{ kWh}}{23.274 \text{ kWh}} = 13,1 \%$$

Es interesante observar que una reducción del recurso energético del 16,0 % debido al sombreado se traduce en una disminución de la producción anual del 13,1 %. El motivo de esta aparente falta de correspondencia es que las pérdidas energéticas del sistema no son homogéneas a lo largo de todo el día, sino que son selectivas con la altura solar, produciéndose dicha disminución en los momentos en los que la radiación es de más bajo valor, esto conlleva la retirada del inversor de aquellas clases de potencia para las que éste da las menores eficiencias (parte izquierda de la curva).

- Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura pueden estimarse mediante la siguiente expresión homóloga a la [52]:

$$L_{temp} = 1 - \frac{E_m}{\frac{P^*}{G^*(n)} G_{ef,a}(n)}$$

donde:

$L_{temp}$ : son las pérdidas por temperatura en tanto por uno.

$E_m$ : es la energía anual producida por el generador FV ideal que sólo tiene en cuenta la reducción de eficiencia por la temperatura.

$P^*$ : es la potencia del generador en las condiciones CEM, igual a 14 kW.

$G^*(n)$ : es la irradiancia normal directa en CEM igual a 1 kW/m<sup>2</sup>.

$G_{ef,a}(n)$ : es la irradiancia normal directa efectiva anual incidente en el plano del generador FV en kWh/m<sup>2</sup>.

Obtenemos:

$$L_{temp} = 1 - \frac{24.785 \text{ kWh}}{\frac{14 \text{ kW}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot 1.781 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = 0,61 \%$$

Este valor tan bajo se debe fundamentalmente a los bajos valores de los coeficientes de temperatura de la célula de triple unión en comparación con las de silicio y a que la célula trabaja más fría en comparación con los paneles planos: para una temperatura ambiente de 25 °C y una irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup>, la temperatura de un panel plano sobre la temperatura ambiente es de 36 °C, mientras que en los módulos M40 es de 15 °C.

- Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

Estas pérdidas pueden estimarse mediante:

$$L_{\eta inv} = 1 - \frac{E_{AC}}{E_{DC,SPMP}} = 1 - \frac{20.433 \text{ kWh}}{21.720 \text{ kWh}} = 5,92 \%$$

donde:

$E_{DC,SPMP}$ : es la energía disponible a la entrada del inversor.

$E_{AC}$ : es la energía a la salida del inversor

Este valor, es menor que el obtenido en la instalación fija siendo el inversor el mismo. El motivo es que en esta instalación de concentración, el inversor está trabajando más tiempo con valores más altos de potencia de entrada como consecuencia de que sobre los paneles está incidiendo más tiempo valores de irradiancia más altos. Esto hace que el punto de trabajo del inversor esté más tiempo en la parte derecha de su curva, dando las eficiencias más altas, por lo que las pérdidas por este concepto son menores.

## 2.2.4. Caracterización del sistema

Se determinan en este apartado algunos parámetros descriptivos del funcionamiento del sistema, ya vistos para la instalación fija, que ayudarán a comparar ambas instalaciones.

### 2.2.4.1. Rendimiento del generador

El rendimiento anual del generador fotovoltaico es el cociente entre la energía anual obtenida a la salida del generador fotovoltaico,  $E_{DC,a}$ , (entrada del inversor) y la energía solar anual,  $E_{solar,a}$ , recibida en el generador fotovoltaico:

$$\eta_{GFV,a} = \frac{E_{DC,a}}{E_{solar,a}}$$

donde la energía solar recibida por el generador FV en un año puede calcularse como el producto de la irradiación normal directa anual por el área total del generador:

$$E_{solar,a} = B_a(n) \cdot A \cdot N = 2.119 \frac{kWh}{m^2} \cdot 2,88 m^2 \cdot 20 = 122.054 kWh$$

siendo  $A$  el área de un módulo y  $N$  el número total de módulos del generador FV.

Por tanto, el rendimiento del generador es:

$$\eta_{GFV,a} = \frac{E_{DC,a}}{E_{solar,a}} = \frac{22.163 kWh}{122.054 kWh} = \mathbf{18,2 \%}$$

#### 2.2.4.2. Rendimiento del inversor

Rendimiento del inversor en un período de tiempo,  $t$ , es el cociente entre la energía obtenida a la salida del inversor,  $E_{AC}$ , y la energía recibida a su entrada,  $E_{DC}$ , en dicho período:

$$\eta_{INV,t} = \frac{E_{AC,t}}{E_{DC,t}}$$

Por tanto, el rendimiento anual del inversor es:

$$\eta_{INV,a} = \frac{E_{AC,a}}{E_{DC,a}} = \frac{20.433 kWh}{22.163 kWh} = \mathbf{92,2 \%}$$

#### 2.2.4.3. Productividad final (Final Yield)

La productividad final indica la energía producida por la instalación por cada kWp instalado, denominada también Horas Equivalentes de Sol,  $HES$ , o "Final Yield",  $Y_F$ :

$$HES \left( \frac{kWh}{kWp} \right) = \frac{E_{AC,red}}{P^*} = \frac{20.229 kWh}{12 kWp} = 1.686 \frac{kWh}{kWp}$$

donde:

- $E_{AC,red}$ : es la energía anual inyectada en la red.
- $P^*$ : es la potencia nominal del generador FV para una irradiancia de 850 W/m<sup>2</sup> y 25 °C de temperatura ambiente.

#### 2.2.4.4. Productividad de referencia (Reference Yield)

Se define como la irradiación normal directa anual incidente en el plano del generador fotovoltaico,  $G_a(n)$ , expresada en kWh, respecto de la irradiancia en CEM de  $850 \text{ W/m}^2$ .

$$Y_R = \frac{G_a(n)}{G^*} = \frac{2.119 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{0,85 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}} = 2.493 \text{ h}$$

donde:

$G_a(n)$ : es la irradiación normal directa anual incidente en el plano del generador FV.

$G^*$ : es la irradiancia en condiciones estándar de medida (igual a  $850 \text{ W/m}^2$ ).

#### 2.2.4.5. Rendimiento global del sistema (Performance Ratio)

Se define como la energía realmente producida por el sistema y la que produciría un hipotético sistema ideal, entendido como uno cuyas células trabajasen siempre a la temperatura de referencia ( $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Puede determinarse mediante:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{1.686 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}}{2.493 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}} = \mathbf{0,68}$$

### 2.2.5. Resultados del estudio energético

La tabla inferior representa, algunos de los parámetros descritos en los cálculos.

	$G_{dm}(0)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$B_m(n)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$B_{ef,m}(n)$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$E_{AC,red}$ (kWh)	PR (kWh)	Ingresos (€)
Ene	2,52	127	89	1013	0,58	344,36
Feb	3,25	119	98	1116	0,68	379,34
Mar	4,71	184	158	1813	0,72	616,43
Abr	5,37	152	136	1551	0,74	527,31
May	6,61	211	186	2117	0,73	719,87
Jun	7,20	225	204	2314	0,75	786,74
Jul	7,58	270	245	2764	0,74	939,85
Ago	6,52	238	199	2244	0,68	762,80
Sep	5,37	204	174	1974	0,70	671,28
Oct	3,87	165	142	1617	0,71	549,76
Nov	2,50	112	78	888	0,57	301,95
Dic	2,16	112	72	818	0,53	278,08
<b><math>B_a(n)</math></b>		<b>2.119</b>	<b>1.781</b>	<b>20.229</b>	<b>0,68</b>	<b>6.877,77</b>

Tabla 8

La tabla 9 resume las pérdidas que entran en juego en el sistema, tanto las asignadas como las extraídas del cálculo.

Factores de pérdidas		%
Pérdidas por sombreado	$L_{somb}$	13,1
Pérdidas por polvo y suciedad	$L_{PS}$	3,0
Pérdidas angulares	$L_A$	0,0
Pérdidas espectrales	$L_S$	0,0
Pérdidas por temperatura	$L_{temp}$	0,6
Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	$L_{PN}$	4,0
Pérdidas por mismatch o de conexionado	$L_M$	3,0
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,DC}$	1,0
Pérdidas por seguimiento del PMP	$L_{SPMP}$	2,0
Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	$L_{\eta inv}$	5,9
Pérdidas por caídas de tensión en el cableado DC	$L_{Ohm,AC}$	1,0

Tabla 9

### 2.3. DIMENSIONADO DE LAS CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

El proceso de cálculo de las secciones de los conductores para la instalación de concentración es exactamente el mismo que el seguido para la instalación fija, por lo que en los siguientes apartados se omitirán los detalles innecesarios.

Ha de tenerse en cuenta que las características eléctricas que especifica el fabricante están dadas para una irradiancia normal directa de  $1000 \text{ W/m}^2$ , valor que sabemos no va a alcanzarse en ninguna circunstancia. No obstante, tomamos este hecho como un margen de seguridad en el dimensionado de la misma, ya que en realidad, las máximas intensidades de corriente que puedan darse serán algo menores y por consiguiente, las caídas de tensión que puedan producirse también.

### 2.3.1. Tramo módulos - Caja de conexiones DC

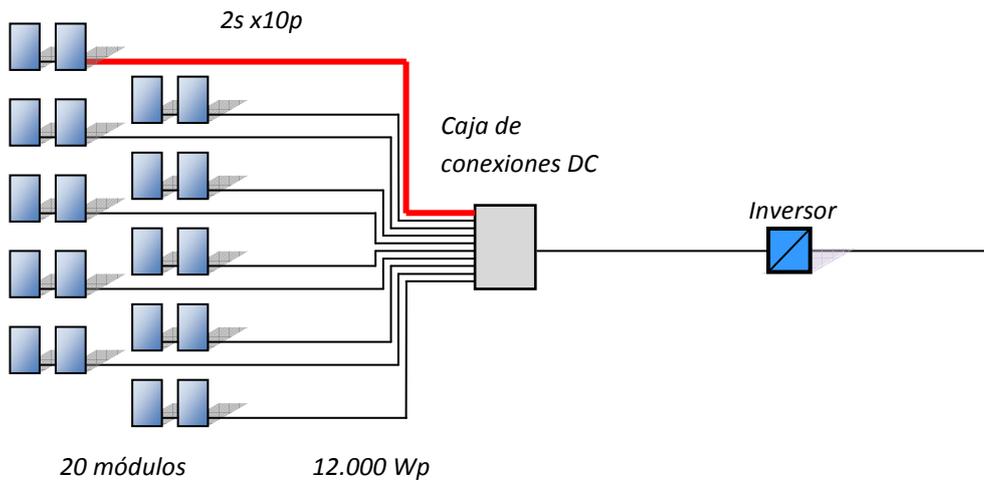


Figura 31

- Criterio de la máxima intensidad admisible por el cable (para todas las ramas)

El cable de cada rama deberá soportar una intensidad de:

$$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 2,84 A = 3,55 A$$

por lo que, en lo que a intensidad máxima admisible se refiere, la mínima sección sería de  $1,5 \text{ mm}^2$ .

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

Manteniendo una caída de tensión máxima admisible entre los módulos y la caja DC del 1,0 % de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico; para la rama más alejada de la caja de conexiones DC, dicha condición se cumple cuando la sección del cable sea como mínimo de:

$$S_{m,rama} = \frac{2 L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} =$$

$$= \frac{2 \cdot 39 m \cdot 2,72 A}{0,01 \cdot 2 \cdot 260 V \cdot 56 \frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 0,73 \text{ mm}^2$$

Debido a la pequeñas corrientes de rama, la sección de los cables es muy pequeña en ambos criterios, por lo que la sección elegida será la que comúnmente se considera como aquella que proporciona una resistencia mecánica mínima aceptable, es decir, **4 mm<sup>2</sup>** para la todas las ramas o strings. Los cables serán mangueras unipolares de cobre con de las mismas características que los descritos para la instalación fija.

### 2.3.2. Línea principal de continua

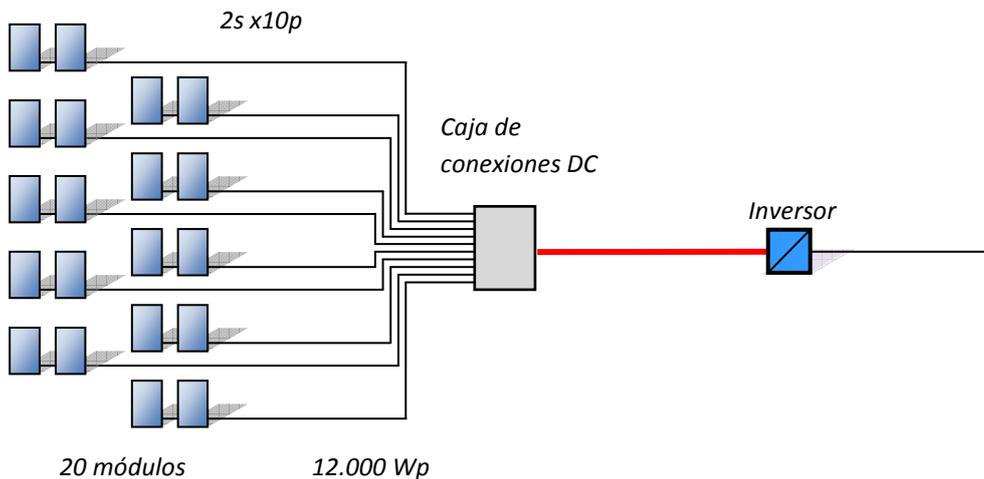


Figura 32

- *Criterio de la máxima intensidad admisible por el cable: para todas las ramas.*

El cable principal de continua deberá soportar una intensidad de:

$$1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 10 \cdot 2,84 \text{ A} = 35,5 \text{ A}$$

La sección 6 mm<sup>2</sup> admite  $0,9 \cdot 49 = 44,1 \text{ A}$ .

- *Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable.*

Se supondrá que en este tramo cae un 0,5 % de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico.

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{principal} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} =$$

$$\frac{2 \cdot 59 \text{ m} \cdot 10 \cdot 2,72 \text{ A}}{0,005 \cdot 2 \cdot 260 \text{ A} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 22,0 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, se utilizará cable de sección **25 mm<sup>2</sup>**. Los cables serán de las mismas características que los descritos para la línea principal de continua de la instalación fija.

### 2.3.3. Tramo de alterna

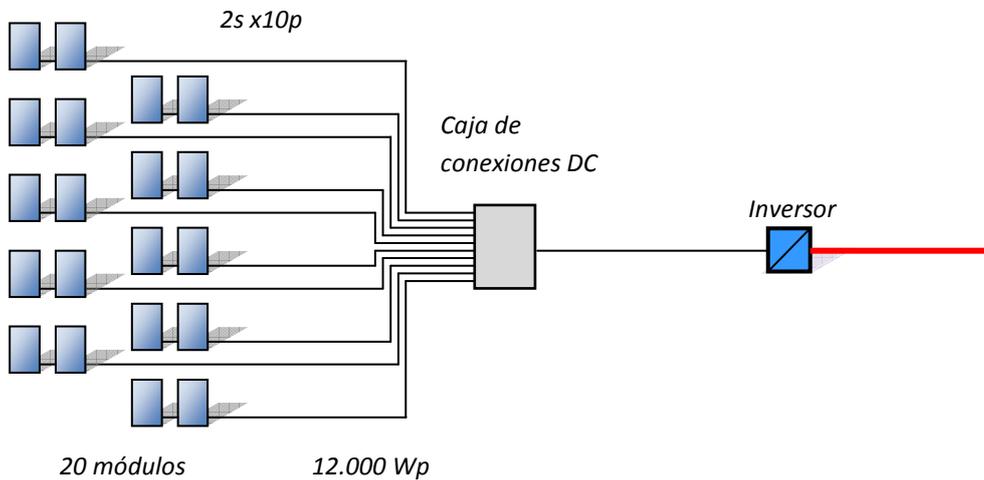


Figura 33

Para el tramo de alterna, dado que el inversor y su ubicación es la misma que en la instalación fija, los cables serán de idénticas características y sección que los de aquella, es decir, se utilizará cables unipolares de **6 mm<sup>2</sup>** de idénticas características y montaje que en la instalación fija.

## 2.4. PROTECCIONES

En este apartado se justifica mediante cálculos aquellos sistemas de protección que en esta instalación de concentración pueden diferir de la instalación fija. No se detallarán aquellas protecciones que son idénticas a la instalación fija como: protección de las personas o instalación de puesta a tierra.

### 2.4.1. Protección de equipos

#### 2.4.1.1. Protección frente a sobreintensidades

Las sobreintensidades pueden estar provocadas por sobrecargas y por cortocircuitos. En los siguientes párrafos se prevé, para cada canalización, las medidas a tomar para que los conductores estén protegidos frente a estos efectos.

### Red de continua

En las ramas del generador fotovoltaico las intensidades en el punto de máxima potencia son de 2,72 A; las de cortocircuito de la propia rama de 2,84 A y las de cortocircuito que provienen del resto de las ramas de  $9 \cdot 2,84 = 25,56$  A. Por tanto, la máxima intensidad esperable por cortocircuito en una rama del generador es de 25,56 A.

La sección de los conductores de rama es de  $4 \text{ mm}^2$  la cual permite una intensidad máxima a su través de  $38 \times 0,9 = 34,2$  A, mayor que la intensidad máxima de cortocircuito esperable sobredimensionada en un 25 %,  $25,56 \cdot 1,25 \text{ A} = 31,95$  A; por lo que según la norma IEC 60364-7-712 esta protección puede omitirse. No obstante, con objeto de facilitar tareas de medición y/o mantenimiento se colocarán interruptores seccionadores en cada rama en la caja de conexiones de continua de las mismas características que los descritos para la instalación fija.

En la línea principal de continua que une la caja de conexión de continua con el inversor, la intensidad en el punto de máxima potencia en CEM es de 27,2 A y la de cortocircuito de 28,4 A. Por tanto, y dado que la sección de este cable ha sido dimensionada conforme a IEC 60364-7-712 para 1,25 veces la máxima intensidad de cortocircuito esperable del generador:

$$1,25 \cdot I_{GFV,SC,STC} = 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 10 \cdot 2,84 = 35,5 \text{ A}$$

puede omitirse esta protección, tanto más cuando el criterio por caída de tensión fue más restrictivo e impuso una sección  $25 \text{ mm}^2$  que admite  $116 \cdot 0,9 = 104,4$  A.

Se elige, como interruptor principal de continua, el S802PV-M63 de ABB<sup>TM</sup>, con una intensidad nominal de 63 A.

#### 2.4.1.2. Descargadores de sobretensiones

Lo indicado para la instalación fija es también aquí válido, ya que la única variación respecto a aquella es la máxima tensión esperable a la salida del generador para una temperatura ambiente  $-10 \text{ }^\circ\text{C}$  (temperatura de célula de  $5 \text{ }^\circ\text{C}$ ) y cuyo valor es:

$$V_{GFV,OC(T_c=5^\circ C)} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC(T_c=5^\circ C)} = 2 \cdot 299,2 = 598,4 \text{ V}$$

por lo que es apto el mismo descargador PV PROTEC C 40/900 de DISMATEL.

**ANEXO II:  
SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FIJA**

## 1. SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FIJA MEDIANTE PVSYST 4.1

Con objeto de apoyar los cálculos efectuados manualmente en la memoria de cálculo de este estudio, en este capítulo, se lleva a cabo una simulación electrónica de la instalación fija mediante la aplicación PVSYST en su versión 4.1.

Los datos de irradiación global sobre superficie horizontal utilizados en la simulación son los mismos que los empleados en el estudio, ya que ambos provienen de METEONORM (figura 34).

Geographic site parameters

Site : **Sevilla (Spain)**

Data source :

	Global irrad. kWh/m <sup>2</sup> .day	Diffuse kWh/m <sup>2</sup> .day	Temper. °C	Wind vel. m/s
January	2.52	1.00	11.2	3.60
February	3.25	1.29	12.3	3.60
March	4.71	1.55	14.5	3.60
April	5.37	2.00	16.2	4.60
May	6.61	2.10	19.5	4.60
June	7.20	2.07	24.0	4.60
July	7.58	1.77	27.3	4.60
August	6.52	1.81	27.3	4.60
September	5.37	1.57	25.1	4.10
October	3.87	1.32	19.5	3.60
November	2.50	1.10	15.1	3.60
December	2.16	0.90	11.8	3.60
<b>Year</b>	<b>4.81</b>	<b>1.54</b>	<b>18.7</b>	<b>4.1</b>

**Required data**

Horizontal global irradiation

Average ext. temperature

**Extra data (if available)**

Horizontal diffuse irradiation

Wind velocity

**Irradiation units**

kWh / m<sup>2</sup> day

kWh / m<sup>2</sup> month

MJ / m<sup>2</sup> day

MJ / m<sup>2</sup> month

W / m<sup>2</sup>

Clearness Index Kt

Figura 1. Datos de radiación

La siguiente imagen muestra la ventana de entrada de datos del programa en la que se indica potencia pico de la instalación, modelo de módulo FV, modelo de inversor y configuración de las ramas del generador.

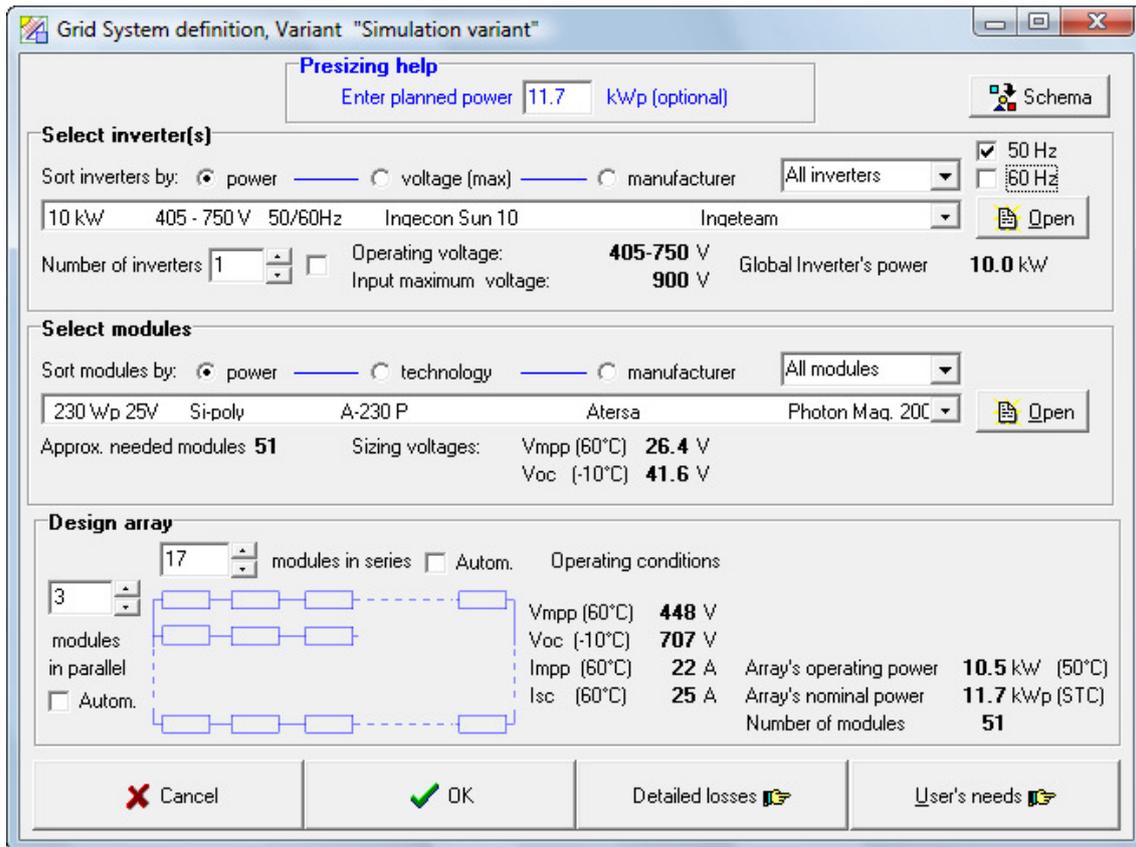


Figura 2. Ventana de ingreso del inversor, del módulo y de la configuración del generador FV

La primera ventana tras la simulación muestra que la producción del sistema es de 17.217 kWh/año ligeramente mayor a los 16.847 kWh de los cálculos. El performance ratio es de 0,74 también ligeramente mayor a los 0,72 de nuestros cálculos y la producción diaria media anual normalizada al kWp instalado es de 4,02 frente a los 3,93 kWh/kWp/día.

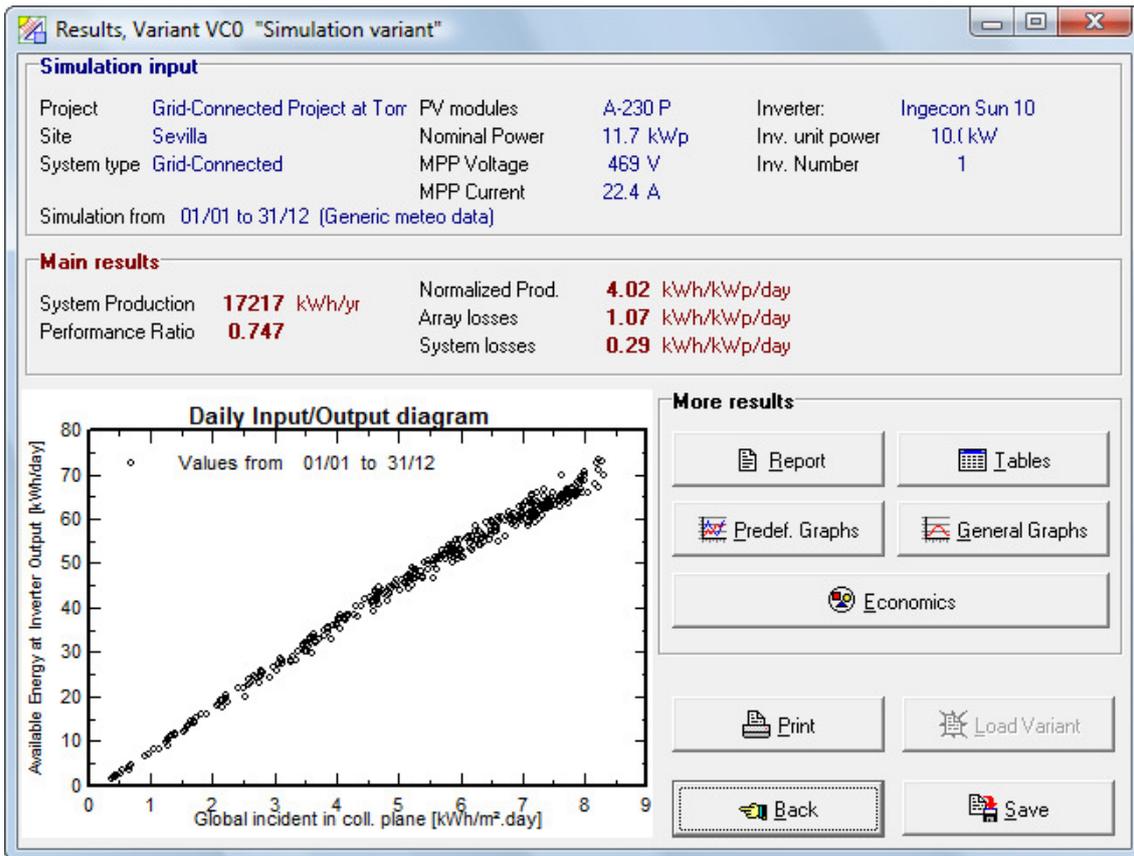


Figura 3. Salida de datos de la simulación

Puede verse también una gráfica que nos muestra la proporcionalidad entre la irradiancia global en el plano del generador y la energía disponible por metro cuadrado y día a la salida del inversor.

La siguiente gráfica nos muestra cómo el rango de tensiones de cada rama del generador se encuentra comprendido en la ventana de tolerancia de la tensión de entrada del inversor (405-750 V) para todas las condiciones de iluminación.

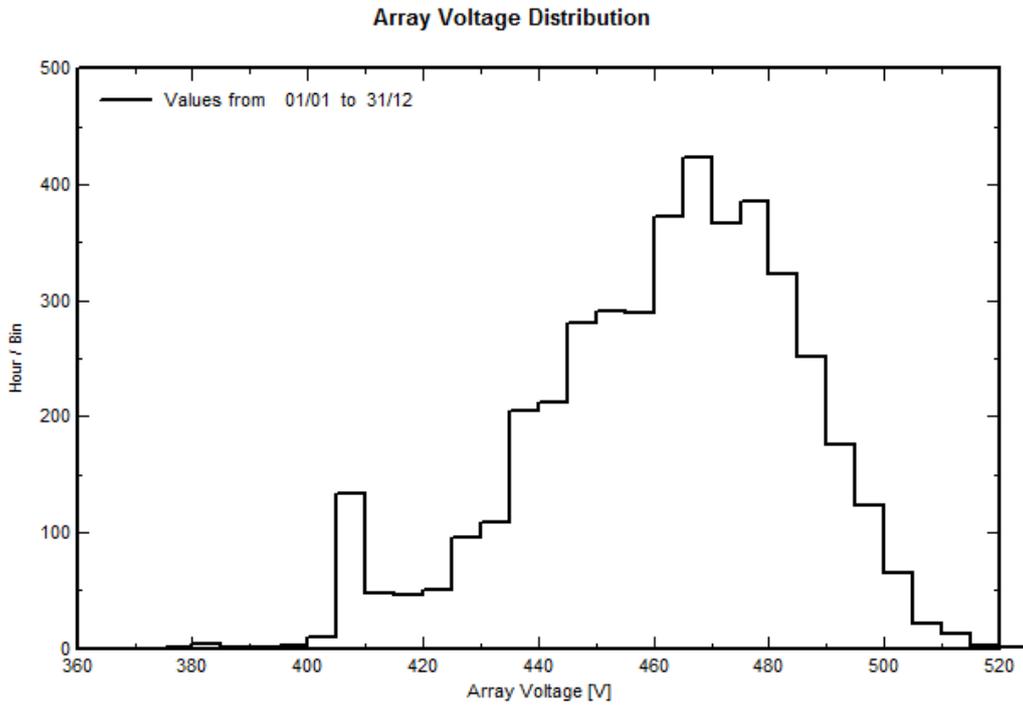


Figura 4. Excursión de la tensión de entrada al inversor

En las siguientes gráficas se visualiza la producción diaria media anual normalizada al kWp instalado y la evolución mensual del PR.

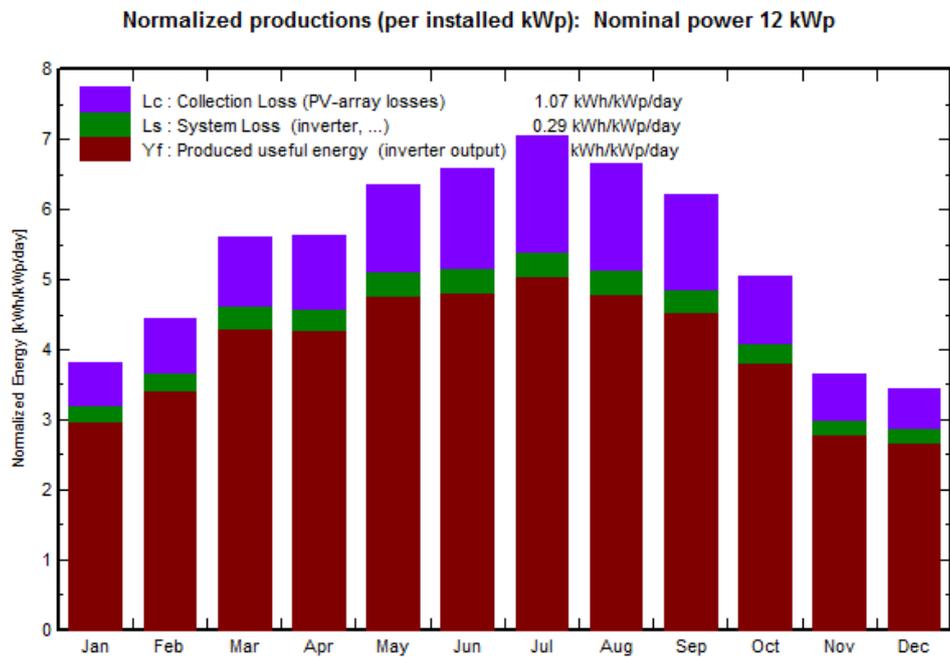


Figura 5

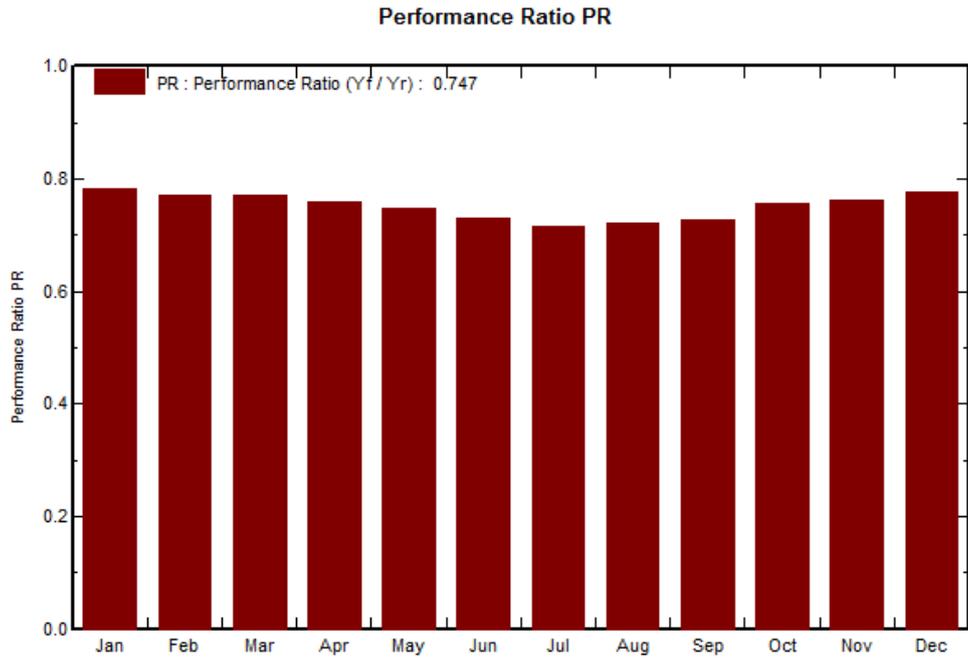


Figura 6. Evolución mensual del PR

Finalmente se representa el gráfico de pérdidas:

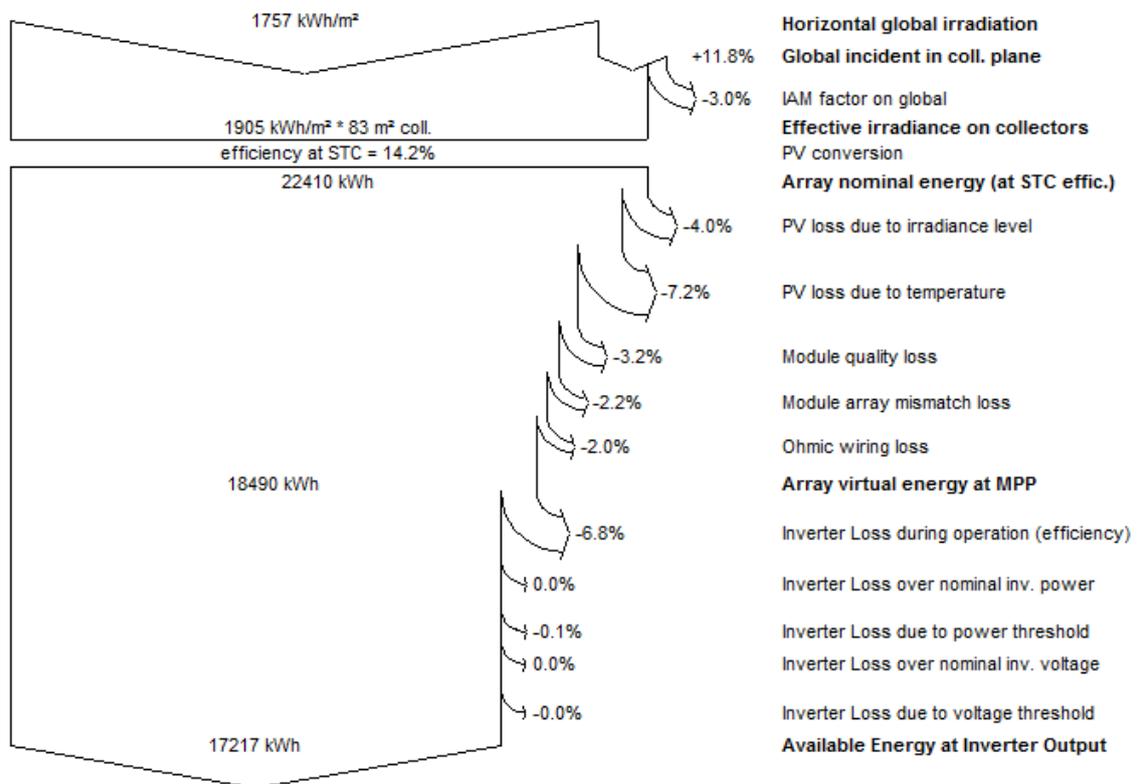


Figura 7. Gráfico de pérdidas

Es interesante destacar cómo se atribuyen unas pérdidas por temperatura del 7,2 % anuales, frente al 8,6 % de nuestros cálculos. Éste último valor estaría más de acuerdo con los resultados basados en datos experimentales obtenidos por Alonso y Chenlo [14] para instalaciones en Sevilla con inclinación fija de 30 °, para las que obtiene un 8,5 %.

Las pérdidas debidas al inversor son del 6,8 %, próximas al 6,2 % de nuestros cálculos.

En general, los resultados de la simulación están de acuerdo con los de la memoria de cálculo.

## **ANEXO III: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

# A-214P, A-222P, A-230P

## Módulo Fotovoltaico Profesional

### FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

ATERSA utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 60 células policristalinas permiten la construcción de este tipo de módulos de alta potencia, lo que simplifica la instalación de los sistemas de conexión a red y sistemas de bombeo de agua directo. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

### MATERIALES

El largo bagaje de ATERSA en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

### CALIDAD

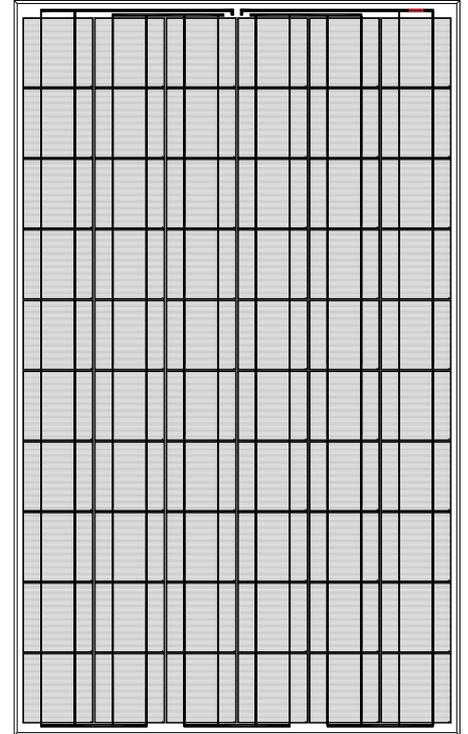
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos cumple con las directivas europeas 2006/95/EC, con la IEC 61215 e IEC 61730 a 1000V<sub>DC</sub>. Entre otras pruebas, los módulos han sido sometidos a 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD 2 dispone de un grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos de seguridad, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

### GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 3 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: [www.atersa.com](http://www.atersa.com)).



## CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-214P, A-222P y A-230P medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

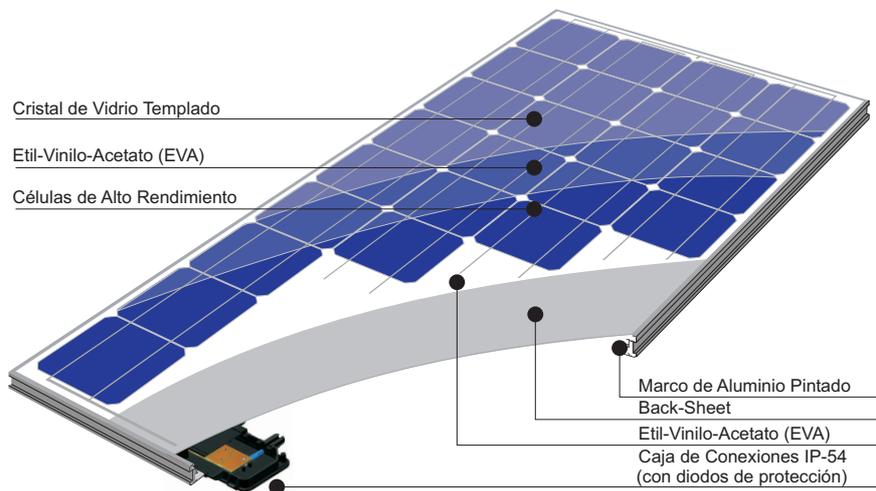
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación  $1\text{KW/m}^2$ , distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$ .

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de  $0,8\text{KW/m}^2$ , temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  y velocidad del viento de  $1\text{m/s}$ .

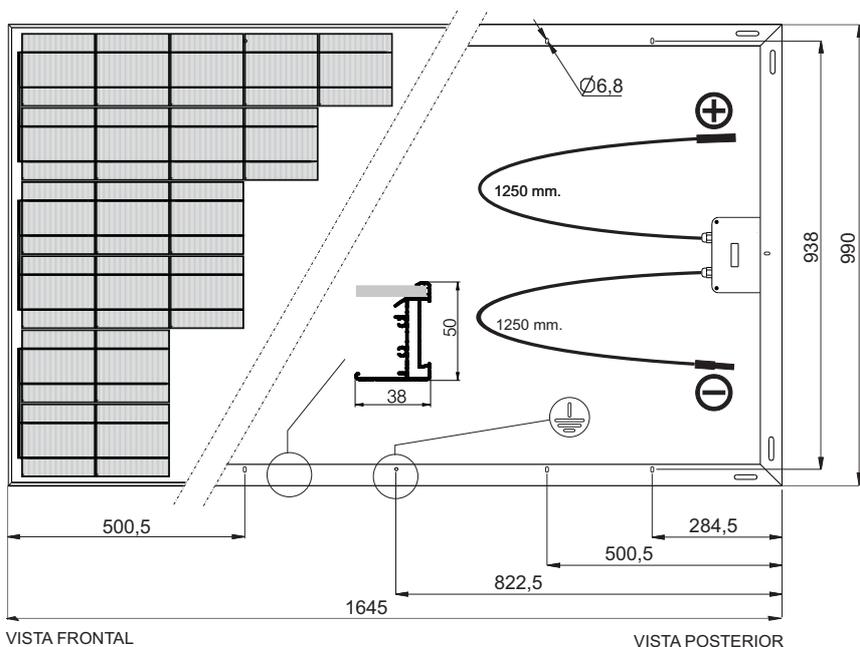
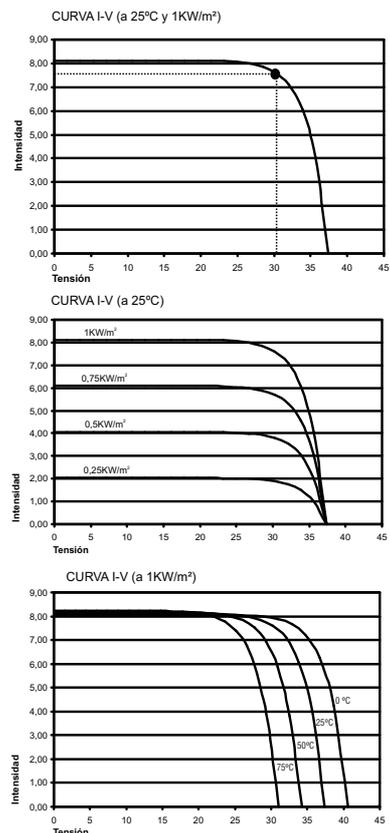
Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-214P	A-222P	A-230P
Potencia (W en prueba $\pm 2\%$ )	214W	222W	230W
Número de células en serie	60		
Eficiencia del módulo	12,64%	13,63%	14,10%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,26A	7,44A	7,62A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,42 V	29,84 V	30,20 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	7,80 A	7,96 A	8,12 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,00 V	37,20 V	37,40 V
Coefficiente de Temperatura de Isc ( $\alpha$ )	0,05%/ $^\circ\text{C}$		
Coefficiente de Temperatura de Voc ( $\beta$ )	-0,35%/ $^\circ\text{C}$		
Coefficiente de Temperatura de P ( $\gamma$ )	-0,46%/ $^\circ\text{C}$		
Máxima Tensión del Sistema	1000 V		
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Dimensiones (mm.)	1645X990X50		
Peso (aprox.)	23 Kg		

Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC:  $47\pm 2^\circ\text{C}$   
 NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

### CURVAS MODELO A-230P



MADRID 28045  
 C/ Embajadores, 187-3º  
 tel. +34 915 178 580  
 tel. +34 915 178 452  
 fax. +34 914 747 467

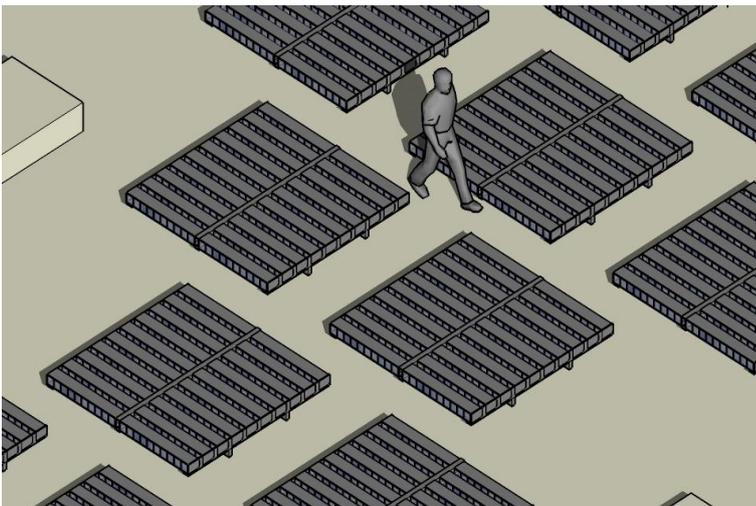
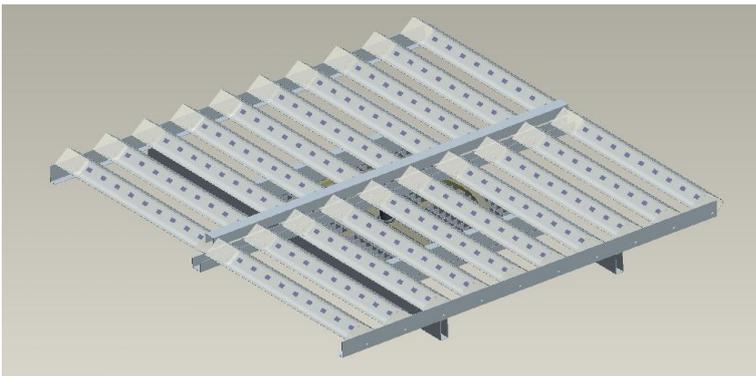
ALMUSSAFES (VALENCIA) 46440  
 P.I. Juan carlos I  
 Avda. de la Foia, 14  
 tel. 902 545 111  
 fax. 902 503 355  
 e-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007  
 C/ Escritor Rafael Pavón, 3  
 tel. +34 957 263 585  
 fax. +34 957 265 308

Última revisión: 03/11/08  
 Referencia: MU-6P 6x10- H

# GIRA-SOL GS700

Sistema integrado de HCPV para instalación en cubiertas

The logo for sol3g, consisting of the text "sol3g" in a white, lowercase, sans-serif font, centered within a solid yellow circle.

El concepto Gira-Sol es un sistema integrado de 700 Wp que incluye los motores y el control de seguimiento, la óptica de concentración y los componentes fotovoltaicos.

Un sistema GS700 es un conjunto de módulos (20 módulos M40), siguiendo el sol en elevación y montado sobre una plataforma azimutal.

Una instalación del sistema GS700 se subdivide en varios *clusters*. El acondicionamiento de potencia (inversor) se puede implementar a nivel de *cluster* o de instalación.

La estrategia de seguimiento es híbrida. Es una combinación de algoritmos de bucle abierto y cerrado. Cada *cluster* tiene un *master* GS700 que obtiene la posición geográfica y la información precisa del tiempo mediante GPS, y predice exactamente la posición teórica del sol.

A nivel de instalación puede incorporarse una red de monitorización entre *masters*, conectada a internet, de forma que en todo momento es posible una monitorización y gestión de alarmas a nivel de instalación o de cluster, todo ello con el fin de facilitar el mantenimiento del sistema.

mail:info@sol3g.com  
http://www.sol3g.com  
Teléfono: + 34 935 820 130  
Fax: +34 935 820 132

Sol3g  
Sistemas Solares de Tercera Generación  
Ronda Can Fatjó 9, Parc Tecnològic del Vallès  
E08290 Cerdanyola, España

# GIRA-SOL GS700

Sistema integrado de HCPV para instalación en cubiertas

sol3g

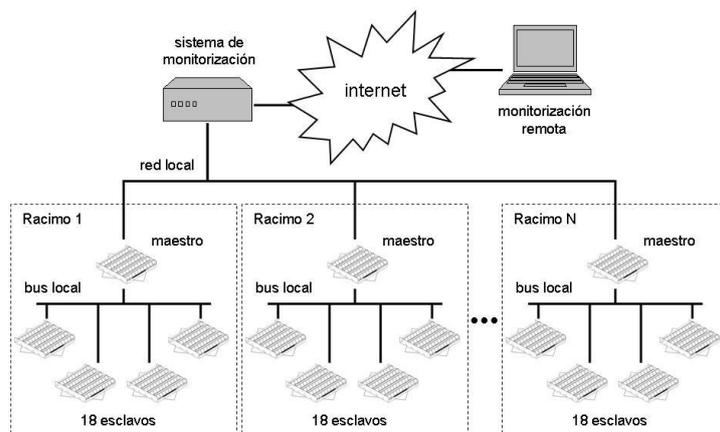
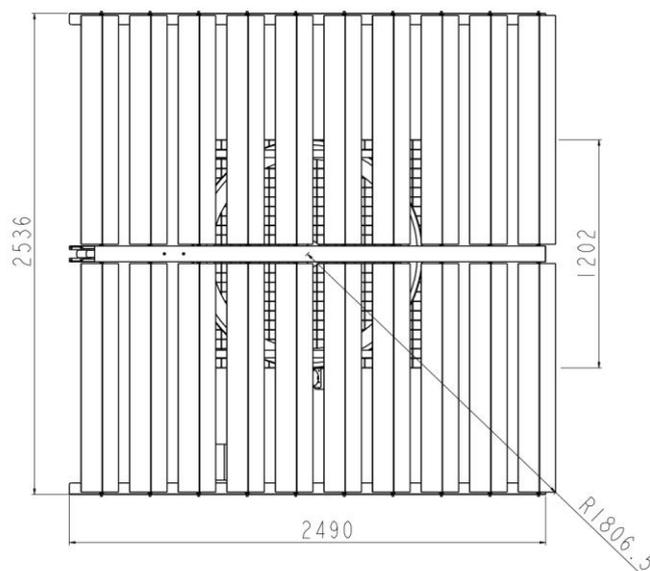
## Características Físicas

Módulos por sistema	20
Apertura solar	2,88 m <sup>2</sup>
Dimensiones	2500x2500x400 mm
Peso	150 Kg
Precisión	0,5 grados

## Características Eléctricas

Clase	M40 S1
Eficiencia de célula	35%
Eficiencia de módulo	24%
Voc	290 V
Isc	2,84 A
Vmpp	260 V
Impp	2,72 A
FF	86%
Potencia @1000W/m <sup>2</sup> DNI	700 W
Potencia @850W/m <sup>2</sup> DNI	600 W
Coefficiente de Temp. Voc	-0,159 %/°C
Coefficiente de Temp. Pmpp	-0,085 %/°C

(+/- 5% tolerancia de potencia)



mail:info@sol3g.com  
http://www.sol3g.com  
Teléfono: + 34 935 820 130  
Fax: +34 935 820 132

Sol3g  
Sistemas Solares de Tercera Generación  
Ronda Can Fatjó 9, Parc Tecnològic del Vallès  
E08290 Cerdanyola, España

# Ingecon® Sun Smart

10 / 12,5 / 15 / 20 / 30

La familia de inversores Ingecon® Sun Smart aúna la robustez de unos equipos fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (bloque de electrónica IP65), con la versatilidad de una amplia gama de potencias que los hace idóneos para distintos tamaños de instalaciones.

Su etapa de conversión trifásica pura ofrece una salida equilibrada en las tres fases AC y no requiere de ningún elemento adicional para desconectarlas simultáneamente.

El mantenimiento de estos inversores es muy sencillo gracias a que su electrónica está integrada en un bloque fácilmente intercambiable desde el exterior.

La envolvente de acero inoxidable de la que disponen permite instalarlos en el interior o en el exterior y soportar temperaturas extremas. Disponen de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Para facilitar la instalación cuentan con conectores rápidos para la conexión del campo fotovoltaico. No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Asimismo este frontal dispone de LEDs indicadores de estado y alarmas y pantalla LCD.

Los Ingecon® Sun Smart han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Tienen una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.



## Protecciones

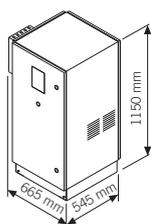
Los Ingecon® Sun Smart llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Contra polarizaciones inversas.
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC opcional.
- Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida opcionales.

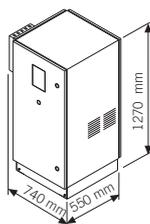
## Accesorios opcionales

- Comunicación entre inversores mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Software Ingecon® Sun Manager para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. IngeRAS™ PV.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de variables meteorológicas.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

## Dimensiones y peso

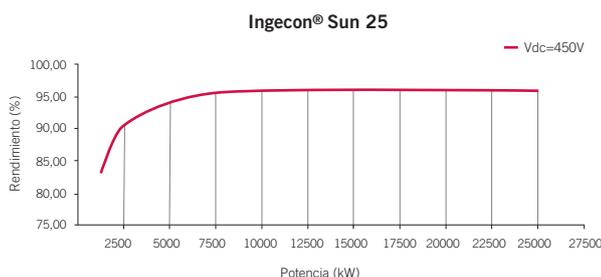


Ingecon® Sun 10: 192 kg.  
Ingecon® Sun 12,5: 192 kg.  
Ingecon® Sun 15: 242 kg.



Ingecon® Sun 20: 323,5 kg.  
Ingecon® Sun 25: 323,5 kg.  
Ingecon® Sun 30: 323,5 kg.

## Rendimiento



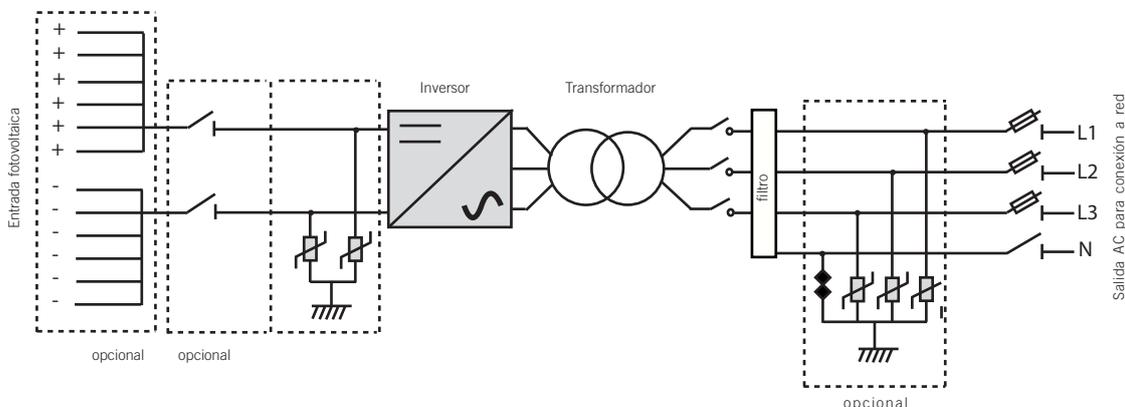
Características técnicas

Modelo	Ingecon® Sun 10	Ingecon® Sun 12,5	Ingecon® Sun 15	Ingecon® Sun 20	Ingecon® Sun 25	Ingecon® Sun 30
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	12 - 13 kWp	14 - 16 kWp	17 - 20 kWp	23 - 26 kWp	29 - 33 kWp	35 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC <sup>(2)</sup>	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	30 A	32 A	41 A	57 A	71 A	86 A
Nº entradas DC	8	8	8	10	10	10
MPPT	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal AC modo HT <sup>(3)</sup>	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
Potencia nominal AC modo HP <sup>(4)</sup>	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27,5 kW	33 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi <sup>(5)</sup>	1	1	1	1	1	1
THD <sup>(5)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia máxima	94,90%	94,90%	94,90%	95,50%	95,60%	95,60%
Euroeficiencia	93,30%	93,50%	93,80%	94,00%	94,50%	94,70%
<b>Datos Generales</b>						
Consumo energía standby	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo energía nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura funcionamiento	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54
Referencias normativas	VDE0126-1-1					
	RD 661/2007					
	RTC alle rete BT di Enel Distribuzione					
	CEI 11-20					
	CEI 11-20 V1					
	CEI 0-16					

**Modo HT (high temperature) - Potencias nominales a 45°C**  
**Modo HP (high power) - Potencias nominales a 40°C**

**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica <sup>(2)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas <sup>(3)</sup> Hasta 45°C ambiente, Pmax=110% Pnom para transitorios no permanentes <sup>(4)</sup> Hasta 40°C ambiente, Pmax = Pnom <sup>(5)</sup> Para PAC > 25% de la potencia nominal

Ingecon® Sun Smart



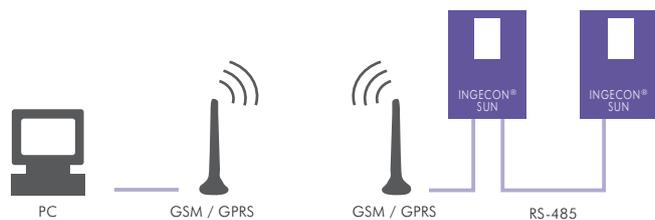
# Ingecon® Sun comunicación

## OPCIONES PARA LA COMUNICACIÓN CON INVERSORES

- A. Tarjetas Módem** para la comunicación telefónica GSM / GPRS o RTC de los inversores con un PC.
- B. Tarjeta RS-485 o fibra óptica** para la comunicación local con un PC y entre los inversores que forman la instalación solar.
- C. Tarjeta de entradas analógicas** para la lectura de señales provenientes de sensores externos (temperatura, radiación solar, velocidad del viento, etc...).

### Tarjetas Módem

Para la comunicación vía módem GSM / GPRS con inversores Ingecon® Sun. Permiten controlar desde un PC remoto todas las diferentes variables de la instalación solar: parámetros de funcionamiento del inversor, históricos de datos, etc...



Conexión RS-485 para la comunicación con otros inversores equipados con la tarjeta RS-485.

Conexión RS-485 adicional para la comunicación con un PC o con un panel informativo de la instalación solar.



GSM / GPRS - Telefonía móvil.

### Versión GSM/GPRS Telefonía móvil

Incorpora antena magnética.  
Requiere tarjeta SIM habilitada para transmisión de datos GSM / GPRS.



RTC - Red telefónica convencional.

### Versión Red Telefónica Convencional

### Ingecon® Sun comunicación

Gráficas y tablas.  
Configuración, seguimiento.  
Lista completa de variables.  
Entorno Windows®.



# Múltiples opciones para la transmisión de datos

## Tarjeta RS-485

Para la comunicación por línea serie RS-485 con inversores Ingecon® Sun. Integrada en el propio inversor.

Permite la transmisión de todas las variables de la instalación solar: parámetros del inversor, históricos de datos, etc...

Puede controlarse desde un PC local.

Modo de configuración Half-Duplex (dos hilos).

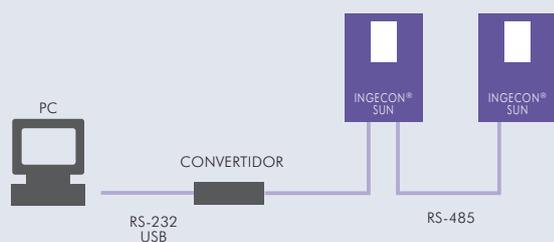
Conexión de múltiples inversores en lazos cerrados.

Suministro de convertidores RS-485 / RS-232 ó RS-485 / USB para conexión con PC.

Software de monitorización:

- Ingecon® Sun Monitor (monofásicos).
- Ingecon® Sun Control (trifásicos).

Conector rápido para una fácil conexión entre inversores.



## Tarjeta de entradas analógicas

Tarjetas de entradas analógicas.

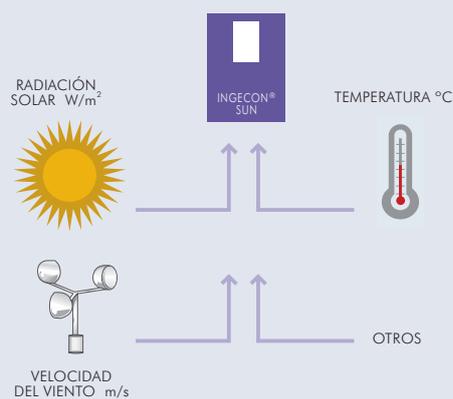
Para la lectura de variables físicas externas como temperaturas, irradiación solar, velocidad de viento, etc... integrada en el propio inversor. Sensores no incluidos.

Seis entradas analógicas:

**Cuatro entradas** son configurables según la señal generada por los sensores de medida:

- como entradas de corriente, de 0 a 20 mA.
- como entradas de tensión, de 0 a 10 Vdc, de 0 a 2 Vdc, y de 0 a 0,4 Vdc.

Conexión directa de **2 sondas de temperatura** del tipo PT100 de dos hilos.



REF: AAP2001FA03 REV: \_ DATOS SUJETOS A MODIFICACIÓN

# Ingecon® Sun monitor

PC-SOFTWARE PARA LA CONFIGURACIÓN Y EL SEGUIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

## Características generales

**Programa sobre PC.** Entorno gráfico de Windows®.

Gestión de distintas Plantas fotovoltaicas desde un único PC.

**Hasta 247 inversores en cada Planta.**

Diseño de la Planta mediante un **mapa coloreado de inversores.**

**Configuración individual** de cada uno de los inversores de la instalación.

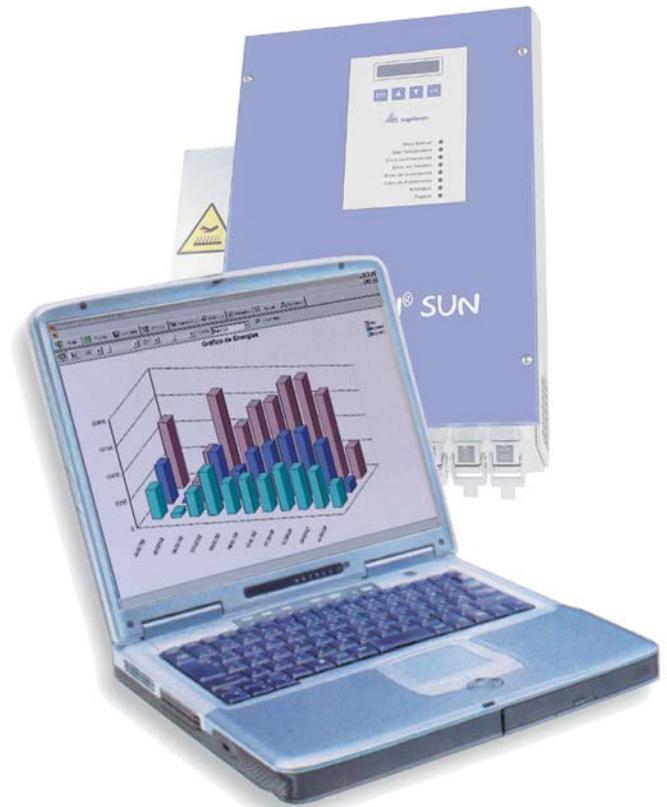
**Visualización On-line** de las variables internas del inversor. Refresco con **periodicidad programable.** Modo de visualización en Menú Rápido.

El inversor memoriza periódicamente el valor de sus variables. Posibilidad de **captura y archivo en disco** de esos históricos de datos.

Representación del histórico de datos en forma de **tablas o gráficas de diversos tipos.** Exportación a MS Excel®.

Disponible también en **inglés y alemán.**

Configurable para el envío de alarmas por **SMS.**



Configuración Ingecon® Sun		
Ingecon® Sun	Valor	Unidades
Marcha/Paro Manual	Marcha	
Longitud terrestre (Long.Lth)	1.6	Grados
Latitud terrestre (Latitud)	42.7	Grados
Periodo de monitorización	15	minutos

Ingecon® Sun		
Tensión de entrada de arranque	Valor	Unidades
Tensión de entrada de arranque	1.0	Volts
Tiempo de arranque de Ván	5	Segundos
Tensión de entrada de parada	1.0	Volts
Tiempo de espera para reiniciar	1.0	Segundos
Tensión de salida mínima	1.0	Volts
Tiempo de salida mínima	30	Volts
Frecuencia de salida mínima	4	Hertzios
Frecuencia de salida máxima	5	Hertzios
Cuenta de Pts	1	
Logro del Seno de Pts	Positivo	
Impedancia mínima de la instalación	0	Ohms

Configuración de un inversor.

## Requisitos del PC

Pentium® III o superior.

Interface puerto serie RS-232 o USB.



Diseño de la Planta, Mapa de inversores.

## Ingecon® Sun monitor

Gráficas y tablas.  
Configuración, seguimiento.  
Lista completa de variables.  
Entorno Windows®.



# Gestione sus plantas fotovoltaicas en modo local y remoto.

## Monitor

**Lectura de Datos On-line**

Salir Start Stop Ingecon® Sun : 1

Variable	Unidades
Energía total entregada a la Red (Etot)	8653 kWh
Tiempo total en estado operativo (T.op)	5041 horas
Número total de conexiones a la Red (Nºconex)	541
Número total de errores	0
Estado de las alarmas (Alarma Inv)	0x0
Estado de funcionamiento interno (Estado)	0xDEFD
Tensión de los paneles solares (Vdc)	273 Voltios DC
Corriente de los paneles solares (Idc)	1.48 Amperios DC
Potencia de los paneles solares	404.04 Vatios
Tensión de bus	365 Voltios DC
Corriente de salida a la Red (Iac)	1.84 Amperios AC
Potencia de salida a la Red (Pac)	380 Vatios
Coseno de Phi (Cos Phi)	0.957
Signo del Seno de Phi	Positivo
Tensión de la Red (Vvac)	230 Voltios AC
Frecuencia de la Red (Fvac)	49.94 Hertzios
Fecha actual	13/02/2007

Lectura On-line.

**bec**

13/02/2007-1

Fecha y Hora	Vdc (V)	Idc (A)	Vbus (V)	Vac (V)	Fac (Hz)	Iac (A)	Pac (W)
2007/2/13 08:45	322	0.01	347	230	49.95	0.17	
2007/2/13 09:00	278	0.66	367	231	49.97	1.58	
2007/2/13 09:15	303	1.39	366	231	49.98	1.88	
2007/2/13 09:30	305	2.36	367	231	49.95	2.97	
2007/2/13 09:45	308	3.17	364	229	49.97	4.04	
2007/2/13 10:00	310	4.23	363	229	49.97	5.41	
2007/2/13 10:15	307	3.85	366	231	49.97	4.83	
2007/2/13 10:30	311	6.46	365	230	49.97	8.19	
2007/2/13 10:45	306	6.97	365	230	49.97	8.69	
2007/2/13 11:00	304	6.71	365	230	49.97	8.31	
2007/2/13 11:15	307	9.48	367	231	49.97	11.77	
2007/2/13 11:30	301	10.23	371	234	49.97	12.31	
2007/2/13 11:45	300	11	371	234	49.97	12.37	

Históricos.

**Ingecon® Sun**

Salir Start Stop Ingecon® Sun : 1

Ingecon® Sun	Etot (kWh)	Pac (W)	T.op (h)	Lecturas	OK	NDK
Ingecon® Sun 1	1	4400	23	1	1	1
Ingecon® Sun 2	400	300	23	1	1	1
Ingecon® Sun 3	640	4600	21	1	1	1
Ingecon® Sun 4	670	5100	89	1	1	1
Ingecon® Sun 5	876	3300	11	1	1	1
Ingecon® Sun 6	340	1200	23	1	1	1
Ingecon® Sun 7	554	1100	9	1	1	1
Ingecon® Sun 8	447	1235	611	1	1	1

Planta

**222952 kWh**   **40639 W**   **100328 h**

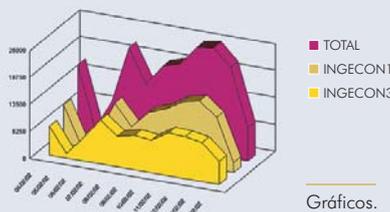
Lectura On-line de todos los inversores de una instalación.

Relación de las variables visualizables on-line y que son memorizadas por el inversor.

- Energía total entregada a la Red.
- Tiempo total en estado operativo.
- Número total de conexiones a la Red.
- Número total de errores.
- Estado de las alarmas.
- Estado de funcionamiento interno.
- Tensión de los paneles solares.
- Corriente de los paneles solares.
- Potencia de los paneles solares.
- Corriente de salida a la Red.
- Potencia de salida a la Red.
- Coseno de Phi.
- Signo del Seno de Phi.
- Tensión de la Red.
- Frecuencia de la Red.
- Fecha actual.
- Hora actual.

### Y también:

- Conjunto de variables y parámetros relacionados con los seguidores solares.
- Variables externas al inversor recogidas a través de entradas analógicas: irradiancia, temperatura, etc...



# PV PROTEC C(R) 40

La serie de protectores PV PROTEC C(R) 40 han sido desarrollados para proteger contra descargas y sobretensiones producidas por impactos indirectos de rayo en la parte de continua de los sistemas fotovoltaicos.

La protección consiste en dos (tres) etapas de varistores equipados con desconectores térmicos que indican a través de una ventanilla el fallo del elemento.

<b>Categoría según IEC / EN / VDE:</b>	<b>Class II / Type 2 / C</b>
<b>Uso y localización:</b>	<b>Lado de continua en sistemas fotovoltaicos, cuadros secundarios</b>
<b>Modos de protección:</b>	<b>(+) - PE, (-) - PE</b>
<b>Elemento de protección:</b>	<b>Varistores MOV de alta energía</b>
<b>Corrientes de descarga:</b>	<b><math>I_n = 20\text{kA}</math> per pole, <math>I_{max} = 40\text{kA}</math> per pole</b>
<b>Protecciones internas de seguridad:</b>	<b>Fusibles térmicos</b>
<b>Indicación de estado:</b>	<b>Ventanilla + señalización remota (R)</b>
<b>Encapsulado:</b>	<b>Diseño modular</b>

## Datos técnicos

Tipo	PV PROTEC C(R) 40/xxxx				
	100	550	900	1000	
Según Norma	IEC-61643-1				
Tensión máxima de funcionamiento (DC)	$U_c$	100V	550V	900V	1000V
Corriente nominal de descarga (8/20)	$I_n$	20kA por polo		20kA	
Corriente máxima de descarga (8/20)	$I_{max}$	40kA por polo		40kA	
Corriente de choque de rayo (10/350)	$I_{imp}$	/			
Energía específica		/			
Carga		/			
Nivel de protección $U_p$	- a $I_n$ (8/20)	< 0.7kV	< 2.1kV	< 3.7kV	< 4.0kV
	- a $I_{imp}$ (10/350)	/			
Corriente de seguimiento	$I_f$	NO			
Tiempo de respuesta	$t_A$	< 25ns			
Corriente residual a $U_c$	$I_{PE}$	< 1.5mA			
Protección térmica		SI			
Par de apriete de tornillo		máx. 4.5Nm			
Fusible previo máximo (si antes > 125 A)		125A gL			
Capacidad de cortocircuito		25kA / 50Hz			
Margen de temperatura		- 40°C .... + 80°C			
Sección de conexión máxima		35mm <sup>2</sup> (rígido) / 25mm <sup>2</sup> (multifilar)			
Montaje EN 60715		Carril DIN de 35mm			
Grado de protección		IP 20			
Material de la carcasa		Termoplástico; grado de extinción UL 94 V-0			
Dimensiones DIN 43880		2TE	2TE	2TE	3TE
Peso unitario		200g	255g	270g	365g
Código		501 521	501 527	501 550	501 543

## PV PROTEC CR 40 (Con teleseñalización)

Teleseñalización	SI			
Características de los contactos	AC: 250V/0.5A; 125V/3A			
Cables de conexión al terminal	máx. 1.5mm <sup>2</sup>			
Par de apriete del terminal	0.25Nm			
Peso unitario	210g	265g	280g	375g
Código	501 531	501 537	501 551	501 547
Dimensiones del embalaje unitario	108 x 74 x 24mm		108 x 79 x 76mm	

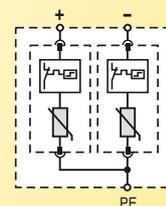


**Protección  
Contra Sobretensiones en  
Sistemas Fotovoltaicos  
 $I_{max} = 40\text{kA}$  (8/20) per pole**

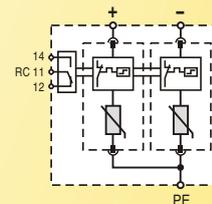


Diagrama de conexión

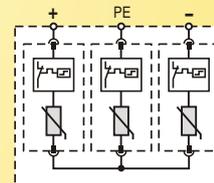
### PV PROTEC C 40/100 - 900



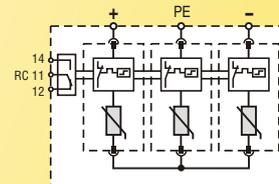
### PV PROTEC C(R) 40/100 - 900



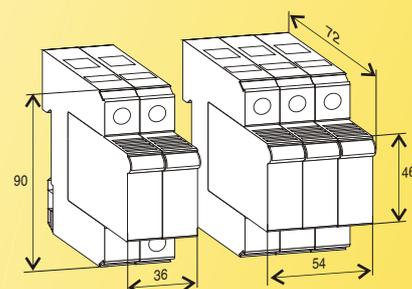
### PV PROTEC C(R) 40/1000



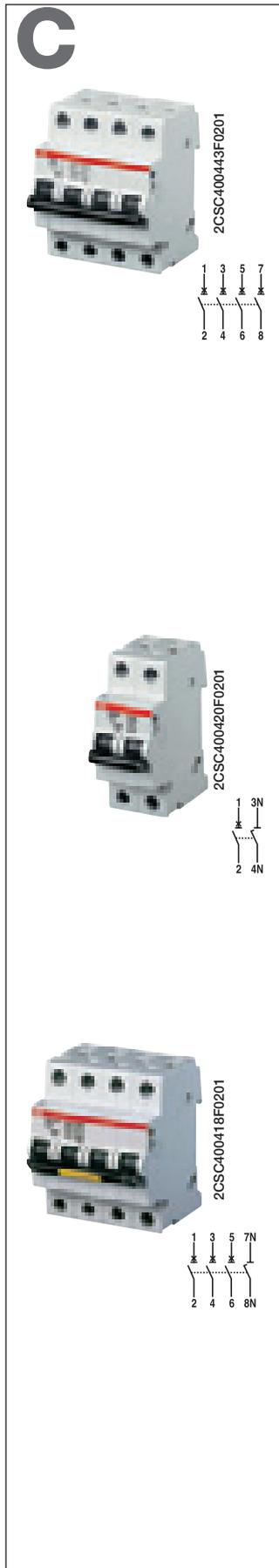
### PV PROTEC C(R) 40/1000



Dimensiones



**ISKRA ZAŠČITE**



4	0.5	<b>S 204 M-C 0.5</b>	2CDS 274 001 R0984	<b>55065 9</b>	0.500	1
	1	<b>S 204 M-C 1</b>	2CDS 274 001 R0014	<b>55067 3</b>	0.500	1
	1.6	<b>S 204 M-C 1.6</b>	2CDS 274 001 R0974	<b>55066 6</b>	0.500	1
	2	<b>S 204 M-C 2</b>	2CDS 274 001 R0024	<b>55068 0</b>	0.500	1
	3	<b>S 204 M-C 3</b>	2CDS 274 001 R0034	<b>55069 7</b>	0.500	1
	4	<b>S 204 M-C 4</b>	2CDS 274 001 R0044	<b>55070 3</b>	0.500	1
	6	<b>S 204 M-C 6</b>	2CDS 274 001 R0064	<b>55071 0</b>	0.500	1
	8	<b>S 204 M-C 8</b>	2CDS 274 001 R0084	<b>55072 7</b>	0.500	1
	10	<b>S 204 M-C 10</b>	2CDS 274 001 R0104	<b>55073 4</b>	0.500	1
	13	<b>S 204 M-C 13</b>	2CDS 274 001 R0134	<b>55074 1</b>	0.500	1
	16	<b>S 204 M-C 16</b>	2CDS 274 001 R0164	<b>55075 8</b>	0.500	1
	20	<b>S 204 M-C 20</b>	2CDS 274 001 R0204	<b>55076 5</b>	0.500	1
	25	<b>S 204 M-C 25</b>	2CDS 274 001 R0254	<b>55077 2</b>	0.500	1
	32	<b>S 204 M-C 32</b>	2CDS 274 001 R0324	<b>55078 9</b>	0.500	1
④	40	<b>S 204 M-C 40</b>	2CDS 274 001 R0404	<b>55079 6</b>	0.500	1
	50	<b>S 204 M-C 50</b>	2CDS 274 001 R0504	<b>54403 0</b>	0.500	1
	63	<b>S 204 M-C 63</b>	2CDS 274 001 R0634	<b>54404 7</b>	0.500	1

U<sub>Bmax</sub> 440 V ~  
125 V ...

- ① suitable for flow-type heaters 12 kW      ③ suitable for flow-type heaters 21, 24 and 27 kW  
 ② suitable for flow-type heaters 18 kW      ④ U<sub>Bmax</sub> 125 V ... with 2 poles connected in series

With disconnecting neutral NA

Number of poles	Rated current	Order details	Bbn 4016779	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece	Pack unit	
In A	Type code	Order code	EAN			kg	pc.	
1 +	0.5	<b>S 201 M-C 0.5 NA</b>	2CDS 271 103 R0984	<b>55005 5</b>		0.250	5	
	1	<b>S 201 M-C 1 NA</b>	2CDS 271 103 R0014	<b>55007 9</b>		0.250	5	
	NA	1.6	<b>S 201 M-C 1.6 NA</b>	2CDS 271 103 R0974	<b>55006 2</b>		0.250	5
		2	<b>S 201 M-C 2 NA</b>	2CDS 271 103 R0024	<b>55008 6</b>		0.250	5
		3	<b>S 201 M-C 3 NA</b>	2CDS 271 103 R0034	<b>55009 3</b>		0.250	5
		4	<b>S 201 M-C 4 NA</b>	2CDS 271 103 R0044	<b>55010 9</b>		0.250	5
		6	<b>S 201 M-C 6 NA</b>	2CDS 271 103 R0064	<b>55011 6</b>		0.250	5
		8	<b>S 201 M-C 8 NA</b>	2CDS 271 103 R0084	<b>55012 3</b>		0.250	5
		10	<b>S 201 M-C 10 NA</b>	2CDS 271 103 R0104	<b>55013 0</b>		0.250	5
		13	<b>S 201 M-C 13 NA</b>	2CDS 271 103 R0134	<b>55014 7</b>		0.250	5
		16	<b>S 201 M-C 16 NA</b>	2CDS 271 103 R0164	<b>55015 4</b>		0.250	5
		20 ①	<b>S 201 M-C 20 NA</b>	2CDS 271 103 R0204	<b>55016 1</b>		0.250	5
		25	<b>S 201 M-C 25 NA</b>	2CDS 271 103 R0254	<b>55017 8</b>		0.250	5
		32 ②	<b>S 201 M-C 32 NA</b>	2CDS 271 103 R0324	<b>55018 5</b>		0.250	5
40 ③	<b>S 201 M-C 40 NA</b>	2CDS 271 103 R0404	<b>55019 2</b>		0.250	5		
	50	<b>S 201 M-C 50 NA</b>	2CDS 271 103 R0504	<b>54395 8</b>		0.250	5	
	63	<b>S 201 M-C 63 NA</b>	2CDS 271 103 R0634	<b>54396 5</b>		0.250	5	

U<sub>Bmax</sub> 253 V ~  
72 V ...

3 +	0.5	<b>S 203 M-C 0.5 NA</b>	2CDS 273 103 R0984	<b>55051 2</b>		0.500	1	
	1	<b>S 203 M-C 1 NA</b>	2CDS 273 103 R0014	<b>55052 9</b>		0.500	1	
	NA	1.6	<b>S 203 M-C 1.6 NA</b>	2CDS 273 103 R0974	<b>55050 5</b>		0.500	1
		2	<b>S 203 M-C 2 NA</b>	2CDS 273 103 R0024	<b>55053 6</b>		0.500	1
		3	<b>S 203 M-C 3 NA</b>	2CDS 273 103 R0034	<b>55054 3</b>		0.500	1
		4	<b>S 203 M-C 4 NA</b>	2CDS 273 103 R0044	<b>55055 0</b>		0.500	1
		6	<b>S 203 M-C 6 NA</b>	2CDS 273 103 R0064	<b>55056 7</b>		0.500	1
		8	<b>S 203 M-C 8 NA</b>	2CDS 273 103 R0084	<b>55057 4</b>		0.500	1
		10	<b>S 203 M-C 10 NA</b>	2CDS 273 103 R0104	<b>55058 1</b>		0.500	1
		13	<b>S 203 M-C 13 NA</b>	2CDS 273 103 R0134	<b>55059 8</b>		0.500	1
		16	<b>S 203 M-C 16 NA</b>	2CDS 273 103 R0164	<b>55060 4</b>		0.500	1
		20 ①	<b>S 203 M-C 20 NA</b>	2CDS 273 103 R0204	<b>55061 1</b>		0.500	1
		25	<b>S 203 M-C 25 NA</b>	2CDS 273 103 R0254	<b>55062 8</b>		0.500	1
		32 ②	<b>S 203 M-C 32 NA</b>	2CDS 273 103 R0324	<b>55063 5</b>		0.500	1
40 ③	<b>S 203 M-C 40 NA</b>	2CDS 273 103 R0404	<b>55064 2</b>		0.500	1		
	50	<b>S 203 M-C 50 NA</b>	2CDS 273 103 R0504	<b>54401 6</b>		0.580	1	
	63	<b>S 203 M-C 63 NA</b>	2CDS 273 103 R0634	<b>54402 3</b>		0.580	1	

U<sub>Bmax</sub> 440 V ~

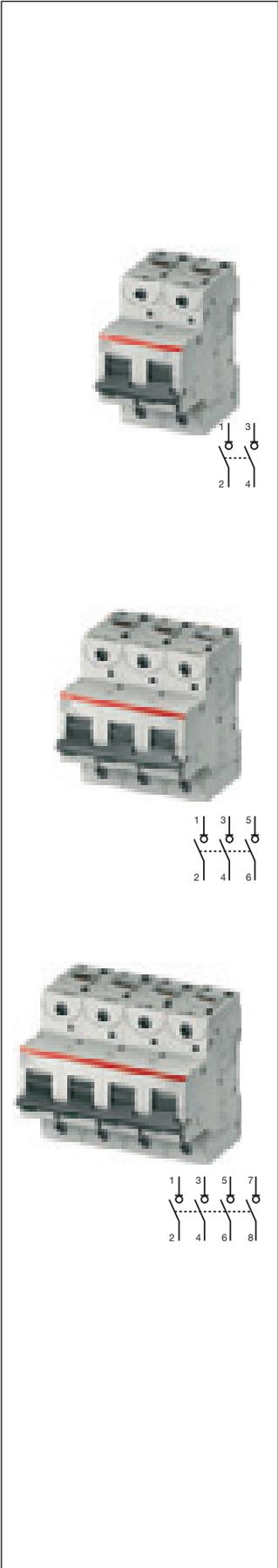
- ① suitable for flow-type heaters 12 kW      ③ suitable for flow-type heaters 21, 24 and 27 kW  
 ② suitable for flow-type heaters 18 kW

**S800PV-M**

Function: DC main switch for photovoltaic applications. Safe disconnection of photovoltaic arrays.

Applications: Photovoltaic systems.

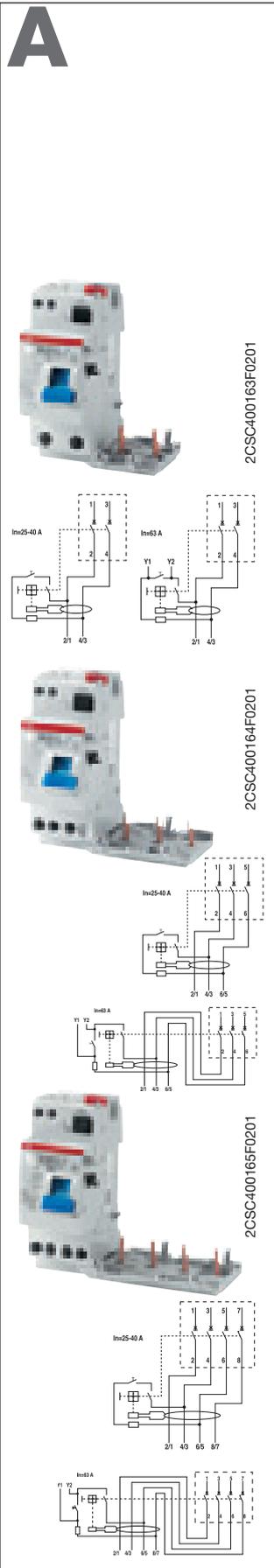
Standard: IEC 60947-3



Number of poles	Rated current In A	Order details Type code	Order code	Bbn 7612271 EAN	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece kg	Pack unit pc.
2	32	<b>S802PV-M32</b>	2CCP812001R1329	<b>211233</b>			0.43	1
	63	<b>S802PV-M63</b>	2CCD842001R1590	<b>215026</b>			0.65	1
	125	<b>S802PV-M125</b>	2CCP812001R1849	<b>211240</b>			0.43	1

3	32	<b>S803PV-M32</b>	2CCP813001R1329	<b>211257</b>			0.65	1
	63	<b>S803PV-M63</b>	2CCD843001R1590	<b>215033</b>			0.65	1
	125	<b>S803PV-M125</b>	2CCP813001R1849	<b>211264</b>			0.65	1

4	32	<b>S804PV-M32</b>	2CCP814001R1329	<b>211271</b>			0.86	1
	63	<b>S804PV-M63</b>	2CCD844001R1590	<b>215040</b>			0.86	1
	125	<b>S804PV-M125</b>	2CCP814001R1849	<b>211288</b>			0.86	1



**DDA 200 A type**

Function: RCD-block for assembly on site with MCBs S 200 series. Protection against the effects of sinusoidal alternating and direct pulsating earth fault currents; protection against indirect contacts and additional protection against direct (with  $I_{\Delta n}=30$  mA) contacts.

Application: residential, commercial, industrial.

Standard: IEC/EN 61009 Ann. G

Number of poles	Rated residual current $I_{\Delta n}$ mA	Rated current $I_n$ A	Order details		Bbn 8012542	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece kg	Pack unit pc.	
			Type code	Order code						EAN
2	10	25	DDA202 A-25/0.01	2CSB202101R0250	795308			0.180	1	
			DDA202 A-25/0.03	2CSB202101R1250	795407			0.180	1	
			DDA202 A-40/0.03	2CSB202101R1400	795506			0.180	1	
	30	25	DDA202 A-63/0.03	2CSB202101R1630	795605			0.180	1	
			DDA202 A-25/0.1	2CSB202101R2250	795704			0.180	1	
			DDA202 A-40/0.1	2CSB202101R2400	795803			0.180	1	
	100	40	DDA202 A-63/0.1	2CSB202101R2630	795902			0.180	1	
			DDA202 A-25/0.3	2CSB202101R3250	796008			0.180	1	
			DDA202 A-40/0.3	2CSB202101R3400	796107			0.180	1	
	300	63	DDA202 A-63/0.3	2CSB202101R3630	796206			0.180	1	
			DDA202 A-25/0.5	2CSB202101R4250	796305			0.180	1	
			DDA202 A-40/0.5	2CSB202101R4400	796404			0.180	1	
500	63	DDA202 A-63/0.5	2CSB202101R4630	796503			0.180	1		
		DDA202 A-25/1	2CSB202101R5250	808909			0.180	1		
		DDA202 A-40/1	2CSB202101R5400	809005			0.180	1		
1000	63	DDA202 A-63/1	2CSB202101R5630	796602			0.180	1		
		<hr/>								
		3	30	25	DDA203 A-25/0.03	2CSB203101R1250	796701			0.220
DDA203 A-40/0.03	2CSB203101R1400				796800			0.220	1	
DDA203 A-63/0.03	2CSB203101R1630				796909			0.260	1	
100	25		DDA203 A-25/0.1	2CSB203101R2250	797005			0.220	1	
			DDA203 A-40/0.1	2CSB203101R2400	797104			0.220	1	
			DDA203 A-63/0.1	2CSB203101R2630	797203			0.260	1	
300	40		DDA203 A-25/0.3	2CSB203101R3250	797302			0.220	1	
			DDA203 A-40/0.3	2CSB203101R3400	797401			0.220	1	
			DDA203 A-63/0.3	2CSB203101R3630	797500			0.260	1	
500	63		DDA203 A-63/0.3	2CSB203101R3630	797500			0.260	1	
			DDA203 A-25/0.5	2CSB203101R4250	797609			0.220	1	
			DDA203 A-40/0.5	2CSB203101R4400	797708			0.220	1	
1000	63	DDA203 A-63/0.5	2CSB203101R4630	797807			0.260	1		
		DDA203 A-25/1	2CSB203101R5250	809104			0.220	1		
		DDA203 A-40/1	2CSB203101R5400	809203			0.220	1		
1000	63	DDA203 A-63/1	2CSB203101R5630	797906			0.260	1		
		<hr/>								
		4	30	25	DDA204 A-25/0.03	2CSB204101R1250	798002			0.260
DDA204 A-40/0.03	2CSB204101R1400				798101			0.260	1	
DDA204 A-63/0.03	2CSB204101R1630				798200			0.305	1	
100	25		DDA204 A-25/0.1	2CSB204101R2250	798309			0.260	1	
			DDA204 A-40/0.1	2CSB204101R2400	798408			0.260	1	
			DDA204 A-63/0.1	2CSB204101R2630	798507			0.305	1	
300	40		DDA204 A-25/0.3	2CSB204101R3250	798606			0.260	1	
			DDA204 A-40/0.3	2CSB204101R3400	798705			0.260	1	
			DDA204 A-63/0.3	2CSB204101R3630	798804			0.305	1	
500	63		DDA204 A-63/0.3	2CSB204101R3630	798804			0.305	1	
			DDA204 A-25/0.5	2CSB204101R4250	798903			0.260	1	
			DDA204 A-40/0.5	2CSB204101R4400	799009			0.260	1	
1000	63		DDA204 A-63/0.5	2CSB204101R4630	799108			0.305	1	
			DDA204 A-25/1	2CSB204101R5250	809302			0.260	1	
			DDA204 A-40/1	2CSB204101R5400	809401			0.260	1	
1000	63		DDA204 A-63/1	2CSB204101R5630	799207			0.305	1	

① version with test button working at 115 VAC-127 VAC is available on request  
 ② provided with additional terminals for remote tripping

10000

B

2

**S 200 M-B characteristic**

Function: protection and control of the circuits against overloads and short-circuits; protection for people and big length cables in TN and IT systems.

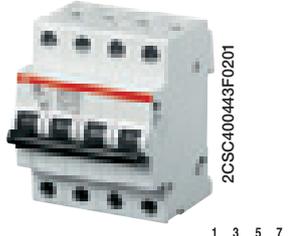
Applications: residential, commercial and industrial.

Standard: IEC/EN 60898, IEC/EN 60947-2

I<sub>cn</sub>=10 kA

Number of poles	Rated current	Order details	Bbn 4016779	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece	Pack unit
1	6	S 201 M-B 6	2CDS 271 001 R0065	54942 4		0.125	10
	10	S 201 M-B 10	2CDS 271 001 R0105	54943 1		0.125	10
	13	S 201 M-B 13	2CDS 271 001 R0135	54944 8		0.125	10
	16	S 201 M-B 16	2CDS 271 001 R0165	54945 5		0.125	10
	20 ①	S 201 M-B 20	2CDS 271 001 R0205	54946 2		0.125	10
	25	S 201 M-B 25	2CDS 271 001 R0255	54947 9		0.125	10
	32 ②	S 201 M-B 32	2CDS 271 001 R0325	54948 6		0.125	10
	40 ③	S 201 M-B 40	2CDS 271 001 R0405	54949 3		0.125	10
	50	S 201 M-B 50	2CDS 271 001 R0505	54381 1		0.125	10
	63	S 201 M-B 63	2CDS 271 001 R0635	54382 8		0.125	10
<p>U<sub>Bmax</sub> 253 V ~ 72 V ...</p>							
2	6	S 202 M-B 6	2CDS 272 001 R0065	54958 5		0.250	5
	10	S 202 M-B 10	2CDS 272 001 R0105	54959 2		0.250	5
	13	S 202 M-B 13	2CDS 272 001 R0135	54960 8		0.250	5
	16	S 202 M-B 16	2CDS 272 001 R0165	54961 5		0.250	5
	20	S 202 M-B 20	2CDS 272 001 R0205	54962 2		0.250	5
	25	S 202 M-B 25	2CDS 272 001 R0255	54963 9		0.250	5
	32	S 202 M-B 32	2CDS 272 001 R0325	54964 6		0.250	5
	40	S 202 M-B 40	2CDS 272 001 R0405	54965 3		0.250	5
	50	S 202 M-B 50	2CDS 272 001 R0505	54385 9		0.250	5
	63	S 202 M-B 63	2CDS 272 001 R0635	54386 6		0.250	5
<p>U<sub>Bmax</sub> 440 V ~ 125 V ... ④</p>							
3	6	S 203 M-B 6	2CDS 273 001 R0065	54966 0		0.375	1
	10	S 203 M-B 10	2CDS 273 001 R0105	54967 7		0.375	1
	13	S 203 M-B 13	2CDS 273 001 R0135	54968 4		0.375	1
	16	S 203 M-B 16	2CDS 273 001 R0165	54969 1		0.375	1
	20 ①	S 203 M-B 20	2CDS 273 001 R0205	54970 7		0.375	1
	25	S 203 M-B 25	2CDS 273 001 R0255	54971 4		0.375	1
	32 ②	S 203 M-B 32	2CDS 273 001 R0325	54972 1		0.375	1
	40 ③	S 203 M-B 40	2CDS 273 001 R0405	54973 8		0.375	1
	50	S 203 M-B 50	2CDS 273 001 R0505	54387 3		0.375	1
	63	S 203 M-B 63	2CDS 273 001 R0635	54388 0		0.375	1
<p>U<sub>Bmax</sub> 440 V ~</p>							
4	6	S 204 M-B 6	2CDS 274 001 R0065	54982 0		0.500	1
	10	S 204 M-B 10	2CDS 274 001 R0105	54983 7		0.500	1
	13	S 204 M-B 13	2CDS 274 001 R0135	54984 4		0.500	1
	16	S 204 M-B 16	2CDS 274 001 R0165	54985 1		0.500	1
	20	S 204 M-B 20	2CDS 274 001 R0205	54986 8		0.500	1
	25	S 204 M-B 25	2CDS 274 001 R0255	54987 5		0.500	1
	32	S 204 M-B 32	2CDS 274 001 R0325	54988 2		0.500	1
	40	S 204 M-B 40	2CDS 274 001 R0405	54989 9		0.500	1
	50	S 204 M-B 50	2CDS 274 001 R0505	54391 0		0.500	1
	63	S 204 M-B 63	2CDS 274 001 R0635	54392 7		0.500	1
<p>U<sub>Bmax</sub> 440 V ~ 125 V ... ④</p>							

- ① suitable for flow-type heaters 12 kW
- ② suitable for flow-type heaters 18 kW
- ③ suitable for flow-type heaters 21, 24 and 27 kW
- ④ U<sub>Bmax</sub> 125 V ... with 2 poles connected in series





BAJA TENSIÓN  
0,6/1kV

Norma de referencia

IEC 60502 - UNE 21123-4



## TOXFREE ZH RZ1-K (AS)

El cable de potencia libre de halógenos

**Conductor:** Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según EN 60228

**Aislamiento:** Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada es la siguiente:

- 1 x negro
- 2 x azul + marrón
- 3 G azul + marrón + amarillo/verde
- 3 x marrón + negro + gris
- 3 x + 1 x marrón + negro + gris + azul (sección reducida)
- 4 G marrón + negro + gris + amarillo/verde
- 4 x marrón + negro + gris + azul
- 5 G marrón + negro + gris + amarillo/verde + azul

**Cubierta:** Poliolefina ignifugada, de color verde, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

**Aplicaciones:** El cable cero halógenos Toxfree ZH RZ1-K (AS) es un cable de alta seguridad. En caso de incendio no emite sustancias tóxicas ni gases corrosivos, por lo que protege la salud pública y evita posibles daños a los equipos electrónicos. Por esta razón su uso es obligado en locales de pública concurrencia como: hospitales, escuelas, museos, aeropuertos, estaciones de autobús, comercios en general, túneles, metros, etc, así como en centros de cálculo, oficinas, plantas de producción, laboratorios, etc.

**Norma Nacional/ Europea:** UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50266 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034

**Norma Internacional:** IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 6103

**ITC-BT:** 9/14/15/20/28/ 30

### CARACTERÍSTICAS

- Conductor flexible, clase 5
- Temperatura mínima de servicio: -15°C
- Temperatura máxima del conductor: 90°C
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)
- Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior
- Marcaje: metro a metro
- No propagación del incendio
- Libre de halógenos
- Baja emisión de humos: Transmitancia luminosa >60%.
- Resistencia a los impactos: AG2. Impacto medio
- Instalación al aire libre: permanente
- Respetuoso con el medio ambiente
- Resistencia al agua: AD3 Aspersión
- Resistencia a los ataques químicos: Aceptable

### CONDICIONES DE INSTALACIÓN

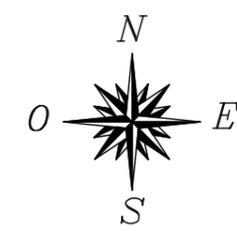
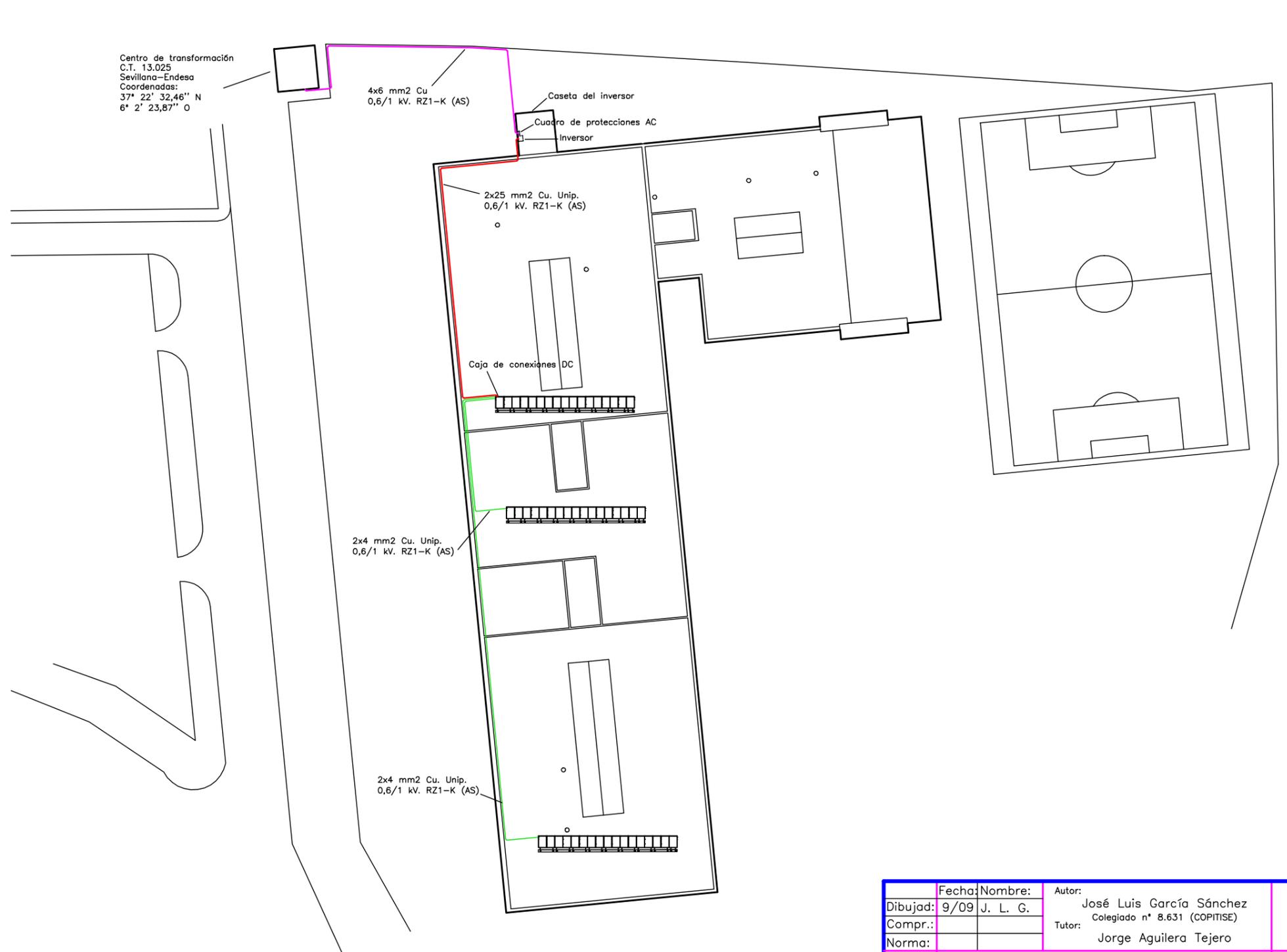
- Locales de pública concurrencia
- Uso industrial
- Intemperie
- Enterrado
- Entubado

## **PLANOS**

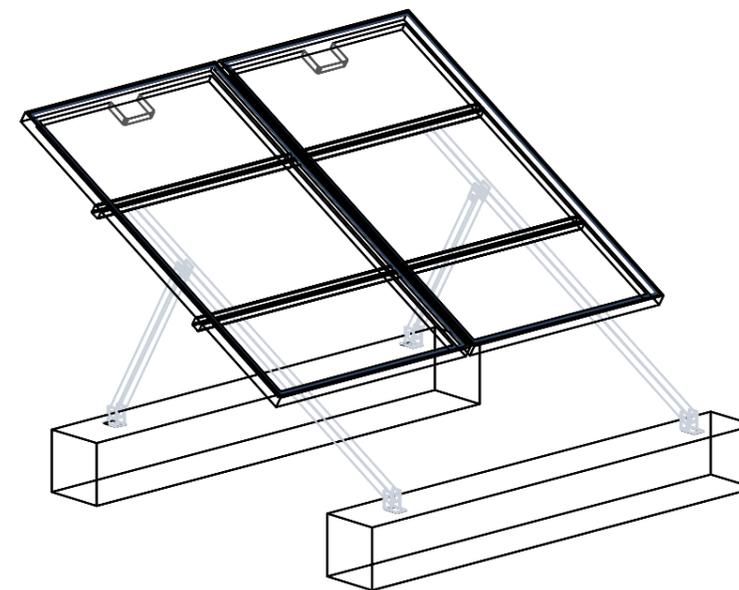
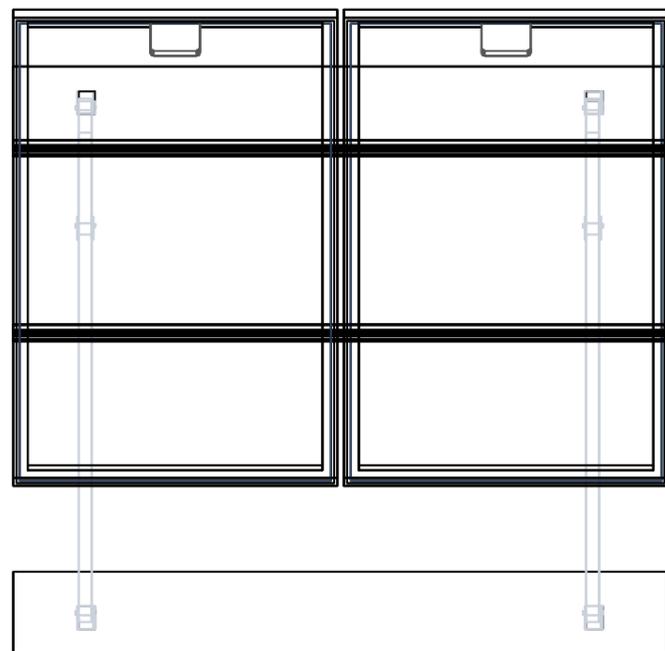
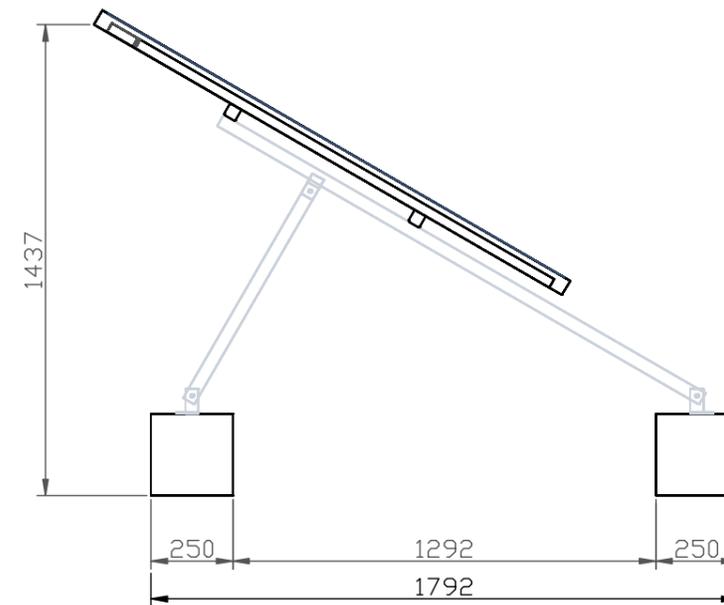
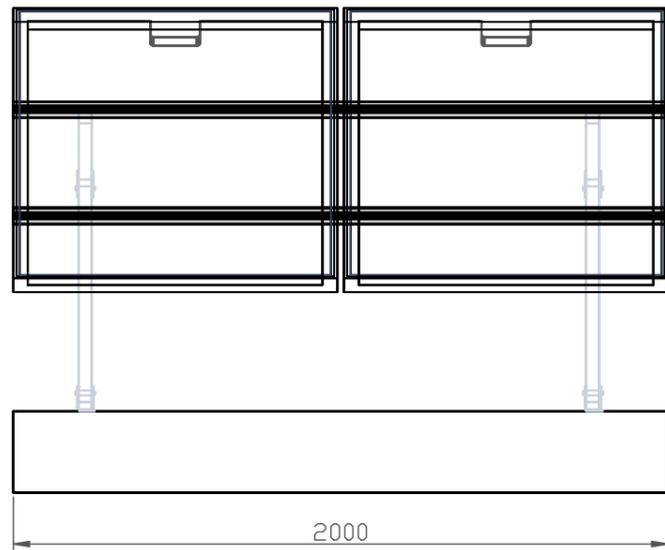
## ÍNDICE DE PLANOS

- Plano nº 1: *Situación*
- Plano nº 2: *Distribución: Instalación Fija*
- Plano nº 3: *Estructura soporte*
- Plano nº 4: *Esquema multifilar: Instalación Fija*
- Plano nº 5: *Conexión de los módulos*
- Plano nº 6: *Distribución: Instalación HCPV*
- Plano nº 7: *Esquema multifilar: Instalación HCPV*
- Plano nº 8: *Detalles*

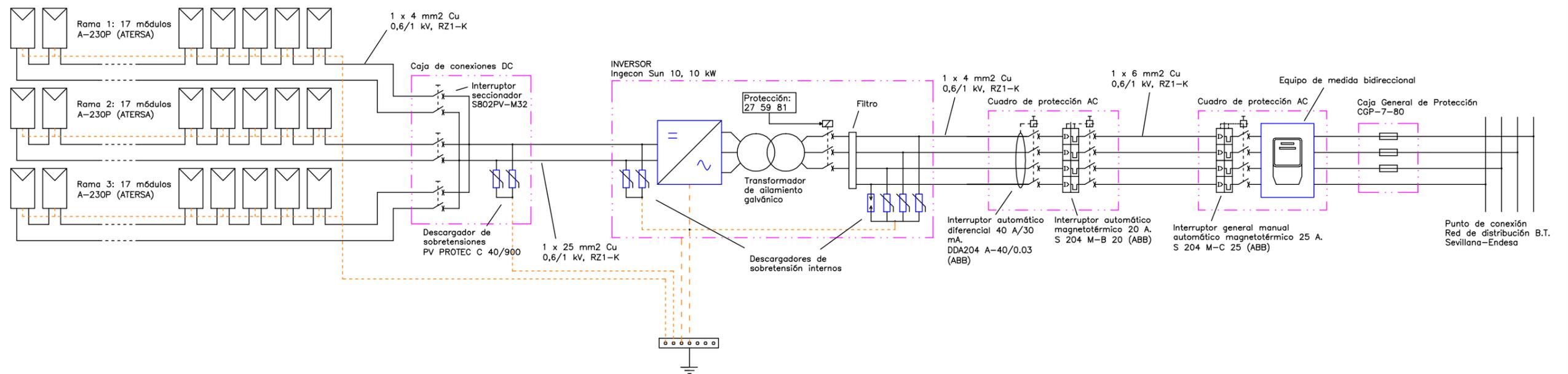




Fecha:	Nombre:	Autor:	
Dibujad: 9/09	J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado n° 8.631 (COPITISE)	
Compr.:		Tutor:	Jorge Aguilera Tejero
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		Plano n°: 2
Distribución: Instalación fija			
Sustituye a:			
Sustituido por:			



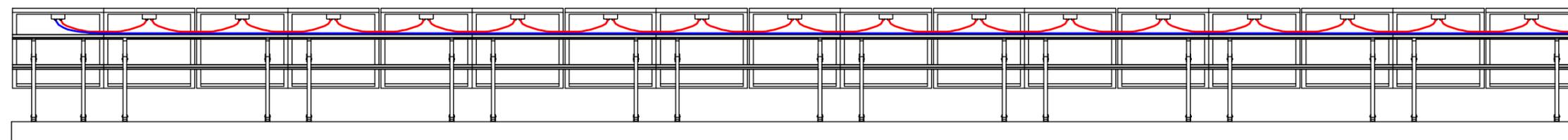
Fecha:	Nombre:	Autor:	 Universidad Internacional de Andalucía
Dibujad: 9/09	J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado n° 8.631 (COPITISE)	
Compr.:		Tutor:	Jorge Aguilera Tejero
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		
1:20	Estructura soporte		
	Plano n°: 3		
	Sustituye a:		
	Sustituido por:		



Fecha:	Nombre:	Autor:	 Universidad Internacional de Andalucía
Dibujad.: 9/09	J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado nº 8.631 (COPITISE)	
Compr.:		Tutor:	Jorge Aguilera Tejero
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		Plano nº: 4
Esquema multifilar: Instalación fija			
Sustituye a:			
Sustituido por:			

17 módulo Atersa A-230P conectados en serie.

Rama nº 1

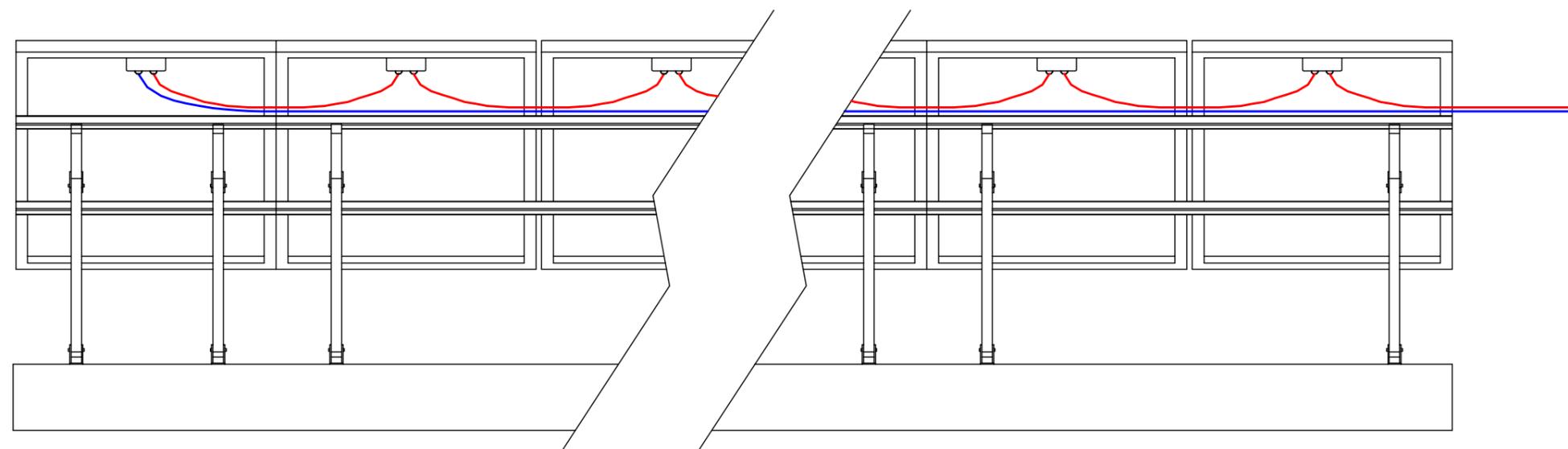


Escala 1:50

De la rama nº 2  
De la rama nº 3



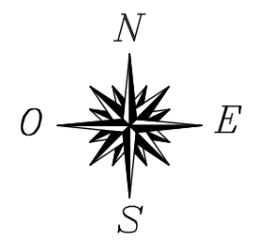
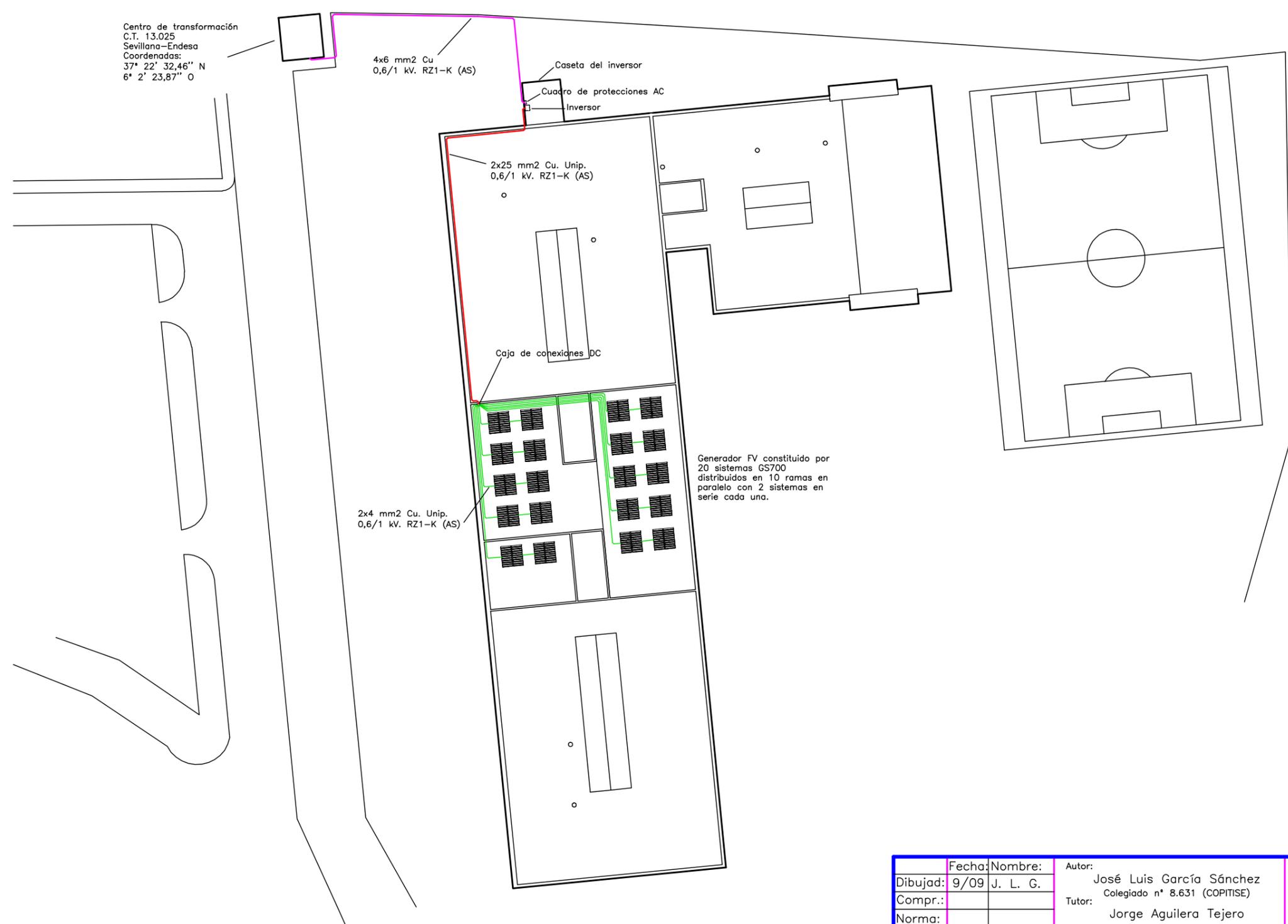
A la caja de conexiones DC



Escala 1:20

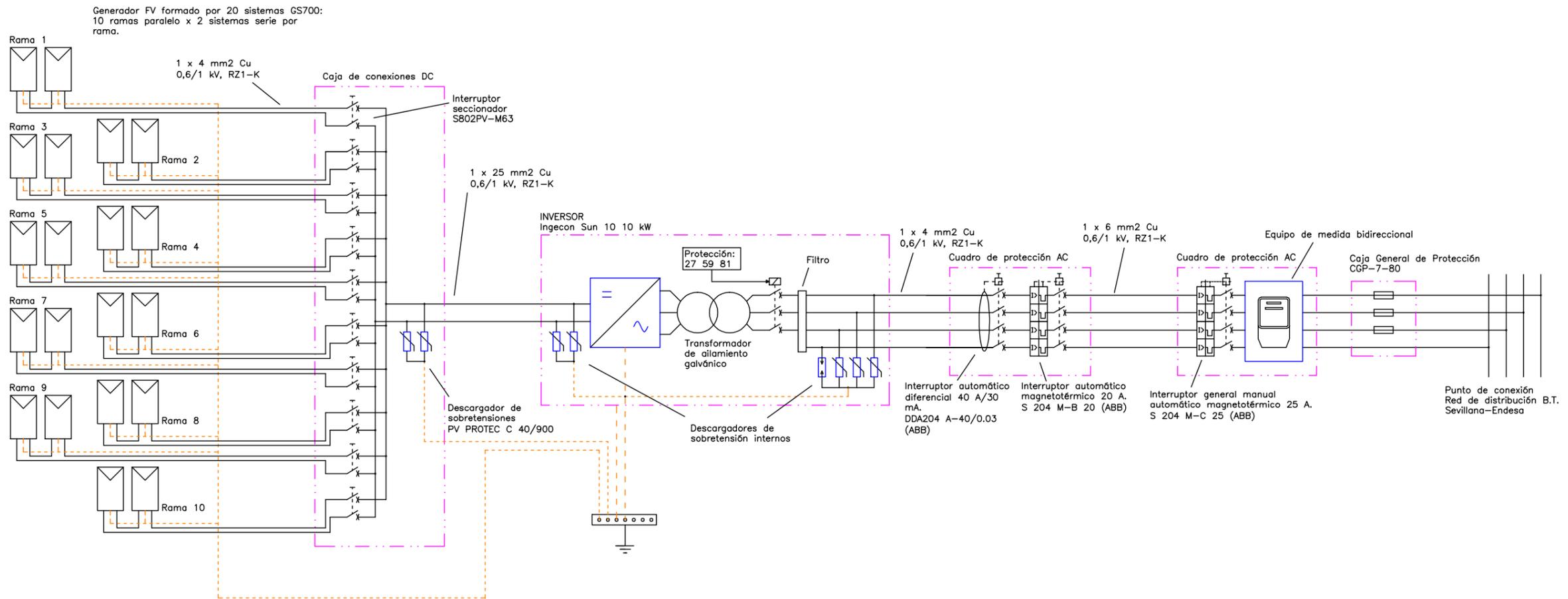
Fecha:	Nombre:	Autor:	 Universidad Internacional de Andalucía
Dibujad: 9/09	J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado nº 8.631 (COPITISE)	
Compr.:		Tutor: Jorge Aguilera Tejero	
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		
Conexionado de los módulos			
			Plano nº: 5
			Sustituye a:
			Sustituido por:

Centro de transformación  
C.T. 13.025  
Sevillana-Endesa  
Coordenadas:  
37° 22' 32,46" N  
6° 2' 23,87" O



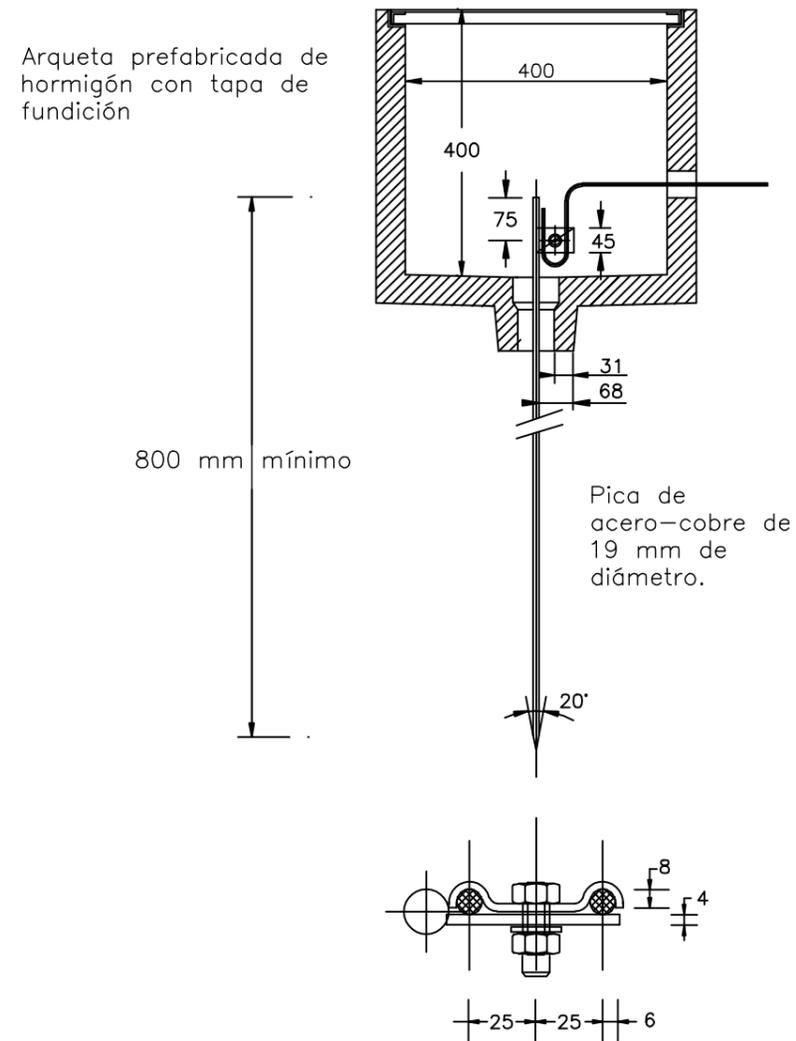
Generador FV constituido por  
20 sistemas GS700  
distribuidos en 10 ramas en  
paralelo con 2 sistemas en  
serie cada una.

Fecha:	Nombre:	Autor:	 Universidad Internacional de Andalucía
Dibujad: 9/09	J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado n° 8.631 (COPIIASE)	
Compr.:		Tutor:	Jorge Aguilera Tejero
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		
Distribución: Instalación HCPV			Plano n°: 6
			Sustituye a:
			Sustituido por:

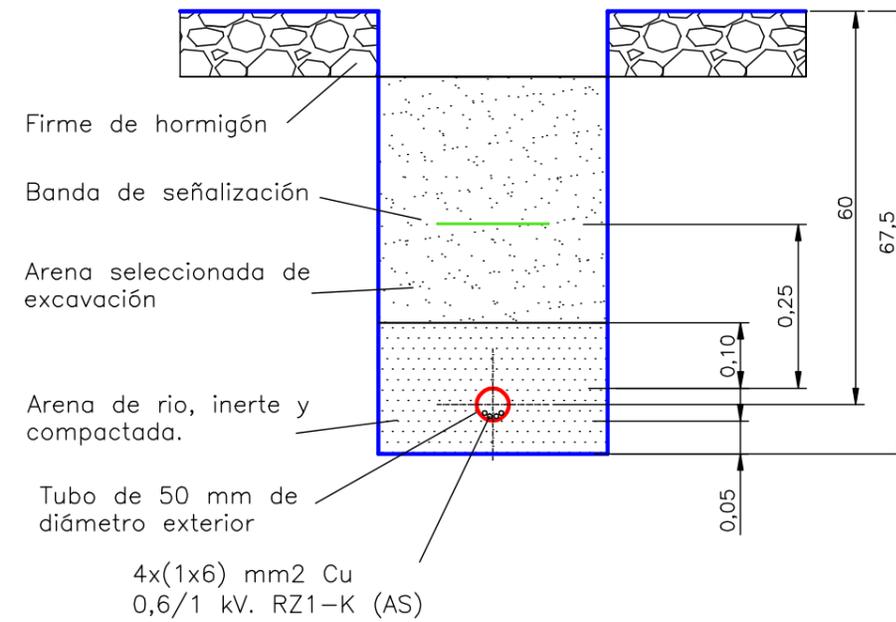


Fecha:	Nombre:	Autor:	 Universidad Internacional de Andalucía
Dibujad:	9/09 J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado n° 8.631 (COPITISE)	
Compr.:		Tutor: Jorge Aguilera Tejero	
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		
Esquema multifilar: Instalación HCPV			
			Plano n°: 7
			Sustituye a:
			Sustituido por:

ARQUETA DE PUESTA A TIERRA CON ELECTRODO DE PICA



DETALLE DE LA CANALIZACIÓN ENTERRADA



Fecha:	Nombre:	Autor:	 Universidad Internacional de Andalucía
Dibujad: 9/09	J. L. G.	José Luis García Sánchez Colegiado n° 8.631 (COPITISE)	
Compr.:		Tutor:	Jorge Aguilera Tejero
Norma:			
Escala:	"Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico convencional sobre estructura fija y uno de concentración con seguimiento a dos ejes sobre la cubierta de un centro educativo"		Plano n°: 8
1:20	Detalles		
		Sustituye a:	
		Sustituido por:	

## **PRESUPUESTO**

**1. INSTALACIÓN FIJA**

		Concepto	Prec. unit.	Parcial	
		<b>CAPÍTULO 1: GENERADOR FV</b>			
51	u	Suministro y montaje de módulo solar fotovoltaico A-230P de Atersa de 230 Wp.	935,00 €	47.685,00 €	
					<b>47.685,00 €</b>
		<b>CAPÍTULO 2: ESTRUCTURAS</b>			
26	u	Estructura soporte tipo V de Atersa para 2 módulos.	112,17 €	2.916,42 €	
					<b>2.916,42 €</b>
		<b>CAPÍTULO 3: INVERSOR</b>			
1	u	Suministro y montaje de inversor Ingecon Sun 10.	5.450,00 €	5.450,00 €	
					<b>5.450,00 €</b>
		<b>CAPÍTULO 4: CANALIZACIONES</b>			
		<b>Canalización Módulos-Caja DC</b>			
182	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 4 mm <sup>2</sup> Medida la longitud desde módulos hasta caja de conexiones DC.	1,55 €	282,10 €	
182	m	Conductor unipolar de protección amarillo-verde de 4 mm <sup>2</sup> de sección	1,55 €	282,10 €	
182	m	Tubo flexible PVC diámetro 20.	0,78 €	141,96 €	
		<b>Canalización Caja DC-Inversor</b>			
118	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 25 mm <sup>2</sup> Medida la longitud desde caja de conexiones DC hasta inversor.	3,58 €	422,44 €	
118	m	Conductor unipolar de protección amarillo-verde de 16 mm <sup>2</sup> de sección	2,96 €	349,28 €	
118	m	Tubo flexible PVC diámetro 32.	0,96 €	113,28 €	
		<b>Canalización Inversor-Caja protec. AC</b>			
1	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 25 mm <sup>2</sup> Medida la longitud desde caja de conexiones DC hasta inversor.	3,58 €	3,58 €	
1	m	Conductor unipolar de protección amarillo-verde de 16 mm <sup>2</sup> de sección	2,96 €	2,96 €	
1	m	Tubo flexible PVC diámetro 32.	0,96 €	0,96 €	
		<b>Canalización Caja protecciones AC-CGP</b>			
164	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 6 mm <sup>2</sup> . Medida la longitud desde Caja de protecciones AC hasta CGP.	1,55 €	254,20 €	
41	m	Tubo flexible PVC diámetro 32.	0,96 €	39,36 €	
					<b>1.892,22 €</b>

		<b>CAPÍTULO 5: ARMARIOS - CAJAS</b>		
1	u	Suministro y montaje de caja de conexión DC para conexión de ramas del generador, a ubicar en campo solar a la intemperie.	55,00 €	55,00 €
1	u	Caja de protecciones AC.	70,00 €	70,00 €
1	u	Caja General de Protección de 80 A de intensidad nominal (CGP-7-80).	110,00 €	110,00 €
				<b>235,00 €</b>
		<b>CAPÍTULO 5: PROTECCIONES</b>		
1	u	Interruptor diferencial tetrapolar, DDA204 A-40/0.03 de ABB™, de 40 A de intensidad nominal con sensibilidad 30 mA y fijación a presión sobre perfil DIN-35.	80,00 €	80,00 €
1	u	Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar S 204 M-B 20 de ABB™, de 20 A de intensidad nominal, curva B de disparo, 10 kA de poder de corte y fijación a presión sobre perfil DIN-35.	55,00 €	55,00 €
1	u	Interruptor general manual automático magnetotérmico tetrapolar S 204 M-C 25 de ABB™, de 25 A de intensidad nominal, curva C de disparo, 10 kA de poder de corte y fijación a presión sobre perfil DIN-35.	58,00 €	58,00 €
1	u	Descargador de sobretensión PV PROTEC C 40/900	52,00 €	52,00 €
				<b>245,00 €</b>
		<b>CAPÍTULO 6: OBRA CIVIL</b>		
6	u	Murete corrido de hormigón de 0,25 m x 0,25 x 102 m con varillas de acero corrugado de 10 mm de diámetro para soporte de las estructuras metálicas	125,00 €	750,00 €
41	m	Ejecución de zanja para alojamiento de conductores de Caja de protección AC a Caja General de Protección.	8,50 €	348,50 €
				<b>1.098,50 €</b>
		<b>CAPÍTULO 7: PUESTA A TIERRA</b>		
27	u	Puesta a tierra de cada estructura metálica de soporte de módulos, realizada mediante cobre desnudo de 4 mm <sup>2</sup> de sección.	2,80 €	75,60 €
1	u	Suministro, montaje y ejecución de red de puesta a tierra interior y exterior del inversor, realizada con cable desnudo de 25 mm <sup>2</sup> de sección.	60,00 €	60,00 €

1	u	Suministro y montaje de puente de tierra seccionable según ITC-BT-18	6,50 €	6,50 €	
1	u	Suministro y conexión de línea de enlace con tierra de 25 mm <sup>2</sup> de puente seccionable a arqueta de puesta a tierra.	3,58 €	3,58 €	
1	u	Suministro en instalación de pica de acero revestida de cobre de 2 m de longitud.	14,00 €	14,00 €	
<b>CAPÍTULO 8: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN</b>					
1	u	Software Ingecon Sun Monitor	420,00 €	420,00 €	
1	u	ModemTRC	99,00 €	99,00 €	
1	u	Tarjeta de entrada analógica	128,00 €	128,00 €	
					<b>159,68 €</b>
					<b>647,00 €</b>

CAPÍTULO 1: GENERADOR FV	47.685,00 €
CAPÍTULO 2: ESTRUCTURAS	2.916,42 €
CAPÍTULO 3: INVERSOR	5.450,00 €
CAPÍTULO 4: CANALIZACIONES	1.892,22 €
CAPÍTULO 5: ARMARIOS - CAJAS	235,00 €
CAPÍTULO 6: PROTECCIONES	245,00 €
CAPÍTULO 7: OBRA CIVIL	1.098,50 €
CAPÍTULO 8: PUESTA A TIERRA	159,68 €
CAPÍTULO 9: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	647,00 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	<u>60.328,82 €</u>
Beneficio Industrial (6 %)	3.619,73 €
TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA	<u>63.948,55 €</u>
IVA (16 %)	10.231,77 €
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b><u>74.180,32 €</u></b>

Asciende el presente proyecto a la cantidad de: *“Setenta y cuatro mil ciento ochenta euros con treinta y dos céntimos”*.

Sevilla, octubre de 2009

*El Ingeniero Técnico Industrial*  
José Luis García Sánchez

## 2. INSTALACIÓN DE ALTA CONCENTRACIÓN

Dada la falta de información sobre el precio del sistema GS700 del fabricante Sol3G, el presupuesto de esta instalación se ha hecho en función de este valor, al que denominamos:  $P_{GS}$ .

		Concepto	Prec. unit.	Parcial	
20	u	<b>CAPÍTULO 1: GENERADOR FV</b> Suministro y montaje de módulo solar fotovoltaico GS700 de Sol3g de 600 Wp.	$P_{GS}$ €	20 $P_{GS}$ €	
					<b>20 <math>P_{GS}</math> €</b>
1	u	<b>CAPÍTULO 2: INVERSOR</b> Suministro y montaje de inversor Ingecon Sun 10.	5.450,00 €	5.450,00 €	
					<b>5.450,00 €</b>
		<b>CAPÍTULO 3: CANALIZACIONES</b>			
		<b>Canalización Módulos-Caja DC</b>			
450	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 4 mm <sup>2</sup> Medida la longitud desde módulos hasta caja de conexiones DC.	1,55 €	697,50 €	
450	m	Conductor unipolar de protección amarillo-verde de 4 mm <sup>2</sup> de sección	1,55 €	697,50 €	
450	m	Tubo flexible PVC diámetro 20.	0,78 €	351,00 €	
		<b>Canalización Caja DC-Inversor</b>			
118	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 25 mm <sup>2</sup> Medida la longitud desde caja de conexiones DC hasta inversor.	3,58 €	422,44 €	
118	m	Conductor unipolar de protección amarillo-verde de 16 mm <sup>2</sup> de sección	2,96 €	349,28 €	
118	m	Tubo flexible PVC diámetro 32.	0,96 €	113,28 €	
		<b>Canalización Inversor-Caja protec. AC</b>			
1	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 25 mm <sup>2</sup> Medida la longitud desde caja de conexiones DC hasta inversor.	3,58 €	3,58 €	
1	m	Conductor unipolar de protección amarillo-verde de 16 mm <sup>2</sup> de sección	2,96 €	2,96 €	
1	m	Tubo flexible PVC diámetro 32.	0,96 €	0,96 €	
		<b>Canalización Caja protecciones AC-CGP</b>			
164	m	Conductor RZ-K(AS) 06/1 kV, 1 x 6 mm <sup>2</sup> . Medida la longitud desde Caja de protecciones AC hasta CGP.	1,55 €	254,20 €	
41	m	Tubo flexible PVC diámetro 32.	0,96 €	39,36 €	
					<b>2.932,06 €</b>

<b>CAPÍTULO 4: ARMARIOS - CAJAS</b>					
1	u	Suministro y montaje de caja de conexión DC para conexión de ramas del generador, a ubicar en campo solar a la intemperie.	55,00 €	55,00 €	
1	u	Caja de protecciones AC.	70,00 €	70,00 €	
1	u	Caja General de Protección de 80 A de intensidad nominal (CGP-7-80).	110,00 €	110,00 €	
					<b>235,00 €</b>
<b>CAPÍTULO 5: PROTECCIONES</b>					
1	u	Interruptor diferencial tetrapolar, DDA204 A-40/0.03 de ABB™, de 40 A de intensidad nominal con sensibilidad 30 mA y fijación a presión sobre perfil DIN-35.	80,00 €	80,00 €	
1	u	Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar S 204 M-B 20 de ABB™, de 20 A de intensidad nominal, curva B de disparo, 10 kA de poder de corte y fijación a presión sobre perfil DIN-35.	55,00 €	55,00 €	
1	u	Interruptor general manual automático magnetotérmico tetrapolar S 204 M-C 25 de ABB™, de 25 A de intensidad nominal, curva C de disparo, 10 kA de poder de corte y fijación a presión sobre perfil DIN-35.	58,00 €	58,00 €	
1	u	Descargador de sobretensión PV PROTEC C 40/900	52,00 €	52,00 €	
					<b>245,00 €</b>
<b>CAPÍTULO 6: OBRA CIVIL</b>					
20	u	Colocación, configuración y ajuste de sistema GS700.	37,50 €	750,00 €	
41	m	Ejecución de zanja para alojamiento de conductores de Caja de protección AC a Caja General de Protección.	8,50 €	348,50 €	
					<b>1.098,50 €</b>
<b>CAPÍTULO 7: PUESTA A TIERRA</b>					
27	u	Puesta a tierra de cada estructura metálica de soporte de módulos, realizada mediante cobre desnudo de 4 mm <sup>2</sup> de sección.	2,80 €	75,60 €	
1	u	Suministro, montaje y ejecución de red de puesta a tierra interior y exterior del inversor, realizada con cable desnudo de 25 mm <sup>2</sup> de sección.	60,00 €	60,00 €	
1	u	Suministro y montaje de puente de tierra seccionable según ITC-BT-18	6,50 €	6,50 €	

1	u	Suministro y conexión de línea de enlace con tierra de 25 mm <sup>2</sup> de puente seccionable a arqueta de puesta a tierra.	3,58 €	3,58 €	
1	u	Suministro en instalación de pica de acero revestida de cobre de 2 m de longitud.	14,00 €	14,00 €	
<b>CAPÍTULO 8: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN</b>					
1	u	Software Ingecon Sun Monitor	420,00 €	420,00 €	
1	u	ModemTRC	99,00 €	99,00 €	
1	u	Tarjeta de entrada analógica	128,00 €	128,00 €	
					<b>159,68 €</b>
					<b>647,00 €</b>

CAPÍTULO 1: GENERADOR FV	20 P <sub>GS</sub> €
CAPÍTULO 2: INVERSOR	5.450,00 €
CAPÍTULO 3: CANALIZACIONES	2.932,06 €
CAPÍTULO 4: ARMARIOS - CAJAS	235,00 €
CAPÍTULO 5: PROTECCIONES	245,00 €
CAPÍTULO 6: OBRA CIVIL	1.098,50 €
CAPÍTULO 7: PUESTA A TIERRA	159,68 €
CAPÍTULO 8: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	647,00 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	<u>(10.767,24 + 20 P<sub>GS</sub>) €</u>
Beneficio Industrial (6 %)	(646,03 € + 0,06 · 20 P <sub>GS</sub> ) €
TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA	<u>11.413,27 + 21,2 P<sub>GS</sub> €</u>
IVA (16 %)	1.826,12 + (0,16 · 21,2 P <sub>GS</sub> ) €
TOTAL PRESUPUESTO	<b><u>13.239,39 + (24,592 P<sub>GS</sub>) €</u></b>

Sevilla, octubre de 2009

*El Ingeniero Técnico Industrial*  
José Luis García Sánchez