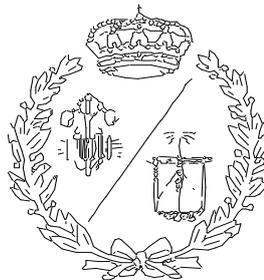


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto / Trabajo Fin de Carrera

**Instalación solar fotovoltaica (110 kWp)
conectada a la red en la cubierta de un
polideportivo**

**(Solar photovoltaic installation connected to
grid on the roof of a sports center)**

Para acceder al Título de

INGENIERO INDUSTRIAL

Autor: Carlos Sellés Huidobro

Diciembre

2014

INDICE GENERAL

DOCUMENTO N°1 MEMORIA

1.1	Identificación del proyecto.....	9
1.2	Objeto del proyecto.....	10
1.3	Emplazamiento del proyecto.....	10
1.4	Alcance del proyecto.....	10
1.5	Normas y reglamentos aplicables.....	11
1.6	Bibliografía.....	13
1.7	Definiciones.....	13
1.8	Tecnología solar fotovoltaica.....	14
1.8.1	Introducción.....	14
1.8.2	La energía fotovoltaica.....	15
1.8.3	El efecto fotovoltaico.....	15
1.8.4	Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas.....	18
1.8.5	Energía solar fotovoltaica en España.....	19
1.9	Descripción de la instalación.....	25
1.1	Elementos de la instalación.....	26
1.10.1	Paneles solares.....	26
1.10.2	Factores de pérdidas energéticas.....	41
1.10.3	Curva característica del módulo fotovoltaico.....	44
1.10.4	Inversores.....	48
1.10.5	Soporte para los paneles fotovoltaicos.....	54
1.10.6	Elementos para la monitorización.....	56
1.11	Características técnicas de la instalación.....	58
1.12	Trámites administrativos.....	61
1.12.1	Derechos y obligaciones.....	62
1.12.3	Condición de régimen especial.....	63
1.12.4	Solicitud de información al medio ambiente.....	64
1.12.5	Listado de posibles afectados.....	64
1.12.7	Permisos Medioambientales, Urbanísticos, del Patrimonio Cultural.....	65
1.12.8	Alta en el IAE.....	65
1.12.9	Calificación urbanística.....	65
1.12.10	licencia de obras urbanísticas y de actividad.....	66
1.12.11	Solicitud inclusión en el régimen especial.....	67

1.12.13 Inscripción en el registro de reasignación de retribución.....	67
1.12.14 Ejecución de las obras.....	67
1.12.15 Acta de puesta en servicio para pruebas de instalación.....	68
1.12.16 Certificado emitido por el encargado de la lectura.....	68
1.12.17 Conexión a la red eléctrica.....	68
1.12.18 Acta de puesta en servicio de la instalación.....	68
1.13 Montaje de los paneles fotovoltaicos	69
1.14 Mantenimiento de los paneles solares fotovoltaicos.....	70
1.14.1 Inspección visual de los módulos fotovoltaicos.....	71
1.14.2 Inspección de los elementos conectados a los paneles.....	72
1.14.3 Mantenimiento de las puestas a tierra.....	72
1.14.4 Mantenimiento de los equipos de protección.....	73

DOCUMENTO N°2 ANEXOS A LA MEMORIA

ANEXO N°1: CÁLCULOS

1.1 Cálculos propios de la instalación.....	76
1.1.1 Cálculos tradicionales.....	84
1.1.2 Cálculos con PVsyst	94
1.1.3 Simulación con Archelios	103
1.2 Cálculo de secciones del cableado.....	106
1.2.1 Tramo Módulos solares-Inversor.....	108
1.2.2 Tramo inversor-Armario AC.....	109
1.2.3 Tramo Armario AC-Contadores.....	110
1.2.4 Tramo Contadores-C.G.P.....	111
1.3 Elementos eléctricos de la instalación.....	111
1.3.1 Cuadro principal de corriente alterna.....	111
1.3.2 Caja general de protección.....	112
1.3.3 Fusibles.....	113
1.3.4 Interruptor (seleccionador de CC).....	114
1.3.5 Interruptor general manual.....	114
1.3.6 Interruptores magnetotérmicos	115

1.4 Beneficio económico y amortización.....	116
---	-----

ANEXO N°2: CATALOGO DE ELEMENTOS

2.1 Paneles solares.....	119
2.2 Inversor.....	121
2.3 Estructura soporte.....	125
2.4 Elementos de monitorización	127
2.5 Cableado.....	129
2.6 Caja general de protección.....	133
2.7 Fusibles.....	135
2.8 Interruptor magnetotérmico.....	137
2.9 Módulo diferencial.....	138
2.10 Interruptores diferenciales.....	140

ANEXO N°3: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

3.1 Objeto del estudio de seguridad y salud.....	144
3.2 Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	145
3.3 Descripción de la obra.....	146
3.4 Instalaciones.....	146
3.4.1 Descripción de los trabajos.....	146
3.4.2 Evaluación de los riesgos	146
3.4.3 En instalaciones: Instalaciones de electricidad.....	147
3.4.4 Medidas preventivas a adoptar.....	147
3.4.5 Epi's y protecciones colectivas.....	147
3.4.6 Protecciones individuales.....	148
3.5 Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	148
3.6 Obligaciones de contratistas y subcontratistas.....	148
3.7 Obligaciones de los trabajadores autónomos.....	150
3.8 Paralización de la obra.....	152
3.9 Derecho de los trabajadores.....	152
3.10 Vigilancia de la salud de los trabajadores.....	152
3.11 Plan de emergencia.....	155

3.11.1 Evacuación de los trabajadores.....	156
3.13 Libro de incidencias.....	157

DOCUMENTO N°3 PLANOS

3.1 Plano de situación.....	161
3.2 Emplazamiento en cubierta de los paneles fotovoltaicos.....	162
3.3 Distribución en la cubierta de los paneles.....	163
3.4 Distribución en la cubierta de los paneles por inversor.....	164
3.5 Situación del grupo de inversores.....	165
3.6 Diagrama unifilar.....	166

DOCUMENTO N°4 PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 Objeto.....	168
4.2 Generalidades.....	168
4.3 Definiciones.....	171
4.4 Componentes y materiales.....	173
4.5 Recepción y pruebas.....	180
4.6 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	182
4.7 Disposiciones generales.....	186
4.8 Representación del contratista.....	187
4.9 Programa de trabajos.....	187
4.10 Prescripciones complementarias.....	188
4.11 Cotradicciones en la documentación.....	188
4.12 Confrontación de planos y medida.....	188
4.13 Construcciones auxiliares y provisionales.....	189

DOCUMENTO N°5 PRESUPUESTO Y MEDICIONES

5.1 Introducción.....	191
5.2 Recursos.....	192
5.3 Precios unitarios.....	194
5.4 Sumas parciales.....	196
5.5 Presupuesto final.....	201

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

1.1 IDENTIFICACION DEL PROYECTO

Título del proyecto: Instalación fotovoltaica conectada a la red en el tejado de un polideportivo.

Emplazamiento del proyecto:

Camino la Tala (Llanes) (Asturias)

Latitud: 43.4253722

Longitud: -4.766199000000029

Proyecto redactado por:

Carlos Sellés Huidobro

carlosselles1984@gmail.com

Director de proyecto:

Jose Carlos Lavandero González

jose.lavandero@unican.es

Diciembre 2014

1.2 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red, situada en la parte superior del tejado del polideportivo de Llanes, (Asturias) según la legislación actual y teniendo en cuenta la normativa presente.

1.3 EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

La instalación fotovoltaica objeto de esta memoria, se situará en la cubierta del polideportivo de Llanes, situada en la calle Camino la Tala, en la localidad de Llanes (Asturias).

Véase el plano de situación en “Documento de planos”

El polideportivo cuenta con unas dimensiones en planta de 48 metros de largo por 35 metros de ancho, y cuenta con diferentes alturas variables debidas a su diseño, fabricado en hormigón y con secciones de acero.

La pista interior está diseñada en hormigón arrugado en un tono azul fuerte en la cual se realizan diferentes actividades deportivas.

Exteriormente, cuenta con un campo destinado a la práctica de fútbol, así como 3 pistas de tenis y dos pistas para la práctica conjunta de baloncesto y fútbol sala.

Fundamentalmente nos vamos a centrar en la alimentación para la iluminación de la pista interior, así como de los servicios adyacentes a él.

1.4 ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance del proyecto, se basa en la definición de toda la iluminación, la captación solar fotovoltaica y su conexión a la red eléctrica para poder prestar servicio a la pista interior del polideportivo y demás servicios.

- Instalación fotovoltaica.
- Estudio de producción fotovoltaica en la zona.
- Inclinaciones de los módulos fotovoltaicos.
- Estudio de los módulos fotovoltaicos según su inclinación.
- Estudio de los módulos fotovoltaicos según su potencia.
- Instalación eléctrica de la planta fotovoltaica.
- Inversores, mando y protección.

1.5 NORMAS Y REGLAMENTOS APLICABLES

Las normativas que afectan las instalaciones fotovoltaicas son:

-Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

-Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

-Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaria General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

-Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

-Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

-Real Decreto de 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

-Real Decreto 1995/2000, 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.

-Real Decreto 3490/2000, de 1 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.

-Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo

y modelo de factura para las instalaciones solar fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

-Decreto 352/2001, de 18 de diciembre, sobre el procedimiento aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica.

-Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

-ORDEN de 5 de noviembre de 2009, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2009, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables.

-ORDEN de 25 de junio de 2004, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, sobre el procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica.

-Especificaciones Particulares de ERZ Endesa para redes de distribución e instalaciones de clientes de baja tensión.

-Norma técnica particular para instalaciones en baja tensión. Capítulo IV: instalaciones generadoras de baja tensión – centrales solares fotovoltaicas.

1.6 BIBLIOGRAFIA

- Plan de energías renovables en España (2008-2013). Ministerio de Industria. Gobierno de España.
- Sistemas Solares Fotovoltaicos. Fundamentos, tecnologías y aplicaciones. AMV ediciones. Javier Martín Jiménez.
- Sistemas de Energía Fotovoltaicas (Manual del Instalador). Asociación de la Industria Fotovoltaica.
- Trabajo para curso de doctorado: “Nuevas tecnologías en energías renovables y su impacto sobre el medio ambiente”. Jose Carlos Lavandero Gonzáles.
- PFC: Central solar fotovoltaica de 58.8 kWp conectada a red. Óscar González Cedrón.
- BOPA. Boletín oficial principado de Asturias. Referencias a estudio de energías renovables.

1.7 Definiciones

Módulo fotovoltaico: es el conjunto de células fotovoltaicas.

Inversor: dispositivo que convierte la corriente continua en corriente alterna sinusoidal.

Potencia nominal del generador: suma de las potencias de los módulos fotovoltaicos.

Potencia pico: potencia máxima del módulo fotovoltaico en CEM.

Ángulo de inclinación: es el ángulo de inclinación del plano de un módulo fotovoltaico desde el horizontal.

Orientación: es la dirección (azimut) donde está encarado el módulo.

CEM (STC): Condiciones Estándar de Medida. Condiciones de irradiancia y temperatura de la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares, definidas como:

- Irradiancia solar: 1000 W/m
- Distribución espectral: AM 1,5
- Temperatura de la célula: 25 ° C

Fusibles: es el conjunto de dispositivos que conectan o desconectan la instalación fotovoltaica de la red, también protege contra sobrecargas y cortocircuitos los cables del generador solar.

1.8 TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.8.1 Introducción

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

Aunque el efecto fotovoltaico era conocido desde el siglo XIX, fue en la década de los 50, en plena carrera espacial, cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a experimentar un importante desarrollo. Inicialmente utilizados para suministrar electricidad a satélites geoestacionarios de comunicaciones, hoy en día constituyen una de las principales virtudes de la tecnología fotovoltaica es su aspecto modular, pudiéndose construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo, hasta pequeños paneles para semáforos.

1.8.2 La energía fotovoltaica

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones (corriente eléctrica) que se produce cuando la luz incide sobre ciertas superficies.

En el caso de la energía solar fotovoltaica, estas superficies son células formadas por una a o varias láminas de materiales semiconductores, en la mayoría de los casos silicio, y recubiertas por un vidrio transparente que deja pasar la radiación solar y minimiza las pérdidas.

Las células se agrupan en módulos para su integración en sistemas fotovoltaicos. Los módulos tienen una vida estimada de 30 años y su rendimiento, después de 25 años, está por encima del 80% y aun así, se continúa investigando para incrementar su eficiencia.

Cuando más intensa sea la luz solar, mayor será el flujo de electricidad. No es necesario un flujo de luz directa, la electricidad se produce, incluso, en días nublados, al amanecer y al anochecer.

Los **módulos fotovoltaicos** generan corriente continua y se convierten a corriente alterna a por medio de un dispositivo eléctrico llamado “**inversor**”.

Posteriormente, la energía eléctrica producida pasa por un “**centro de transformación**” se adapta la electricidad a las condiciones de tensión e intensidad de las líneas de transporte para su consumo.

1.8.3 El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula.

Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son

especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra.

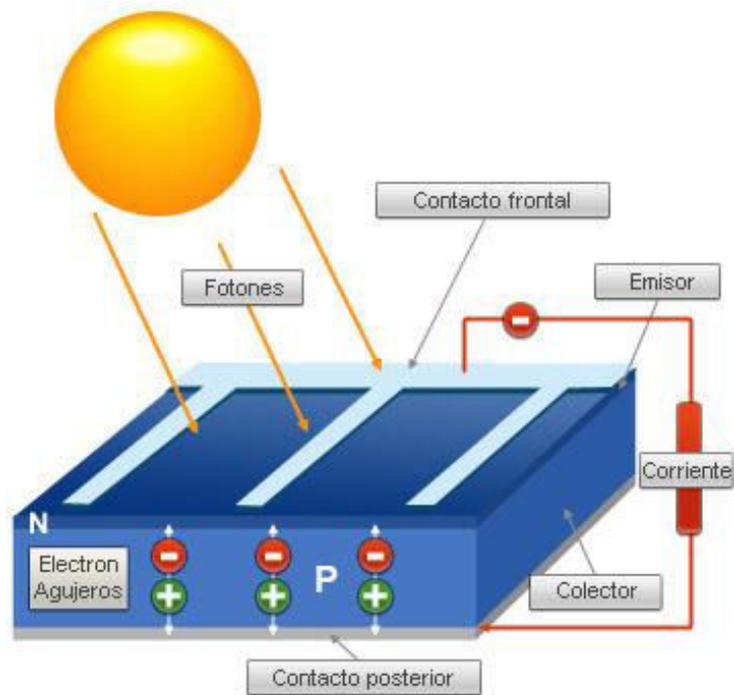


Figura 1.- Célula fotovoltaica

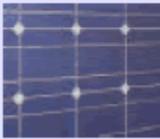
Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones. Además de los semiconductores, las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio, u otro tipo de material, encapsulante transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, así como una capa antireflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Las células FV convierten pues, la energía de la luz en energía eléctrica.

El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más competitiva con otras fuentes (por ejemplo la energía de origen fósil).

La tabla que mostramos a continuación, nos muestra los diferentes rendimientos de las células fotovoltaicas dependiendo de su composición cristalina. Podemos observar la variación de rendimientos producidos en laboratorio y en rendimiento directo de radiación solar, lógico, dado que la radiación solar es una variable aleatoria.

Tabla N°1.- Tipos de células fotovoltaicas

CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

1.8.4 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

Todos los sistemas de producción de energía eléctrica, conllevan unas ventajas e inconvenientes, dependiendo de ciertos factores como pueden ser, efectos meteorológicos, radiación solar etc; a continuación, se muestra ejemplos de los dos tipos:

Ventajas:

- Una vez realizada la instalación no se originan gastos posteriores, y el consumo es gratuito.
- No usa combustibles, impidiendo la incomodidad y el peligro.
- Es renovable respecto a otras tecnologías.
- Reducción de emisiones al producir electricidad.
- Ahorra agua, mejora la calidad del suelo, trata los residuos y es segura en el suministro energético.
- Es totalmente gratuita.
- El impacto ambiental es nulo: no produce desechos, residuos, ruidos...

Inconvenientes:

- Su instalación debe ser en zonas donde la radiación solar sea mayoritaria, diaria y anualmente.
- Tiene menos rendimiento que otros sistemas.
- Su mecánica es más compleja que otros sistemas de aprovechamiento de energías.
- Tiene peligro por las altas temperaturas que alcanza.
- Necesaria una fuerte inversión inicial.
- Problemática en cuanto al impacto visual.

1.8.5 Energía solar fotovoltaica en España

España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol, a lo que se unen los compromisos europeos en instalación de energías renovables así como la conveniencia estratégica de disminuir la gran dependencia energética exterior y aumentar la autonomía energética.

Todo ello contribuyó a que España fuera inicialmente uno de los primeros países a nivel mundial en investigación, desarrollo y aprovechamiento de la energía solar. Gracias a una legislación favorable, España fue en 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.708 MW instalados en un sólo año.

Sin embargo, regulaciones legislativas posteriores frenaron la implantación de estas tecnologías. Estas modificaciones en la legislación del sector ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas en años sucesivos, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010 se instalaron 420 MW y en 2011 354 MW. La potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España alcanzaba los 4.381 MW a principios de 2013.³

Así, en junio de 2013, la energía solar produce más electricidad que el gas.

Potencia instalada acumulada

España se sitúa pese a la crisis y el recorte de las primas como el tercer país de la Unión Europea (UE) con mayor capacidad fotovoltaica instalada (4,2 GW), sólo por detrás de Alemania e Italia. La energía solar permitió cubrir el 2,9% de la demanda de electricidad española en 2014, según un estudio publicado este lunes por la Comisión.

La UE se mantiene de acuerdo con este informe como líder en instalación de paneles solares, con el 51,7% de la nueva capacidad instalada el año pasado en todo el mundo (30GW). En total, la capacidad fotovoltaica instalada en Europa asciende a 69 GW y permite cubrir el 2,4% de la demanda de electricidad.

En el seno de la UE, Alemania se mantiene en cabeza de las instalaciones fotovoltaicas, con 7,6 GW suplementarios en 2014, mientras que en Italia las nuevas instalaciones de 3,5 GW han permitido al país alcanzar una producción de electricidad que cubre el 7,3% de la demanda durante los 7 primeros meses de 2013.

En España, la mayor parte de la capacidad fotovoltaica se instaló en 2008, cuando el país era el mayor mercado. Pero los sucesivos recortes en las primas han provocado una fuerte caída en nuevas instalaciones, que sólo ascendieron a 194 MW en 2012.

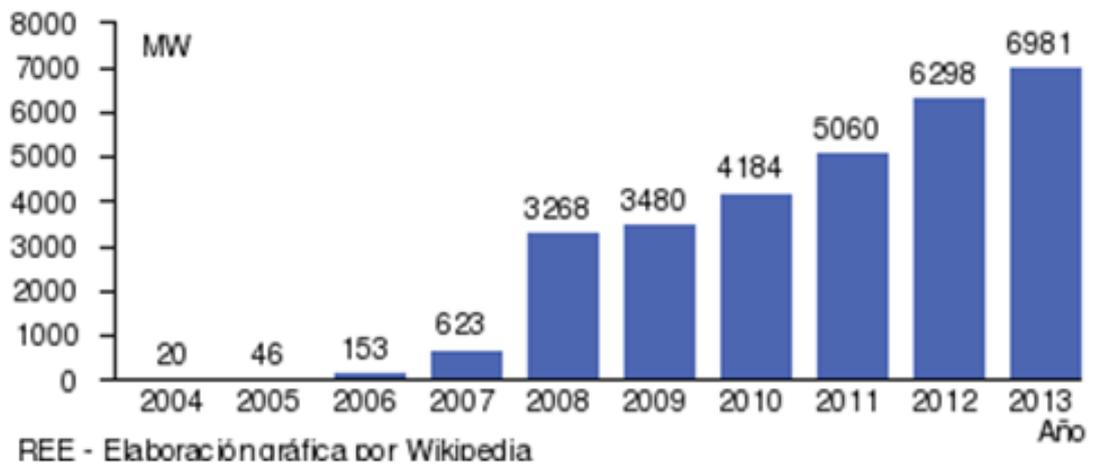


Figura 3.- Potencia solar instalada en España

Evolución de la potencia fotovoltaica en España

La contribución previsible de energía solar fotovoltaica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 se estima en 14.316 GWh, generados por una potencia instalada acumulada en 2020 de 8.367 MW. El incremento de potencia en el periodo 2011-2020 se estima en 4.346 MW.

Así que básicamente se mantendrán el sistema de cupos y subvenciones actuales con vistas a incrementos anuales de la potencia fotovoltaica de aproximadamente 450 MW anuales.

La contribución previsible de energía solar fotovoltaica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2014 se estima en 9.256 GWh, generados por una potencia instalada acumulada en 2014 de 5.553 MW. El incremento de potencia en el periodo 2011-2014 se estima en 1.532 MW. La producción fotovoltaica representará el 8,76% s/t de la producción eléctrica de energías renovables.

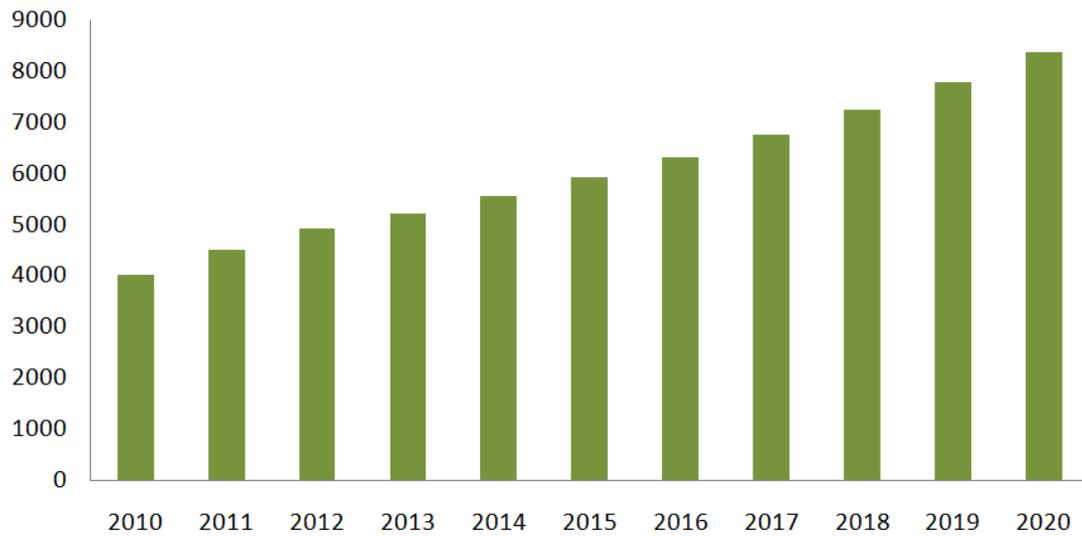


Figura 4.-Incremento de potencia anual

Sin embargo a partir de 2015 será rentable instalar paneles sin subvención, y el crecimiento será mayor a partir de esa época que los objetivos marcados.

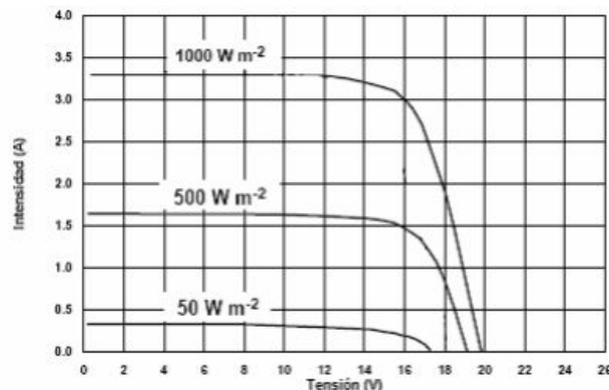
Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia)

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia:

$$I_{sc}(E_2) = I_{sc}(E_1) \cdot \frac{E_2}{E_1} \quad (1)$$

Donde: $I_{sc}(E_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_2

$I_{sc}(E_1)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_1



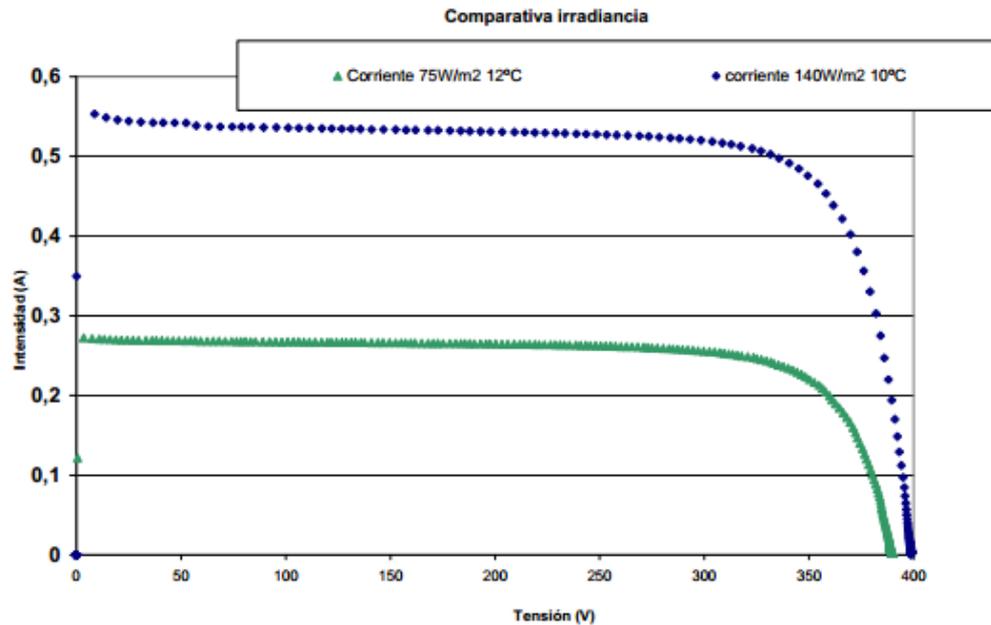


Figura 6.- Grafico V/I

Podemos comprobar con la gráfica obtenida en el laboratorio del departamento de Tecnología Electrónica que a mayor irradiancia obtenemos una mayor corriente de cortocircuito (ISC). La ecuación EC es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante, y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone desprestigiar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo podemos considerarlo como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de la I_{sc} a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

En cuanto a la radiación solar en España, existen zonas donde los valores de dicha radiación son considerables, y teniendo en cuenta que España es uno de los países de Europa que más horas de sol tiene, se ve claramente la rentabilidad de la instalación de los paneles fotovoltaicos en obras de nueva construcción.

En la figura de a continuación podemos ver las diferentes zonas de radiación del país obtenidas a partir de las isoclinas de radiación solar:

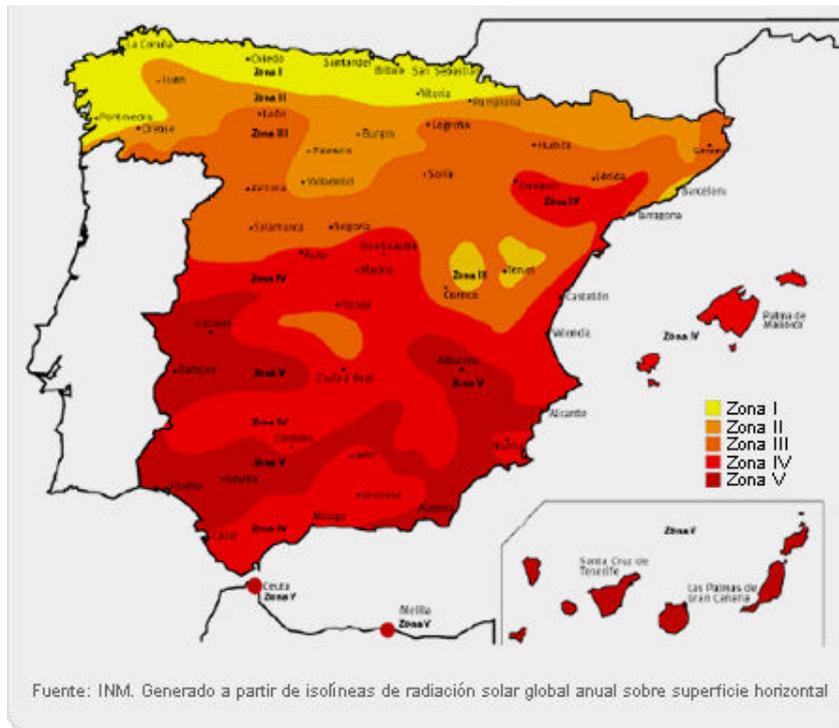


Figura 7.- Radiación solar en España

España está muy bien situada con un amplio entramado en la explotación del mercado fotovoltaico desde fuentes de silicio, hasta fabricantes de módulos, inversores y seguidores. Esta situación coloca a España como gran productor, representando ya más del 30% de la producción europea y el 8% mundial. Sin embargo, esta mejor situada en los nuevos procesos tecnológicos que van a marcar el futuro de la energía solar, La energía va a desarrollarse de forma espectacular en los próximos años en todo el mundo y España puede ser líder en ese mercado mundial. El incremento previsto de la fotovoltaica implicara disponer de 47.527 empleos directos de un total de 128.373 empleos generados por las renovables, de los cuales 40.873 corresponderán a fabricación e instalación y 6.654 a operación y mantenimiento.

Por último, en cuanto a las emisiones contaminantes, el desarrollo fotovoltaico permitirá, en comparación con las centrales de gas el ahorro de 2.949347 millones de toneladas de CO₂; en términos acumulados, esa cifra aumenta hasta 15.209.234 toneladas de CO₂.

1.9 Descripción de la instalación

La utilización de una instalación de energía solar fotovoltaica posibilita la conversión directa de energía solar en energía eléctrica aprovechando los recursos energéticos solares de la zona donde se instalara el centro de producción.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará en la parte superior de la cubierta del polideportivo

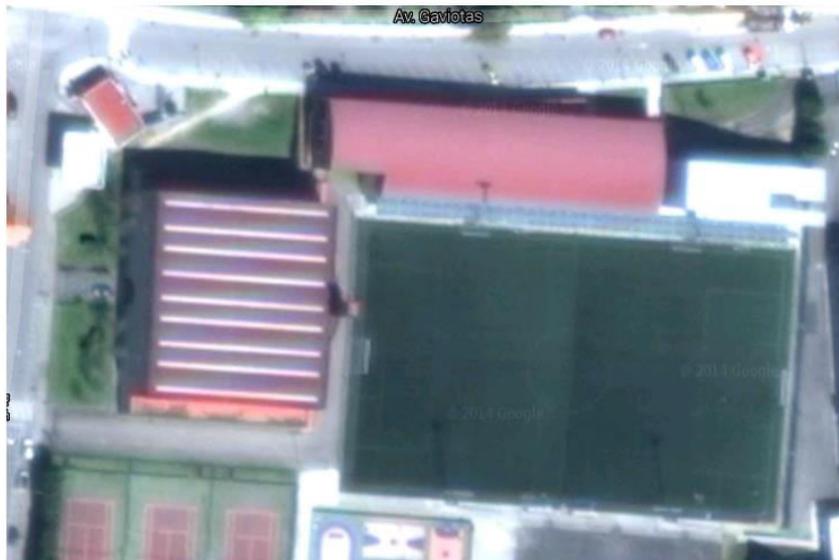


Figura 8.- Vista de planta del polideportivo

En el anexo de cálculos nos ocuparemos de obtener la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios, así como su disposición o grupos (string), su orientación (azimut) debido a la propia inclinación del polideportivo, las pérdidas anuales, producción etc...

En nuestro caso, el estudio de la instalación vendrá definido por 3 parámetros fundamentales, **inclinación de la cubierta del pabellón, tamaño de las placas fotovoltaicas y la potencia del inversor.**

La conexión con la red eléctrica se realizara en el punto acordado con la compañía eléctrica. Próximo al punto de conexión, se instalara un contador que indique la producción acumulada del sistema.

1.10 Elementos de la instalación

1.10.1 Paneles solares

Módulos que, sumado a otros de su tipo, forma parte de una estructura. Solar, por su parte, es un adjetivo que se aplica a aquello relacionado con el sol.

Un **panel solar**, de este modo, es un elemento que permite usar los rayos del sol como **energía**. Lo que hacen estos dispositivos es recoger la energía térmica o fotovoltaica del astro y convertirla en un recurso que puede emplearse para producir electricidad o calentar algo.

Los paneles solares que permiten generar corriente eléctrica cuentan con diversas células o celdas que aprovechan el denominado efecto fotovoltaico. Este fenómeno consiste en la producción de cargas negativas y positivas en semiconductores de distinta clase, lo que permite dar lugar a un campo eléctrico.

Las celdas de estos paneles solares pueden estar construidas con silicio o arseniuro de galio. Para funcionar, deben estar en contacto directo con los rayos del sol.

Gracias a la energía solar producida por este tipo de paneles, es posible desde movilizar un automóvil hasta cocinar alimentos o iluminar un ambiente.

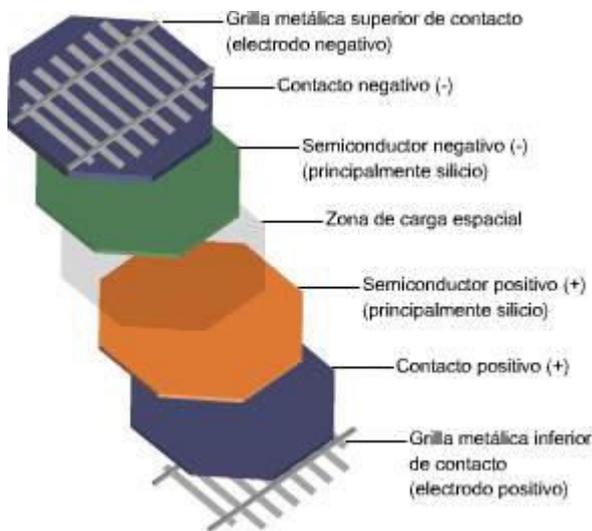
Una célula independiente, solo es capaz de proporcionar una tensión de algunas décimas de voltio y una potencia máxima de uno o dos vatios. Por eso, se precisa un determinado número de células conectadas en serie para producir tensiones de diferentes rangos. Al conjunto así formado, convenientemente ensamblado y protegido, se le denomina panel o modulo fotovoltaico.



Figura 9.- Paneles con células fotovoltaicas

Una vez terminadas las interconexiones eléctricas. Las células son encapsuladas en una estructura tipo “Sándwich”, consiste en una lámina de vidrio templado, una capa de material orgánico, las células fotovoltaicas, otra capa de sustrato orgánico, y una cubierta posterior, como se observa en la figura 7. Posteriormente, se procede al

sellado en vacío para evitar condensaciones, Por último, se rodea el perímetro del panel con neopreno o algún material que lo proteja de las partes metálicas que forman el macrosoporte.



En la figura 7, podemos observar las diferentes capas que tiene una célula fotovoltaica, en la cual vienen detallados los electrodos, tanto el negativo como el positivo, así como la zona de carga espacial, y los propios contactos positivos y negativos.

Figura 10.- Estructura de una célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas funcionan según un fenómeno físico básico denominado “efecto fotoeléctrico”. Cuando un número suficiente de fotones impacta en una placa semiconductor, como el silicio, pueden ser absorbidos por los electrones que se encuentran en la superficie de ésta. La absorción de energía adicional permite a los electrones (cargados negativamente) liberarse de sus átomos. Los electrones se empiezan a mover y el espacio que dejan libre lo ocupa otro electrón de una parte más profunda del semiconductor. Como resultado, una parte de la lámina tiene una mayor concentración de electrones que la otra, lo que origina voltaje entre ambos lados. Al unir ambos lados con un cable eléctrico se permite que los electrones fluyan de un lado al otro de la lámina, lo que se conoce como corriente eléctrica.

Características eléctricas

Las características eléctricas que definen un módulo fotovoltaico, se suelen exponer en una placa situada en la parte posterior del propio modulo, en ella se ven reflejadas los distintos parámetros que son necesarios para el control del panel., así como los valores de seguridad y control del mismo. Estos parámetros son los siguientes:

Corriente de cortocircuito, voltaje a circuito abierto, Corriente a un determinado voltaje, potencia máxima, eficiencia total del panel.

También podemos encontrar en las fichas técnicas, otro tipo de parámetros como pueden ser los parámetros térmicos, rango de funcionamiento y características físicas (tamaño, peso...).

PHOTOVOLTAIC MODULE				
Model	A-140P			
P_{mp}	140 W	V_{oc}	22,30 V	
V_{mp}	17,54 V	I_{sc}	8,42 A	
I_{mp}	7,98 A	V_{max}	1000 V	
ID	6P49-4x9	1002865		
S.N.	P1011210003032			
 atersa				
MADE IN SPAIN				
SPECIFICATIONS AT 1000W/m ² 25° C AM 1.5				
		IEC 61215: 2005 EN 61730: 2007 CERTIFIED 1000V MAX	CLASS II 	AENOR 

Figura 11.- Placa con características del módulo fotovoltaico

Corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Es la intensidad máxima de corriente que se puede obtener de un panel bajo unas determinadas condiciones. Correspondería a la medida, mediante un amperímetro de la corriente entre bornes del panel, sin ninguna otra resistencia adicional, esto es, provocando un cortocircuito. Al no existir resistencia alguna al paso de la corriente, la caída de potencial es cero.

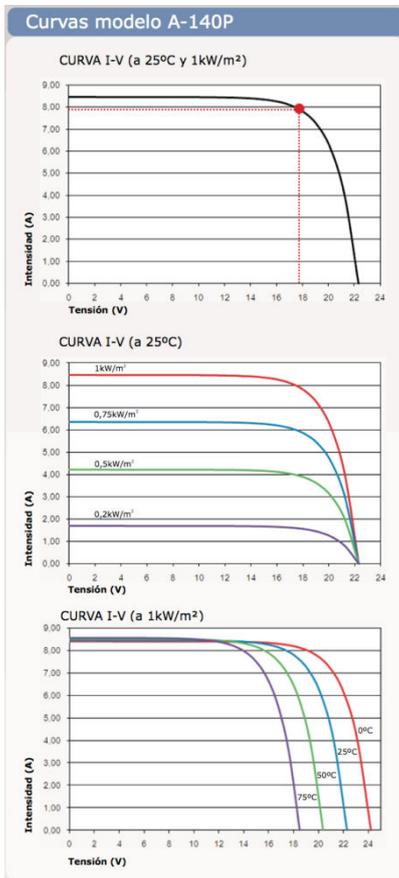
El término *sc* se refiere a las siglas en inglés *short circuit*.

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}).

Es el voltaje máximo que se podría medir con un voltímetro sin permitir que pase corriente alguna entre los bornes de un panel, es decir, en condiciones de circuito

abierto (resistencia entre bornes infinita). El término *oc* se refiere a las siglas en inglés *open circuit*.

Corriente (I) a un determinado voltaje (V).



Las dos definiciones anteriores corresponden a casos extremos. En la práctica, lo usual es que una placa solar produzca una determinada corriente eléctrica que fluye a través del circuito externo que une los bornes del mismo y que posee una determinada resistencia R , que define la característica eléctrica del circuito (curva intensidad-voltaje, ver foto), cuya intersección con la propia curva del módulo fija el voltaje de operación del mismo y, en consecuencia, la intensidad que ese entrega al circuito.

Si la diferencia de potencial entre los bornes es V , decimos que la corriente de intensidad I se produce a un voltaje V .

El término V_{mp} nos sirve comprender las diferencias entre módulos y es una de las características eléctricas que nos indica porque a unos los llamamos módulos de conexión a red y a otros módulos de aislada

Figura 12.- Curvas I/V a 25°C y 1Kw/m2

Paneles propuestos para la instalación y características

Realizamos un estudio con once módulos fotovoltaicos de diferente potencia y distinto célula fotovoltaica. Al variar estos parámetros, también nos cambiará el dimensionado del campo de captación solar, variando de esta forma la producción fotovoltaica.

Hemos optado por la solución de módulos monocristalinos (Ver Figura 2), debido a que se aumenta en un 5% la eficiencia respecto a otro tipo de paneles, así como su vida útil es mayor.

Los modelos estudiados y sus características son los siguientes:

PLACA KYOCERA – KC 40

Material célula: Policristalina

Marca: Kyocera

Referencia: 48901005C

Potencia máxima: 40 W

Tolerancia de pot. Máxima: +15%, -5%

Voltaje a pot. Máxima: 16,9 V

Corriente a pot. Máxima: 2,34 A

Voltaje de circuito abierto: 21,5 V

Corriente de cortocircuito: 2,48 A

Longitud: 526 mm

Anchura: 652 mm

Profundidad: 54 mm

Peso: 4,5 kg



PLACA KYOCERA – KC 50

Material célula: Policristalina

Marca: Kyocera

Referencia: 48901007C

Potencia máxima: 50 W

Tolerancia de pot. Máxima: +15%, -5%

Voltaje a pot. Máxima: 16,7 V

Corriente a pot. Máxima: 3 A

Voltaje de circuito abierto: 21,5 V

Corriente de cortocircuito: 3,1 A

Longitud: 639 mm

Anchura: 652 mm

Profundidad: 54 mm

Peso: 5 kg



PLACA KYOCERA – KC 65

Material célula: Policristalina

Marca: Kyocera

Referencia: 48901024

Potencia máxima: 65 W

Tolerancia de pot. Máxima: +10%, -5%

Voltaje a pot. Máxima: 17,4 V

Corriente a pot. Máxima: 3,75 A

Voltaje de circuito abierto: 21,7 V

Corriente de cortocircuito: 3,99 A

Longitud: 751 mm

Anchura: 652 mm

Profundidad: 36/54 mm

Peso: 6 kg



PLACA KYOCERA – KC 85 W SX-1 P

Material célula: Policristalina

Marca: Kyocera

Referencia: 48901023

Potencia máxima: 87 W

Tolerancia de pot. Máxima: +10%, -5%

Voltaje a pot. Máxima: 17,4 V

Corriente a pot. Máxima: 5,02 A

Voltaje de circuito abierto: 21,7 V

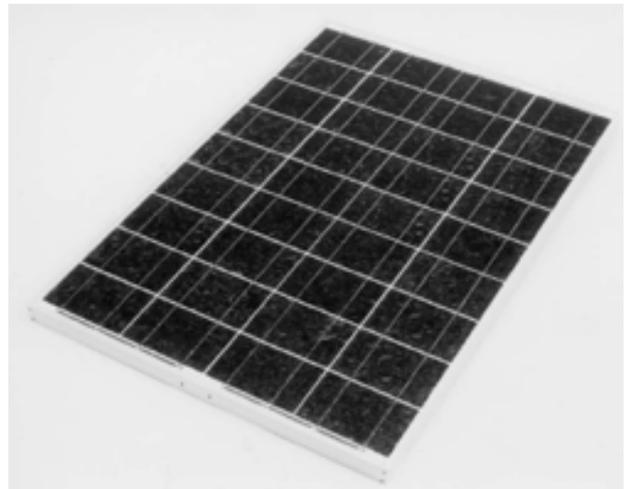
Corriente de cortocircuito: 5,34 A

Longitud: 1007 mm

Anchura: 652 mm

Profundidad: 36/58 mm

Peso: 8,3 kg



PLACA KYOCERA – KD 130 GHT2

Placa fotovoltaica 130 W

Material célula: Policristalina

Marca: Kyocera

Referencia: 48901021

Potencia máxima: 130 W

Tolerancia de pot. Máxima: +10%, -5%

Voltaje a pot. Máxima: 17,6 V

Corriente a pot. Máxima: 7,39 A

Voltaje de circuito abierto: 21,9 V

Corriente de cortocircuito: 8,02 A

Longitud: 1425 mm

Anchura: 652 mm

Profundidad: 36 mm

Peso: 12,2 kg



PLACA KYOCERA – KD 180 GH – 2P

Placa fotovoltaica 175 W

Material célula: Policristalina

Marca: Kyocera

Referencia: 48901020

Potencia máxima: 175 W

Tolerancia de pot. Máxima: +10%, -5%

Voltaje a pot. Máxima: 23,6 V

Corriente a pot. Máxima: 7,42 A

Voltaje de circuito abierto: 29,2 V

Corriente de cortocircuito: 8,09 A

Longitud: 1290 mm

Anchura: 990 mm

Profundidad: 36 mm

Peso: 16 kg



PLACA KYOCERA – KD 210 GX – LPU

Placa fotovoltaica 210 W

– Material célula: Policristalina

– Marca: Kyocera

– Referencia: 48901022

– Potencia máxima: 200 W

– Tolerancia de pot. Máxima: +10%, -5%

– Voltaje a pot. Máxima: 26,6 V

– Corriente a pot. Máxima: 7,9 A

– Voltaje de circuito abierto: 33,2 V

– Corriente de cortocircuito: 8,58 A

– Longitud: 1500 mm

– Anchura: 990 mm

– Profundidad: 36 mm

– Peso: 18 kg



PLACA SANYO HIT 195 BE

Placa fotovoltaica 195 W

Material célula: Monocristalina

Marca: Sanyo

Referencia: -

Potencia máxima: 195 W

Voltaje a pot. Máxima: 55,3 V

Corriente a pot. Máxima: 3,53 A

Voltaje de circuito abierto: 68,1 V

Corriente de cortocircuito: 3,79 A

Potencia mínima garantizada: 185,3 W

Voltaje mínimo garantizado: 1000 V

Longitud: 1319 mm

Anchura: 894 mm

Profundidad: 35 mm

Peso: 14 kg



PLACA SANYO HIT 200 BE

Placa fotovoltaica 200 W

Material célula: Monocristalina

Marca: Sanyo

Referencia: 53701010

Potencia máxima: 200 W

Voltaje a pot. Máxima: 55,8 V

Corriente a pot. Máxima: 3,59 A

Voltaje de circuito abierto: 68,7 V

Corriente de cortocircuito: 3,83 A

Potencia mínima garantizada: 190 W

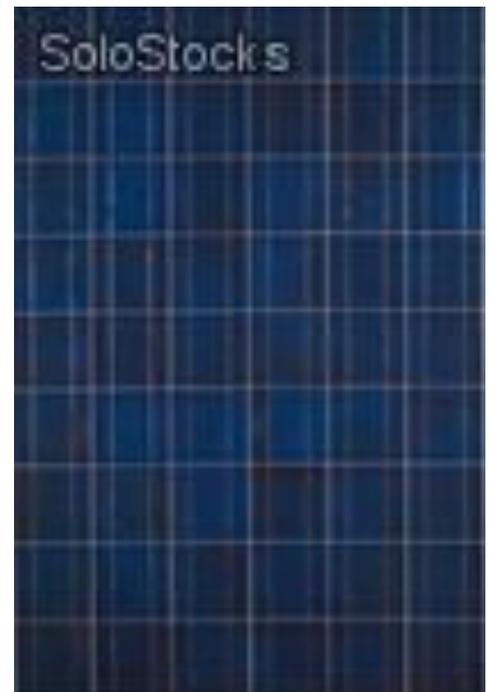
Voltaje mínimo garantizado: 1000 V

Longitud: 1319 mm

Anchura: 894 mm

Profundidad: 35 mm

Peso: 14 kg



PLACA SANYO HIT 210 BE

Placa fotovoltaica 210 W

Material célula: Monocristalina

Marca: Sanyo

Referencia: 537010007

Potencia máxima: 210 W

Voltaje a pot. Máxima: 41,3 V

Corriente a pot. Máxima: 5,09 A

Voltaje de circuito abierto: 50,9 V

Corriente de cortocircuito: 5,57 A

Potencia mínima garantizada: 199,5 W

Voltaje mínimo garantizado: 760 V

Longitud: 1570 mm

Anchura: 798 mm

Profundidad: 35 mm

Peso: 15 kg



PLACA SANYO HIT 215 NHE

Placa fotovoltaica 215 W

Material célula: Monocristalina

Marca: Sanyo

Referencia: 537010009

Potencia máxima: 215 W

Voltaje a pot. Máxima: 42 V

Corriente a pot. Máxima: 5,13 A

Voltaje de circuito abierto: 51,6 V

Corriente de cortocircuito: 5,61 A

Potencia mínima garantizada: 204,3 W

Voltaje mínimo garantizado: 1000 V

Longitud: 1570 mm

Anchura: 798 mm

Profundidad: 35 mm

Peso: 15 kg



Debido a la gran cantidad de módulos estudiados, desecharemos algunos de ellos por cuestiones dimensionales, o porque para tamaños iguales nos ofrecen valores de potencia distintos.

Así pues descartaremos los módulos: Kyocera KC65, Sanyo HIT 200 BE, Sanyo HIT 210 BE ya que sus dimensiones son prácticamente iguales, su potencia es menor a algunos módulos estudiados y por lo tanto su producción fotovoltaica será menor.

En el anexo de cálculo nos centraremos en la cantidad de módulos instalados, así como su disposición.

1.10.2 Factores de pérdidas energéticas

Al igual que en otros procesos de generación de potencia eléctrica, las pérdidas son un factor determinante y a tener presente en todo momento para poder posteriormente evaluar los rendimientos de los equipos.

A priori resulta muy fácil pensar que la energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico. Así por ejemplo un sistema con un generador fotovoltaico de potencia nominal 1 kWp instalado con unas condiciones meteorológicas tales que reciba una irradiación anual de 1800 kWh/m², dicho generador en ausencia de pérdidas produciría 1800 kWh.

Ahora bien, la experiencia y distintos estudios muestran que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación:

Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$.

Lamentablemente en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada

uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador fotovoltaico, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el $\pm 10\%$ debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp.

Pérdidas de mismatch o de conexionado

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de “bypass”.

Pérdidas por polvo y suciedad

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m² de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad.

Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

Pérdidas por caídas ohmicas en el cableado

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaico presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiancia solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc...

Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.

Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia

del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico (por ejemplo, la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).

1.10.3 Curva característica del módulo fotovoltaico

Terminología

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión (figura). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

Principales parámetros de la característica I-V

- Corriente de cortocircuito (I_{cc} notación española, I_{sc} notación internacional): es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- Voltaje de circuito abierto (V_{ca} notación española, V_{oc} notación internacional): Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- Potencia máxima (P_{max}): Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}): Es el valor de la corriente para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}): Es el valor de voltaje para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Factor de forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto de I_{sc} x V_{oc} . Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

Generalmente las células dentro del módulo fotovoltaico se asocian en serie, con el fin de obtener unos valores de voltaje más apropiados para su conexión a distintas cargas o a una batería (el voltaje de una célula estándar suele ser de unos 0.6V). El voltaje total del módulo dependerá, por tanto, del número de células asociadas en serie.

Por el contrario, la corriente que podemos obtener del módulo fotovoltaico va a depender básicamente del tipo y tamaño de células (suponiendo que no haya células

conectadas en paralelo en el interior del módulo).

Curva característica

La curva característica corriente tensión de una célula fotovoltaica puede describirse con suficiente precisión por la ecuación:

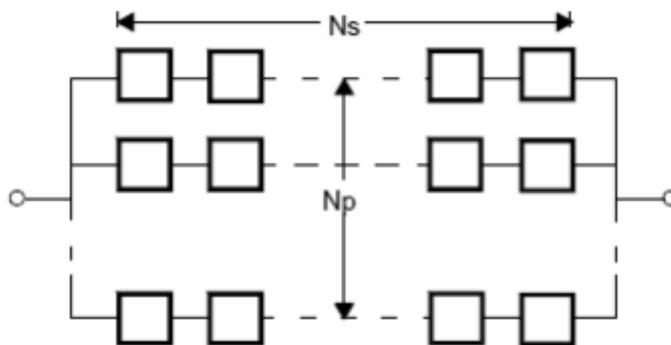
$$I = I_l - I_0 \left(\exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

Donde I_l es la corriente fotogenerada, I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo, v_t es el voltaje térmico ($v_t=KT/e$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y la carga del electrón), m es el factor de idealidad del diodo, R_s es la resistencia serie y R_p la resistencia paralelo. Para el caso de un módulo FV, su característica eléctrica dependerá del número de células en serie y paralelo que posea. Si suponemos que todas las células constituyentes de un módulo fueran iguales, la corriente generada por el módulo sería igual a la corriente de la célula multiplicada por el número de células en paralelo, y el voltaje sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie:

$$I_{mod} = I_c * N_p$$

$$V_{mod} = V_c * N_s$$

Donde N_p y N_s son respectivamente el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo que empleamos:



Teniendo esto en cuenta, si combinamos las ecuaciones anteriormente expuestas se obtendría, para la curva característica de un módulo fotovoltaico formado por células

iguales y con relación a los parámetros de la célula:

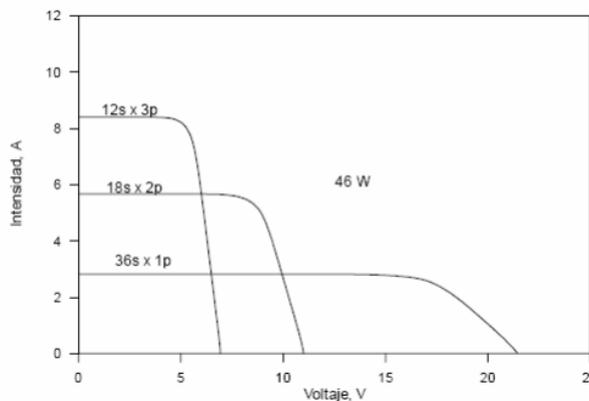
$$I = Np * (I_l - I_0 \left(\exp\left(\frac{V/N_s + IR_s/N_p}{mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{V/N_s + IR_s/N_p}{R_p})$$

Esta ecuación muestra el mismo comportamiento que la característica I-V de una célula, y de hecho en la práctica, cuando hablamos de la ecuación característica y los parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico, no se suele hacer referencia a su relación con la célula solar sino que se escribe la ecuación 1 con todos los parámetros característicos (I_l, I₀, m, R_s, R_p) del módulo. La siguiente figura muestra un ejemplo de

la curva característica de un módulo FV partiendo de la misma célula y con diferentes configuraciones serie paralelo. Los parámetros significativos de esta curva son los mismos que se empleaban para el caso de células, es decir, I_{sc} es la corriente de cortocircuito, V_{oc} es la tensión de circuito abierto, V_{pmp} e I_{pmp} son los valores de voltaje de y corriente correspondientes al punto de máxima potencia P_{max}, y FF es el “Fill factor” o “Factor de forma” (FF=V_{pmp}·I_{pmp}/V_{oc}·I_{sc}) que nos da una idea de la calidad de la curva.

Configuración	Isc (A)	Voc(V)	Pmax (W)	Vpmp (V)	Ipmp (A)
36s	2,8	21,6	46	17,7	2,6
18s x 2p	5,6	10,8	46	8,8	5,1
13s x 3p	8,5	7,2	46	5,9	7,7

Tabla 1 Parámetros característicos para las curvas de la Figura 5



1.10.4 Inversores

El inversor es el equipo encargado de transformar la energía, en corriente continua, recibida del generador fotovoltaico en corriente alterna que se inyecta a la red.

El inversor estar caracterizado, principalmente, por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que pueden proporcionar y la eficiencia. Esta última, se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la red (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Los principales aspectos a cumplir por un inversor son:

- Una elevada eficiencia, entorno al 95% (dependiendo de las condiciones de trabajo)
- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Incorporar rearme y desconexión automáticos.
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayor del 150 % de su potencia máxima
- Cumplir los requisitos que establece el Reglamento de baja tensión.
- Baja distorsión armónica,
- Bajo consumo
- Aislamiento galvánico.
- Sistemas de medida y motorización.

El funcionamiento del inversor es completamente automático. Cuando los módulos solares generan la potencia suficiente por la mañana, la electrónica de control supervisa los parámetros de tensión y frecuencia de la red. Cuando se ha sincronizado a la frecuencia el sistema inyecta corriente en red.

El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible de los módulos solares (MPP), variable con el grado de luminosidad como se observa en la figura 10. Cuando al perder la luz del día ya no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor interrumpe la conexión y deja de trabajar.

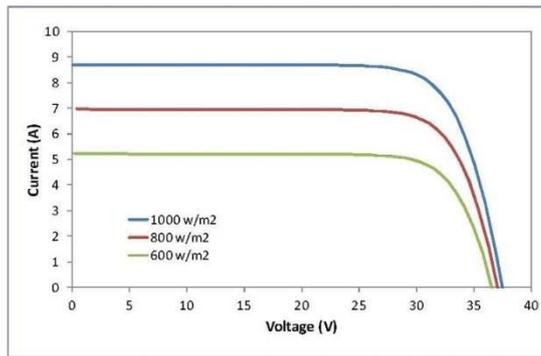


Figura Fa. Curvas I-V para distintos valores de la irradiancia solar
Temperatura constante de la célula (25° C)

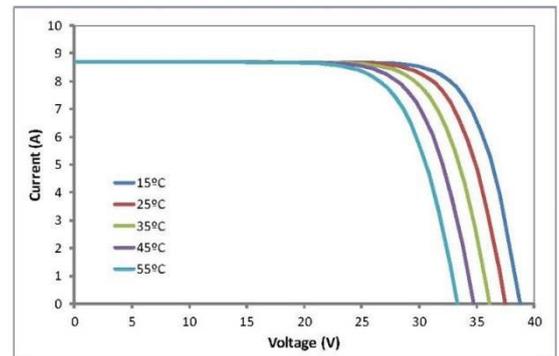


Figura Fb. Curvas I-V para distintas temperatura de la célula
Valor de irradiancia solar constante (1000 W/m²)

Figura 10.- Curvas I-V para distintos valores de irradiancia solar, temperatura de 25°C El inversor controla, en todo momento, la tensión de red, siempre que esta esté dentro de los valores del ajuste del mismo (0.85 U_n -1.1 U_n y 49 Hz- 51 Hz), y exista potencia disponible de continua (radiación solar suficiente), el inversor realiza la conexión a red sincronizándose con su frecuencia. En caso de que exista fallo en la red, que haga que la tensión o la frecuencia salga de los valores de ajuste, el inversor se desconecta automáticamente, En caso de desaparecer completamente la tensión de red, el inversor dispone de una protección anti-isla, que desconecta el sistema hasta el regreso de la tensión.

El inversor dispone de un relé de tensión calibrado a 1.1 U_n y 0.85 U_n (siendo U_n la tensión nominal de la red eléctrica), un relé de frecuencia calibrado a 49 y 51 Hz, un temporizador y un contacto de rearme.

Su funcionamiento es el siguiente: cuando se produce un fallo de tensión o frecuencia en la red eléctrica, superior a los valores de calibrado de los relees, respectivos, estos dan una señal de fallo al contacto y al temporizador. Al recibir la señal, el contacto abre el circuito, de modo que el sistema queda aislado de la red eléctrica mientras persista la señal de fallo. En ese momento que desaparece la señal los relés eliminan la señal de fallo y se activa el temporizador. Superado el intervalo de tiempo el temporizador envía una señal de rearme al contacto, volviendo a quedar conectado el sistema a la red eléctrica.

Los inversores tendrán un grado de protección mínimo IP20 para inversores en el interior de un edificio y lugares inaccesibles, IP44 para inversores en interiores

de edificio y lugares accesibles y IP65 para instalaciones a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá con la legislación vigente.

INDICES DE PROTECCIÓN
 El estándar EN 60529 describe la protección de dispositivos eléctricos contra objetos sólidos y líquidos usando carabinas, calaveras, etc.
 El primer dígito es el código para el grado de protección contra contacto y cuerpos sólidos, su segundo dígito es el código para el grado de protección contra agua.

1er dígito	Protección contra cuerpos sólidos	2º dígito	protección contra elementos líquidos
0	Sin protección Sin protección específica para personas contra contacto con elementos activos o pasivos, ni protección contra cuerpos sólidos.	0	Sin protección
1	Protección contra objetos grandes sólidos Protección contra objetos sólidos más grandes de 50 mm. E) contacto accidental con la mano.	1	Protección contra gotas de agua cayendo en vertical. La caída de gotas de agua vertical no deben causar daños.
2	Protección contra objetos mediosgrandes Protección contra objetos mayores de 12 mm. E) desde la mano.	2	Protección contra gotas de agua - diagonal Protección contra gotas de lluvia que caigan como máximo a 15° de la vertical.
3	Protección contra pequeños objetos sólidos Protección contra objetos sólidos más grandes de 2,5 mm. E) herramientas, cables.	3	Protección contra gotas de agua Protección contra gotas de agua que caigan como máximo a 60° de la vertical.
4	Protección contra objetos sólidos con lavados de agua Protección contra cuerpos sólidos mayores de 1 mm. E) herramientas pequeñas, cables pequeños.	4	Protección contra proyecciones de agua Protección contra proyecciones de agua desde todas direcciones.
5	Protección contra polvo protección contra polvo. Ningún dispositivo dañino.	5	Protección contra agua a presión Protección contra agua a presión desde todas las direcciones.
6	Protección contra polvo Protección completa contra polvo.	6	Prot. contra agua a presión similar a gotas de mar El agua no debe entrar en cantidad perjudicial cuando sea exp. a agua a pres. sim. a gotas de mar.
		7	Protección contra efectos a la inmersión El agua no debe entrar en cantidad perjudicial dentro del dispositivo cuando este sumergido en agua en unas condiciones de presión y tiempo.
		8	Protección contra los efectos a una inmersión a presión prolongada. El agua no debe de entrar en cantidad perjudicial dentro del dispositivo cuando está bajo inmersión a presión.

GRUPO DECORVISE
 Modelo 10, Serie 14
 Logroño, 2002 - C.A. HERRERA
 Tel. 941 200 001

Figura 11.- Grado de protección IP para los inversores

Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma. La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante

Un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

En el tramo de corriente continua, a la entrada del inversor, se dispone de un fusible de 11 A situado en el positivo para cada una de las bajadas de módulos fotovoltaicos (Corriente cortocircuito = 5,35 A por línea), además de un seccionador, con la finalidad de garantizar la seguridad y facilitar el mantenimiento

y reparación del sistema. En el tramo de corriente alterna, a la salida del inversor, se conectará equilibradamente a la línea trifásica, que irá protegida por un conjunto compuesto por un magnetotérmico tripolar acompañado de un diferencial tetrapolar con sensibilidad 300 mA., en función de los cables seleccionados. También

dispondrá de protección contra sobretensiones. Además será necesario poner un interruptor con enclavamiento en el cuadro de contadores con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, este interruptor estará en un punto accesible por la empresa distribuidora.

La medida de la energía inyectada a la red eléctrica se realizará con un equipo de medida bidireccional o dos equipos que midan la energía consumida y vertida, colocados en el armario de contadores, tal y

como se expone en el Real Decreto 1663/2000. Será de clase de precisión 2, según RD 875/1984, y tal que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre

el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho aparato. El cuadro estará situado junto a los contadores de la instalación convencional del usuario siempre que sea posible.

Para contabilizar la energía vendida y la energía consumida por la instalación (en periodos nocturnos),

el equipo de conteo será uno de los modelos dentro del tipo y homologación que fija la compañía de

distribución eléctrica

Inversores estudiados para la instalación

Tras una inspección de las diferentes empresas de comercialización de inversores que actualmente están en el mercado, nos decantamos por la elección de inversores de la marca KACO NEW ENERGY, en concreto nos fijamos en el inversor **KAKO New Energy 28 Kw Powador 33.0 TLM3**

La compañía fotovoltaica alemana Kaco New Energy, fundada en 1914, se incorporó al sector de energías renovables en 1994. Del 2005 al 2008, Kaco experimentó un gran crecimiento que se tradujo en la puesta en marcha de tres nuevas fábricas.

La manufactura de los inversores es CO2 neutra gracias a los 400kW de potencia fotovoltaica instalada en las cubiertas de las instalaciones de la empresa. Los trabajadores de la firma utilizan vehículos eléctricos para desplazarse y están involucrados en la iniciativa myclimate.

Los inversores poseen dos entradas del punto de máxima potencia (MPP) y un amplio rango de tensión de entrada, cumple con todos los requisitos de, por ejemplo,

preparación de tensión reactiva y apoyo de red, y, por lo tanto contribuye de forma fiable a la gestión de la red.

A continuación exponemos las hojas con las características del inversor que propondremos para el proyecto, cabe destacar la alta eficiencia de este inversor:

En primer lugar, el inversor **KAKO New Energy 28 Kw Powador 33.0 TLM3**, donde podemos ver en la hoja de especificaciones, las características tanto de entrada como de salida (Ver documento “Catalogo de elementos de la instalación”).

El inversor cumple con todas las protecciones establecidas en la normativa vigente, en especial con las directrices del Real Decreto 1663/2000, la directiva 73/23/CEE, la directiva 89/336/CEE de compatibilidad electromagnética, y la directiva 93/68/CEE denominación CE, así como todos los requisitos técnicos establecidos en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C Rev-octubre 2002.

Dimensionado del inversor: Con el objeto de aprovechar al máximo las prestaciones del inversor, se realiza de forma habitual un sobredimensionado del campo fotovoltaico, es decir, se instala mayor potencia pico de módulos que la potencia nominal del inversor, esto es debido a que sólo en las horas centrales del día los módulos fotovoltaicos están produciendo el máximo de su potencia; además también existen pérdidas por suciedad acumulada, días nublados y temperaturas elevadas. Todas estas disminuciones de potencia se compensan con este sobredimensionado. Con ello se consigue optimizar el funcionamiento de la instalación e inyectar su máxima potencia durante más horas al día, obteniendo una mayor producción.





KACO 
new energy.

Inversor central de 27.5 kW AC nom
KACO Powador 33.0 TL3 XL INT



Eficiencia
98.0%

Garantía
Producto garantizado para 5 años.

Características eléctricas

Potencia nominal (kW)	27.5
Potencia pico (kWp)	33.0
Potencia máx. (kVA)	27.5
Tensión máx. (V)	1000.0
Intensidad máx. (A)	102.0
Tensión mín. (V)	200
Tensión máx. (V)	800.0
Entradas MPP	3
Monitorización de red	3-Phase
Protocolo de comunicaciones	Ethernet, RS485

Kaco, una empresa involucrada con el medio ambiente

La compañía alemana fundada en 1914 entró en el sector fotovoltaico 80 años más tarde, en 1994. Del 2005 al 2008 experimentó un gran crecimiento que se tradujo en tres nuevas fábricas puestas en marcha durante este período. Gracias a 400kW de potencia fotovoltaica instalada en las cubiertas de las instalaciones de la empresa, la fabricación de los inversores es CO2 neutra. Además, los trabajadores de la empresa utilizan vehículos eléctricos para desplazarse y están involucrados en la iniciativa myclimate.

Características técnicas

Entradas CC	12
Protección IP	IP54
Transformador	No
Display	Sí

Ref: **KD19070**

Los datos técnicos pueden ser modificados en cualquier momento sin previo aviso. Todos los derechos reservados. No se descartan posibles errores.
Krannich Solar, S.L.U.
Av. Alquería de Moret, 39, 46210, Picanya (Valencia) España
Tel: +34 961 594 668 · Fax: +34 961 594 686 · info@es.krannich-solar.com
www.krannich-solar.com

1.10.5 Soporte para los paneles fotovoltaicos

La cubierta del polideportivo, se encuentra inclinada, para las posibles evacuaciones fluviales, de forma que seleccionaremos un sistema de sujeción para “Cubiertas inclinadas”, en este caso, hemos seleccionado el modelo “**Conergy Suntop Trapez**” para cubiertas inclinadas, de la marca **Conergy**.

La estructura destaca por su sencillez: no requiere ningún corte, se instala rápidamente y es compatible con diferentes tipos de módulos. Conergy SunTop permite una amplia variedad de aplicaciones: puede ser utilizado universalmente para cualquier revestimiento del techo e incluso en los techos planos y espacios abiertos en combinación con otras estructuras. Los rieles base de aluminio patentados, el Quickstone y la tecnología telescópica, así como el amplio grado de componentes pre-ensamblados reducen la necesidad de cortes a medida y aceleran el proceso de instalación. La única herramienta que necesitas para instalar Conergy SunTop es una llave hexagonal.

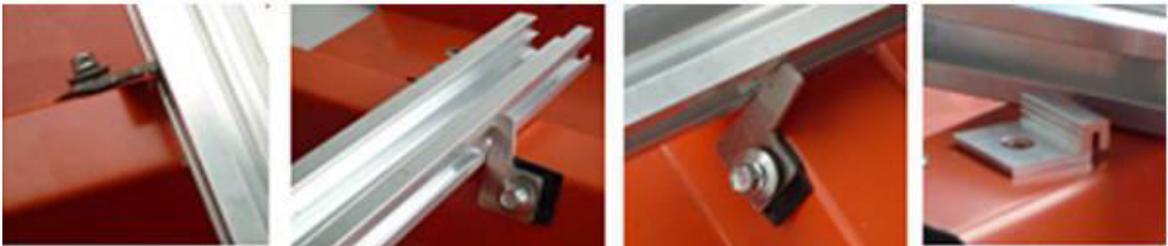


Figura 12.- Tornillería del soporte Conergy SunTop Trapez

La estructura Conergy SunTop Trapez es una solución global eficiente en costes. La cantidad requerida de perfiles y de puntos de fijación se puede optimizar con el cálculo estático a medida de cada proyecto. Todos los componentes se pueden utilizar de forma flexible al estar disponibles en stock, los plazos de entrega se pueden reducir significativamente. Adicionalmente, las fases de planificación e instalación son especialmente cortas, lo cual reduce todavía más el coste del Sistema.

Todos los componentes están realizados en aluminio o acero inoxidable. La alta resistencia a la corrosión garantiza una durabilidad máxima y su posible reciclaje.

A continuación expongo una hoja con las características del soporte:

Conergy SunTop Trapez	
Aplicación	Cubiertas inclinadas
Tipo de cubierta	Chapa grecada trapezoidal
Grosor mínimo de la chapa	0.63 mm
Altura mínima de la onda	Libre ¹
Inclinación de la cubierta admisible	Hasta 20° ²
Altura del edificio	Hasta 20 m ²
Tipo de módulos	Con marco y sin marco
Orientación del módulo	Horizontal y vertical
Tamaño del módulo	Libre ³
Posición del módulo	Libre
Compensación posible de desniveles	Hasta 15 mm
Distancia entre fijaciones	Según condiciones de carga (verificación automática por el software de Conergy)
Estándares	Eurocode 1 – Accion sobre estructuras Eurocode 9 – Diseño de aluminio de estructuras
Perfiles	Aluminio extruido (EN AW 6063 T66)
Fijaciones de perfiles	Aluminio (EN AW 5754)
Pequeñas piezas	Acero inoxidable (V2A)
Color	Aluminio
Garantía	10 años ⁴

¹ La altura de onda es flexible. En caso de una altura de onda especialmente baja (menos de 20 mm), la fijación se puede colocar en la cresta como alternativa a la fijación estándar de colocación lateral. La instalación se debe realizar en conformidad con la normativa local relativa a las cubiertas.

² Según la ubicación del proyecto, el edificio, las fijaciones seleccionadas y el tipo de módulo, se pueden aplicar otros valores. Consultar con su colaborador Conergy para mayores detalles.

³ Por motivos de dilataciones térmicas y de las tensiones correspondientes en los perfiles, se recomienda no sobrepasar una longitud de perfil máxima de 12 m.

⁴ Consultar las condiciones de garantía Conergy.

Máxima flexibilidad:

- Válido para instalar en cubiertas con chapa grecada con una altura del trapecio superior a 20 mm* respecto a la base.
- El soporte lateral fijado al trapecio permite una mayor carga sobre la estructura y un mejor aprovechamiento de este tipo de material de revestimiento.
- Se puede utilizar tanto con módulos con marco como sin marco.

Instalación rápida y segura:

- Mínima utilización de materiales y herramientas
- Ahorro de tiempo en la instalación gracias al alto grado de pre ensamblaje.

- Los soportes laterales de fijación se conectan de manera sencilla al riel con un simple giro de muñeca.
- Dependiendo de las características de la cubierta, se pueden reducir el número mínimo necesario de conectores laterales a la cubierta.
- Posibilidad de ajustar desniveles en la cubierta con la compensación de hasta 15 mm en las fijaciones laterales.

Máxima seguridad:

- Materiales de alta calidad en aluminio y acero inoxidable.
- Prueba de estabilidad estática y de conformidad con las directrices y normas técnicas.

1.10.6 Elementos para la monitorización

Para la visualización de los datos obtenidos de los inversores, de nuevo recurriremos a la empresa **Conergy**, en este caso , nuestra elección en cuanto a la monitorización será el modelo **Conery Vision box**.

El sistema de monitorización Conergy VisionBox permite un control convincente y eficiente de los sistemas fotovoltaicos. Combina una pantalla táctil con un sistema de vigilancia integral. El servidor web integrado y la amplia gama de interfaces del Conergy VisionBox lo convierten en una solución extraordinariamente flexible para el análisis y el seguimiento de un sistema fotovoltaico.

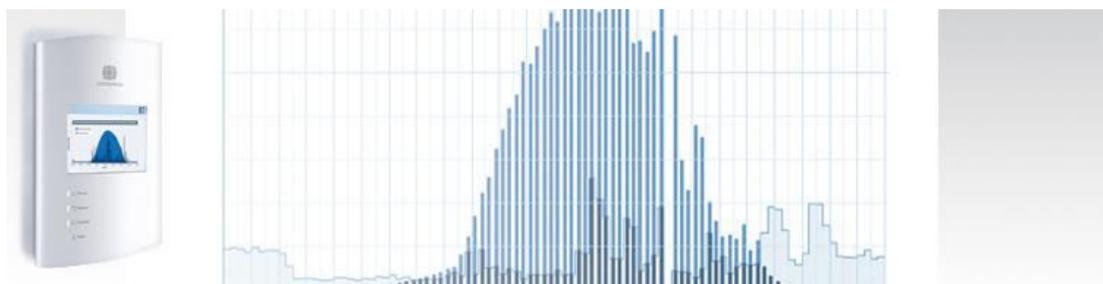


Figura 14.- Sistema de monitorización Conergy VisionBox

Ventajas del sistema de monitorización

- Navegación intuitiva y agradable a través de la gran pantalla táctil de 5,6 pulgadas.
- Servidor Web integrado que permite que el sistema pueda ser controlado desde cualquier PC con acceso a Internet.
- Exportación sencilla de datos a través de USB para su posterior análisis en un PC para realizar un amplio análisis de la información.
- Reporte automático de errores del sistema a través de la pantalla y LEDs. También se pueden configurar las alarmas para recibirlas vía SMS, fax o correo electrónico.
- Adicionalmente se pueden conectar sensores de irradiación y temperatura al sistema de monitorización de Conergy VisionBox (recomendado para sistemas con un solo inversor).

Rápida instalación y actualización

- Ideal para todos los sistemas de energía solar a partir de 3 kW a 18MW.
- Con puerto USB estándar para la transferencia fácil de datos y actualizaciones de software.
- Configurado para optimizar el consumo de energía propia.

El sistema en sí, es una combinación de 4 elementos, un registrador de datos, con una tensión de alimentación de 230 V, un sensor de irradiación/temperatura, rango de irradiación de 0 a 1400 W/m², un contador de energía con línea de conexión de 3x230/400 y un contador de medida indirecta, indicado para instalaciones superiores a 51 Kwp, en el documento de "Catálogo de elementos de la instalación" detallaremos más a fondo cada parte.

1.11 Características técnicas de la instalación

Conexión entre elementos

Para la conexión entre los elementos, y disposición de las canalizaciones se ha tenido en cuenta, en todo momento el RBT (Reglamento de baja tensión), además se ha tenido en cuenta medidas de seguridad normalizadas, para que ninguno de los conductores quede al alcance de usuarios o personas.

Los conductores circulan entre los módulos fotovoltaicos, están cableados entre sí, situando su conexión en la parte posterior del módulo y estos estarán conectados a los inversores, con las mismas medidas de seguridad anteriormente mencionadas.

El trazado hasta las cajas de conexión discurrirá por canaletas rectangulares de PVC El dimensionado de los cables así como el modelo escogido, está señalado en el documento de “Cálculos” siempre teniendo en cuenta, que la conexión del inversor al cuadro de alterna (el cuadro estará situado junto al inversor), se realizara con una determinada sección, así como el cuadro de alterna hasta el armario de medidas se realizara con otro tipo de seccionado de manguera de cobre, siempre bajo tubo rígido.

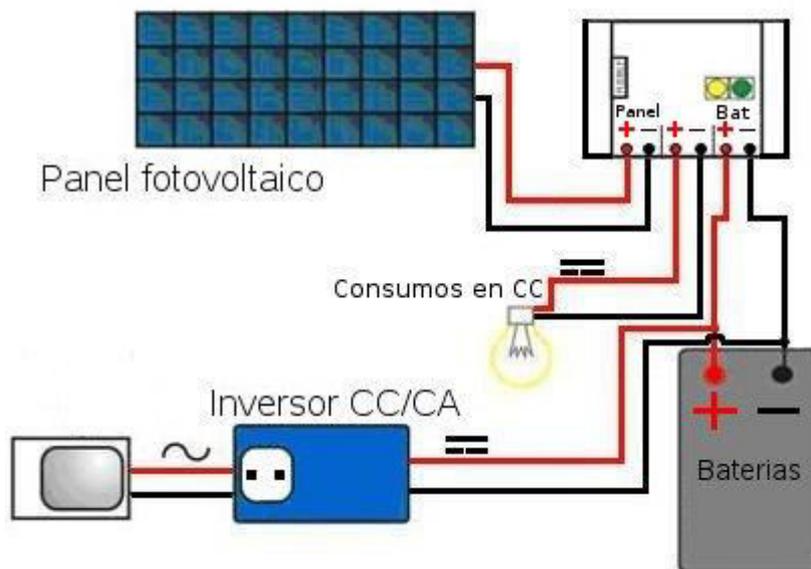


Figura 15- Esquema básico de una instalación fotovoltaica, con su cableado.

Corriente continúa

Todas las cadenas de módulos fotovoltaicos irán a la caja de conexión directamente, los empalmes se realizarán mediante terminales standard Multicontac, las cajas de conexión poseen interruptor de potencia DC con actuación por exceso de corriente.

Corriente alterna

En el cuadro de corriente alterna irá situado el contactor o interruptor automático de desconexión y la diferencia para la instalación completa.

La carcasa del cuadro de conexión, en el caso de que fuese metálica, se conectará a la toma de tierra. Preferiblemente se adoptará un cuadro cuya carcasa este realizada en un material no conductor.

Armario de medida

Una vez instalado, si queremos determinar la energía suministrada por la instalación, dispondremos de conectores de salida, situados en el armario de medidas, en el mismo armario tendremos instalado el interruptor general frontera de la instalación. Conectaremos también entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada o se sustituirán ambos por un contador con la capacidad de medir en los dos sentidos.

Tendremos también que tener en cuenta la instalación de las bases portafusibles, según las “Normas técnicas de construcción y montaje de instalaciones eléctricas de distribución de la compañía de electricidad”.

Los fusibles irán colocados en cada uno de los hilos de cada fase, para que tengan la capacidad adecuada de corte en función de la máxima corriente de cortocircuito que pueda ocurrir.

Es necesario señalar en cada contador, si claramente se trata de un contador de entrada de energía, procedente de la empresa distribuidora o si se trata de un contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica

Punto de conexión

El punto de conexión se instalará en el módulo de medida y protección que la compañía situará en la fachada transversal de la nave.

Conexión a tierra

Tenemos dos tipos de corriente compartiendo la misma instalación a decir,

→ Continua

→ Alterna (puede estar presente o no)

- Cada uno de los módulos fotovoltaicos se comporta como un generador,
- Existe una mayor probabilidad de impactos de rayo directo o indirecto,
- Lo más probable es que convivan dos sistemas de conexión a tierra diferentes,
- La única forma de conseguir que la salida de un sistema FV sea nula en los terminales del campo es impidiendo que la luz ilumine los módulos.

En una instalación fotovoltaica la fuente de energía de la parte de continua son las placas fotovoltaicas. Estas placas, suelen ir enmarcadas en bastidores metálicos, apoyados a su vez en soportes metálicos. Estas partes metálicas deben de conectarse todas entre sí, para que sean equipotenciales y, además, se conectan a tierra como medida de seguridad para la instalación, frente a descargas atmosféricas.

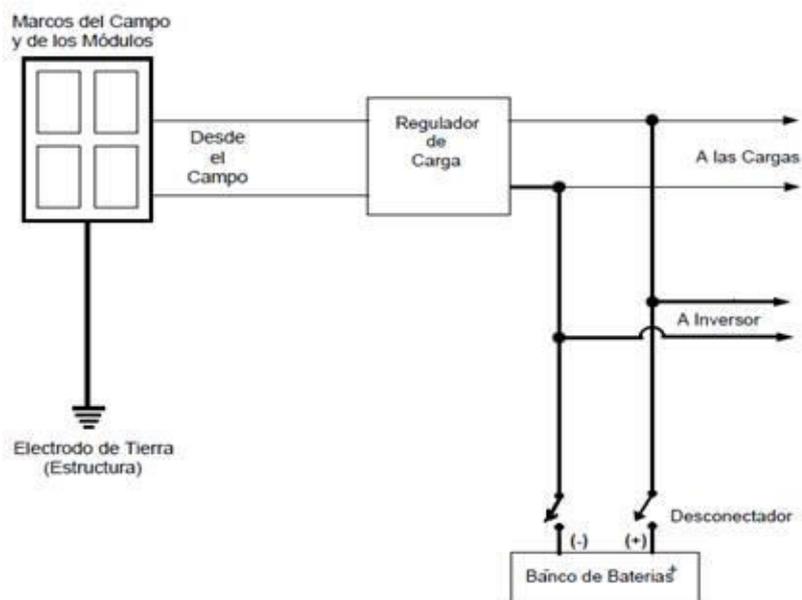


Figura 17.- Esquema de conexión a tierra.

Como hemos documentado, el sistema IT en el lado de continua de los sistemas fotovoltaicos aislados, asegura totalmente la protección frente a contactos indirectos que pueda sufrir una persona que se ponga en contacto accidentalmente con una parte metálica de la instalación puesta en tensión por el contacto con un conductor activo, ya que no existe riesgo de derivación a tierra a través de ella, ni siquiera cuando ésta toca directamente un conductor activo. Esto significa que el grado de seguridad alcanzado con esta disposición es comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales.

La puesta a tierra se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora asegurando que no se produzcan las transferencias de posibles defectos a la red de distribución. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente del neutro de la empresa distribuidora conforme al RBT.

La sección de los conductores de tierra cuando están enterrados tendrá que estar de acuerdo con la ITC-BT-18. El conductor elegido es un cable trenzado de cobre desnudo de sección 35 mm. Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra se tiene que extremar la precaución para que resulte eléctricamente correcto.

1.12 Trámites administrativos

A la hora de realizar una contratación con una empresa suministradora, los solicitantes acreditarán condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, el cumplimiento de las leyes de protección de medio ambiente así como las capacidades legales, técnicas y económicas del tipo de producción a desarrollar.

El titular de una instalación de producción, ha de suscribir un contrato de venta de electricidad con la empresa distribuidora con una duración no menor de 5 años.

En el contrato aparecerán los siguientes aspectos a tener en cuenta:

- Punto de conexión y medida
- Características de la energía cedida.
- Causa de rescisión o modificación de contrato.
- Condiciones económicas.
- Condiciones de explotación de la interconexión.

- Cobro de la energía suministrada a 30 días de la facturación.

1.12.1 Derechos y obligaciones

Como derechos de un productor, básicamente, tendremos en cuenta dos puntos importantes, el derecho a conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica suministradora, así como transferir a la compañía suministradora de electricidad su energía siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red, y percibir por ello el precio que reglamentariamente se determine.

Como obligaciones de un productor, entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema, y someterse a la programación establecida en el régimen de producción concertada.

1.12.2 Puntos de acceso y de conexión

Punto de acceso es el punto en el que se puede evacuar la potencia solicitada para la cesión de la energía eléctrica generada por la planta solar fotovoltaica, a la Empresa Distribuidora más próxima, cumpliéndose los requisitos técnicos y económicos suficientes para poderse distribuir dicha energía a través de la red general.

Es condición necesaria obtener el punto de conexión y acceso, concedido por la Empresa Distribuidora. En algunos casos, si para la evacuación de energía no se dieran las características técnicas suficientes, se podrían realizar las modificaciones de la red necesarias, mediante propuesta técnica de la Empresa Distribuidora.

Los documentos que es necesario presentar son:

- Proyecto sin visar/memoria técnica (en el caso que sean instalaciones de hasta 10 kW. Para instalaciones mayores de 10 kW será necesario el proyecto visado).
- Resguardo pago de las tasas.
- Factura de la electricidad (en algunos casos).

- Documentación administrativa.

- Punto de conexión propuesto.
- Certificado acreditativo de inclusión en Régimen Especial.

- Programa de tramitación y ejecución de la Instalación.

- Esquema Unifilar.

- Es necesario un informe favorable del gestor de la red de distribución de la zona sobre la existencia de suficiente capacidad de acceso a dicha red en el punto requerido.

Con carácter general, la interconexión de centrales generadoras de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 KVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central, y ni la mitad de capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión, definida como capacidad térmica de diseño de la línea de dicho punto (ITC-BT-40.4.3).

1.12.3 Condición de Régimen Especial

Según el artículo 6 del Real Decreto 661/2007, la condición de instalación de producción acogida al régimen especial debe ser otorgada por la Administración competente para su autorización.

La solicitud deberá ir acompañada de la siguiente documentación:

Peticionaria, conteniendo:

- Nombre o razón social del peticionario y su domicilio.
- Capital social y accionistas con participación superior al 5%, con indicación de la participación de los mismos.

- Relación de empresas filiales en las que el peticionario tenga participación mayoritaria.
- Relación de otras instalaciones acogidas al Régimen Especial de las que sea titular.
- En su caso, copia del balance y cuentas de resultados correspondientes al último ejercicio fiscal.
- Documentación que recoja las principales características técnicas, el cumplimiento de los requisitos técnicos de seguridad y de funcionamiento de la instalación, incluidos planos de situación y esquema Unifilar, así como las condiciones de eficiencia energética.
- Documento acreditativo de la disposición de los terrenos para la implantación de la instalación.
- Documento extendido por el Ayuntamiento en el sentido de que el Emplazamiento propuesto para la instalación no es incompatible con las normas urbanísticas, o bien, justificación de haber iniciado el expediente de licencia municipal. Caduca a los tres meses.

1.12.4 Solicitud de información a Medio Ambiente

Existen casos en que los terrenos deben ser recalificados por el Ayuntamiento, para que sean aptos para las instalaciones fotovoltaicas.

Hay que evaluar las diferentes afecciones medioambientales, tanto en el ámbito de los Ayuntamientos, como de las Comunidades Autónomas.

1.12.5 Listado de posibles afectados

En el caso de aplicarse, hay que realizar la relación de afectados, y ver qué acciones son necesarias acometer (por ejemplo: confederaciones hidrográficas, Patrimonio Cultural, vías pecuarias, demarcación de carreteras, telefonía –permiso de paso–, etc.). Los posibles sectores afectados tienen que ir indicados tanto en el proyecto de la instalación, como en el proyecto de la línea de evacuación de la energía a la red eléctrica, indicando que se van a obtener los permisos de los posibles afectados, si es que los hubiera.

1.12.6 Documentación a entregar para solicitar la autorización administrativa

- Memoria técnica.
- El proyecto.
- Licencias municipales de obra.
- Informe de impactos ambientales.

1.12.7 Permisos Medioambientales, Urbanísticos, del Patrimonio Cultural, etc.

En las instalaciones fotovoltaicas instaladas sobre terreno cuya potencia de producción sea superior a una cantidad determinada (dependiendo de la Comunidad Autónoma), será necesario la Declaración de Interés Comunitario, o la Evaluación de Impacto Ambiental, cuya competencia es de la Consejería de Medio Ambiente, Urbanismo y Vivienda. Existen algunas Comunidades Autónomas que exigen la aprobación de un estudio de integración paisajística.

1.12.8 Alta en el IAE

De conformidad con la Orden Ministerial EHA/1274/2007, de 26 de abril, antes de iniciarse cualquier tipo de actividad económica, el empresario (i.e., persona física que va a iniciar la actividad de producción de energía solar) debe proceder a darse de alta en el Censo de Empresarios, Profesionales y Retenedores, a través de la presentación de la Declaración Censal (modelo 036) ante la Administración Tributaria correspondiente.

Según el Real Decreto 1175/1990, de 29 de septiembre, sobre las Tarifas y la instrucción correspondiente (Tarifas del IAE), el empresario deber darse de alta en este Impuesto comunicando, a través de la Declaración Censal, el Epígrafe correspondiente a su actividad.

El empresario debe darse de alta en el Epígrafe 151.4 del **IAE**, correspondiente a “Producción de energía no especificada en los epígrafes anteriores, abarcando la energía procedente de mareas, energía solar, etc.”.

1.12.9 Calificación urbanística

Mediante la calificación urbanística se regulan actividades y usos con incidencia espacial, de modo que puedan, o no, permitirse otros usos diferentes para el que

originalmente fue concebido el espacio. La calificación urbanística de los terrenos es preceptiva.

1. Un Proyecto FV se puede ejecutar en un suelo clasificado como rústico de reserva por lo que, en aplicación de lo dispuesto en la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística de la Comunidad Autónoma respectiva, puede ser necesario con carácter previo a la licencia municipal, la obtención de la calificación urbanística por parte de la Comisión Provincial de Urbanismo.

2. Mediante la calificación urbanística, la Administración podrá imponer una serie de condiciones

Legítimas para la ejecución del Proyecto, que serán incorporadas posteriormente a la licencia de obras,

y cuyo cumplimiento deberá ser afianzado por el promotor tal y como se expone a continuación.

1.12.10 Licencia de Obras/Urbanística y de actividad

La instalación de sistemas fotovoltaicos en los diversos municipios estará sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra.

El objeto de la Licencia de Obra es Autorizar el Proyecto Urbanístico del Sistema Fotovoltaico. La Licencia deberá ser otorgada por el Ayuntamiento del Municipio donde se ejecute el Sistema Fotovoltaico Conectado a Red. Si la instalación se realiza sobre suelo catalogado como no urbanizable, será necesaria la aprobación del gobierno Autonómico. Dependiendo de la legislación propia de la Comunidad Autónoma, podrá ser requerido Estudio de Impacto Ambiental. Dependiendo de cada Ayuntamiento, el tiempo medio de obtención de la Licencia de Obra es de entre uno y tres meses .Documentación a aportar: Proyecto Visado, Documentación Administrativa, Resguardo de pago de Tasa + Prestación Compensatoria + ICIO, Informes sectoriales (si fuese necesario), Autorización Administrativa (según tamaño de la instalación). Tal y como se indican en las Ordenanzas Municipales, la instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios está sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra. Los Ayuntamientos solicitan al productor o inversor fotovoltaico, el Proyecto de aprovechamiento de la

energía solar (independiente o apartado específico en el proyecto general), suscrito por técnico competente y visado por el colegio oficial correspondiente.

1.12.11 Solicitud de inclusión en el régimen especial

Antes de ejecutar la instalación solar fotovoltaica, el productor fotovoltaico o inversor ha de presentar ante el Servicio Territorial de Energía de la provincia la correspondiente solicitud de inclusión en el Régimen Especial.

1.12.12 – Contrato (técnico/tipo) con la compañía distribuidora

Las compañías distribuidoras, a las cuales se deben conectar las instalaciones fotovoltaicas, tienen la

obligación legal de colaborar con este proceso:

- Admitiendo la entrada en la red de esta energía en un punto accesible.
- Verificando la corrección técnica del suministro y de los mecanismos de lectura.

1.12.13 Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución

El Registro de Preasignación de Retribución (RPR), es el Registro donde tienen que estar inscritas las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica fotovoltaica que deseen acogerse al régimen económico establecido en el Real Decreto 1578/2008. El inversor o productor fotovoltaico ha de inscribir en el RPR su proyecto de instalación de producción en régimen especial de energía fotovoltaica, para tener derecho a percibir la retribución, una vez la instalación esté inscrita en dicho RPR.

1.12.14. Ejecución de las obras

Construcción de la instalación fotovoltaica (a realizar una vez se han cumplido todos los condicionantes legales y administrativos).

Se incluyen en esta actividad todas aquellas construcciones y trámites necesarios para la total realización de la instalación fotovoltaica, así como su línea o instalaciones de evacuación de energía.

1.12.15 Acta de puesta en servicio provisional para pruebas de la instalación

Para el otorgamiento de las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, que utilicen como energía primaria la energía solar, deberá presentarse la correspondiente solicitud de acta de puesta en servicio, acompañada del certificado de final de obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica aplicable a la materia, y obtener en principio el acta de puesta en servicio provisional para pruebas, para una vez realizadas pasar a ser definitiva.

1.12.16 Certificado emitido por el encargado de la lectura

El Certificado de Lectura y Verificación de los Equipos de Medida es emitido por el encargado de la lectura de la Empresa Distribuidora, debe acreditar el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

1.12.17 Conexión a la red eléctrica

Construida la instalación fotovoltaica, y realizadas las pruebas correspondientes por los órganos de la Administración Autonómica y por la empresa eléctrica propietaria del punto de conexión, esta última autorizará a conectar la instalación para la realización de las demás pruebas, o la conexión definitiva a la red.

1.12.18 Acta de puesta en servicio de la instalación

Una vez ejecutado el Proyecto, deberá presentarse la correspondiente solicitud de Acta de Puesta en Servicio, acompañada del Certificado de Final de Obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica aplicable a la materia. Con carácter previo a la puesta en tensión de las instalaciones de generación y de conexión a red asociadas, se requerirá el informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión del Operador del Sistema, o del gestor de la red de

distribución, que acredite el cumplimiento de los requisitos para la puesta en servicio de la instalación según la normativa vigente, sobre la base de la información aportada por los generadores.

Adscripción a un Centro de Control. Todas las instalaciones de régimen especial con una potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un Centro de Control de generación. Tal adscripción resulta condición necesaria para la obtención de la inscripción definitiva y para la percepción de la tarifa, o en su caso, prima correspondiente.

Requisitos:

Los solicitantes deberán acreditar las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y la capacidad legal, técnica y económica adecuada al tipo de producción que van a desarrollar. Así mismo, deberán disponer de la resolución de reconocimiento de la instalación como productora de energía en régimen especial.

1.13 Montaje de los paneles fotovoltaicos

La estructura de soporte que sujeta al panel es tan importante como el propio panel. En esta instalación se dispondrán estructuras de la marca **Conergy Suntop Trapez**. Se conectara la estructura a la toma de tierra, que se ajusta a las especificaciones del RBT, durante la manipulación de los paneles, se ha de tener excesivo cuidado en el montaje, dada la fragilidad de estos ante cualquier impacto inesperado, sabiendo que la destrucción de las células fotovoltaicas conllevaría la disminución del rendimiento total de la instalación.

Tanto el cableado entre los módulos fotovoltaicos como con la el armario de medidas y demás conexiones se realizaran bajo la normativa del reglamento de baja tensión, así como la disposición de los inversores en el interior de la nave para evitar los, ya sea por factores humanos como por condiciones meteorológicas.

Se realizara la instalación del contador en el armario instalado por la compañía eléctrica y la conexión dejando siempre el interruptor general en la posición de abierto y bloqueado.

Tras realizar estas conexiones previas, situaremos los módulos en las posiciones correctas y se procederá al conexionado de los mismos, procurando que estemos en una franja horaria correspondiente a una baja irradiación solar, cerraremos el

interruptor general, los interruptores de las cajas y el inversor, el sistema está completamente conectado para que su funcionamiento sea el adecuado.

1.14 Mantenimiento de los paneles solares fotovoltaicos

Se definirá un programa de mantenimiento con objeto de definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de estas instalaciones.

Se tendrán principalmente dos escalones de actuación:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Dentro del mantenimiento preventivo, como mínimo una revisión anual incluyendo labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación. Será necesario disponer de un plan de mantenimiento preventivo, que incluirá, operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones, demás actividades para mantener todos los elementos de la instalación dentro de unos límites aceptables de funcionamiento.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:

células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material de protección. El mantenimiento se centra principalmente en una limpieza periódica, los motivos por los que la limpieza es importante son:

- La suciedad situada en los paneles puede bloquear parte de la irradiación disminuyendo el rendimiento de la instalación.
- La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo.
- las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas, y la reducción de la potencia no suelen ser significativa.
- La periodicidad del proceso de limpieza depende lógicamente de la intensidad del proceso de ensuciamiento.

1.14.1 Inspección visual de los módulos fotovoltaicos

Su función básica es detectar posibles errores o fallos posibles en los módulos fotovoltaicos provocados por daños físicos a la estructura del panel.

- Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje.
- Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.

1.14.2 Inspección de los elementos conectados a los paneles

Básicamente es el control o inspección de los cables y conexiones, garantizado su correcto funcionamiento, así como la comprobación de la estanqueidad de las cajas de terminales, en caso de observar algún defecto, procederemos a la sustitución del elemento en cuestión. Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales utilizando según el caso juntas nuevas o sellado de silicona.

1.14.3 Mantenimiento de las puestas a tierra

Cada año:

- En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los siguientes puntos de puesta a tierra:
- Instalación de pararrayos.
- El conjunto de paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica construyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.
- El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas a las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.

En el caso de la existencia de baterías dentro del sistema, será necesario actuar de forma distinta, En bancos de baterías la inspección visual debe En bancos de baterías, la inspección visual debe determinar si hay pérdidas excesivas de electrolito (Depósitos en el contacto positivo, residuos ácidos en las bandejas plásticas, deterioro en la base del sostén...).

Una vez al mes deberá medirse la densidad del electrolito, en cada uno de los bancos que componen el banco de baterías, de forma que con el tiempo, podamos ver en

nuestro archivo si existe un empeoramiento del funcionamiento, es decir, envejecimiento de las baterías.

Lo cierto es que los paneles fotovoltaicos requieren de poco mantenimiento, por su propia configuración carente de partes móviles y con el circuito interior de las

- Instalación de antena colectiva de TV y FM.
- Enchufes eléctricos y masas metálicas de los aseos.
- Instalaciones de fontanería, gas y calefacción, depósitos, calderas, guías de aparatos elevadores y, en general, todo elemento metálico importante.
- Estructuras metálicas y armaduras de muros y soportes de hormigón.

Cada 2 años:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a 20 Ohm. En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento de la instalación interior (entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a 250.000 Ohm). Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores, especialmente si se han realizado obras en aseos, que hubiesen podido dar lugar al corte de los conductores. Reparación de los defectos encontrados.

1.14.4 Mantenimiento de los equipos de protección

Se basa en la comprobación de todos los fusibles, magnetotermicos, lógicamente siguiendo las instrucciones de los fabricantes, y comprobando en todo momento el correcto funcionamiento de los aisladores.

DOCUMENTO N°2: ANEXOS A LA MEMORIA

ANEXO N°1: CÁLCULOS

1.1 Cálculos propios de la instalación

Para el cálculo de las características propias de la instalación, vamos a realizarlo por tres métodos distintos, de forma que podamos calcular la energía neta de la instalación, la disposición de los paneles en la cubierta.

- El método tradicional de cálculo mediante las ecuaciones establecidas se realizara un cálculo completo de la instalación solar y sus características.
- En segundo lugar utilizaremos dos sistemas informáticos para la simulación de la instalación, el programa **PVsyst 6.2.1**, con el que podemos adentrarnos más profundamente en los cálculos de la instalación fotovoltaica, y por otro lado el programa **Suntool V.2.5 de Solarworld**, para la definición de los elementos de la instalación.
- Por ultimo trataremos de realizar una comparativa de ambos métodos, después de presentar los resultados obtenidos por las dos fuentes.

1.1.2 Cálculos tradicionales

Para los cálculos tradicionales, nos apoyaremos en el **pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red**, a continuación expondré los puntos más importantes a tener en cuenta para su cálculo:

- Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que Intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento

- Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para

Caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

-Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

-TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

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

Orientación y sombras

La orientación e inclinación del panel fotovoltaico y la posible generación de sombras sobre el mismo, serán tales que las pérdidas tienen que ser menores a los límites establecidos en la tabla que a continuación adjuntamos

Tabla N°2.- Tabla con pérdidas por orientación e inclinación

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Por otro lado será necesario definir dos ángulos principales respecto a la posición de los paneles fotovoltaicos, como son el ángulo β , y el ángulo azimut α .

Dichos ángulos serán los que nos permitirán hacer cálculos de pérdidas por sombras, cálculos de rendimientos totales de la instalación etc...

Angulo de inclinación β

Vamos a definir el ángulo β como el ángulo que forma la superficie de los módulos, con el plano horizontal, como mostramos en la figura 16.

Angulo de azimut α

Definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, como se muestra en la figura 16, su valor es 0° para los módulos orientados al sur, y -90° y $+90^\circ$ para los módulos orientados al oeste.

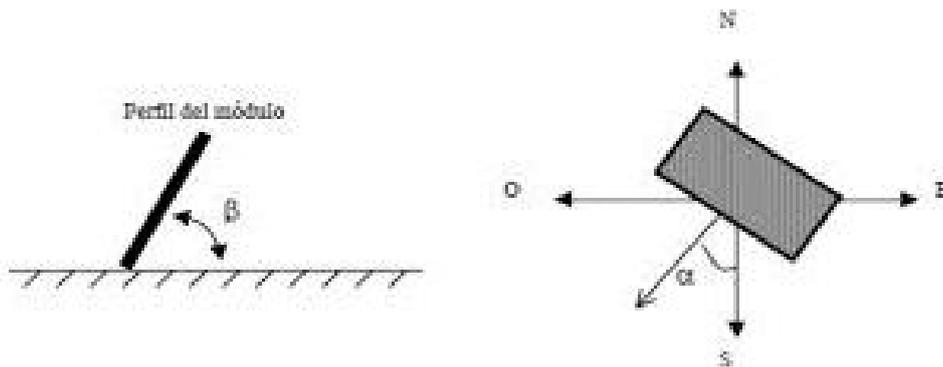


Figura 16.- Angulo de inclinación y ángulo de azimut para el panel fotovoltaico.

La inclinación de los rayos del sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año (máxima en verano y mínima en invierno) y por tanto, en aquellas instalaciones cuyos paneles estén fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía sobre una base anual. Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación. Normalmente se suele tomar un ángulo mayor, aproximadamente 15° , en beneficio de una mayor captación durante el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano, cuando hay una mayor cantidad de luz.

Puede ocurrir que la instalación no vaya a usarse todo el año sino sólo en ciertas épocas. Así, si la instalación se va a usar preferentemente en verano conviene que la inclinación del colector sea menor que la latitud del lugar, aproximadamente en 15° . Evidentemente, las pérdidas de las superficies horizontales con respecto a las que están inclinadas aumentan progresivamente a medida que nos acercamos al norte (en el hemisferio norte) o al sur (en el hemisferio sur). En los polos, los planos horizontales son inútiles. No obstante, es extremadamente difícil valorar las pérdidas en los climas templados ya que la proporción de luz difusa del sol es más grande debido a la presencia de polvo, vapor de agua y nubes. La orientación no ofrece ninguna ventaja en cuanto a la energía recibida desde la radiación indirecta. Por el contrario, debido a que los paneles inclinados reciben la luz de una parte del hemisferio, estos recogen menos luz difusa que los receptores horizontales.

La orientación preferida de los colectores es hacia el Sur, debido a que la trayectoria del Sol en movimiento Este a Oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al mediodía y a que es precisamente en este momento cuando la captación de energía solar es máxima.

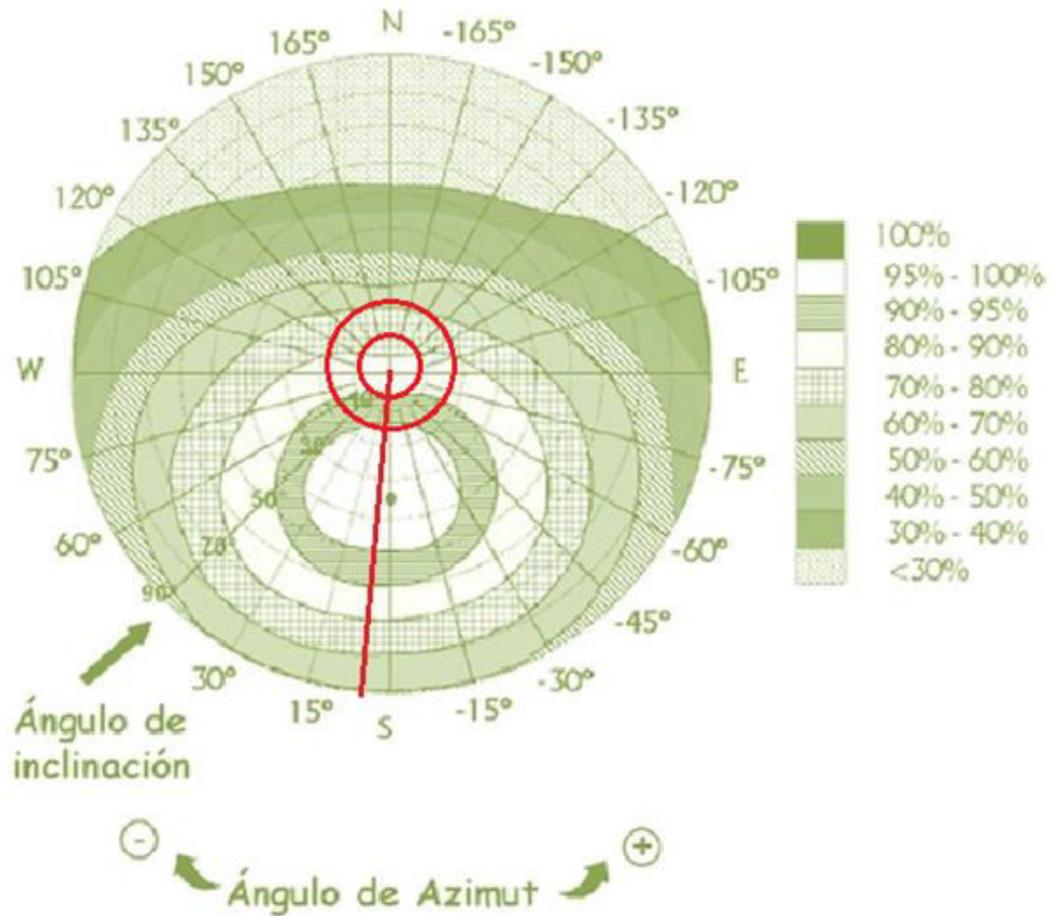
Las desviaciones hacia el Oeste o hacia el Este en un ángulo inferior a 30° hacen disminuir la radiación diaria recibida en un pequeño valor que se cifra en menos del 5%. Por el contrario, para ángulos superiores a este valor, las pérdidas en la irradiación captada son considerables. En resumen, la orientación óptima de un colector es la que mira directamente hacia el Sur, pero si esto no es posible puede determinarse una variación aproximada de 15° .

Cálculos de la inclinación y ángulo de azimut

La radiación solar que incide sobre una placa variará con el ángulo que forme la misma con la radiación. La captación de energía solar será máxima cuando la posición de la placa solar sea perpendicular a la radiación.

Trazamos una recta de azimut sobre la figura 17, para el generador fotovoltaico objeto de estudio, la situación será de 5° (oeste).

Los resultados obtenidos son inclinación mínima de 7° e inclinación máxima de 60° , vamos a considerar para el estudio el límite inferior de 10° . El PCT en el caso particular del límite remite a una fórmula de verificación.



$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5}\alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Figura 17.- Cálculo de las inclinaciones mínima y máxima del panel fotovoltaico

En nuestro caso, aplicando la fórmula expuestas anteriormente, las pérdidas corresponderán a un valor de:

$$\text{Pérdidas} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} \times (10 - 5 + 10)^2] = \underline{\underline{2.7\%}}$$

Por lo tanto la instalación propuesta se encuentra con unas pérdidas por orientación e inclinación inferiores al 10%, lo cual nos da vía libre para continuar el proceso de montaje.

Ya que la planta fotovoltaica, se encuentra en la cubierta del polideportivo, no existen obstáculos en el entorno de la construcción, en principio vamos a considerar nulas las pérdidas por sombras, pero en el caso de que queramos tenerlas en cuenta, lo lógico sería situar los paneles a una distancia optima, la cual se calcula mediante las siguientes expresiones, adjuntamos esquema para mejor comprensión de las fórmulas:

La distancia mínima entre líneas de captadores para que la fila anterior no proyecte sombras en la posterior se calcula mediante estas expresiones.

El motivo de que se calcule la distancia mínima entre las filas de paneles es para minimizar las pérdidas por sombras que generan los propios módulos fotovoltaicos entre sí.

A continuación mostramos una figura con el fin de poder entender mejor la influencia de las sombras provocadas por los paneles solares:

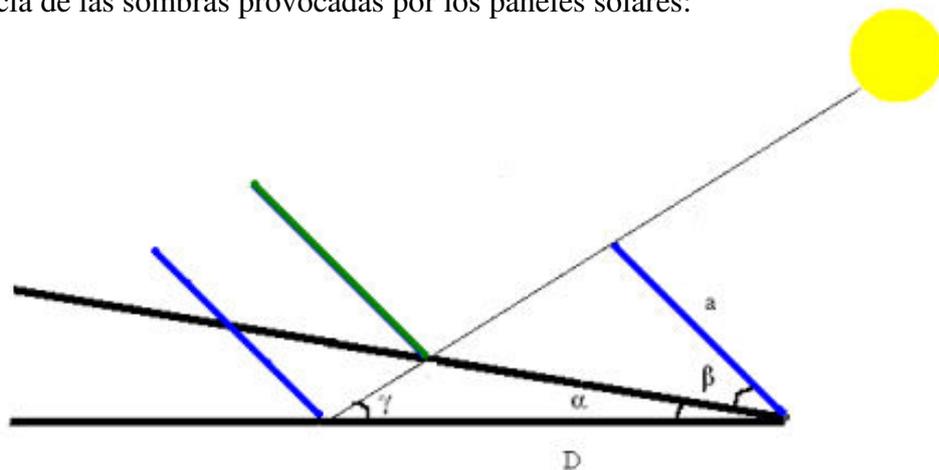


Figura 17.- Situación de los paneles para evitar sombras.

Dónde:

a Longitud del módulo, en nuestro caso colocado en vertical

D Distancia entre filas de paneles

α Ángulo de inclinación de la cubierta

β Ángulo de inclinación de los paneles

γ Ángulo de incidencia del sol

Para nuestra instalación diremos que los valores de los parámetros son los siguientes:

a=1500mm

$$\alpha=8^\circ$$

$$\beta=10^\circ$$

$$\gamma=28.5^\circ$$

El valor de γ viene determinado por la expresión $\gamma = 90 - \text{latitud} - 23.5$, donde el 23.5 representa el ángulo de mínima incidencia de radiación solar, producido el día 21 de Diciembre y coincidiendo con la llegada del Invierno y con el fin de aprovechar al menos 4 horas de radiación solar diarias, según establece el IDEA.

$$D = a \left[(\beta - \alpha) + \frac{\text{sen}(\beta - \alpha)}{\text{tang}(\gamma + \alpha)} \right]$$

$$D = 3.6\text{m}$$

De esta forma en ningún momento los paneles fotovoltaicos tendrán zonas con sombra que puedan reducir el rendimiento total de la instalación.

Cálculo de la producción de energía

En primer lugar, para calcular la producción anual media de cada instalación, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre los paneles solares, teniendo en cuenta la inclinación anteriormente calculada (10°), y sabiendo su desviación Sur de 5° , introduciendo estos datos en el programa **PVSYST**, obtenemos los datos de (KWh/m²)

Tabla 3.- Irradiación mensual y total para la instalación

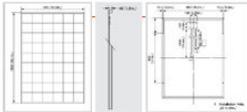
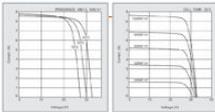
	Global	Difuso	Temp.
	[kWh/m ² .mes]	[kWh/m ² .mes]	[°C]
Enero	44.6	23.9	10.9
Febrero	58.5	32.9	10.3
Marzo	103.4	54.1	11.9
Abril	124.6	70.9	12.4
Mayo	161.4	78.7	14.6
Junio	167.8	74.3	17.5
Julio	169.6	81.0	19.0
Agosto	147.3	72.7	20.1
Septiembre	119.5	58.3	18.5
Octubre	81.1	41.7	16.6
Noviembre	49.7	24.7	12.6
Diciembre	37.9	20.3	11.1
Año	1265.5	633.3	14.6

Previo al cálculo de la producción de energía, seleccionamos el modulo fotovoltaico, en este caso el panel seleccionado será el **Kyocera KD210GX-LPU Solar Panel**, módulo que propusimos anteriormente, y que por cuestiones de dimensiones, peso, y potencia, consideramos óptimo para la fabricación de la instalación, estimamos viendo la superficie de la cubierta, la posibilidad de instalar unos **510** módulos de este modelo, con una configuración de 5 cadenas de 25 módulos en serie, 5 cadenas de 25 módulos en serie, 5 cadenas de 26 módulos en serie y 5 cadenas de 26 módulos en serie. Adjuntamos un esquema con las principales características del módulo, potencia, dimensiones, peso, intensidad de cortocircuito, así como sus curvas de potencia, código IP, voltaje máximo

Specifications

Electrical Performance Under Standard Test Conditions (*STC)		Electrical Performance at 800W/m ² , *NOCT, AM 1.5	
Maximum Power (Pmax)	210 W (+5W/-0W)	Maximum Power (Pmax)	149W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.6V	Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.90A	Maximum Power Current (Impp)	6.32A
Open Circuit Voltage (Voc)	33.2V	Open Circuit Voltage (Voc)	30.0V
Short Circuit Current (Isc)	8.58A	Short Circuit Current (Isc)	6.62A
Max System Voltage	600V	*STC: Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5 spectrum cell temperature 25°C	
Temperature Coefficient of Voc	-1.20x10 ⁻¹ V/°C	Cells	
Temperature Coefficient of Isc	5.15x10 ⁻³ A/°C	Number per Module	54
*STC: Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5 spectrum cell temperature 25°C			

Junction Box Characteristics		Others	
Length x Width x Depth	100mm x 108mm x 15mm (3.9" x 4.3" x .6")	*Operating Temperature	-40 C ~ 90°C
IP Code	IP65	Maximum Fuse	15A
		*This temperature is based on cell temperature.	

Module Characteristics		Dimensions (click for picture)		Curves (click for picture)	
Length x Width x Depth	1500mm x 990mm x 46mm (59.1" x 39.0" x 1.8")				
Weight	18kg (39.7lbs)				
Cable	(+)-760mm (-)1840mm ((+)-29.9" x (-)-72.4")				

Para calcular la producción de energía para el campo fotovoltaico así como otro

1.1.3 Cálculos con PVsyst 6.2.1

PVsyst es una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día. También permite el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda. PVsyst es una herramienta de pago, pero que se puede obtener gratis durante un periodo de un mes para poder probarla y después si no se adquiere una licencia funcionará en modo demostración. Vamos a contrastar los datos obtenidos con los cálculos manuales, mediante la simulación por ordenador, utilizando este programa.

La simulación se realiza fundamentalmente para conocer el comportamiento de la instalación a diseñar, evitando sobredimensionar o subdimensionar el sistema, proyectando sistemas que se aproximan a la realidad. El método de simulación utilizado en el programa se basa en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un año, realizándose un seguimiento del comportamiento del sistema con el fin de calcular la combinación apropiada para obtener un sistema con la máxima cantidad de energía, en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos empleados. El programa cuenta con una base de datos con diferentes parámetros y datos sobre la irradiación recogida en numerosos lugares del mundo a lo largo de un año, así como una amplia gama de módulos fotovoltaicos y de inversores distintos, organizados por fabricantes o bien por su potencia nominal, con el fin de realizar simulaciones sencillas de nuestra instalación con datos de fabricantes reales.

PASO N°1

Vamos a definir el proyecto que queremos simular, en primer lugar, un diseño de proyecto, conectado a red, asignándole un nombre de proyecto, en este caso el título del proyecto que estamos desarrollando.

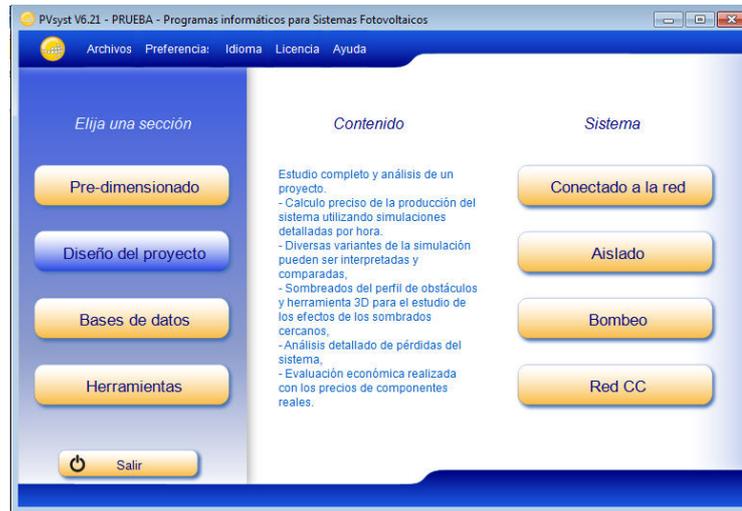
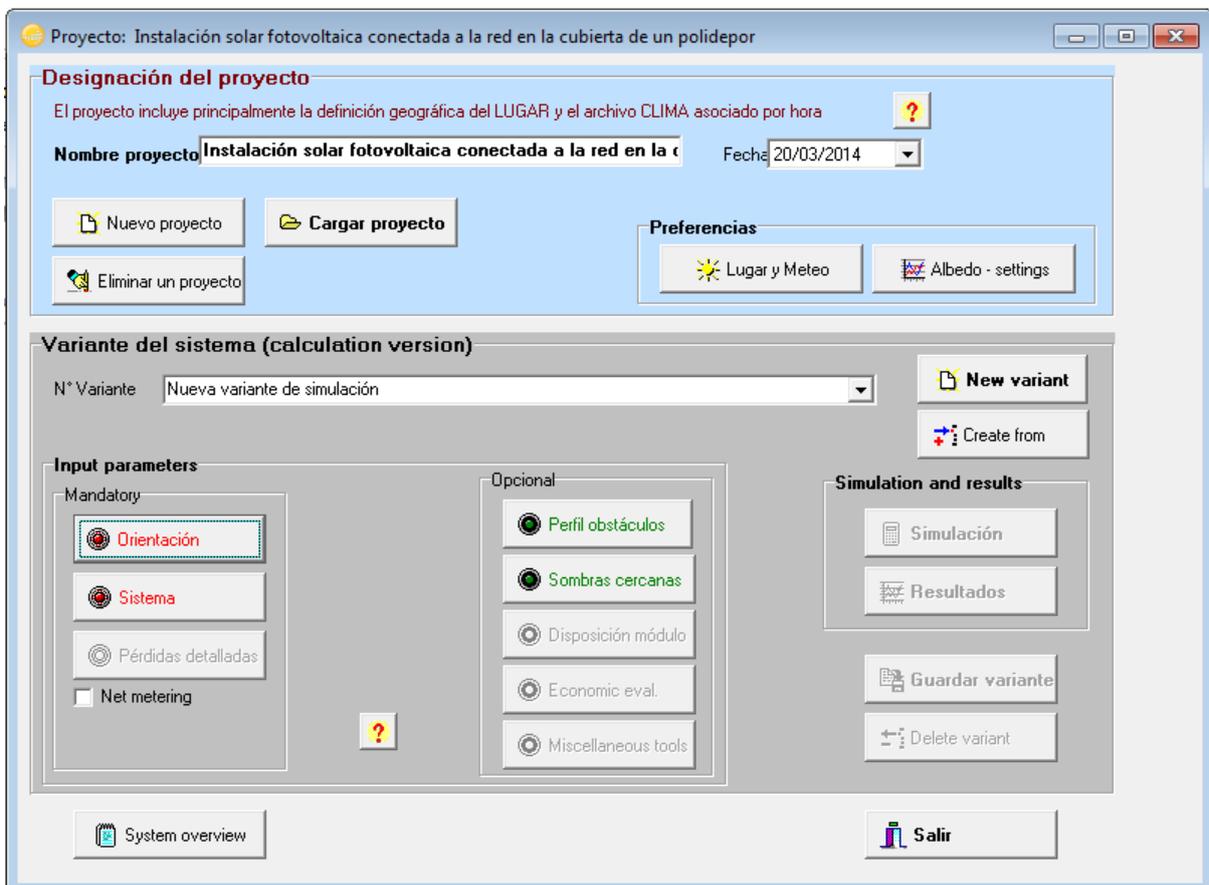
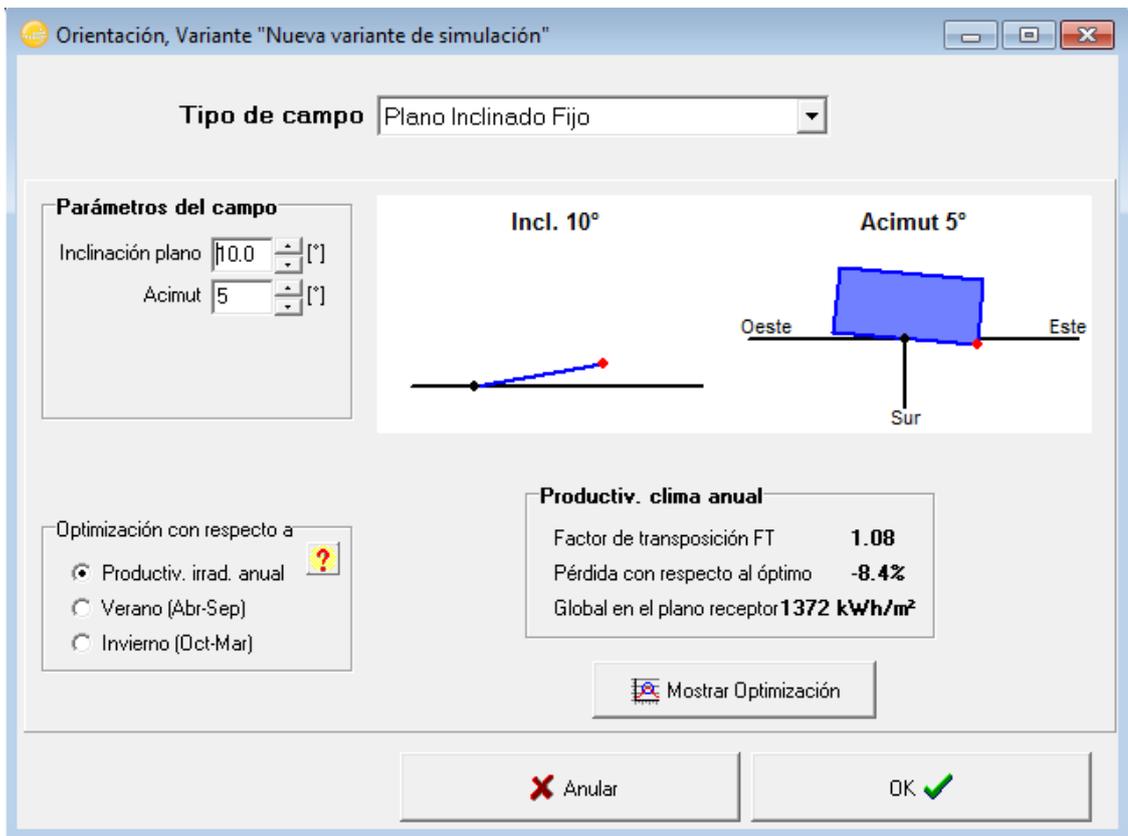


Figura 18.- Pantalla principal de la simulación con PVsyst



PASO N°2

Definimos el campo fotovoltaico y los parámetros de orientación e inclinación, incluimos el Angulo de azimut, que en este caso es de 5°, y la inclinación del plano que es de 10°



PASO N°3

Definimos el sistema, en este caso los dos primeros subsistemas son de 5 cadenas con 25 módulos en serie, seleccionamos el panel fotovoltaico que hayamos escogido, en este caso el **Kyocera KD210GX-LPU**, así como su inversor, en este caso el **KAKO New Energy 28 Kw Powador 33.0 TLM3** en el cuadrante inferior seleccionamos el número de módulos en serie y las cadenas:

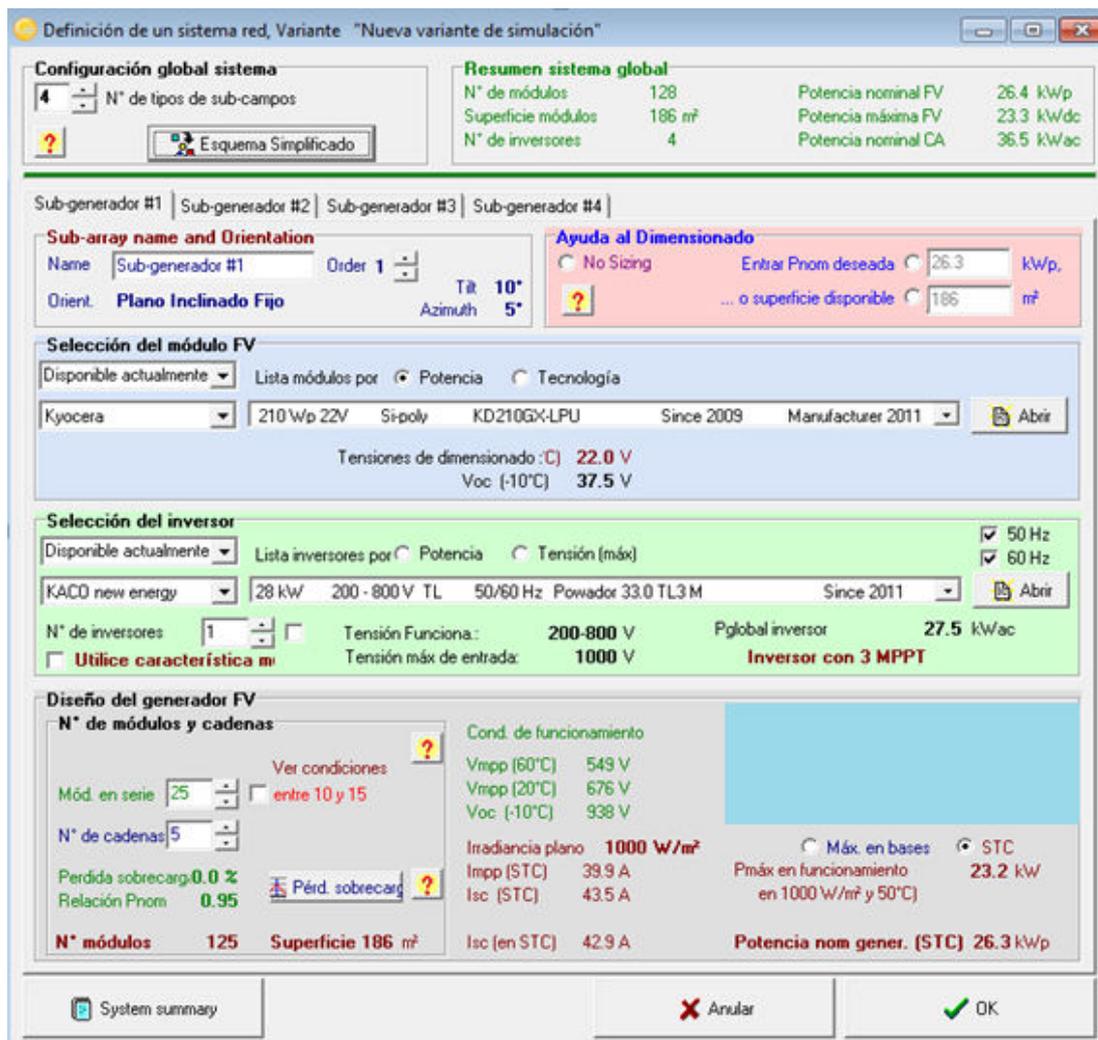


Figura 19.- Definición de los 2 primeros subgrupos

Del mismo modo que en el paso anterior, situamos para los dos siguientes subsistemas, que únicamente se diferencian de los dos anteriores en el número de módulos en serie que vamos a instalar.

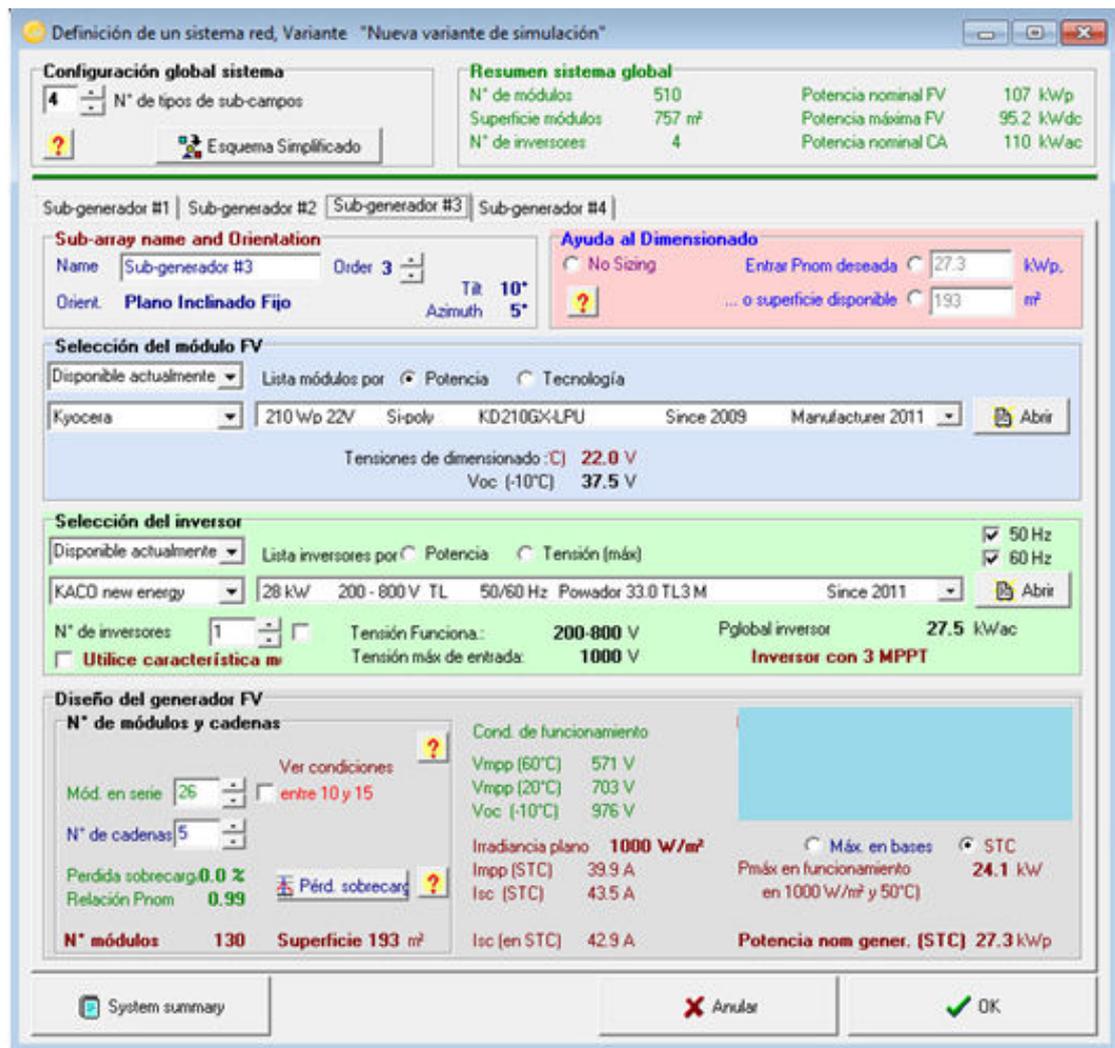


Figura 20.- Definición de los subgrupos 3 y 4

Tras la definición de la instalación por completo, procedemos a su simulación, tras haber señalado en el apartado de sombras, que no tenemos pérdidas de ese tipo.

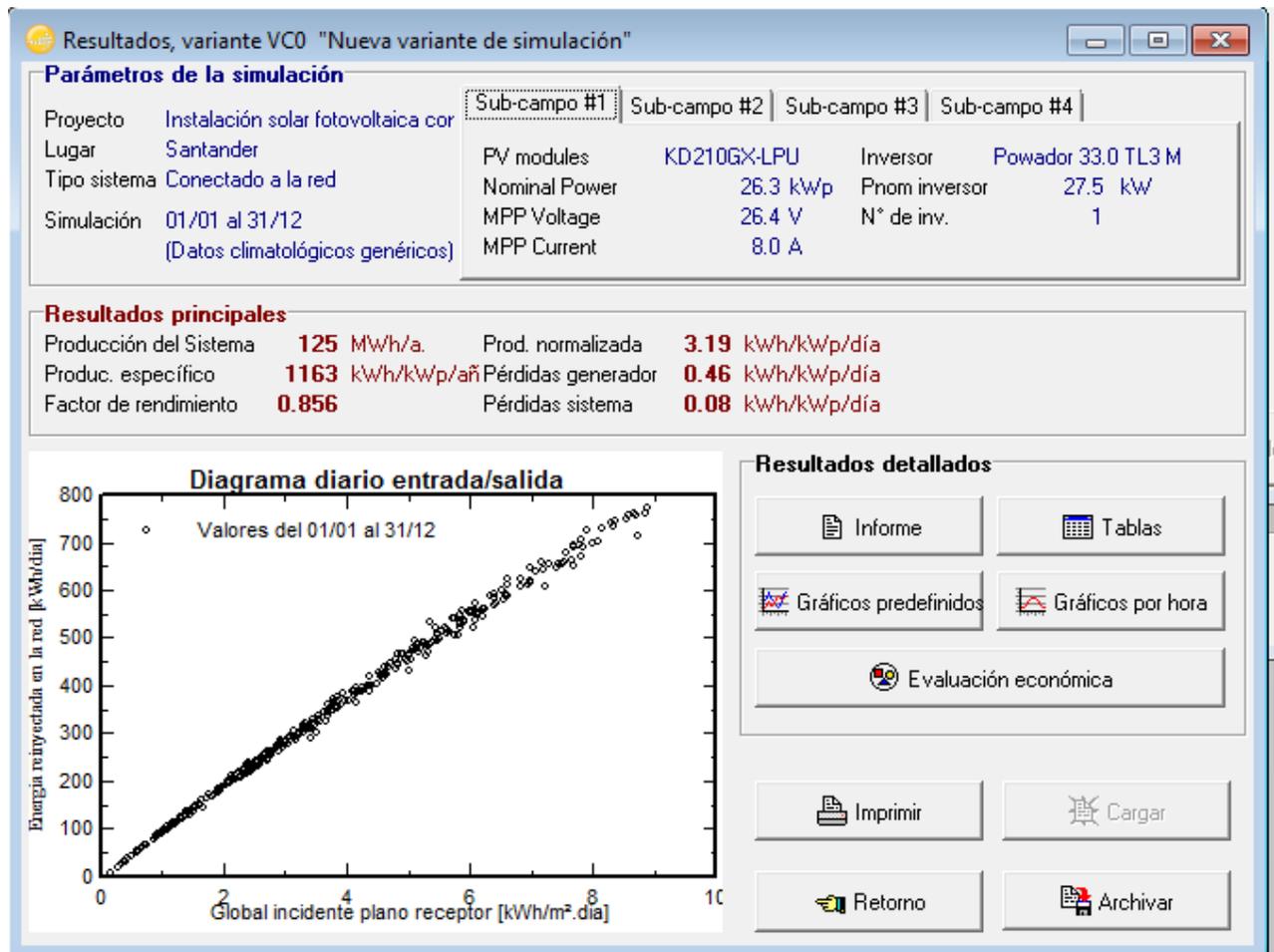


Figura 21.- Simulación de la instalación fotovoltaica.

De este grafico podemos sacar resultados concluyentes, como son por ejemplo :

- Producción Anual del sistema: 125 MW·h/año
- Factor de rendimiento: 0.856
- Producción normalizada: 3.19 kW·h/kWp/día
- Pérdidas del Generador Fotovoltaico: 0.46 kW·h/kWp/día
- Pérdidas del sistema: 0.08 kW·h/kWp/día

Cabe destacar de estos primeros parámetros, que la producción es acorde con las estimaciones previas, así como que el factor de rendimiento es 85.6% , es un valor que podríamos tomar como óptimo, ciertamente esto es debido a que el sistema no es ideal y se producen pérdidas en el rendimiento del mismo. Estas pérdidas son producidas por el generador fotovoltaico y el resto de los elementos de la instalación.

A continuación vamos a señalar los balances de energía mas importantes obtenidos con el PVsyst, donde señalaremos:

- GlobInc : Radiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos.
- EArrEff : Energía referencia para el generador PR.
- EArray : Energía efectiva en la salida del generador.
- InvLoss : Pérdidas globales inversor.
- E_Grid : Energía reinyectada a la red.
- EOutInv: Energía disponible en la salida del inyector.
- PR : Factor de rendimiento

Nueva variante de simulación
Customised table

	GlobInc kWh/m ²	EArrRef kWh	EArray kWh	InvLoss kWh	E_Grid kWh	EOutInv kWh	PR
Enero	55.0	5892	5308	138.7	5170	5170	0.877
Febrero	67.4	7219	6576	163.4	6413	6413	0.888
Marzo	113.7	12174	10926	250.0	10676	10676	0.877
Abril	131.0	14025	12551	287.8	12263	12263	0.874
Mayo	164.9	17665	15442	352.2	15090	15090	0.854
Junio	168.9	18092	15530	359.6	15171	15171	0.839
Julio	172.0	18417	15778	362.6	15415	15415	0.837
Agosto	153.4	16428	14021	318.0	13703	13703	0.834
Septiembre	130.4	13970	12144	272.6	11871	11871	0.850
Octubre	92.6	9923	8754	203.5	8550	8550	0.862
Noviembre	61.1	6545	5875	157.5	5717	5717	0.874
Diciembre	47.9	5125	4600	123.5	4477	4477	0.874
Año	1358.3	145473	127505	2989.5	124515	124515	0.856

Figura 22.- Variantes de simulación más significativas.

El programa de cálculo nos pronostica una energía generada en la planta fotovoltaica de **124.515 kWh/año, 124 MW/año** , con un rendimiento global de la instalación del **85.6 %** , con lo que quedaríamos satisfechos con los valores obtenidos.

Para una mejor visualización de los valores, añadimos unos gráficos, como por ejemplo el grafico de la energía reinyectada a la red, donde podemos ver que en los meses de verano es donde más Kw obtenemos ya que son los meses con mayor irradiación solar.

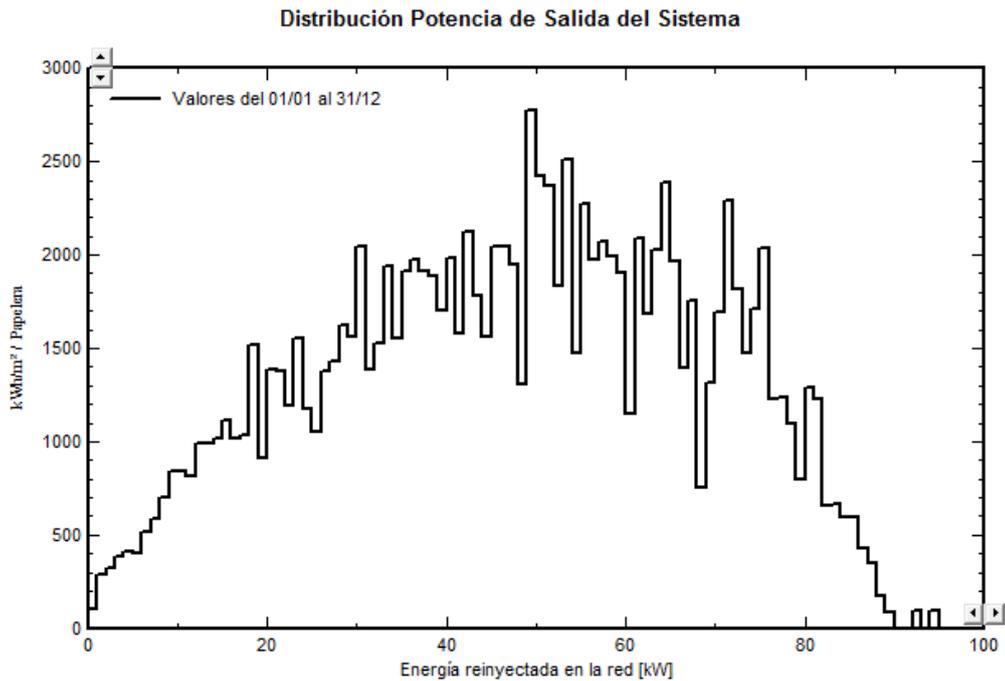


Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación" - año

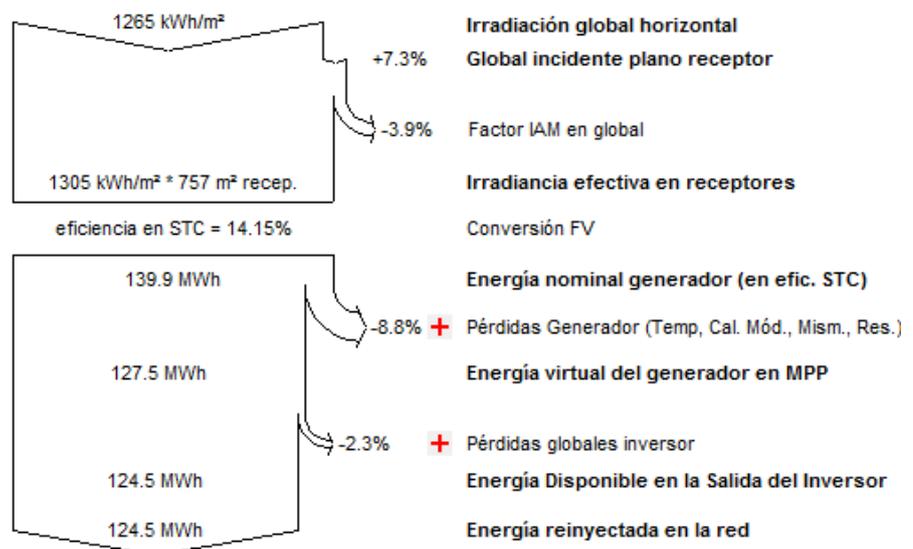


Figura 23 y 24.- Energía reinyectada a la red y diagrama de pérdidas.

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

PVSYST V6.21		22/03/14		Página 1/4	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto :	Instalacion solar fotovoltaica conectada a red				
Lugar geográfico	Santander	País	España		
Ubicación	Latitud	43.5°N	Longitud	3.8°W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	58 m	
	Albedo	0.20			
Datos climatológicos:	Santander	Síntesis - Meteororm 6.1			
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
	Fecha de simulación	22/03/14 15h47			
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut	5°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteororm	
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos				
Sombras cercanas	Sin sombreado				
Características generadores FV (4 Tipo de generador definido)					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	KD210GX-LPU		
	Fabricante	Kyocera			
Sub-generador "Sub-generador #1"	En serie	25 módulos	En paralelo	5 cadenas	
N° total de módulos FV	N° módulos	125	Pnom unitaria	210 Wp	
Potencia global generador	Nominal (STC)	26.25 kWp	En cond. funciona.	23.17 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	581 V	I mpp	40 A	
Sub-generador "Sub-generador #2"	En serie	25 módulos	En paralelo	5 cadenas	
N° total de módulos FV	N° módulos	125	Pnom unitaria	210 Wp	
Potencia global generador	Nominal (STC)	26.25 kWp	En cond. funciona.	23.17 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	581 V	I mpp	40 A	
Sub-generador "Sub-generador #3"	En serie	26 módulos	En paralelo	5 cadenas	
N° total de módulos FV	N° módulos	130	Pnom unitaria	210 Wp	
Potencia global generador	Nominal (STC)	27.30 kWp	En cond. funciona.	24.09 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	604 V	I mpp	40 A	
Sub-generador "Sub-generador #4"	En serie	26 módulos	En paralelo	5 cadenas	
N° total de módulos FV	N° módulos	130	Pnom unitaria	210 Wp	
Potencia global generador	Nominal (STC)	27.30 kWp	En cond. funciona.	24.09 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	604 V	I mpp	40 A	
Total	Potencia global generadores Nominal (STC)	107 kWp	Total	510 módulos	
	Superficie módulos	757 m²			
Inversor	Modelo	Powador 33.0 TL3 M			
	Fabricante	KACO new energy			
	Tensión Funciona.	200-800 V	Pnom unitaria	27.5 kW AC	
Sub-generador "Sub-generador #1N"	de inversores	1 unidades	Potencia total	28 kW AC	
Sub-generador "Sub-generador #2N"	de inversores	1 unidades	Potencia total	28 kW AC	
Sub-generador "Sub-generador #3N"	de inversores	1 unidades	Potencia total	28 kW AC	
Sub-generador "Sub-generador #4N"	de inversores	1 unidades	Potencia total	28 kW AC	
Total	N° de inversores	4	Potencia total	110 kW AC	
Factores de pérdida Generador FV					

PV Syst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.21		22/03/14		Página 2/4	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	249 mOh	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#2	249 mOh	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#3	259 mOh	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#4	259 mOh	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo	0.05	
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

PV Syst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 25.- Informe del PVsyst donde vemos resumidas todas las características

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

PVSYST V6.21	22/03/14	Página 3/4																		
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales																				
Proyecto : Instalacion solar fotovoltaica conectada a red Variante de simulación : Nueva variante de simulación																				
Parámetros principales del sistema <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">Orientación Campos FV</td> <td style="width: 33%;">Inclinación</td> <td style="width: 33%;">10°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>KD210GX-LPU</td> </tr> <tr> <td>Generador FV</td> <td>N° de módulos</td> <td>510</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>Powador 33.0 TL3 M</td> </tr> <tr> <td>Banco de inversores</td> <td>N° de unidades</td> <td>4.0</td> </tr> <tr> <td>Necesidades de los usuarios</td> <td>Carga ilimitada (red)</td> <td></td> </tr> </table>			Orientación Campos FV	Inclinación	10°	Módulos FV	Modelo	KD210GX-LPU	Generador FV	N° de módulos	510	Inversor	Modelo	Powador 33.0 TL3 M	Banco de inversores	N° de unidades	4.0	Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	
Orientación Campos FV	Inclinación	10°																		
Módulos FV	Modelo	KD210GX-LPU																		
Generador FV	N° de módulos	510																		
Inversor	Modelo	Powador 33.0 TL3 M																		
Banco de inversores	N° de unidades	4.0																		
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)																			
Conectado a la red <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">Pnom</td> <td style="width: 33%;">210 Wp</td> <td style="width: 33%;">acimut 5°</td> </tr> <tr> <td>Pnom total</td> <td colspan="2">107 kWp</td> </tr> <tr> <td>Pnom</td> <td colspan="2">27.50 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Pnom total</td> <td colspan="2">110 kW ac</td> </tr> </table>			Pnom	210 Wp	acimut 5°	Pnom total	107 kWp		Pnom	27.50 kW ac		Pnom total	110 kW ac							
Pnom	210 Wp	acimut 5°																		
Pnom total	107 kWp																			
Pnom	27.50 kW ac																			
Pnom total	110 kW ac																			
Resultados principales de la simulación Producción del Sistema Energía producida 124.5 MWh/año Factor de rendimiento (PR) 85.6 %																				
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 107 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Factor de rendimiento (PR)</p> </div> </div>																				
Nueva variante de simulación Balances y resultados principales																				
	GlobHor	T Amb	GlobIne	GlobEFF	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR												
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%												
Enero	44.8	10.88	55.0	52.1	5.31	5.17	12.74	12.41												
Febrero	58.5	10.29	67.4	64.4	6.58	6.41	12.88	12.58												
Marzo	103.4	11.91	113.7	109.2	10.93	10.68	12.69	12.40												
Abril	124.6	12.42	131.0	125.9	12.55	12.28	12.66	12.37												
Mayo	151.4	14.62	154.9	150.0	15.44	15.09	12.36	12.08												
Junio	167.8	17.53	168.9	163.2	15.53	15.17	12.14	11.86												
Julio	169.6	19.02	172.0	165.9	15.78	15.42	12.12	11.84												
Agosto	147.3	20.11	153.4	148.0	14.02	13.70	12.07	11.80												
Septiembre	119.5	18.50	130.4	125.5	12.14	11.87	12.29	12.02												
Octubre	81.1	16.59	92.6	88.7	8.75	8.55	12.48	12.19												
Noviembre	49.7	12.59	61.1	58.0	5.87	5.72	12.69	12.35												
Diciembre	37.9	11.08	47.9	45.2	4.60	4.48	12.69	12.35												
Año	1265.5	14.66	1358.3	1305.0	127.50	124.52	12.39	12.10												
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red GlobIne Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta GlobEFF Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta																				

PVSyst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.21	22/03/14	Página 4/4																		
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas																				
Proyecto : Instalacion solar fotovoltaica conectada a red Variante de simulación : Nueva variante de simulación																				
Parámetros principales del sistema <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">Orientación Campos FV</td> <td style="width: 33%;">Inclinación</td> <td style="width: 33%;">10°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>KD210GX-LPU</td> </tr> <tr> <td>Generador FV</td> <td>N° de módulos</td> <td>510</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>Powador 33.0 TL3 M</td> </tr> <tr> <td>Banco de inversores</td> <td>N° de unidades</td> <td>4.0</td> </tr> <tr> <td>Necesidades de los usuarios</td> <td>Carga ilimitada (red)</td> <td></td> </tr> </table>			Orientación Campos FV	Inclinación	10°	Módulos FV	Modelo	KD210GX-LPU	Generador FV	N° de módulos	510	Inversor	Modelo	Powador 33.0 TL3 M	Banco de inversores	N° de unidades	4.0	Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	
Orientación Campos FV	Inclinación	10°																		
Módulos FV	Modelo	KD210GX-LPU																		
Generador FV	N° de módulos	510																		
Inversor	Modelo	Powador 33.0 TL3 M																		
Banco de inversores	N° de unidades	4.0																		
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)																			
Conectado a la red <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">Pnom</td> <td style="width: 33%;">210 Wp</td> <td style="width: 33%;">acimut 5°</td> </tr> <tr> <td>Pnom total</td> <td colspan="2">107 kWp</td> </tr> <tr> <td>Pnom</td> <td colspan="2">27.50 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Pnom total</td> <td colspan="2">110 kW ac</td> </tr> </table>			Pnom	210 Wp	acimut 5°	Pnom total	107 kWp		Pnom	27.50 kW ac		Pnom total	110 kW ac							
Pnom	210 Wp	acimut 5°																		
Pnom total	107 kWp																			
Pnom	27.50 kW ac																			
Pnom total	110 kW ac																			
Diagrama de pérdida durante todo el año																				
Energía reinyectada en la red																				

PVSyst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

1.1.4 Simulación con Archelios

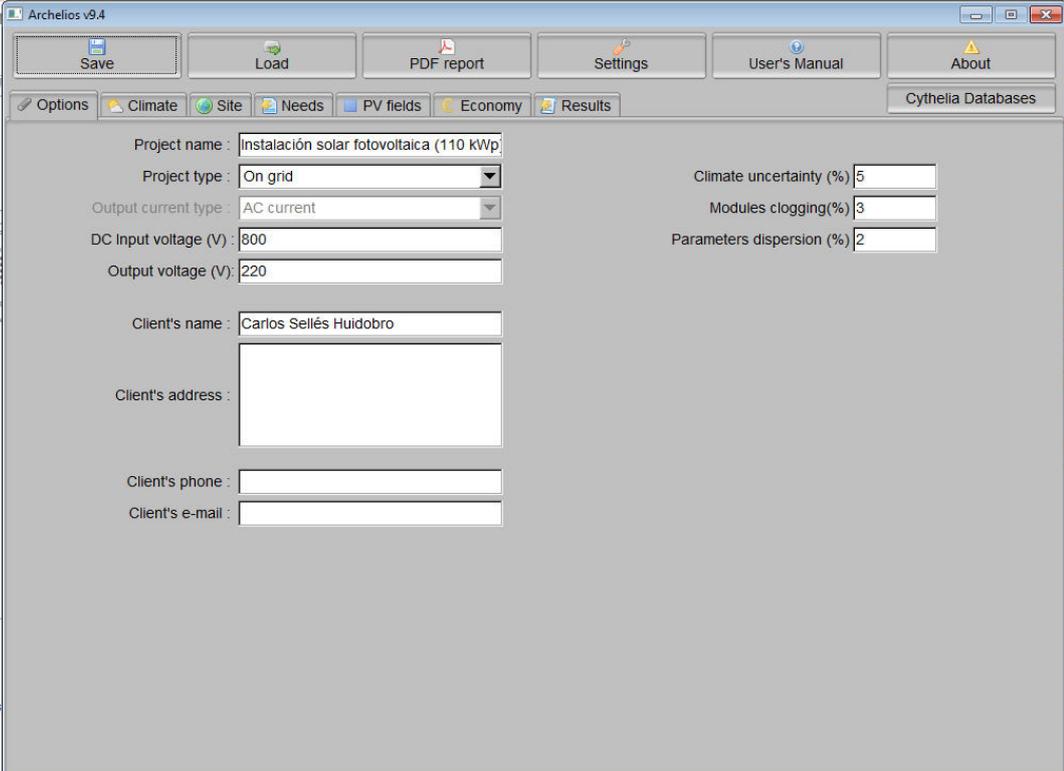
El software calcula la producción , el rendimiento específico de energía , y la relación de rendimiento a los campos de módulos de acuerdo con las características de cada tipo (cristalino ,capas delgadas) .

El cálculo económico se actualiza, teniendo en cuenta el cuidado y mantenimiento de instalaciones, renovación de ciertos materiales , y proporciona el costo mundial actualizado (€ / kWh) , tiempo de retorno actualizado y Tasa Interna de Retorno.

La base de datos incluye vendido cerca de 450 estaciones meteorológicas, 150 Francesas, con más de 600 módulos y 170 inversores . Esta base de datos contiene la Las especificaciones y los precios indicativos como para la evaluación económica .

El software se distribuye bajo la licencia CeCILL (www.cecill.info) licencia de software libre adaptado a la legislación francesa .

Definimos en primer lugar los parámetros básicos del proyecto, como el nombre del proyecto, tensiones, parámetros de dispersión...



The screenshot shows the Archelios v9.4 software interface. The 'Options' tab is active, displaying the following parameters:

- Project name: Instalación solar fotovoltaica (110 kWp)
- Project type: On grid
- Output current type: AC current
- DC Input voltage (V): 800
- Output voltage (V): 220
- Client's name: Carlos Sellés Huidobro
- Client's address: (empty field)
- Client's phone: (empty field)
- Client's e-mail: (empty field)
- Climate uncertainty (%): 5
- Modules clogging(%): 3
- Parameters dispersion (%): 2

Figura 27.- Definición de parámetros básicos

Situamos en que zona queremos hacer el estudio, en este caso, en Asturias, en el norte de España.

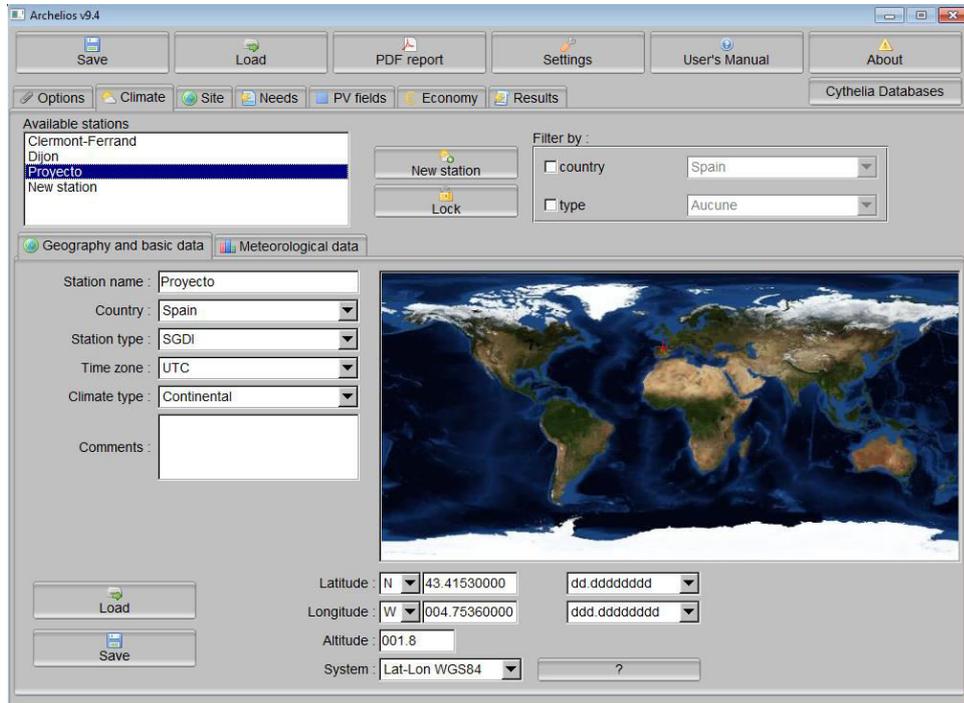


Figura 28.- Situación de la estación de paneles fotovoltaicos.

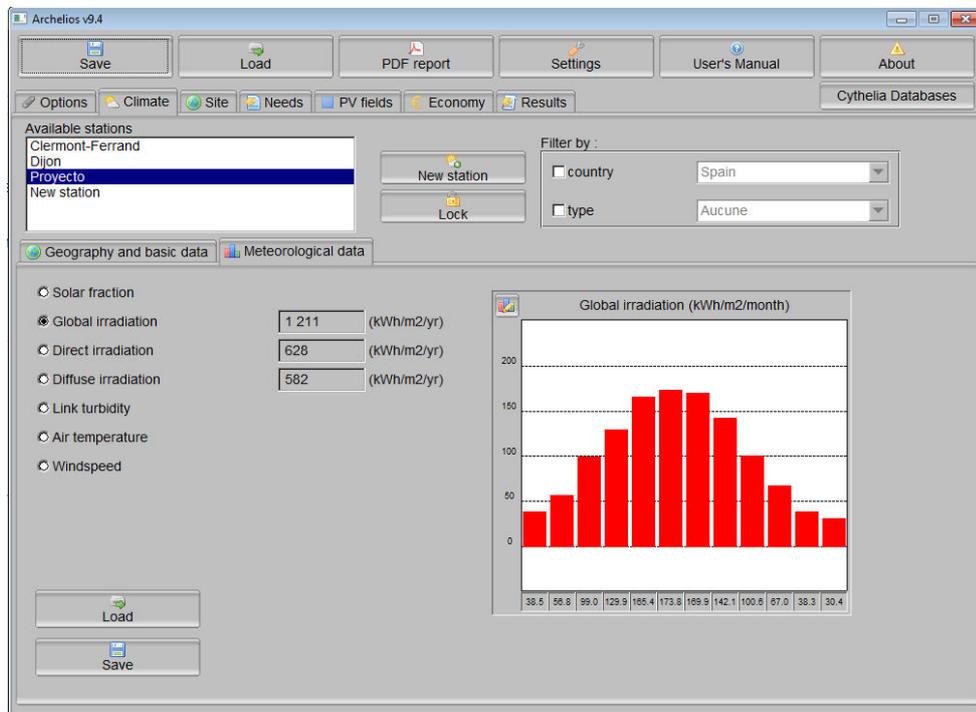


Figura 29.- Valores de radiación, temperatura del aire...

Esta imagen (figura 29) presenta la principal de datos meteorológicos: fracción solar, la radiación desorden global, directa y difusa, Link, temperatura del aire y la velocidad del viento. Estos datos se muestran por mes en un gráfico en el que se toman los valores digitales.

En la pestaña “site”, volvemos a situar la localización de la planta fotovoltaica, en este caso Llanes (Asturias).

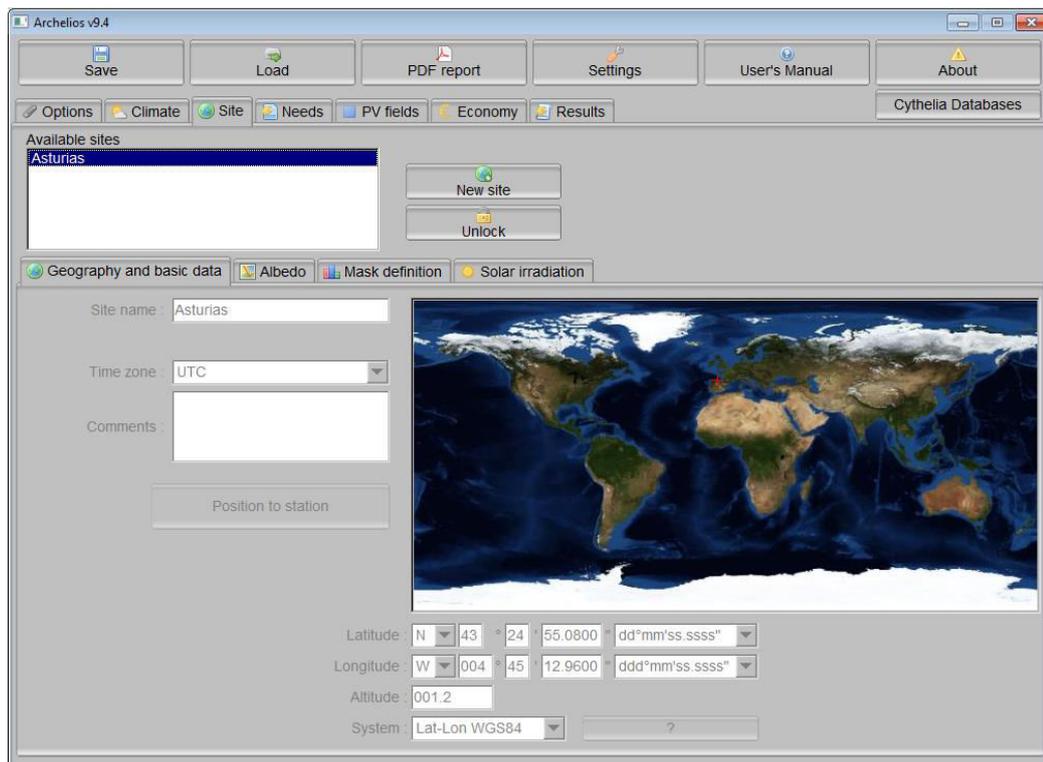


Figura 30.- Localización de los paneles fotovoltaicos.

Cabe destacar , que hemos introducido la localización de los paneles mediante coordenadas de Latitud y longitud, siendo también posible su emplazamiento mediante una base de datos interna del programa, dicha base de datos no contenía la posición exacta de, en este caso (Asturias), por lo cual decidimos introducir manualmente las coordenadas y así efectuar cálculos más exactos.

Definimos también otro tipo de parámetros dentro del programa como pueden ser el Albedo (porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras, y las brillantes más que las mates. El albedo medio de la Tierra es del 37-39% de la radiación que proviene del Sol.),

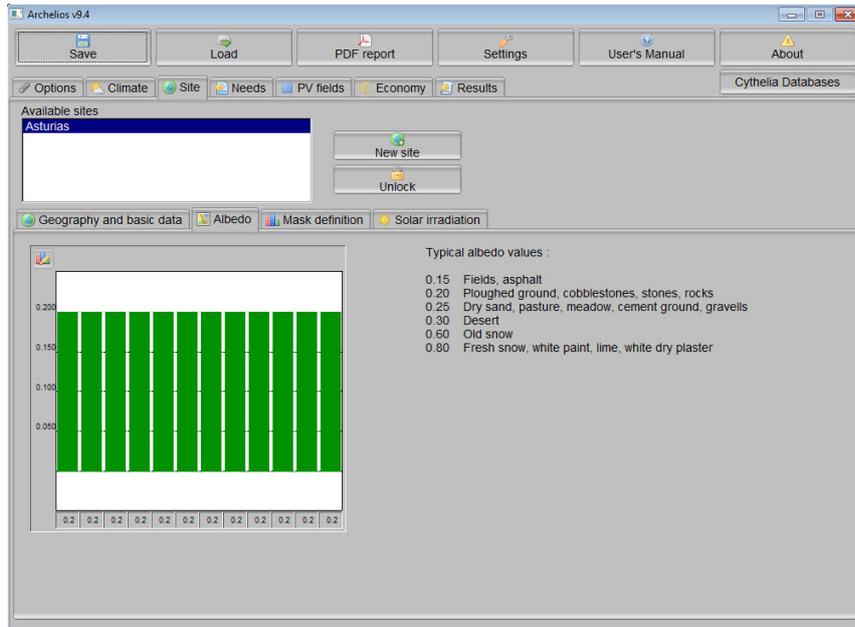


Figura 31.- Definición del Albedo

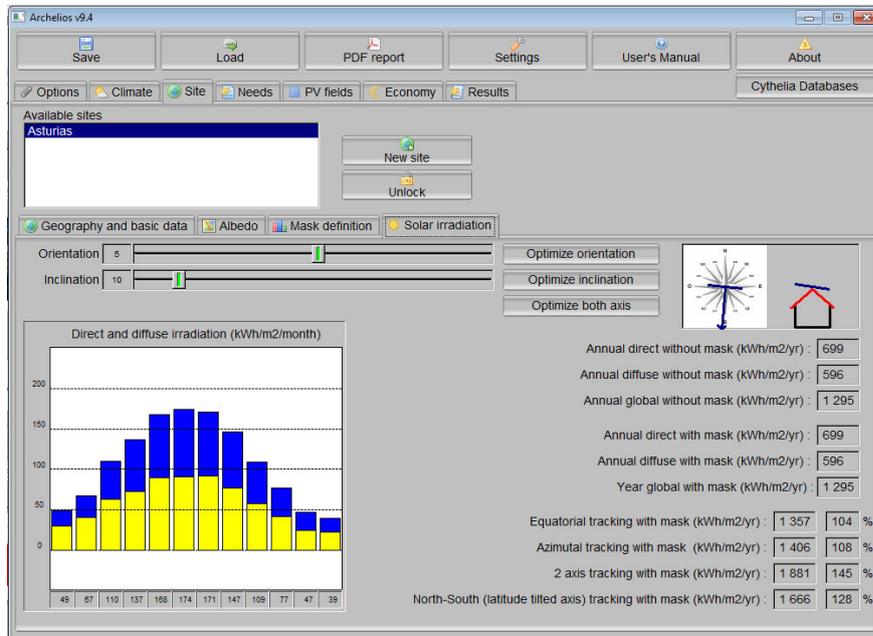


Figura 32.- Irradiación solar, orientación del panel e inclinación

Esta pantalla (figura 32) le permite ver la radiación solar en una orientación de la superficie y cualquier inclinación, con y sin una máscara, y para tres tipos de monitorización (ecuatoriales y azimutales dos ejes). Una brújula para la orientación y una pequeña casa y un panel solar en el techo para verificar que no hay ningún error, al entrar en la orientación y la inclinación se hace usando los deslizadores. El gráfico de la izquierda permite la lectura de los resultados por mes para directo (en amarillo) y difuso (azul) corregida máscaras.

Definimos el panel fotovoltaico, los parámetros necesarios, hacemos lo mismo con el inversor:

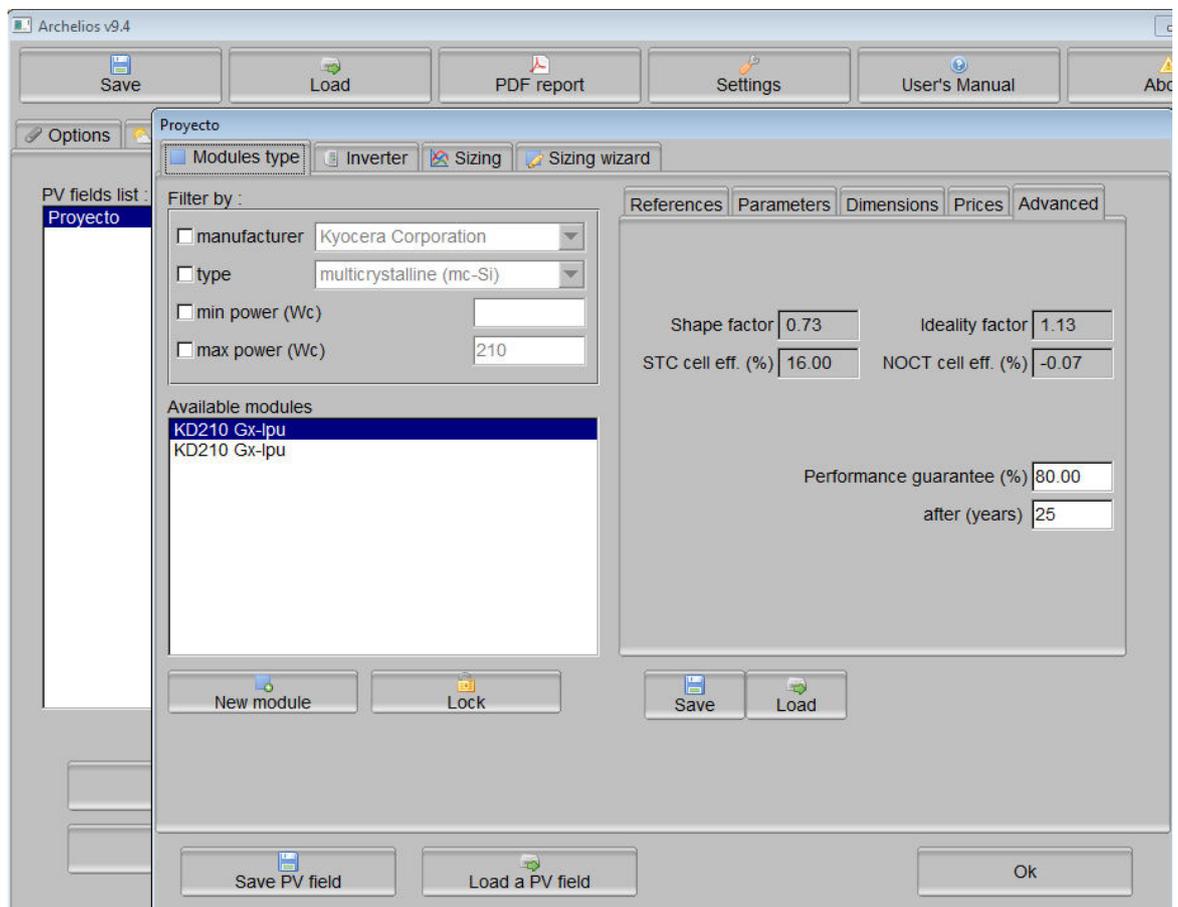


Figura 33.- Parámetros del panel fotovoltaico y del inversor.

Situamos ahora la posición de los módulos, así su situación, hemos considerado solo uno de los subgrupos de 25 módulos en serie y 5 cadenas, de forma que los resultados serán un múltiplo de 4 aproximadamente de los obtenidos, cabe señalar que no nos dejó situar el espacio requerido en nuestros cálculos.

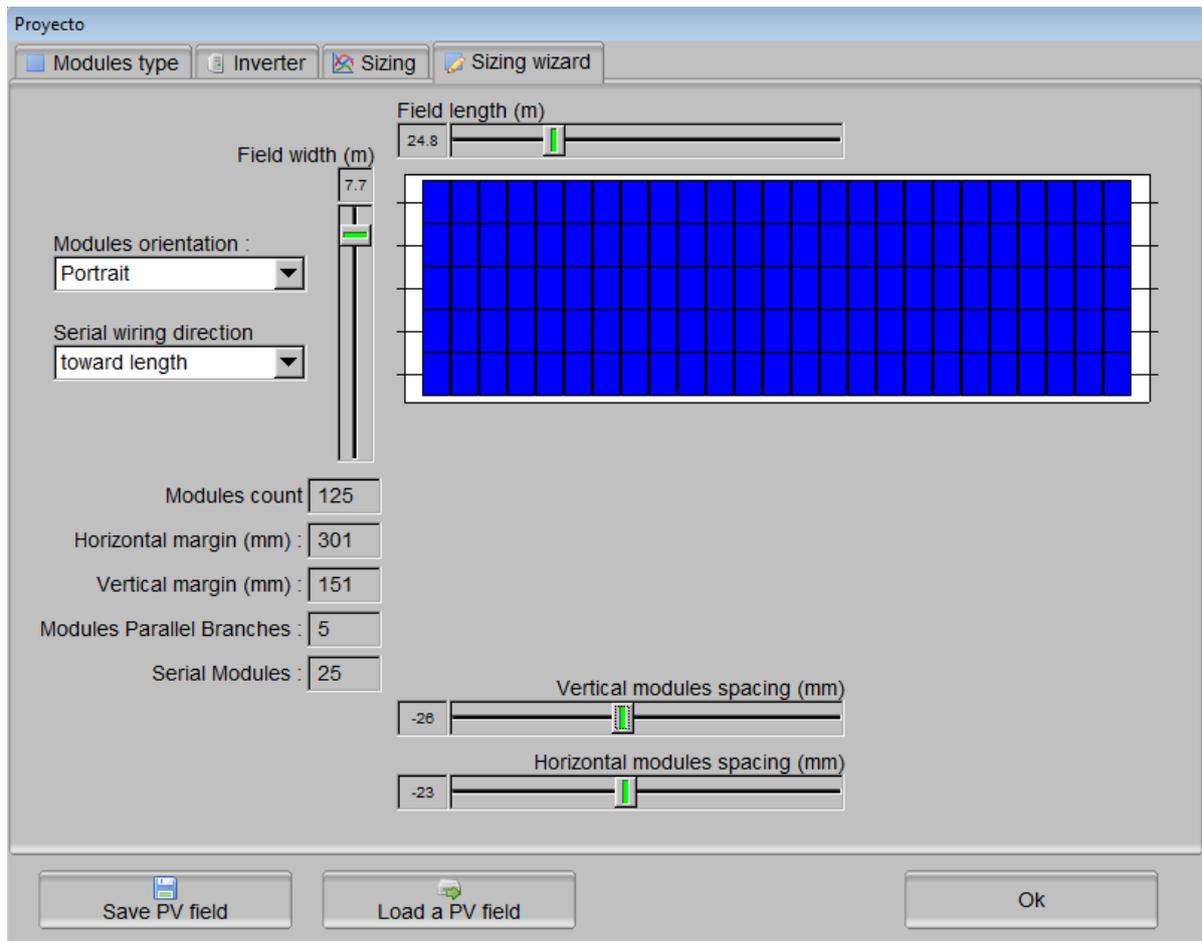


Figura 34.- Posición de los paneles fotovoltaicos

Cabe señalar que los dos últimos subgrupos, estaban constituidos por 26 módulos en serie en vez de 25 módulos en serie, de forma que habrá que añadir la correspondiente potencia a los cálculos finales.

A continuación vamos a señalar los valores finales obtenidos, en primer lugar los correspondiente a la parte física, observamos que la potencia de pico, se corresponde aproximadamente a la correspondiente a un solo inversor de los cálculos obtenidos con el PVsyst, ($26.250 \times 4 = 105 \text{ Kw}$), así como la superficie ($185.624 \times 4 = 742.496 \text{ m}^2$), en el PVsyst nos salían 750 m^2 ,

The screenshot shows the 'Sizing' tab of the PVsyst software interface. It contains the following data fields:

Parameter	Value
Field name	Proyecto
Modules type	KD210 Gx-lpu
Inverter type	Kako Powador 33.0 TL3
Peak power (kWc)	26.250
Surface (m2)	185.624 (total modules surface)
Orientation (°)	6.00
Slope (°)	10.00
Voltage (V)	665.0
Modules in serial	25
Current (A)	9.8
Parallel branches	5
Pinv/Ppeak (%)	419
Inverters count	4
Modules count	125

Figura 35.- Datos físicos de la instalación

En cuanto a la producción, los valores se corresponden aproximadamente con los valores de producción obtenidos con el PVsyst, (multiplicados por 4), y siempre teniendo en cuenta que los 2 últimos subgrupos tienen 26 paneles en lugar de 25 paneles fotovoltaicos en serie.

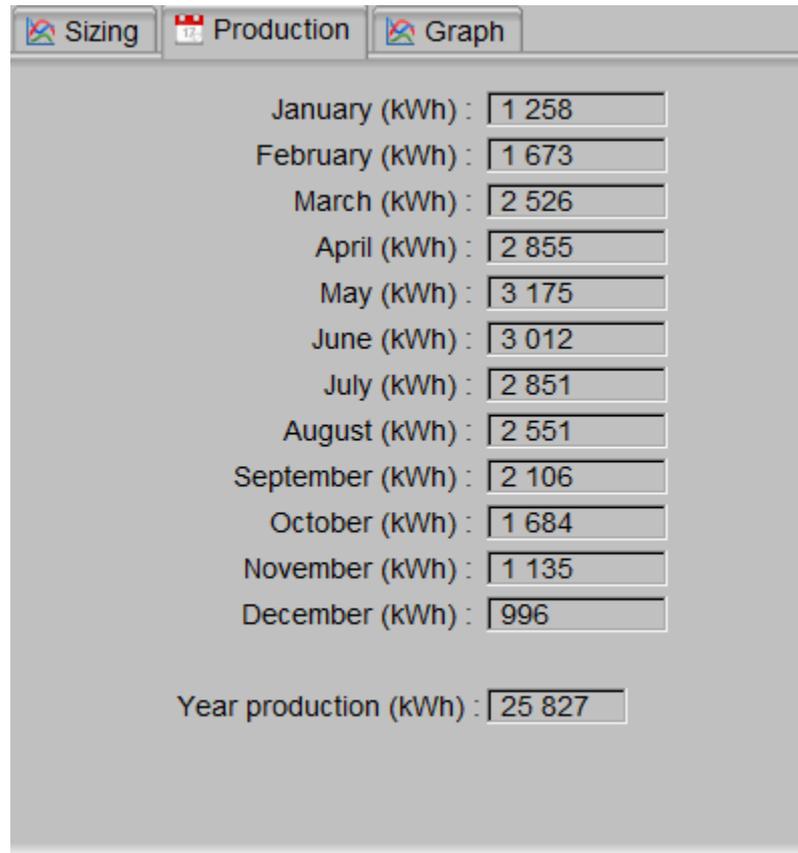
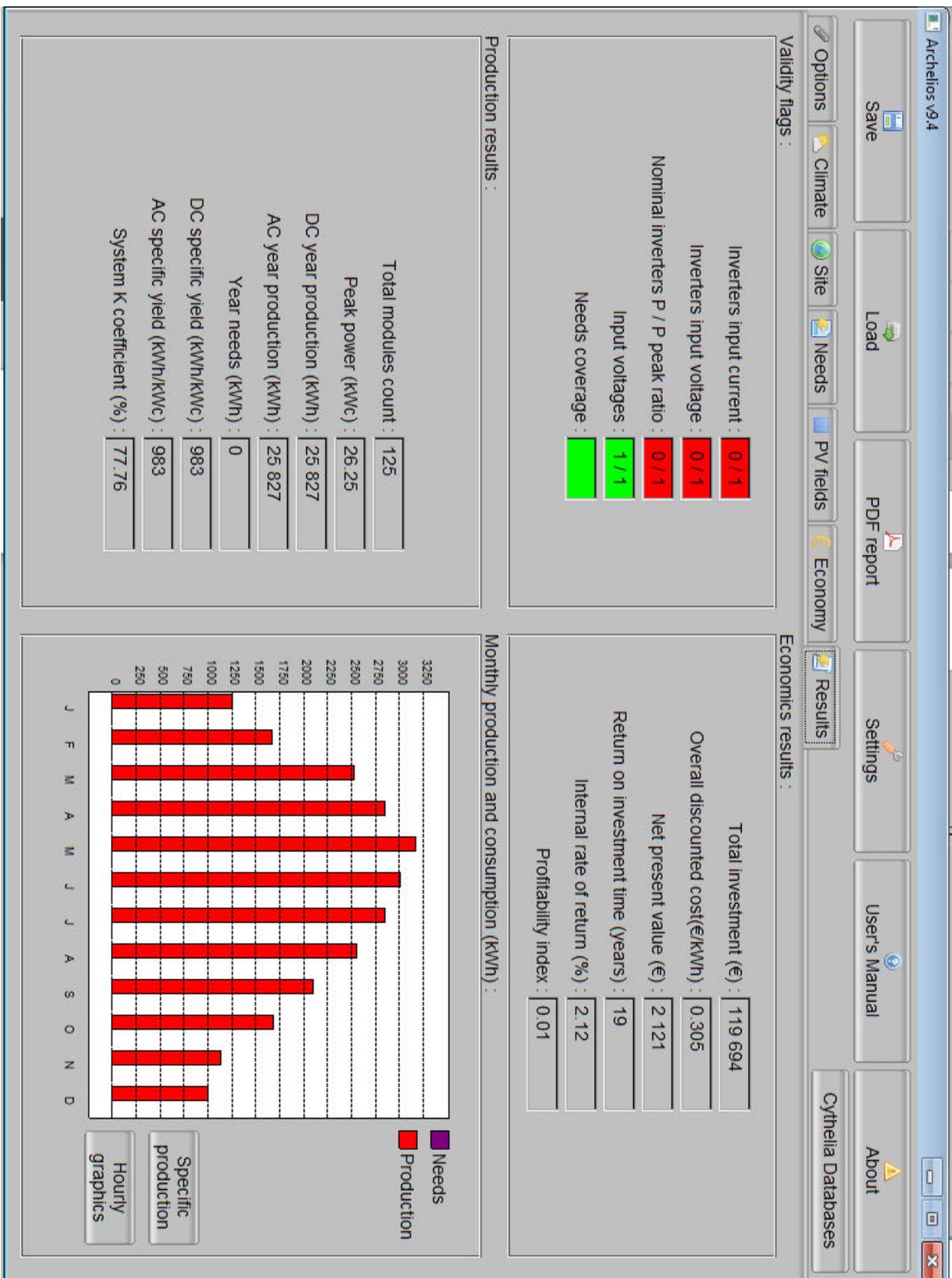


Figura 36.- Producción anual de un subgrupo de módulos fotovoltaicos

Por último un resumen de los resultados obtenidos, tanto de resultados económicos como los resultados de producción (número de módulos, potencia de pico, producción mensual, coeficiente K), así como un gráfico que nos señala la producción mensual, es de tener en cuenta que los mayores valores de producción se obtienen para meses de verano (de mayo a septiembre), dado que son los meses que mayores valores de irradiación solar tenemos sobre los paneles fotovoltaico. Señalar de nuevo que estos valores obtenidos están referidos a un solo subgrupo, nosotros en nuestra instalación tenemos 4 subgrupos, de forma que ciertos valores obtenidos tendrán que extenderse a cuatro veces su valor.



1.2 Cálculo de secciones del cableado

Para obtener la sección necesaria de los cables que usaremos en nuestra instalación seguiremos las especificaciones que se recogen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Los criterios en los que se basará la utilización de una sección o de otra son los siguientes:

- El conductor deberá de soportar una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él.
- La caída de tensión producida en el cable al circular la corriente máxima a través de él ha de ser inferior al valor especificado al valor especificado en el pliego de condiciones técnicas. Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en un edificio

Salvo que se especifique lo contrario, utilizaremos conductores unipolares de cobre, con aislamiento de PVC. Para el cálculo de la caída de tensión máxima se tomarán los valores aconsejados recogidos por el IDAE en el pliego de condiciones técnicas.

La sección del conductor, por lo tanto, se dimensionará teniendo en cuenta estos 2 criterios y sin olvidarnos de aplicar los diferentes factores de corrección establecidos por el REBT (temperatura ambiente, canalización, agrupaciones de cables, etc.).

Colocaremos a la salida de cada ramal un fusible ajustado a un valor de 1.25 veces la corriente nominal con el fin de que no circule corriente proveniente de otros ramales. Todo el cableado de corriente continua será de doble aislamiento y adecuado para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Lo habitual para el cálculo de las secciones de cableado de este tipo de instalaciones, es dividir la instalación en diferentes partes o tramos, ya que las tensiones e intensidades varían, por lo que , el tipo de cable y la sección se deben adecuar a cada tramo.

Para el desarrollo matemático, utilizaremos fórmulas que relacionan la potencia con la intensidad, con la tensión y con el factor de potencia, de forma que no tengamos problemas a la hora de seleccionar una determinada sección en función de sus características eléctricas.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * \cos \varphi * U}$$

Siendo

P = Potencia en Watios.

U= Tensión en voltios, tensión de fase en (monofásica) o tensión de línea (trifásica).

Cos φ = Factor de potencia.

Para los valores de caída de tensión, utilizaremos las expresiones habituales en electrotecnia:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} \quad ; \quad \Delta UC(\%) = \frac{U_c * 100}{U}$$

Siendo:

- I = intensidad nominal calculada.
- L = Longitud del tramo (m).
- ρ = densidad del material.
- U = Tensión en voltios.
- A = Sección del cable (mm²)

Los tramos anteriormente comentados vamos a dividirlos principalmente en 4:

- Tramo Módulos solares-Inversor
- Tramo inversor-Armario AC
- Tramo Armario AC-Contadores
- Tramo Contadores-C.G.P

Para el cálculo de las secciones del cable, así como el número de conductores cargador y tipo de aislamiento, haremos uso de la normativa **ITC-BT-019**, con la cual podremos obtener el modelo y numero que deseamos.

Las ITCs desde la 19 a la 24, contienen las prescripciones que con carácter general Se han de aplicar a todas las instalaciones interiores o receptoras. Las ITCs a partir de la ITC –BT-25, completan estas prescripciones, con otras específicas según el tipo

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

de Instalación de que se trate. En la ITC – BT-19, se indica cómo determinar las características de las instalaciones, se prescriben la naturaleza de los conductores a utilizar, los criterios para determinar la sección de los conductores y las caídas de tensión máxima permitida en instalaciones interiores, así como las intensidades máximas admisibles en los conductores según las condiciones de instalación, incluye una tabla que recoge las intensidades máximas admisibles de los conductores para distintas condiciones de instalación. Prescribe los colores del aislamiento para identificación de los conductores de fase, neutro y protección. Indica la sección para los conductores de protección y normas a tener en cuenta en su instalación. Prescribe la subdivisión de las instalaciones y el equilibrado de cargas para mejorar la fiabilidad, facilitar el mantenimiento y para que las perturbaciones afecten a una parte y no a toda la instalación. Fija las medidas de protección contra contactos directos o indirectos.

Prescribe las partes de la instalación que se han de poder desconectar de la alimentación así como los dispositivos para conectar y desconectar tanto en carga como sin carga. Establece los valores de resistencia de aislamiento de la instalación así como el procedimiento para el ensayo de rigidez dieléctrica a que se ha de someter la instalación. Por último establece las bases de toma de corriente que se permite utilizar y prescribe la realización de las conexiones y derivaciones de los conductores mediante la utilización de bornes de conexión y en cajas de empalme o canales adecuadas.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x	2x	3x	2x											
			PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o UPR											
A2		Cables multicables en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR											
B		Conductores aislados en tubos/xa montaje superficial o empotrados en obras			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B2		Cables multicables en tubos/xa montaje superficial o empotrados en obras	3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR									
C		Cables multicables directamente sobre la pared ¹⁾			3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR								
E		Cables multicables al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 10cm ³⁾			3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR							
F		Cables unipolares en contacto con la pared ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 10cm ⁵⁾			3x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR								
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁶⁾			3x PVC ⁶⁾		3x XLPE o EPR ⁶⁾		2x XLPE o EPR ⁶⁾								
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-		
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	28	32	35	-	-	
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	50	-	-	
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	65	-	-	
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	87	-	-	
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	103	117	-	-	
			25	59	64	70	77	84	88	-	96	106	116	125	136	-	-
			35	-	77	86	96	104	109	-	119	131	144	154	166	179	-
			50	-	94	103	117	125	131	-	145	159	175	188	200	213	227
			70	-	-	-	149	160	171	-	188	202	224	244	264	284	304
			95	-	-	-	180	194	207	-	230	245	271	296	321	346	371
			120	-	-	-	208	225	240	-	267	284	314	348	382	416	450
			150	-	-	-	236	260	278	-	310	338	383	428	473	518	563
			185	-	-	-	268	297	317	-	354	396	451	506	561	616	671
240	-	-	-	315	339	374	-	419	455	500	555	610	665	720			
300	-	-	-	360	384	423	-	484	524	565	626	687	748	809			

Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

Figura 37.- Valores correspondientes a normativas ITC-BT-019 y ITC-BT-07

1.2.1 Tramo Módulos solares-Inversor

La instalación está formada por cuatro inversores, con una distribución de 510 módulos, y una configuración de 5 cadenas de 25 módulos en serie, 5 cadenas de 25 módulos en serie, 5 cadenas de 26 módulos en serie y 5 cadenas de 26 módulos.

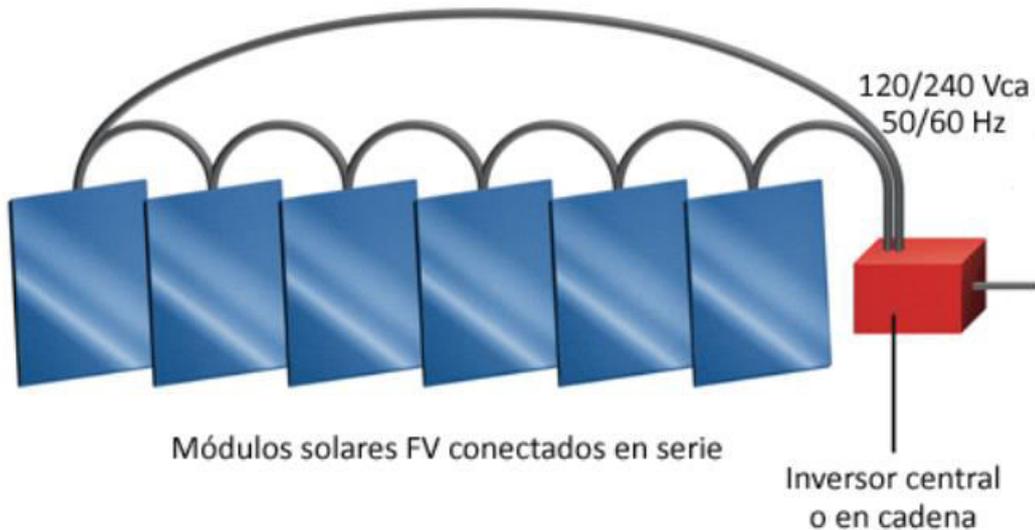


Figura 38.- Tramo módulos solares-Inversor.

Intensidad para cadenas de 25 módulos

$$P = 25 \text{ modulus} \times 210 \frac{\text{Wattios}}{\text{modulo}} = \mathbf{5250 \text{ Wattios (W)}}$$

$$U = 25 \text{ módulos} \times 26.6 \frac{\text{Wattios}}{\text{modulo}} = \mathbf{665 \text{ Voltios (V)}}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * \cos \varphi * U} = \frac{5250}{1 * 1 * 665} = \mathbf{7.8947 \text{ Amperios (A)}}$$

$$I_{\text{final}} = 1.25 \times 7.8947 = \mathbf{9.8684 \text{ Amperios (A)}}$$

Intensidad para cadenas de 26 módulos

$$P = 26 \text{ módulos} \times 210 \frac{\text{Wattios}}{\text{modulo}} = \mathbf{5460 \text{ Wattios (W)}}$$

$$U = 26 \text{ módulos} \times 26.6 \frac{\text{Wattios}}{\text{modulo}} = \mathbf{691.6 \text{ Voltios (V)}}$$

$$I = \frac{P}{K * \cos \varphi * U} = \frac{5460}{1 * 1 * 691.6} = \mathbf{7.8947 \text{ Amperios (A)}}$$

$$I_{\text{final}} = 1.25 \times 7.8947 = \mathbf{9.8684 \text{ Amperios (A)}}$$

Hemos tomado para estos cálculos un factor de potencia = 1, ahora miramos en la tabla ITC-BT-019, para seleccionar la sección apropiada.

Observando las tablas, seleccionamos un **XLPE2** (XLPE por tratarse de cable termoestable (Afumex 1000 V) → soporta 90 °C en régimen permanente y 2 por ser línea monofásica → 2 conductores cargados).

Como sección nos valdría una de 2.5 mm² y una longitud de 60 m, ya que cumpliría el criterio de la caída de tensión:

Para cadena de 25 módulos:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 9.8684 * 60 * 0.017 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}}{2.5} * 1 = \mathbf{8.0526 \text{ V}}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \frac{8.0526 * 100}{665} = \mathbf{1.2109\% < 1.5\%}$$

Para cadena de 26 módulos:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 9.8684 * 60 * 0.017 \frac{\Omega \text{mm}^2}{m}}{2.5} * 1 = \mathbf{8.0526V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \frac{8.0526 * 100}{691.6} = \mathbf{1.1643 \%} < \mathbf{1.5 \%}$$

Para el tramo que va desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor, vamos a escoger un **conductor del tipo XLPE2, de sección 2.5mm²**, cumpliendo la normativa de caída de tensión para el lado de continua de menos del 1.5 %.

1.2.2 Tramo inversor-Armario AC

A partir del inversor, la corriente que sale es alterna, ya que los inversores han modificado la corriente de corriente continua a corriente alterna, para inyectarla en la red.

Tenemos 4 inversores iguales, por lo tanto los cálculos se nos simplifican bastante:

Calculamos la intensidad desde el inversor:

$$I = \frac{P}{K * \cos \varphi * V} = \frac{27500}{\sqrt{3} * 1 * 400} = \mathbf{39.69 A}$$

$$I_{\text{final}} = 39.69 * 1.25 = \mathbf{49.61 A}$$

Volvemos a observar las tablas anteriores, en este caso la figura N°37, seleccionamos un aislamiento XLPE de un cable trifásico y sección nominal de 10 mm², ahora tendremos que comprobar que se cumple el criterio de caída de tensión, en este caso es del 2%:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 49.61 * 2 * 0.017 \frac{\Omega \text{mm}^2}{m}}{10} * 1 = \mathbf{0.3373 V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \frac{0.3373 * 100}{400} = \mathbf{0.08 \%} < \mathbf{2 \%}$$

Por lo tanto para el tramo entre el inversor y el armario AC, **será un XLPE de sección 10 mm² conductor flexible de Cu, con una longitud de 2 m.**

1.2.3 Tramo Armario AC-Contadores

Para el tramo entre el armario AC y los contadores, podemos obtenerlo de varias formas, teniendo en cuenta que tenemos cuatro inversores, de los cuales sale una intensidad, podemos determinar que la corriente será la suma de todas las corrientes que salen de dichos inversores:

$$I = \sum I_{\text{inversores}} = 39.69 + 39.69 + 39.69 + 39.69 = \mathbf{158.76 \text{ A}}$$

La potencia total, al igual que ocurre con la intensidad, será la suma de las potencias parciales de cada inversor, en este caso:

$$P_{\text{total}} = \sum P_{\text{inversores}} = 27500 + 27500 + 27500 + 27500 = \mathbf{110000 \text{ W}}$$

Otra forma de calcularla será con las formulas anteriormente expuestas, para luego corregirla con el factor 1.25, de forma que el resultado será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * \cos \varphi * U} = \frac{110000}{\sqrt{3} * 1 * 400} = \mathbf{158.76 \text{ A}}$$

$$I_{\text{final}} = 1.25 * 158.76 = \mathbf{198.46 \text{ (A)}}$$

Volviendo a observar la tabla de la figura N°37, tendremos que seleccionar un cable con aislamiento **XLPE de sección nominal 70 mm²**, pasamos a comprobar ahora el criterio de la caída de tensión que tiene que ser menor que el 2%:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 198.46 * 2 * 0.017 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}}{70} * 1 = \mathbf{0.1927 \text{ V}}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \frac{0.1927 * 100}{400} = \mathbf{0.048 \% < 2 \%}$$

Por lo tanto para el tramo entre el armario AC y los contadores, **será un XLPE de sección 70 mm² conductor flexible de Cu, con una longitud de 2m**

1.2.4 Tramo contadores-Caja general de protección

Utilizaremos la misma intensidad que para el tramo 3 (Armario AC- contadores), por lo cual, esa intensidad tras aplicar el coeficiente de 1.25, nos da un valor de **198.46 A**. Estimamos que el cuadro se encuentra a unos 25 metros, por lo tanto realizaremos los cálculos y veremos si tenemos que aumentar la sección o no:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 198.46 * 25 * 0.017 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}}{70} * 1 = \mathbf{2.4098 \text{ V}}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \frac{2.4098 * 100}{400} = \mathbf{0.6024 \% < 2 \%}$$

Por lo tanto no habrá que cambiar de sección, de forma que seleccionaremos un **cable de sección 70 mm², de longitud 25m y protección XLPE, de polietileno reticulado.**

Resumen del cableado:

Tramo N°1: sección 2.5 mm², longitud 60 m, protección XLPE2.

Tramo N°2: sección 10 mm², longitud 2 m, protección XLPE.

Tramo N°3: sección 70 mm², longitud 2 m, protección XLPE.

Tramo N°4: sección 70 mm², longitud 25 m, protección XLPE.

1.3 Elementos eléctricos de la instalación

1.3.1 Cuadro principal de corriente alterna

En los siguientes apartados se definen las características técnicas que regirán para el diseño, fabricación, ensayos y pruebas del Cuadro Principal de Servicios Auxiliares 400/230V de Corriente Alterna.

Este cuadro deberá estar diseñado de acuerdo con la normativa vigente y tendrá las siguientes características nominales:

- Tensión nominal 400/230V
- Tensión asignada de aislamiento 500 V
- Tensión de ensayo soportada a frecuencia industrial 2500 V
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad nominal* del embarrado en servicio continuo 400 A
- Intensidad asignada* de corta duración admisible durante 1 s 15 kA

El cuadro estará formado por un conjunto cerrado en armario compartimentado, y formará un conjunto fijo para instalación interior, apoyado sobre el suelo. El cuadro estará formado por varias columnas y secciones de columna o compartimentos, y en caso necesario, por combinación de armarios unidos rígidamente entre ellos.

El montaje del cuadro se realizará con elementos fijos. Las conexiones internas de los embarrados, conexiones de los cables externos, así como todos los equipos deberán ser accesibles desde la parte frontal del cuadro. El cuadro se construirá con protección IP41 y todas las juntas de cierre serán de neopreno. El grado de protección mecánica a los choques será al menos IK 08. Los cables externos entrarán por la parte inferior del cuadro. A tal efecto, el cuadro dispondrá de una apertura provista de tapa metálica desmontable para la entrada de cables y perfil para la sujeción de los mismos. Esta apertura estará diseñada de forma que al finalizar la instalación correcta de los cables, se mantenga el grado de protección.

Los embarrados deberán identificarse adecuadamente. A tal fin deberán pintarse bandas con pintura ignífuga de acuerdo con el siguiente código de colores:

FASE R – ROJO, FASE S – AMARILLO, FASE T – VERDE, NEUTRO – AZUL

1.3.2 Caja general de protección

La Caja General de Protección es un elemento de conexión y de protección entre la red de distribución y la línea general de alimentación para el usuario: es “la frontera” de la propiedad y la responsabilidad entre la compañía y el cliente.

Características Constructivas

- Fabricada en poliéster prensado en caliente, reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Provistas de cierre mediante tornillo imperdible y precintable de cabeza triangular de 11mm.
- Las Entradas y Salidas se realizan mediante elementos de ajuste, ya sean conos elásticos o prensaestopas.
- Ventilación interna por convención, para evitar condensaciones.

Características Técnicas

- Grado de Protección IP 43, según EN-IEC 60529 o UNE 20324.
- Grado de protección contra impactos mecánicos IK 09, según UNE-EN 50102 e IEC 62262.
- Posee el doble aislamiento, según UNE-EN 60439- 1 e IEC 60439-1.
- Auto extingible a 960°, según UNE-EN 60695-2- 10 e IEC 60695-2-10, y grado de severidad.
- Clase térmica E según IEC 60085.
- Resisten a las principales agresiones químicas y atmosféricas.
- Amperaje : 250 A
- Medidas : 543 x 343 x 166
- Conexiones : Tornillos M10 o bimetálicos de 150 mm²
- fases : 3 fases.



Figura 39.- Caja general de protección “Claved”

Además de realizar físicamente la conexión, delimita la propiedad y responsabilidad entre la empresa distribuidora y el cliente, y contiene fusibles , para evitar que posibles averías en la red del cliente, alcance la red general y por tanto afecte a otros clientes.

El punto de enganche se instala, preferentemente fuera de edificios y en la zona más próxima a la red distribuidora, en lugar es libre y , de permanente acceso. Cuando la fachada no linde con la vía pública, la caja general de protección, se situara en el límite entre las propiedades públicas y privada.

Cuando la acometida, red de la empresa distribuidora, sea aérea, podrán instalarse en montaje superficial, la instalación se hará a una altura entre los 3 y 4 metros del suelo. Cuando la acometida sea subterránea , se instalara en el interior de un habitáculo , en pared, cerrada por una puerta preferentemente metálica la parte inferior de la puerta se situara como mínimo a 20 cm del suelo.

Las cajas de conexión será acorde a las normas UNE y se instalaran fusibles en todos los conductores de cada fase, calibrados según la corriente de cortocircuito prevista en el punto de consumo.

Como línea de conexión se utilizara **un conductor de 4 x 70 mm² de cobre (Cu), con aislamiento XLPE**

$$I = 198 * 1.10(ITC - BT3.1.4.2.1) * 0.9(ITC - BT3.1.4) = \mathbf{196.02 A}$$

La potencia máxima admisible será de : **135.80 KW**

El interruptor general esta dimensionado para aguantar 210 A, así que podemos verificar mediante estos cálculos que la protección no permitirá alcanzar la potencia máxima de la línea.

1.3.3 Fusibles

Para proteger los ramales contra cortocircuitos y sobrecargas se utilizarán dos fusibles por ramal de tipo gG, ubicados en las cajas de conexiones y ajustados a un valor de corte del orden de 1.3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal.

El calibre del fusible debe cumplir:

$$IB \leq IN \leq IZ \rightarrow I2 \leq 1.45 \cdot IZ$$

Dónde:

IB es la intensidad nominal de la carga.

IN es la intensidad nominal del dispositivo de protección.

IZ es la máxima intensidad admitida por el cable.

I2 es la intensidad convencional de corte del fusible

$$P_{pmpramal} = 25 \text{ modulos} * 210(W / modulo) = 5250 \text{ W} \quad (P_{pico} = 26.4 \text{ Kw})$$

$$\text{Numero de ramales en paralelo} = 26400/5250 = \mathbf{5 \text{ ramales}}$$

$$I_{max} = 1.3 * I_{ccramal} = 1.3 * 20.4 = \mathbf{26.52 \text{ A}} \quad (I_{ccramal} = 20.4 \text{ A})$$

$$I_b = 20.4 \text{ A}$$

$$I_2 = 1.6 * 20.4 = 32.64 \text{ A}$$

$$20.4 < I_n < 32.64$$

De acuerdo con estos parámetros se instalarán fusibles tipo gG de valores nominales mínimo de 8 A - 600V, que cumplen la condición $I_2 < 1.45 * I_z$

$$1.6 * 8 < 1.45 * 32.64$$

1.3.4 Interruptor – seccionador de corriente continúa

Se instalarán interruptores que tengan capacidad para establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales de carga y un determinado tiempo de cortocircuito. Por lo tanto deben soportar:

$$I_n = 26.52 \cdot 5 \text{ ramales} = 132.6 \text{ A}$$

$$U_n = 600 \text{ V}$$

1.3.5 Interruptor general manual

Se instalará como elemento de corte y protección contra cortocircuitos y sobreintensidades un interruptor magnetotérmico para cada generador. Este interruptor deberá establecer, soportar e interrumpir corrientes normales, así como soportar un determinado tiempo e interrumpir corrientes de cortocircuito.

Intensidad nominal de línea: $I_b = 20.4 \cdot 4 \text{ inversores} = 81.6 \text{ A}$

Intensidad admisible por los conductores: $I_z = 245 \cdot 0.8 = 196 \text{ A}$

Tensión nominal: $U_n = 600 \text{ V}$

Sus características para proteger frente a sobrecargas son:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Por lo tanto el interruptor debe de cumplir los siguientes parámetros:

$$81.6 \leq I_n \leq 196 \text{ A}$$

1.3.6 Interruptores magnetotérmicos

Es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

Se instalará como elemento de corte y protección contra cortocircuitos y sobreintensidades un interruptor magnetotérmico para cada línea, a la salida de cada inversor. Este interruptor deberá establecer, soportar e interrumpir corriente en condiciones normales, y soportar durante un determinado tiempo e interrumpir corriente de cortocircuito.



Figura 40.- Interruptor magnetotérmico

Intensidad nominal de línea: $I_b = 20.4 \text{ A}$

Intensidad admisible por los conductores: $I_z = 49.61$

Tensión nominal: $U_n = 600 \text{ V}$

Sus características para proteger frente a sobrecargas son:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Por lo tanto el interruptor debe de cumplir los siguientes parámetros:

$$20.4 \leq I_n \leq 49.61 \text{ A}$$

1.4 Beneficio económico y amortización

A lo largo de la última década se han llevado a cabo diferentes acciones, recogidas en Reales Decretos , que han reducido el beneficio económico de las plantas fotovoltaicas, y como consecuencia un periodo de amortización mayor. El último hito, corresponde al año 2012, por el que se cancela la retribución para plantas fotovoltaicas.

En nuestro caso, el presupuesto de la instalación, incluidos gastos generales, beneficio industrial e IVA , asciende a 229.955,34 €,

A continuación se calcula el periodo de retorno de la inversión, de la instalación fotovoltaica propuesta, a partir de la expresión:

$$T = I/E$$

Siendo:

T: tiempo de recuperación de la inversión.

I: inversión total del proyecto.

E: Beneficio anual conseguido mediante la venta de energía producida.

las instalaciones fotovoltaicas se podían amortizar en un plazo de tiempo comprendido entre los 13 y los 25 años. las centrales fotovoltaicas de producción de energía eléctrica, definidas como “*instalaciones tendentes a la generación de energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos*”, podrán amortizarse aplicando un coeficiente lineal máximo del 10 por 100, con un periodo máximo de amortización de 20 años. Si la depreciación efectiva fuese superior a la resultante de aplicar dichos coeficientes, el sujeto pasivo podrá deducir el exceso de amortización, siempre que justifique la efectividad de la depreciación.”

Por lo tanto, queda aclarado: las instalaciones FV pueden amortizarse en un plazo comprendido entre los 10 y los 25 años.

El futuro inmediato , para este tipo de instalaciones , va a estar marcado por el autoconsumo eléctrico o balance neto, descrito en el plan de energías renovables 2011- 2020.

A continuación situamos una tabla con una comparativa de la energía inyectada a la red en (Kw) , los ingresos, y los posteriores consumos:

	Energía inyectada (kWh)	Ingresos (€)	Consumo (kWh)	Gasto (€)	Balance
Enero	5170	645,733	2011	463,663193	182,069807
Febrero	6413	800,9837	1901	438,301208	362,682492
Marzo	10676	1333,4324	1899	437,840081	895,592319
Abril	12263	1531,6487	1876	432,537121	1099,11158
Mayo	15090	1884,741	1865	430,000922	1454,74008
Junio	15171	1894,8579	1643	378,815826	1516,04207
Julio	15415	1925,3335	1655	381,582588	1543,75091
Agosto	13703	1711,5047	1544	355,99004	1355,51466
Septiembre	11871	1482,6879	1599	368,671032	1114,01687
Octubre	8550	1067,895	1721	396,799779	671,095221
Noviembre	5717	714,0533	1936	446,370931	267,682369
Diciembre	4477	559,1773	1945	448,446002	110,731298
TOTAL	124516	14992,8711	21595	4979,01872	10013,8524

Con lo que obtenemos una tasa interna de retorno de 22.9 años, dentro de los límites de amortización sugeridos.

ANEXO N°2: CATALOGO DE ELEMENTOS

2.1.- PANELES SOLARES

THE NEW VALUE FRONTIER



KD210GH-2PU



High efficiency multicrystal photovoltaic module



CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

Exhaustive research work and continuous further development of production processes enable the integrated Kyocera high-performance solar cells with a standard size of 156 mm x 156 mm to achieve over 16 % efficiency, guaranteeing an extremely high annual yield of energy from the photovoltaic system.

To protect against the harshest weather conditions, the cells are embedded between a reinforced glass covering and EVA foil, and are sealed with a PET foil backing. The laminate is set in a sturdy aluminium frame which is easy to assemble. The module fulfils test conditions according to IEC 61215 ed. 2 for a surface load of 5,400N/m².

The junction box on the module backside is equipped with bypass diodes that eliminate the risk of the individual solar cells overheating (hot spot effect). Many series-connected photovoltaic modules can be easily wired using pre-assembled solar cables and multi-contact plugs.

Kyocera manufactures all the components at its own production sites – without buying in semi-finished products – to ensure consistently high product quality.

EXAMPLES OF APPLICATION

- Grid-connected systems, for e.g.
 - Residential solar power systems
 - Public and industrial solar power systems
- Solar power stations



TUVdotCOM Service: Internet platform for tested quality and service
TUVdotCom-ID: 0000023299
IEC 61215 ed. 2, IEC 61730 and Safety Class II
Kyocera is ISO 9001 and ISO 14001 certified and registered.

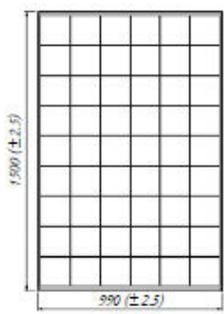


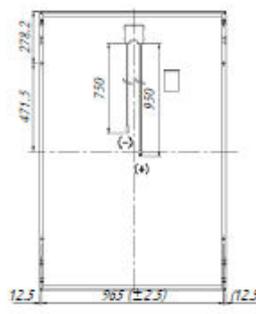
**KYOCERA
SOLAR**

We care!

SPECIFICATIONS

in mm

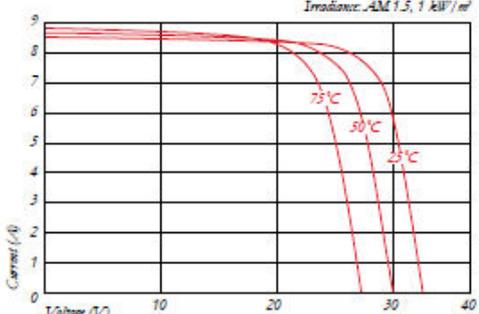




ELECTRICAL CHARACTERISTICS

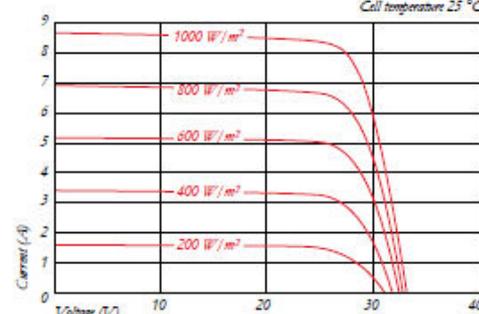
Current-Voltage characteristics at various cell temperatures

Irradiance: AM 1.5, 1 kW/m²



Current-Voltage characteristics at various irradiance levels

Cell temperature 25 °C



ELECTRICAL PERFORMANCE

PV Module Type	KD210GH-2PU	
At 1000 W/m² (STC)*		
Maximum Power	[W]	210
Maximum System Voltage	[V]	1000
Maximum Power Voltage	[V]	26.6
Maximum Power Current	[A]	7.90
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	33.2
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	6.58
At 800 W/m² (NOCT)**		
Maximum Power	[W]	149
Maximum Power Voltage	[V]	23.6
Maximum Power Current	[A]	6.32
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	30
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	6.96
NOCT	[°C]	47.9
Power Tolerance	[%]	+5 / -5
Maximum Reverse Current I _r	[A]	15
Series Fuse Rating	[A]	15
Temperature Coefficient of V _{oc}	[V/°C]	-1.20x10 ⁻³
Temperature Coefficient of I _{sc}	[A/°C]	5.15x10 ⁻³
Temperature Coefficient of Max. Power	[W/°C]	-9.60x10 ⁻³
Reduction of Efficiency (from 1000 W/m ² to 200 W/m ²)	[%]	6.0

DIMENSIONS

Length	[mm]	1500 (±2.5)
Width	[mm]	990 (±2.5)
Depth / incl. Junction Box	[mm]	46
Weight	[kg]	18
Cable	[mm]	(+)950 / (-)750
Connection Type	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	
Junction Box	[mm]	100x100x20
IP Code	IP65	

GENERAL INFORMATION

Performance Guarantee	10**** / 20 years****
Warranty	5 years

CELLS

Number per Module	54
Cell Technology	polycrystalline
Cell Shape (square)	[mm] 156x156
Cell Bonding	3 busbar

* Electrical values under standard test conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², air mass AM 1.5 and cell temperature of 25 °C
** Electrical values under normal operating cell temperature (NOCT): irradiance of 800 W/m², air mass AM 1.5, wind speed of 1m/s and ambient temperature of 20 °C
*** 10 years or 90% of the initially specified power P under standard test conditions (STC)
**** 20 years or 80% of the initially specified power P under standard test conditions (STC)

Your local Kyocera dealer:

KYOCERA SOLAR

We care!

KYOCERA Fin ceramics GmbH
Solar Division
Fritz-Mueller-Straße 27
73730 Esslingen/Germany
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
Fax: +49 (0)711-93 93 49 50
E-Mail: solar@kyocera.de
www.kyocerasolar.de

Kyocera Solar GmbH, Am Flughafen 11, 73730 Esslingen, Germany

121

2.2.- INVERSORES



Efficient. Flexible. Future-oriented.

Transformerless three-phase inverters Powador 30.0 TL3 to 60.0 TL3.

The transformerless three-phase inverters Powador 30.0 TL3 to 60.0 TL3 are designed specifically for decentralised installation of photovoltaic systems for commercial and industrial applications, such as hangars and factory roofs.

These units give you extreme flexibility in designing your PV system. They operate using three separate MPP trackers that can handle both symmetrical and asymmetrical loads to allow for optimum adjustment. Each tracker is able to process 20 kW. This enables them to meet all the typical demands of more complex designs involved with inhomogenous installation of the photovoltaic generator. Three MPP trackers can also compensate for mismatches between modules, such as those resulting from temperature differences and uneven solar radiation. Depending on the design of the units, one string (variant M) or four strings (variant XL) can be connected per MPP tracker.

Each of the three MPP trackers of the Powador 60.0 TL3 XL can even be connected to five strings.

The input voltage range is particularly broad: the inverters switch to the grid from 250 V, and, when in operation, they still feed in at 200V to ensure the solar yield from comparatively small areas. The peak efficiency is 98%. The European efficiency of 97.8% is also worth noting and is due to the fact that the unit has a very high partial load efficiency in the lower power ranges. At just 5% rated power they operate at 95% efficiency.

It is easy to achieve perfect communication with these units. They are fitted with an integrated data logger with web server, a graphical display for showing operating data and a USB port for installing firmware updates. The current software can be downloaded free of charge from the download area of

www.kaconewenergy.com/en/service. The yield data can be called from the web server or via USB for evaluation. The integrated data logger can also be connected directly to the Powador web internet portal for professional evaluation and visualisation of the inverter data.

A number of country-specific default settings are programmed into the inverters. These are easy to select during on-site installation. The interface language can be selected separately. The inverters support the functions of the Powador-protect for grid and plant protection.

The integrated string collector with string fuses and overvoltage protection for the XL variant of the units opens up significant cost advantages. The M variants use the external Powador Mini-Argus string collector instead.

Technical data

Powador 30.0 TL3 | 33.0 TL3 | 36.0 TL3 | 39.0 TL3 | 40.0 TL3 | 60.0 TL3

Electrical data	30.0 TL3	33.0 TL3	36.0 TL3
Input variables			
Max. recommended PV generator power	30 000 W	33 000 W	36 000 W
MPP range	200 V ... 800 V ¹⁾	200 V ... 800 V ¹⁾	200 V ... 800 V ¹⁾
Starting voltage	250 V	250 V	250 V
No-load voltage	1 000 V	1 000 V	1 000 V
Max. input current	3x34.0 A	3x34.0 A	3x34.0 A
Number of MPP trackers	3	3	3
Max. power/tracker	20 kW	20 kW	20 kW
Number of strings	3 x 1 based on design M 3 x 4 based on design XL	3 x 1 based on design M 3 x 4 based on design XL	3 x 1 based on design M 3 x 4 based on design XL
Output variables			
Rated output	25 000 VA	27 500 VA	30 000 VA
Line voltage	acc. to local requirements	acc. to local requirements	acc. to local requirements
Rated current	3x36.2 A	3x39.9 A	3x43.5 A
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
cos phi	0.80 inductive ... 0.80 capacitive	0.80 inductive ... 0.80 capacitive	0.80 inductive ... 0.80 capacitive
Number of grid phases	3	3	3
General electrical data			
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %	98.0 %
European efficiency	97.8 %	97.8 %	97.8 %
Night consumption	1.5 W	1.5 W	1.5 W
Switching plan	self-inverted, transformerless	self-inverted, transformerless	self-inverted, transformerless
Grid monitoring	acc. to local requirements	acc. to local requirements	acc. to local requirements
Mechanical data			
Display	graphical display + LEDs	graphical display + LEDs	graphical display + LEDs
Control units	4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons
Interfaces	Ethernet, USB, RS485, S0 output	Ethernet, USB, RS485, S0 output	Ethernet, USB, RS485, S0 output
Fault signalling relay	potential-free NOC max. 230 V / 1 A	potential-free NOC max. 230 V / 1 A	potential-free NOC max. 230 V / 1 A
Connections	AC connection via screw terminals, bushing 1xM50, max cross section: 50 mm ² (flexible); DC connection of M version: spring-type terminals 6-35 mm ² ²⁾ ; DC connection of XL version: screw and spring-type terminals 10 mm ² , bushing 6xM32	AC connection via screw terminals, bushing 1xM50, max cross section: 50 mm ² (flexible); DC connection of M version: spring-type terminals 6-35 mm ² ²⁾ ; DC connection of XL version: screw and spring-type terminals 10 mm ² , bushing 6xM32	AC connection via screw terminals, bushing 1xM50, max cross section: 50 mm ² (flexible); DC connection of M version: spring-type terminals 6-35 mm ² ²⁾ ; DC connection of XL version: screw and spring-type terminals 10 mm ² , bushing 6xM32
Ambient temperature	-20 °C ... +60 °C ⁴⁾	-20 °C ... +60 °C ⁴⁾	-20 °C ... +60 °C ⁴⁾
Temperature monitoring	> 75 °C temperature-dependent power limitation, > 85 °C cut-out	> 75 °C temperature-dependent power limitation, > 85 °C cut-out	> 75 °C temperature-dependent power limitation, > 85 °C cut-out
Cooling	forced cooling/RPM-regulated fan, max. 600 m ³ / h	forced cooling/RPM-regulated fan, max. 600 m ³ / h	forced cooling / RPM-regulated fan, max. 600 m ³ / h
Protection class	IP54	IP54	IP54
Noise emission	58 dB (A) (only fan noise)	58 dB (A) (only fan noise)	58 dB (A) (only fan noise)
DC switch	integrated	integrated	integrated
Casing	sheet steel	sheet steel	sheet steel
H x W x D	1 360 x 840 x 355 mm	1 360 x 840 x 355 mm	1 360 x 840 x 355 mm
Weight	151 kg	151 kg	151 kg

¹⁾ The possible input power is reduced at voltages lower than 350 V. The input current is limited to 34.0 A per input. ²⁾ The possible input power is reduced at voltages lower than 480 V. The input current is limited to 36.0 A per input. ³⁾ Only in conjunction with external Powador Mini-Argus. ⁴⁾ Possible power derating at temperatures above 40 °C.

Conforms to the country-specific standards and regulations according to the country version that has been set.

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

39.0 TL3	40.0 TL3	60.0 TL3
39 000 W	40 000 W	60 000 W
200 V ... 800 V ¹⁾	200 V ... 800 V ¹⁾	200 V ... 850 V ²⁾
250 V	250 V	250 V
1 000 V	1 000 V	1 000 V
3x34.0 A	3x34.0 A	3x36.0 A
3	3	3
20 kW	20 kW	20 kW
3x1 based on design M 3x4 based on design XL	3x1 based on design M 3x4 based on design XL	3x1 based on design M 3x5 based on design XL
33 300 VA	36 000 VA	49 900 VA
acc. to local requirements	acc. to local requirements	acc. to local requirements
3x48.3 A	3x52.2 A	3x72.2 A
50 Hz / 60 Hz	50 Hz	50 Hz / 60 Hz
0.80 inductive ... 0.80 capacitive	0.80 inductive ... 0.80 capacitive	0.80 inductive ... 0.80 capacitive
3	3	3
98.0 %	97.5 %	97.8 %
97.8 %	97.2 %	97.6 %
1.5 W	1.5 W	1.5 W
self-inverted, transformerless	self-inverted, transformerless	self-inverted, transformerless
acc. to local requirements	acc. to local requirements	acc. to local requirements
graphical display + LEDs	graphical display + LEDs	graphical display + LEDs
4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons
Ethernet, USB, RS485, 50 output	Ethernet, USB, RS485, 50 output	Ethernet, USB, RS485, 50 output
potential-free NOC max. 230 V / 1 A	potential-free NOC max. 230 V / 1 A	potential-free NOC max. 230 V / 1 A
AC connection via screw terminals, bushing 1xM50, max cross section: 50 mm ² (flexible); DC connection of M version: spring-type terminals 6-35 mm ² ³⁾ ; DC connection of XL version: screw and spring-type terminals 10 mm ² , bushing 6xM32	AC connection via screw terminals, bushing 1xM50, max cross section: 50 mm ² (flexible); DC connection of M version: spring-type terminals 6-35 mm ² ³⁾ ; DC connection of XL version: screw and spring-type terminals 10 mm ² , bushing 6xM32	AC connection via screw terminals, bushing 1xM50, max cross section: 50 mm ² (flexible); DC connection of M version: spring-type terminals 6-35 mm ² ³⁾ ; DC connection of XL version: screw and spring-type terminals 10 mm ² , bushing 6xM40
-20 °C ... +60 °C ⁴⁾	-20 °C ... +60 °C ⁴⁾	-20 °C ... +60 °C ⁴⁾
> 75 °C temperature-dependent power limitation, > 85 °C cut-out	> 75 °C temperature-dependent power limitation, > 85 °C cut-out	> 75 °C temperature-dependent power limitation, > 85 °C cut-out
forced cooling / RPM-regulated fan. max. 600 m ³ / h	forced cooling / RPM-regulated fan. max. 600 m ³ / h	forced cooling / RPM-regulated fan. max. 600 m ³ / h
IP54t	IP54	IP54
58 dB (A) (only fan noise)	58 dB (A) (only fan noise)	58 dB (A) (only fan noise)
integrated	integrated	integrated
sheet steel	sheet steel	sheet steel
1 360 x 840 x 355 mm	1 360 x 840 x 355 mm	1 360 x 840 x 355 mm
151 kg	151 kg	173 kg

¹⁾ The possible input power is reduced at voltages lower than 350 V. The input current is limited to 34.0 A per input. ²⁾ The possible input power is reduced at voltages lower than 480 V. The input current is limited to 36.0 A per input. ³⁾ Only in conjunction with external Powador Mini-Argus. ⁴⁾ Possible power derating at temperatures above 40 °C.

Conforms to the country-specific standards and regulations according to the country version that has been set.



Powador
30.0 TL3 | 33.0 TL3
36.0 TL3 | 39.0 TL3
40.0 TL3 | 60.0 TL3

98.0 % efficiency

3 MPP trackers, symmetrical and asymmetrical loading possible

Multilingual menu

Cost-saving XL version with integrated combiner box

Graphical display

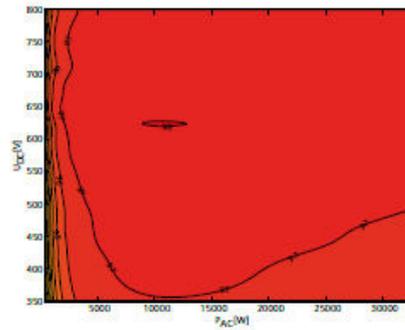
Integrated web server

USB connection for updates

www.kaconewenergy.com

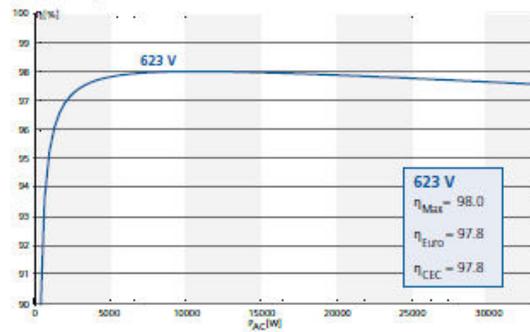
Graphical Display of efficiency

3D efficiency diagram for Powador 39.0 TL3



EN 50506-06-131013

Efficiency characteristic curve for Powador 39.0 TL3



The text and figures reflect the current technical data at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted.

Your retailer

2.3.- ESTRUCTURA SOPORTE

Estructuras | Datos técnicos



Conergy SunTop Trapez

La estructura Conergy SunTop Trapez ha sido específicamente diseñada para su uso en cubiertas de chapa grecada. Se usan soportes especiales a los laterales de las ondas de la chapa de tal manera que se pueden admitir mayores cargas y compensar irregularidades en la cubierta. Los perfiles se colocan de forma sencilla a los soportes. Gracias a un número reducido de componentes, este sistema se coloca más rápidamente y de forma más económica.

Amplia aplicación

Se pueden instalar fácilmente tanto módulos con marco como sin marco sobre casi cualquier tipo de chapa grecada¹ del mercado. La ingeniosa solución de fijación se adapta a todas las formas de ondas y casos de carga. Se puede hasta compensar desniveles en la cubierta.

Disposición Flexible

Se puede cubrir tanto parte como la totalidad de la cubierta con los módulos. Los componentes estándar permiten tanto el montaje en vertical como en horizontal.

Montaje Rápido

La Conergy SunTop Trapez ha sido especialmente diseñada para un montaje rápido y sencillo. El sistema de fijación de los perfiles y el alto grado de pre-ensamblaje y de suministro a medida por Conergy, garantizan un montaje rápido.

Mínimos esfuerzos de planificación, seguridad máxima

Con el software específico de Conergy, el material para una instalación estándar se puede determinar en cuestión de minutos. El software calculará incluso la carga estática y generará la lista completa de materiales y componentes necesarios para la instalación.

Ahorros considerables

La estructura Conergy SunTop Trapez es una solución global eficiente en costes. La cantidad requerida de perfiles y de puntos de fijación se puede optimizar con el cálculo estático a medida de cada proyecto. Todos los componentes se pueden utilizar de forma flexible al estar disponibles en stock, los plazos de entrega se pueden reducir significativamente. Adicionalmente, las fases de planificación e instalación son especialmente cortas, lo cual reduce todavía más el coste del sistema.

Máxima durabilidad

Todos los componentes están realizados en aluminio o acero inoxidable. La alta resistencia a la corrosión garantiza una durabilidad máxima y su posible reciclaje.

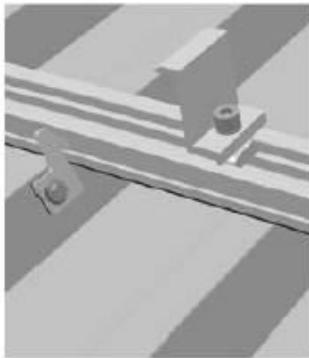


¹ Conergy SunTop Trapez se puede utilizar con casi todas las chapas grecadas del Mercado con un grosor de chapa mínimo de 0,63 mm. Contactar su colaborador Conergy para información más detallada antes de realizar la planificación.

Estructuras | Datos técnicos



Conergy SunTop Trapez



Detalle fijación



Instalación vertical



Instalación horizontal

Conergy SunTop Trapez

Aplicación	Cubiertas inclinadas
Tipo de cubierta	Chapa grecada trapezoidal
Grosor mínimo de la chapa	0.63 mm
Altura mínima de la onda	Libre ¹
Inclinación de la cubierta admisible	Hasta 20° ²
Altura del edificio	Hasta 20 m ²
Tipo de módulos	Con marco y sin marco
Orientación del módulo	Horizontal y vertical
Tamaño del módulo	Libre ³
Posición del módulo	Libre
Compensación posible de desniveles	Hasta 15 mm
Distancia entre fijaciones	Según condiciones de carga (verificación automática por el software de Conergy)
Estándares	Eurocode 1 – Accion sobre estructuras Eurocode 9 – Diseño de aluminio de estructuras
Perfiles	Aluminio extruido (EN AW 6063 T66)
Fijaciones de perfiles	Aluminio (EN AW 5754)
Pequeñas piezas	Acero inoxidable (V2A)
Color	Aluminio
Garantía	10 años ⁴

¹ La altura de onda es flexible. En caso de una altura de onda especialmente baja (menos de 20 mm), la fijación se puede colocar en la cresta como alternativa a la fijación estándar de colocación lateral. La instalación se debe realizar en conformidad con la normativa local relativa a las cubiertas.

² Según la ubicación del proyecto, el edificio, las fijaciones seleccionadas y el tipo de módulo, se pueden aplicar otros valores. Consultar con su colaborador Conergy para mayores detalles.

³ Por motivos de dilataciones térmicas y de las tensiones correspondientes en los perfiles, se recomienda no sobrepasar una longitud de perfil máxima de 12 m.

⁴ Consultar las condiciones de garantía Conergy.

2011©Conergy

La empresa no se hace responsable de posibles errores tipográficos

Conergy_SunTop_Trapez_TD_EBP_2011-05

2.4.- ELEMENTOS DE MONITORIZACIÓN

Datos técnicos | Sistema de Monitorización



Conergy VisionBox

Sistema de monitorización de plantas fotovoltaicas

El sistema Conergy VisionBox permite la monitorización sencilla y eficiente de su sistema fotovoltaico. El sistema combina una pantalla táctil con un sistema de vigilancia integral. El servidor web integrado y la amplia gama de interfaces hacen que el VisionBox sea una solución extraordinariamente flexible para el análisis y seguimiento del sistema fotovoltaico.



Sistema de monitorización avanzado:

- | Sistema intuitivo a través de la pantalla táctil de 5,6 pulgadas.
- | El servidor web integral permite el acceso y control desde cualquier PC con conexión a internet.
- | Exportación completa de datos. Toda la información puede ser guardada en una memoria USB para su posterior análisis en un PC.
- | Alarmas automáticas e informes de errores a través de la pantalla y LEDs. Estas alarmas también se pueden configurar para recibirlos vía SMS, Fax o e-mail.
- | El sensor de temperatura e irradiación (opcional) también pueden conectarse al VisionBox (especialmente recomendado para instalaciones con un único inversor).

Rápido de instalar y actualizar:

- | Ideal para todos los sistemas de energía solar desde 3 hasta 18 MW.
- | A través del puerto USB estándar se puede realizar de manera sencilla la transferencia de datos y la actualizaciones.
- | Configurado para optimizar el autoconsumo.



Gran pantalla táctil en color

Gracias al interface sencillo e intuitivo el usuario puede acceder de manera rápida y fiable a la información deseada. Todos los datos relevantes para el control del sistema fotovoltaico se muestran gráficamente de manera estructurada.



Sistema de monitorización vía internet

Se puede conectar al VisionBox a través de la página www.sunreader.de. Desde este portal podrá acceder a todos los datos, análisis y estadísticas de su sistema fotovoltaico. Los datos pueden ser exportados para su posterior análisis.

Datos técnicos | Sistema de Monitorización



Conergy VisionBox

Sistema de monitorización de plantas fotovoltaicas

Múltiples opciones de conexión

El sistema de monitorización Conergy VisionBox permite cualquier tipo de combinación y la conexión de hasta 60 inversores string de las series Conergy IPG T y Conergy IPG S o inversores centrales Conergy IPG C.



Conergy VisionBox	
Especificaciones	
Dimensiones (Ancho x Alto x Profundidad)	187 x 300 x 54 mm
Peso	675 g
Clase de protección	IP 20
Temperatura ambiente	-10 °C a + 60 °C
Instalación	Montaje en pared o sobre carril DIN
Interface	Ethernet, Entrada SO Relé para activar alarma externa (30 W/500 mA) USB 2.0 (2 tipo A y 1 tipo B) Interface CAN (para inversores monofásicos Conergy) Interface CAN abierto para sensor digital de irradiación y temperatura
Voltaje de entrada	12 - 24V (incluida fuente de alimentación de 230 V)
Autoconsumo	<8 W con pantalla activa (LAN, bus CAN, sin transferencia de datos) <2 W con pantalla en modo de espera (LAN, bus CAN, sin transferencia de datos)
Memoria	32 MB ROM + Tarjeta SD integrada de 1 GB 128 MB RAM
Interface de usuario	Pantalla táctil a color: 11,5 cm x 8,5 cm, 65.536 colores, VGA
Idiomas	Español, Inglés, Alemán, Italiano, Francés, Griego
Alarmas	Internet (e-mail, SMS, fax)* Pantalla LEDs Relé para alarma adicional
Otras funciones	Actualizaciones a través de USB Exportación local de datos a través de USB Acceso remoto a través internet

* Conergy se reserva el derecho a ofrecer estos servicios con cargo en el futuro.

2.5.- CABLEADO

Aceflex RV-K 0,6/1 kV

DRAKA
ENERGÍA

Aplicaciones

Cable flexible para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados

Acometidas, instalaciones de alumbrado público, instalaciones industriales en general y conexionado de máquinas.

Normativa

No propagador de la llama:

UNE-EN 50265-2-1 (IEC 60332-1)

Exento de plomo:

· Por absorción atómica

Cable flexible

Construcción

Según norma UNE 21123-2

Conductor:

Cobre electrolítico recocido desnudo
Formación flexible CL5 s/UNE EN 60228



Aislamiento:

- Polietileno reticulado XLPE, tipo DIX 3.
- Tabla 2A, norma UNE-HD 603-1
- Espesor según anexo 2, tabla 1, de la norma UNE 21123 p-2

Aceflex RV-K 0,6/1 kV

DRAKA
ENERGÍA

Características generales

Código de colores:

UNE 21089-1:2002 /HD 308 S2 2001

Nº Cond.	Color aislamiento
2	Azul, marrón
3	Azul, marrón, amarillo/verde
4	Marrón, negro, gris, amarillo/verde
5	Azul, marrón, negro, gris
> 5	Azul, marrón, negro, gris, amarillo/verde

Cableado:

- Conductores cableados en capas concéntricas

Cubierta exterior:

- Policloruro de vinilo PVC Tipo DMV-18
- Tabla 4A, norma UNE-HD 603-1
- Espesor según anexo 2, tabla 3, de la norma UNE 21123 p-2 y apartado 5.8.3. de la norma HD 603-1

Características técnicas

Tensión nominal: 600/1.000 V

Tensión de servicio: 3.500 V A. (5 minutos)

Rango de temperaturas

- Servicio fijo: - 10 °C a + 90 °C
- Servicio móvil: - 5 °C a + 70 C

Aceflex
RV-K 0,6/1 kV

DRAKA
ENERGÍA

Características Generales

Leyenda: DRAKA 05 (AAAA) (OF) *ACEFLEX RV-K 0,6/1kV* (NxS o NGS)mm² UNE 21123 90 °C (metraje)M ||

Datos Constructivos

Código	N x S / N G S	Ø Exterior	Peso cable	Resistencia	Intensidad	
	mm ²				mm	kg/km
04096.0370	1 x 1,50	5,70	42	13,30	32	18
04101.0370	1 x 2,50	6,15	53	7,98	44	26
04103.0370	1 x 4,00	6,75	70	4,95	57	35
04142.0370	1 x 6,00	7,30	91	3,30	72	46
04097.0370	1 x 10,00	8,20	135	1,91	96	64
03958.0370	1 x 16,00	9,50	192	1,21	125	86
03959.0370	1 x 25,00	11,30	296	0,78	160	120
04057.0370	1 x 35,00	12,40	390	0,554	190	145
04104.0370	1 x 50,00	14,00	531	0,386	230	180
03960.0370	1 x 70,00	15,80	733	0,272	280	230
04105.0370	1 x 95,00	17,90	955	0,206	335	285
04098.0370	1 x 120,00	20,00	1.209	0,161	380	335
04099.0370	1 x 150,00	22,30	1.503	0,129	425	385
04100.0370	1 x 185,00	24,50	1.801	0,106	480	450
04102.0370	1 x 240,00	27,40	2.345	0,0801	550	535
05676.0370	1 x 300,00	29,70	2.910	0,0641	620	615
03769.0370	2 x 1,50	8,60	93	13,30	34	25
03961.0370	2 x 2,50	9,50	123	7,98	49	33
04108.0370	2 x 4,00	10,70	166	4,95	63	44
04058.0370	2 x 6,00	11,80	216	3,30	80	58
04106.0370	2 x 10,00	13,60	325	1,91	107	79
04107.0370	2 x 16,00	16,20	486	1,21	140	103
03770.0370	3 G 1,50	9,10	110	13,30	28	17
03962.0370	3 G 2,50	10,00	146	7,98	40	25
04094.0370	3 G 4,00	11,30	201	4,95	52	34
04059.0370	3 G 6,00	12,50	268	3,30	66	44
03963.0370	3 G 10,00	14,40	411	1,91	88	61
04114.0370	3 G 16,00	17,20	602	1,21	115	82
04115.0370	3 G 25,00	21,10	951	0,78	150	110
04116.0370	3 G 35,00	23,50	1.290	0,554	180	135
03965.0370	4 G 1,50	9,80	130	13,30	28	17
03966.0370	4 G 2,50	10,90	177	7,98	40	25
04060.0370	4 G 4,00	12,30	246	4,95	52	34
03967.0370	4 G 6,00	13,70	332	3,30	66	44
10107.0370	4 x 6,00	13,70	332	3,30	66	44
03968.0370	4 G 10,00	15,80	515	1,91	88	61
25749.0370	4 x 10,00	15,80	515	1,91	88	61
04061.0370	4 G 16,00	19,00	758	1,21	115	82
10106.0370	4 x 16,00	19,00	758	1,21	115	82
29120.0370	4 x 25,00	23,30	1.222	0,78	150	110
29121.0370	4 x 35,00	26,00	1.627	0,554	180	135

Aceflex
RV-K 0,6/1 kV

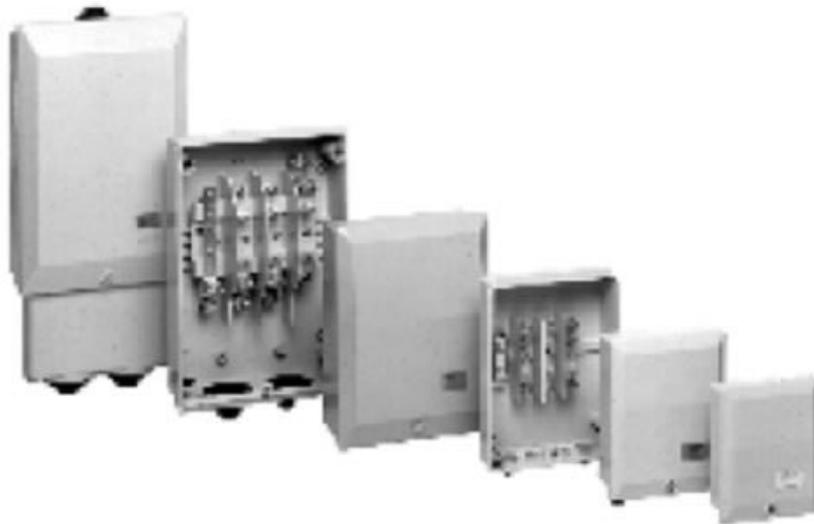
DRAKA
ENERGÍA

Código	N x S / N G S	Ø Exterior	Peso cable	Resistencia	Intensidad	
	mm ²	mm	kg/km	Ω /km a 20 °C	A (25 °C)	A (40 °C)
29122.0370	4 x 50,00	30,10	2.255	0,386	215	165
29123.0370	4 x 70,00	34,60	3.145	0,272	260	210
29130.0370	4 x 95,00	39,40	4.111	0,206	310	260
03970.0370	5 G 1,50	10,60	159	13,30	28	17
03971.0370	5 G 2,50	11,90	219	7,98	40	25
04062.0370	5 G 4,00	13,50	311	4,95	52	34
03975.0370	5 G 6,00	15,00	402	3,30	66	44
04131.0370	5 G 10,00	17,40	626	1,91	88	61
03976.0370	5 G 16,00	20,90	931	1,21	115	82
13863.0370	5 G 25,00	25,80	1.480	0,78	150	110
16212.0370	5 G 35,00	28,70	1.997	0,554	180	135

2.6.- CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN

CGPC

La Caja General de Protección es un elemento de conexión y de protección entre la red de distribución y la línea general de alimentación para el usuario: es "la frontera" de la propiedad y la responsabilidad entre la compañía y el cliente.



Equipados con accesorios de fijación mural

Homologados en las principales compañías eléctricas, tanto en solución sistema NH como en sistema BUC.

Características Constructivas

- Fabricada en poliéster prensado en caliente, reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Provistas de cierre mediante tornillo imperdible y precintable de cabeza triangular de 11mm.
- Las Entradas y Salidas se realizan mediante elementos de ajuste, ya sean conos elásticos o prensaestopas.
- Ventilación interna por convención, para evitar condensaciones.

Características Técnicas

- Grado de Protección IP 43, según EN-IEC 60529 o UNE 20324.
- Grado de protección contra impactos mecánicos IK 09, según UNE-EN 50102 e IEC 62262.
- Posee el doble aislamiento, según UNE-EN 60439-1 e IEC 60439-1.
- Auto extingible a 960°, según UNE-EN 60695-2-10 e IEC 60695-2-10, y grado de severidad.
- Clase térmica E según IEC 60085.
- Resisten a las principales agresiones químicas y atmosféricas.

Detalle

Referencia	UTE 14x51	UTE 22x58	NH-00	NH-0	NH-1	NH2	Terminal	Brida	Borna	Cono	Acoplam.	Botella
	Bases Portafusibles						Conexiones *			Conos E/S **		
Esquema: 1-2												
CGPC-40/1-2	1	-	-	-	-	-	-	25mm ²	-	X	-	-
CGPC-40/1-2 BE	1	-	-	-	-	-	-	-	25mm ² E	X	-	-
CGPC-63/1-2	-	1	-	-	-	-	-	50mm ²	-	X	-	-
CGPC-80/1-2 BE	-	1	-	-	-	-	-	-	50mm ² E	X	-	-
CGPC-100/1-2	-	-	1	-	-	-	M8	-	-	X	-	-
CGPN-100/1-2	-	-	1	-	-	-	M8	-	-	X	-	-
CGPC-100/1-2 BE	-	-	1	-	-	-	-	-	50mm ² E	X	-	-
Esquema: 3-4												
CGPC-40/3-4	2	-	-	-	-	-	-	25mm ²	-	X	-	-
CGPC-63/3-4	-	2	-	-	-	-	-	50mm ²	-	X	-	-
Esquema: 5-6												
CGPC-40/5-6	2	-	-	-	-	-	-	25mm ²	-	X	-	-
Esquema: 7-8												
CGPC-40/7-8	3	-	-	-	-	-	-	25mm ²	-	X	-	-
CGPC-40/7-8 BE	3	-	-	-	-	-	-	-	25mm ² E	X	-	-
CGPC-40/7-8 B	3	-	-	-	-	-	-	-	25mm ² E/S	X	-	-
CGPC-63/7-8	-	3	-	-	-	-	-	50mm ²	-	X	-	-
CGPC-80/7-8 BE	-	3	-	-	-	-	-	-	50mm ² E	X	-	-
CGPC-63/7-8 B	-	3	-	-	-	-	-	-	50mm ² E/S	X	-	-
CGPC-100/7-8	-	-	3	-	-	-	M8	-	-	X	-	-
CGPC-100/7-8 BE	-	-	3	-	-	-	-	-	50mm ² E	X	-	-
CGPN-100/7-8 BE	-	-	3	-	-	-	-	-	50mm ² E	X	-	-
CGPC-100/7-8 B	-	-	3	-	-	-	-	-	50mm ² E/S	X	-	-
CGPN-100/7	-	-	3	-	-	-	-	-	50mm ² E/S	X	-	-
Esquema: 7												
CGPC-160/7	-	-	-	3	-	-	M8	-	-	-	X	-
CGPC-160/7 BE	-	-	-	3	-	-	-	-	95mm ² E	-	X	-
CGPC-160/7 B	-	-	-	3	-	-	-	-	95mm ² E/S	-	X	-
CGPC-250/7	-	-	-	-	3	-	M10	-	-	-	X	-
CGPC-250/7 BE	-	-	-	-	3	-	-	-	150mm ² E	-	X	-
CGPC-250/7 B	-	-	-	-	3	-	-	-	150mm ² E/S	-	X	-
CGPC-400/7	-	-	-	-	-	3	M12	-	-	-	-	X
CGPC-400/7 BE	-	-	-	-	-	3	-	-	240mm ² E	-	-	X
CGPC-400/7 B	-	-	-	-	-	3	-	-	240mm ² E/S	-	-	X

2.7.- FUSIBLES

FUSE LINKS

f fuse links



INDUSTRIAL CYLINDRICAL FUSE LINKS

gR FUSE LINKS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

new
gR

gR FUSE LINKS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

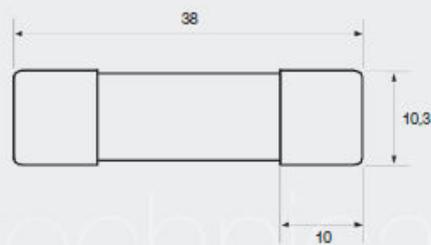
I_n (A)	REFERENCE	U (V)	BREAKING CAPACITY (kA)	PACKING
2		900	30	10/100
3		900	30	10/100
4	491605	900	30	10/100
6	491610	900	30	10/100
8	491615	900	30	10/100
10	491620	900	30	10/100
12	491625	900	30	10/100
16	491630	900	30	10/100
20	491635	900	30	10/100

10x38



491635

DIMENSIONS



technical data



fuse links



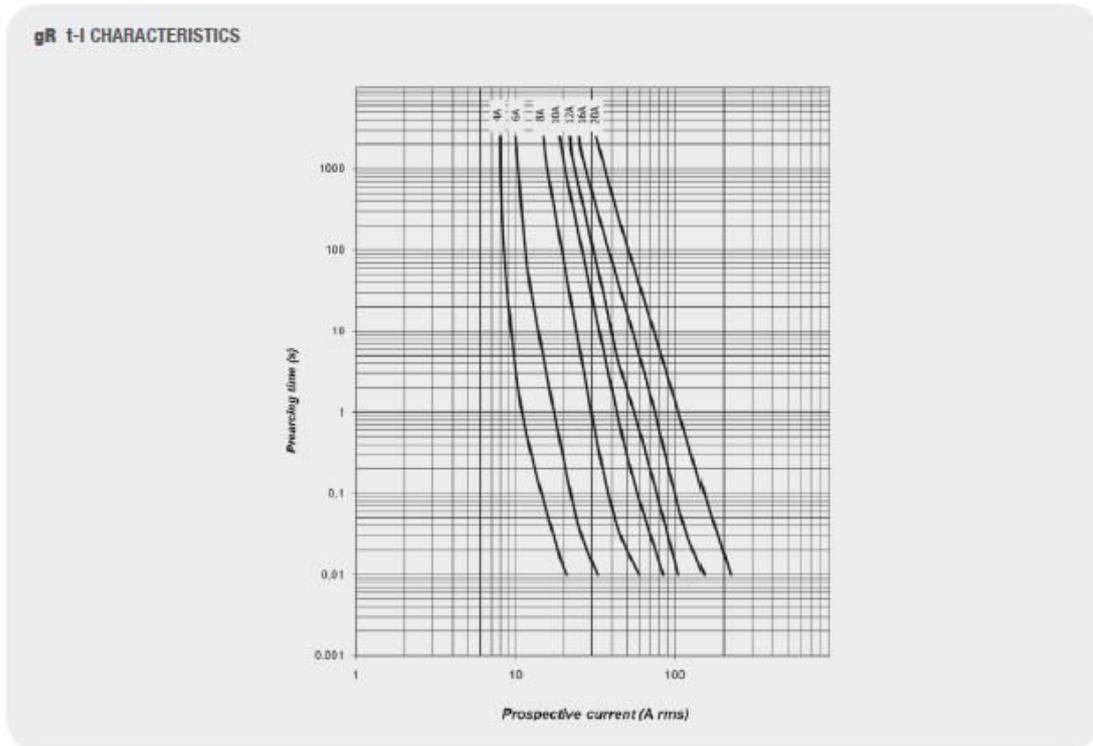


INDUSTRIAL CYLINDRICAL FUSE LINKS

gR FUSE LINKS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS



FUSE LINKS



TECHNICAL DATA

RATED CURRENT (A)	REFERENCE	POWER DISSIPATION (W @ 0,8 In)	POWER DISSIPATION (W @ In)	PREARcing I _p (APS)	OPERATING I _p 900V (APS)
4	491805	1,10	1,85	4	15
6	491810	1,45	2,50	9	42
8	491815	0,95	1,60	12	49
10	491820	1,25	2,15	19	69
12	491825	1,40	2,40	28	97
16	491830	1,80	3,10	48	178
20	491835	2,20	3,80	69	248

2.8.- INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO

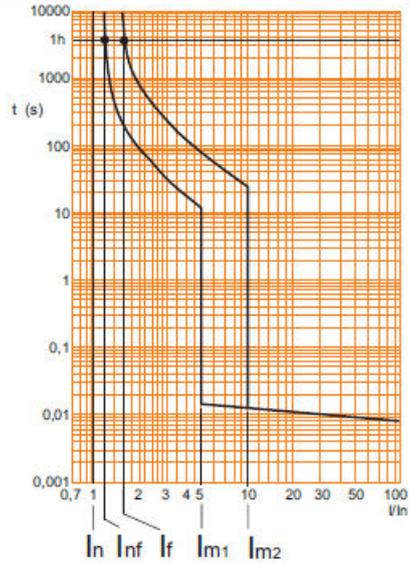


Interruptores termomagnéticos Megatiker

Operación termomagnética

Para protección de cables contra sobrecarga y cortocircuito el tradicional relé térmico es la mejor opción, ya que el bimetálico tiene un comportamiento que es la imagen térmica del cable.
 Los interruptores termomagnéticos Megatiker protegen contra sobrecarga y cortocircuito a los cables y equipos conectados en sistemas de c a c d con valores de corriente nominal de 16 hasta 1,250 A.

Todos los interruptores Megatiker permiten ajuste del disparo térmico; los marcos MA250 al MA/MH1250 adicionalmente cuentan con ajustes en sus valores de corriente de disparo magnético.



Los valores I_{nf} e I_f cambian según la norma de referencia.

Norma	I_{nf}	I_f	Tiempo convencional
IEC 898	$1.13 I_n$	$1.45 I_n$	1 hora para $I_n \leq 63A$ 2 horas para $I_n > 63A$
IEC 947-2	$1.05 I_n$	$1.3 I_n$	1 hora para $I_n \leq 63A$ 2 horas para $I_n > 63A$

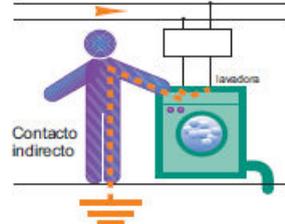
Equipo de protección contra falla a tierra

La protección contra falla a tierra se realiza empleando interruptores diferenciales los cuales tienen la función de interrumpir el circuito cuando una corriente de falla a tierra alcanza los valores ($I_{\Delta n}$) previamente seleccionados en el interruptor diferencial.
 La protección contra falla a tierra garantiza un margen de seguridad óptimo en la prevención de incendios ya que unos cuantos miliamperes de corriente de fuga a tierra provocan el disparo del interruptor diferencial.

El empleo de interruptores diferenciales se debe realizar siempre que se tenga el riesgo de un contacto directo y/o un contacto indirecto.

Un **contacto directo** ocurre cuando una persona toca directamente partes metálicas que están normalmente bajo tensión, un cable energizado con aislamiento dañado, las terminales de conexión de algún equipo, etc.

El **contacto indirecto** a su vez se lleva a cabo cuando una persona entra en contacto con algún elemento de la instalación eléctrica que normalmente no está energizado, pero que pueden en caso de falla en el aislamiento, encontrarse bajo tensión.
 Los interruptores diferenciales tienen dos funciones extremadamente importantes, la protección contra incendios y la protección de las personas.



2.9.- MODULOS DIFERENCIALES

Módulos diferenciales Megatiker

Módulos diferenciales protección contra falla a tierra

Dado que ningún tipo de protección contra Sobrecarga o Corto circuito puede detectar corrientes de dispersión de valores bajos que garanticen la seguridad total de la instalación, se han desarrollado los módulos diferenciales cuyas corrientes de intervención varían desde 30 mA (valor límite de seguridad para las personas) a 3 amperes (protección a equipos e instalaciones). La protección de falla a tierra está disponible en todos los interruptores Megatiker de hasta 250A .

Los módulos diferenciales provocan el disparo del interruptor y pueden operar con solo dos fases activas y a voltaje de solo 50V. Los módulos diferenciales cumplen con las normas IEC 947-2 apéndice B, y se consideran como incondicionalmente confiables ya que no requiere de ningún elemento externo. La funcionalidad de los interruptores diferenciales también se garantiza cuando se usan para protección de circuitos trifásicos y monofásicos. Los interruptores acoplados con los módulos diferenciales mantienen invariable su operación y la posibilidad de accesoriamiento. Todos los módulos diferenciales pueden ser acoplados a los interruptores correspondientes tanto en la versión de tres o cuatro polos.

Módulo diferencial electrónico GS.

La operación de este interruptor depende del voltaje de línea de alimentación en sus terminales. El ajuste del interruptor es regulable tanto en la corriente diferencial como en el tiempo de operación: $I_{\Delta n}=0,03-0,3-1-3A$. $\Delta t=0,03-1-3s$.

Los módulos diferenciales son adecuados para usarse en circuitos con corrientes de falla a tierra de tipo alterno o con componentes pulsantes unidireccionales. Por seguridad estos equipos impiden los ajustes de retraso de tiempo cuando $I_{\Delta n}$ es 0.03A.

Otro mecanismo aísla los circuitos internos para evitar que se dañen durante las pruebas de aislamiento. El reestablecimiento de la operación del módulo diferencial es indispensable para poder operar nuevamente los interruptores.

Los módulos diferenciales GS 160/250 tienen un contacto auxiliar para señalización remota de disparo por falla a tierra. La capacidad de los contactos es de 5A a 230V.

Los módulos diferenciales GS garantizan el funcionamiento del interruptor diferencial aún en caso de la pérdida de una fase.



Características técnicas - Módulos diferenciales



Características técnicas módulos diferenciales Megatiker

Módulo Diferencial	GS125	GS160	GS250
No. de polos	4	4	4
Características eléctricas			
Tipo de módulo diferencial	A - S	A - S	A - S
Corriente nominal In (A)	63-125	160	250
Tensión nominal Vn (V.c.a. a 50-60 Hz)	500	500	500
Tensión de operación (V.c.a. a 50-60 Hz)	230-500	230-500	230-500
Corriente nominal diferencial IΔn (A)	0,03-3	0,03-3	0,03-3
Tiempo de operación diferencial Δt (s)	0-0,3-1-3	0-0,3-1-3	0-0,3-1-3
Capacidad interruptiva diferencial IΔm (% Icu)	60	60	60
Características funcionales			
Unidad de disparo electromecánica	-	-	-
Unidad de disparo electrónica	●	●	●
Acoplamiento lateral	●	●	●
Instalación sobre riel Din 35	●	●	●
Dimensiones y peso			
Peso del interruptor (kg)	0,8	1,1	1,4

Aparatos para distribución de energía Interruptores automáticos para corriente alterna hasta 6300 A

Interruptores automáticos en diseño abierto



sentron_wl

Interruptores automáticos SENTRON WL, 630 a 6300 A



nsk_0851

nsk_3351

nsk_3271

Interruptores automáticos 3WN6 con poder de corte medio, hasta 3200 A
Interruptores automáticos 3WN1 para aplicaciones de c.c., hasta 5000 A
Interruptores automáticos en vacío 3WS1 para larga vida útil, hasta 2500 A
Interruptores automáticos con capacidad de comunicación 3WN

ver el catálogo NS PS

Catálogo NS PS, "Productos y sistemas para la distribución de energía"

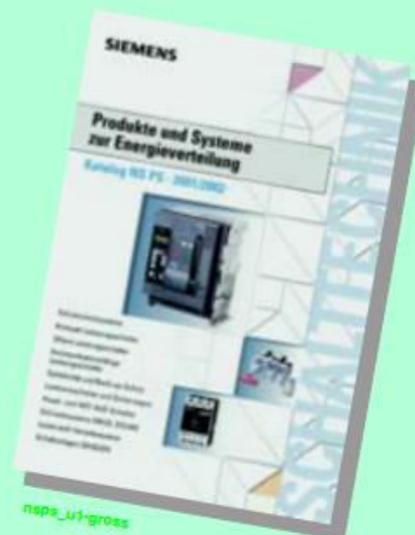
Catálogo NS PS (en inglés) "Products and Systems for Low-Voltage Power Distribution"

La siguiente sección del catálogo contiene la gama completa con los nuevos interruptores automáticos compactos SENTRON VL y una gama esencial con todos los demás interruptores automáticos para baja tensión de 16 a 6300 A.

En el catálogo NS PS "Productos y sistemas para la distribución de energía" se expone la gama completa de interruptores automáticos para baja tensión de 16 a 6300 A así como otros productos y sistemas destinados a la distribución de energía en distribuciones de baja tensión (como, por ejemplo, interruptores de protección de línea (magnetotérmico), sistemas de tableros/cuadros y datos técnicos sobre selectividad y protección de respaldo).

Referencia del catálogo NS PS: E86060-K1801-A101-A1-7600

Visite nuestra página web:
www.siemens.de/energieverteilung



nsps_u1-gross

Interruptores automáticos

SENTRON VL, 3VF SENTRON WL, 3WN, 3WS

Campo de aplicación

Dependiendo de su ejecución, los interruptores automáticos SENTRON VL, 3VF, SENTRON WL y 3W, son apropiados:

- para distribuciones trifásicas, como interruptor de alimentación y de derivación
- para maniobrar y proteger motores, generadores, transformadores y condensadores,
- para máquinas de mecanización y procesos, como interruptores principales; aquí el usuario deberá tener en cuenta las prescripciones relacionadas con la seguridad, el montaje y el accionamiento (DIN VDE 0113),
- como dispositivo de PARADA de EMERGENCIA, según DIN VDE 0113, cuando el interruptor automático esté equipado con un disparador de mínima tensión y se emplee asociado a un aparato de mando de PARADA de EMERGENCIA.

Selección de interruptores automáticos

A la hora de seleccionar los interruptores automáticos, se han de observar, por ejemplo, los siguientes criterios:

- La intensidad de empleo de la distribución/salida determina el tamaño y la intensidad asignada I_n del interruptor (ver "Datos para selección y pedidos").
- La intensidad de cortocircuito prevista en el lugar de instalación del interruptor y la tensión de empleo de la distribución determinan el poder de corte del interruptor (ver "Datos técnicos").
- Selectividad: Los interruptores automáticos compactos sólo ofrecen una limitada selectividad entre sí. En el documento "Selectividad y protección back-up en derivaciones de baja tensión sin fusibles" (también disponible en inglés) se representan en formato de tabla los valores de selectividad para las más diversas combinaciones de interruptores¹, obtenidos a raíz de ensayos. Se puede alcanzar una mayor selectividad retardando brevemente el disparador de cortocircuito. Para ello resultan especialmente aptos los interruptores automáticos SENTRON WL, 3WN6 y 3WN1.

Gama de productos

Interruptores automáticos SENTRON VL y 3VF, compactos, versátiles, potentes y con capacidad de comunicación

- para la protección de distribuciones
- para la protección de motores
- para combinaciones de arranque
- interruptor seccionador
- poder asignado de corte en cortocircuito hasta 100 kA hasta 415 V AC, hasta 35 kA hasta 690 V AC
- intensidad asignada de 16 a 2500 A

Interruptor automático SENTRON WL, potente, modular y con modernas propiedades de comunicación

- para la distribución de energía en edificios y plantas industriales
- intensidad asignada de 630 a 6300 A
- tensión asignada de empleo hasta 1000 V AC
- poder asignado de corte en cortocircuito hasta 100 kA hasta 415/440 V hasta 85 kA hasta 690 V AC, hasta 45 kA hasta 1000 V AC
- plena selectividad

Interruptor automático 3WN6, económico, universal, de tamaño reducido, fácil de mantener y con capacidad de comunicación

- para la distribución de energía en edificios y plantas industriales
- intensidad asignada de 630 a 3200 A
- tensión asignada de empleo hasta 690 V AC
- poder asignado de corte en cortocircuito hasta 80 kA hasta 500 V AC, hasta 50 kA hasta 690 V AC
- plena selectividad hasta 65 kA, hasta 1 s

La gama completa de interruptores automáticos se encuentra en el catálogo NS PS



Interruptor automático 3WN1, para la distribución de energía en redes de c.c.

- para la distribución de energía en redes de gran potencia, máxima selectividad
- intensidad asignada de 800 a 5000 A DC
- tensión asignada de empleo hasta 1000 V DC
- poder asignado de corte en cortocircuito hasta 40 kA hasta 300 V, hasta 30 kA hasta 600 V, hasta 20 kA hasta 1000 V
- plena selectividad hasta 40 kA hasta 1 s

Interruptor automático en vacío 3WS1, libre de mantenimiento para una larga vida útil

- para la maniobra frecuente de altas potencias, hasta 30.000 ciclos de maniobra sin mantenimiento, también libre de mantenimiento después de cortes por cortocircuito
- intensidad asignada de 630 a 2500 A
- tensión asignada de empleo hasta 1000 V AC
- poder asignado de corte en cortocircuito hasta 65 kA hasta 690 V AC, hasta 40 kA hasta 1000 V AC
- plena selectividad hasta 1 s

En este catálogo se expone la gama principal de los interruptores automáticos de baja tensión 3VF de 16 a 2500 A, los interruptores automáticos de baja tensión SENTRON WL, 630 a 6300 A y los interruptores automáticos de baja tensión 3WN de 630 a 3200 A.

La gama completa de interruptores automáticos para corriente alterna y corriente continua hasta 6300 A y todas las figuras con las dimensiones de los interruptores automáticos se exponen en el catálogo NS PS "Productos y sistemas para la distribución de energía", referencia: E86060-K1801-A101-A1-7600 (disponible en alemán e inglés). Referencia: E86060-K1801-A101-A2 (para la versión en alemán).

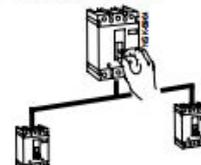
Interruptores automáticos SENTRON VL y 3VF para la protección de motores



Interruptores automáticos SENTRON VL y 3VF para combinaciones de arranque



Interruptores seccionadores SENTRON VL y 3VF



ANEXO N°3: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y
SALUD

3.1 Objeto del estudio de seguridad y salud

Conforme se especifica en el apartado 2 del Artículo 6 del R.D. 1627/1.997, el Estudio Básico deberá precisar:

- Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.

- La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.

- Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto.)

- Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

Este estudio servirá de base para que el Técnico designado por la Empresa adjudicataria de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el artículo 7 del R.D. 1627/97 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

3.2 Normas de seguridad aplicables a la obra

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).

3.3 Descripción de la obra

Tipo de obra

Instalación de paneles fotovoltaicos en la parcela mencionada destinados a la generación de energía y posterior venta.

Instalación eléctrica

Definido en la Memoria, comprende las obras de instalación de las estructuras, instalación de paneles, conexionado de equipos y centro de transformación.

Circulación de personas ajenas a la obra

Con el fin de evitar el riesgo a personas que transiten por las inmediaciones de la obra, debe tomarse como medida de protección el montaje de una valla a base de elemento metálico o prefabricado, que delimite la zona de la obra, así como debe

señalizarse debidamente mediante señales de tráfico la situación de peligro a conductores que puede existir durante el acopio de materiales.

Dado el hecho de que la obra se sitúa en una zona poco transitable no harán falta más medidas.

Suministro de energía eléctrica

Será un sistema conectado a red para el volcado de la energía generada.

Formación

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que éstos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad a emplear.

Se impartirán cursillos de socorrismo y primeros auxilios al personal más cualificado, a fin de que todos los trabajos dispongan de algún socorrista.

3.4.- Instalaciones

3.4.1 Descripción de los trabajos

Conforme a lo mencionado en la Memoria Informativa, la obra comprende los trabajos de solados y alicatados, interviniendo como oficio el solador.

En cuanto a instalaciones, se complementan los trabajos de fontanería y electricidad.

3.4.2 Evaluación de riesgos

En acabados y oficios: Alicatados y soldados.

- Caída de materiales.
- Golpes y aplastamiento en los dedos.
- Salpicadura de partículas a los ojos.

3.4.3 En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

- Caída de personal al mismo nivel por uso indebido de las escaleras.
- Electrocutaciones.
- Cortes en extremidades superiores.
- Caída de objetos.

3.4.4 Medidas preventivas a adoptar

En acabados y oficios: Alicatados y solados.

- La anchura mínima de la plataforma de trabajo libre de material que no sea el estrictamente necesario.

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

- Las conexiones se realizarán siempre sin tensión.
- Las pruebas que se tengan que realizar con tensión, se harán después de comprobar el acabado de la instalación.
- La herramienta manual se revisará con periodicidad para evitar cortes y golpes.

3.4.5 Epi's y protecciones colectivas

En acabados y oficios: Alicatados y solados.

Protecciones personales:

- Mono de trabajo.
- Casco de seguridad homologado para todo el personal.
- Manoplas de cuero.
- Gafas de seguridad.
- Gafas protectoras.
- Mascarillas antipolvo.
- Protecciones colectivas
- Coordinación con el resto de los oficios que intervienen en la obra.

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

3.4.6 Protecciones personales:

- Mono de trabajo.
- Cascos aislantes y de seguridad homologada.
- Calzado antideslizante.

Protecciones colectivas:

- La zona de trabajo estará siempre limpia, ordenada e iluminada adecuadamente.
- Se señalarán convenientemente las zonas donde se esté.

3.5 Plan de seguridad y salud en el trabajo

En aplicación del Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio Básico y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio Básico.

Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero que siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

3.6 Obligaciones de contratistas y subcontratistas

El contratista y subcontratistas están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamientos o circulación.

- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materiales o sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta, en su caso, las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y

salud, durante la ejecución de las obras.

- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud.

- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la Dirección Facultativa.

Los contratistas y subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que le corresponden a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados.

3.7 Obligaciones de trabajadores autónomos

Los trabajadores autónomos están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.

- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.

- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.

- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y

depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materiales o sustancias peligrosas.

- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IX del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras.
- Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidas en el Art. 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1997, de 30 de Mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la Dirección Facultativa.

3.8 Paralización de los trabajos

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

3.9 Derecho de los trabajadores

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

3.10 Vigilancia de la salud y primeros auxilios

Indica la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (ley 31/1995 de 8 de Noviembre), en su art. 22 que el Empresario deberá garantizar a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes a su trabajo. Esta vigilancia solo podrá llevarse a efecto con el consentimiento del trabajador exceptuándose, previo informe de los representantes de los trabajadores,

los supuestos en los que la realización de los reconocimientos sea imprescindible para evaluar los efectos de las condiciones de trabajo sobre la salud de los trabajadores o para verificar si el estado de la salud de un trabajador puede constituir un peligro para sí mismo, para los demás trabajadores o para otras personas relacionadas con la empresa o cuando esté establecido en una disposición legal en relación con la protección de riesgos específicos y actividades de especial peligrosidad.

En todo caso se optará por aquellas pruebas y reconocimientos que produzcan las mínimas molestias al trabajador y que sean proporcionadas al riesgo.

Las medidas de vigilancia de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo respetando siempre el derecho a la intimidad y a la dignidad de la persona del trabajador y la confidencialidad de toda la información relacionada con su estado de salud. Los resultados de tales reconocimientos serán puestos en conocimiento de los trabajadores afectados y nunca podrán ser utilizados con fines discriminatorios ni en perjuicio del trabajador.

El acceso a la información médica de carácter personal se limitará al personal médico y a las autoridades sanitarias que lleven a cabo la vigilancia de la salud de los trabajadores, sin que pueda facilitarse al empresario o a otras personas sin conocimiento expreso del trabajador. No obstante lo anterior, el empresario y las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención serán informados de las conclusiones que se deriven de los reconocimientos efectuados en relación con la aptitud del trabajador para el desempeño del puesto de trabajo o con la necesidad de introducir o mejorar las medidas de prevención y protección, a fin de que puedan desarrollar correctamente sus funciones en materias preventivas.

En los supuestos en que la naturaleza de los riesgos inherentes al trabajo lo haga necesario, el derecho de los trabajadores a la vigilancia periódica de su estado de salud deberá ser prolongado más allá de la finalización de la relación laboral, en los términos que legalmente se determinen.

Las medidas de vigilancia y control de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo por personal sanitario con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

El R.D. 39/97 de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, establece en su art. 37.3 que los servicios que desarrollen funciones de vigilancia y control de la salud de los trabajadores deberán contar con un médico especialista en Medicina del Trabajo o Medicina de Empresa y un ATS/DUE de empresa, sin perjuicio de la participación de otros profesionales sanitarios con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

La actividad a desarrollar deberá abarcar :

- Evaluación inicial de la salud de los trabajadores después de la incorporación al trabajo o después de la asignación de tareas específicas con nuevos riesgos para la salud.

- Evaluación de la salud de los trabajadores que reanuden el trabajo tras una ausencia prolongada por motivos de salud, con la finalidad de descubrir sus eventuales orígenes profesionales y recomendar una acción apropiada para proteger a los trabajadores. Y, finalmente, una vigilancia de la salud a intervalos periódicos.

- La vigilancia de la salud estará sometida a protocolos específicos u otros medios existentes con respecto a los factores de riesgo a los que esté sometido el trabajador. La periodicidad y contenido de los mismos se establecerá por la Administración oídas las sociedades científicas correspondientes.

- En cualquier caso incluirán historia clínico-laboral, descripción detallada del puesto de trabajo, tiempo de permanencia en el mismo y riesgos detectados y medidas preventivas adoptadas. Deberá contener, igualmente, descripción de los anteriores puestos de trabajo, riesgos presentes en los mismos y tiempo de permanencia en cada uno de ellos.

El personal sanitario del servicio de prevención deberá conocer las enfermedades que se produzcan entre los trabajadores y las ausencias al trabajo por motivos de salud para poder identificar cualquier posible relación entre la causa y los riesgos para la salud que puedan presentarse en los lugares de trabajo.

Este personal prestará los primeros auxilios y la atención de urgencia a los trabajadores víctimas de accidentes o alteraciones en el lugar de trabajo.

El art. 14 del Anexo IV A del R.D. 1627/97 de 24 de Octubre de 1.997 por el que se establecen las condiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, indica las características que debe reunir el lugar adecuado para la práctica de los primeros auxilios que habrán de instalarse en aquellas obras en las que por su tamaño o tipo de actividad así lo requieran.

En el centro de trabajo habrá como un botiquín portátil, que constará como mínimo de:

• 1 botella de alcohol (500 cc)
• 1 botella de agua oxigenada (500 cc)
• 1 frasco de antiséptico (Cristalmina, Betadine)
• 10 sobres de gasas estériles (5 unidades por sobre)
• 1 caja de esparadrapo
• 1 caja de tiritas (30 unidades)
• 6 vendas grandes (Orilladas)
• 6 vendas pequeñas (Orilladas)
• 2 vendas elásticas grandes
• 1 caja de Paracetamol 500 mg
• 1 fármaco espasmolítico
• 1 tubo de crema antiinflamatorio
• 1 tubo de crema para las quemaduras
• 1 tijera

3.11 Plan de emergencia

En el caso de producirse una situación de emergencia y teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, se analizan las posibles situaciones de emergencia para así adoptar las medidas necesarias en cuanto a:

Lucha contra incendios.

- Se dispondrá de un extintor en cada vehículo. Serán adecuados en agente extintor y tamaño, al tipo de incendio previsible, y se revisarán cada 6 meses como máximo.

3.11.1 Evacuación de los trabajadores.

El encargado de la obra facilitará en cada momento a los trabajadores una relación con Servicios próximos a su lugar de trabajo. En esta relación figurarán al menos los siguientes apartados:

- Nombre, teléfono y dirección de centros asistenciales próximos.
- Teléfono de paradas de taxis próximas.
- Teléfono de cuerpo de bomberos próximo.
- Teléfono de ambulancias próximas.

Cuando ocurra algún accidente que precise asistencia facultativa, aunque sea leve, y la asistencia médica se reduzca a una primera cura, el Jefe de obra de la contrata principal realizará una investigación del mismo y además de los trámites oficialmente establecidos, pasará un informe a la DIRECCIÓN FACULTATIVA de la obra, en el que se especificará:

- Nombre del accidentado.
- Hora, día y lugar del accidente.
- Descripción del mismo.
- Causas del accidente.
- Medidas preventivas para evitar su repetición.
- Fechas topes de realización de las medidas preventivas.

Este informe se pasará a la Dirección facultativa, como muy tarde, dentro del siguiente día del accidente. La Dirección facultativa de la obra podrá aprobar el informe o exigir la adopción de medidas complementarias no indicadas en el informe.

Para cualquier modificación del Plan de Seguridad y Salud que fuera preciso realizar,

será preciso recabar previamente la aprobación de la Dirección facultativa.

El responsable en obra de la contrata deberá dar una relación nominal de los operarios que han de trabajar en las obras, con objeto de que el servicio de portería y/o vigilancias extienda los oportunos permisos de entrada, que serán recogidos al finalizar la obra; para mantener actualizadas las listas del personal de la contrata, las altas y bajas deben comunicarse inmediatamente de producirse.

El Jefe de obra suministrará las normas específicas de trabajo a cada operario de los distintos gremios, asegurándose de su comprensión y entendimiento. Todo personal de nuevo ingreso en la contrata (aunque sea eventual) debe pasar el reconocimiento médico obligatorio antes de iniciar su trabajo; todo el personal se someterá a los reconocimientos médicos periódicos, según la Orden del 12-1-63 B.O.E. del 13-3-63 y Orden del 15-12-65 B.O.E. del 17-1-66.

3.12 Libro de incidencias

En cada centro de trabajo existirá con fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud un libro de incidencias que constará de hojas por duplicado, habilitado al efecto, y que será facilitado por el Colegio Profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan de seguridad y salud.

El libro de incidencias, que deberá mantenerse siempre en la obra, estará en poder del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, en poder de la Dirección Facultativa.

Al libro tendrá acceso la dirección facultativa de la obra, los contratistas y subcontratistas y los trabajadores autónomos, así como las personas y órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la obra, los representantes de los trabajadores y los técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las Administraciones públicas competentes, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo, relacionadas con los fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud.

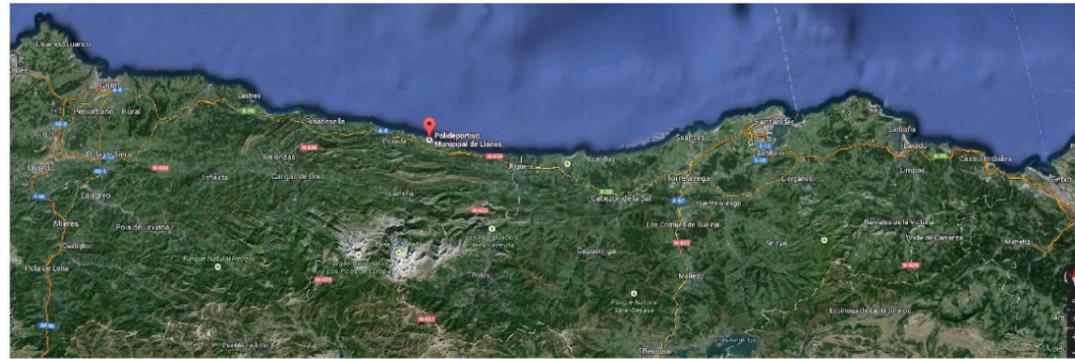
Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, la dirección facultativa, estarán obligados a remitir en el plazo de veinticuatro horas, una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente deberán notificar las anotaciones en el libro al contratista afectado y a los representantes de los trabajadores de éste.

DOCUMENTO N°3: PLANOS

Índice

- Plano de situación.
- Emplazamiento en cubierta de los paneles fotovoltaicos.
- Distribución en la cubierta de los paneles.
- Distribución en la cubierta de los paneles por inversor.
- Situación del grupo de inversores.
- Diagrama unifilar

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo



Mapa de situación de la localidad



Vista aérea del emplazamiento

Situación de voto
E= 1/500000

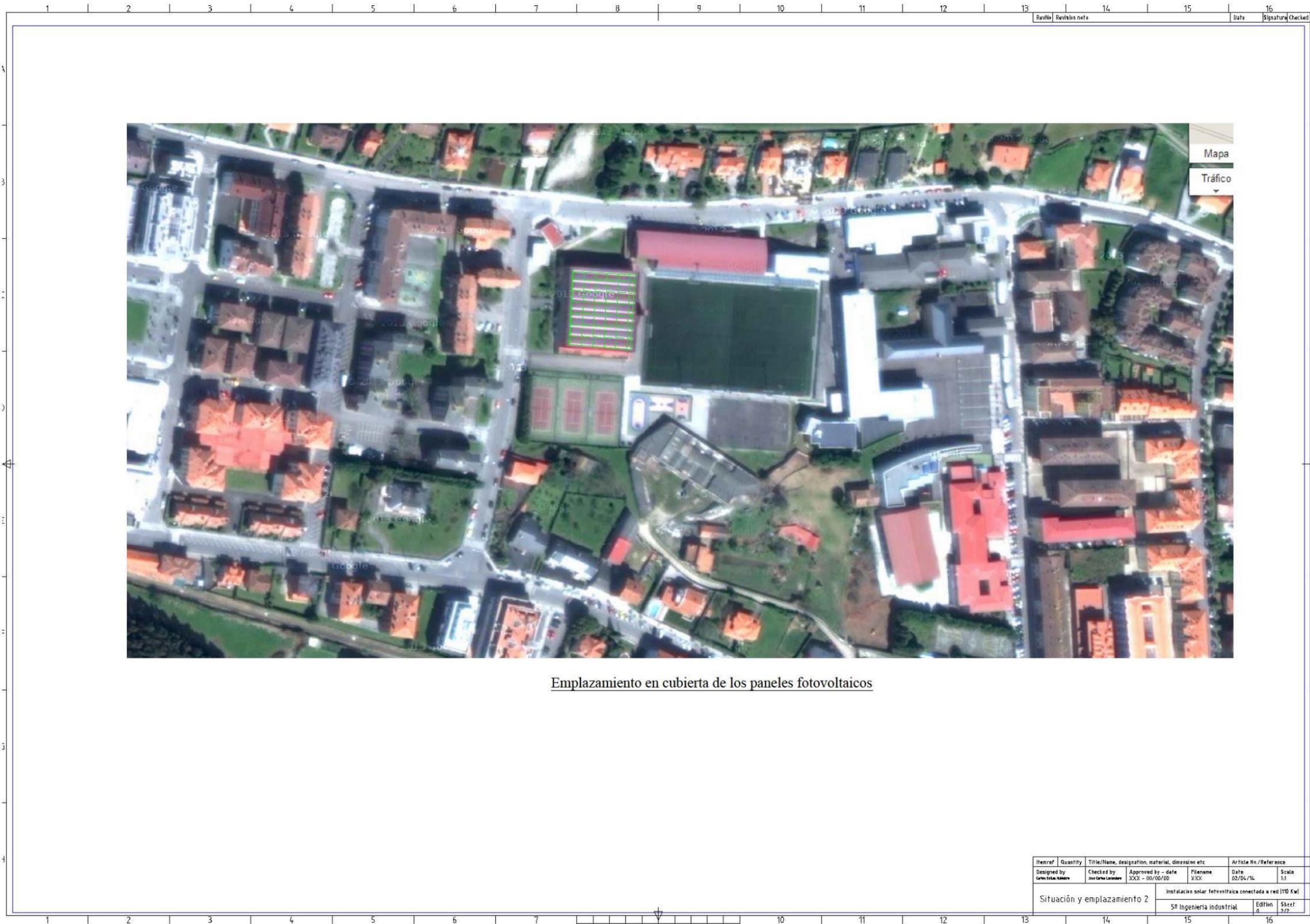
Emplazamiento del polideportivo,
(Calle la tala, llanes ,asturias)
(Escala = 1:3000)

Coordenadas del emplazamiento

Latitud : 43.4253722
Longitud: -4.7661990

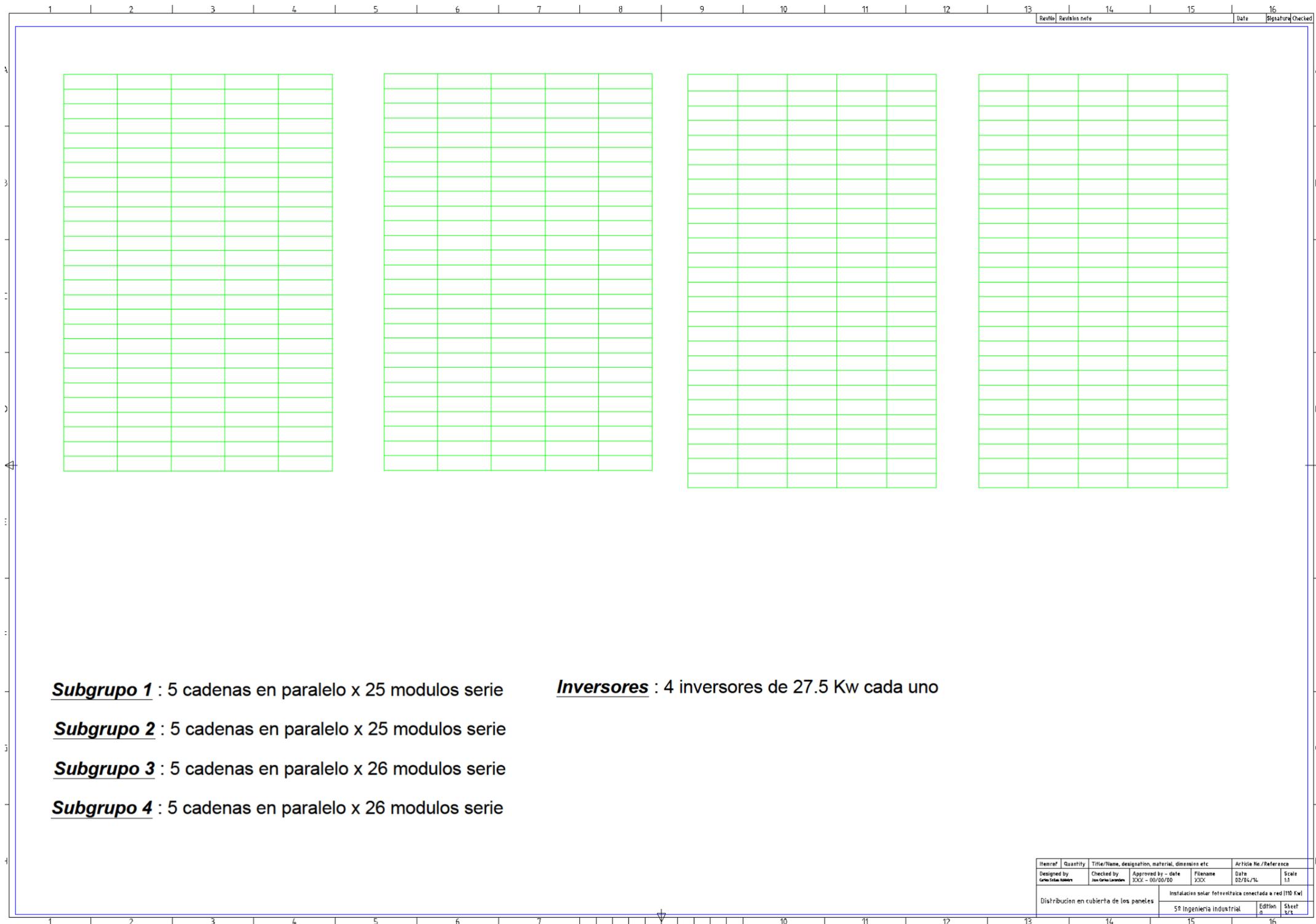
Item/Ref	Quantity	Title/Name, designation, material, dimension etc	Article No./Reference
Designed by Celia Esteban Villaverde	Checked by Javi Cebalga Laredo	Approved by - date XXX - 00/00/00	Date 02/04/16
Situación y emplazamiento		Instalación solar fotovoltaica conectada a red (110 Kw)	
		5ª Ingeniería Industrial	Edición 0
			Sheet 1/2

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

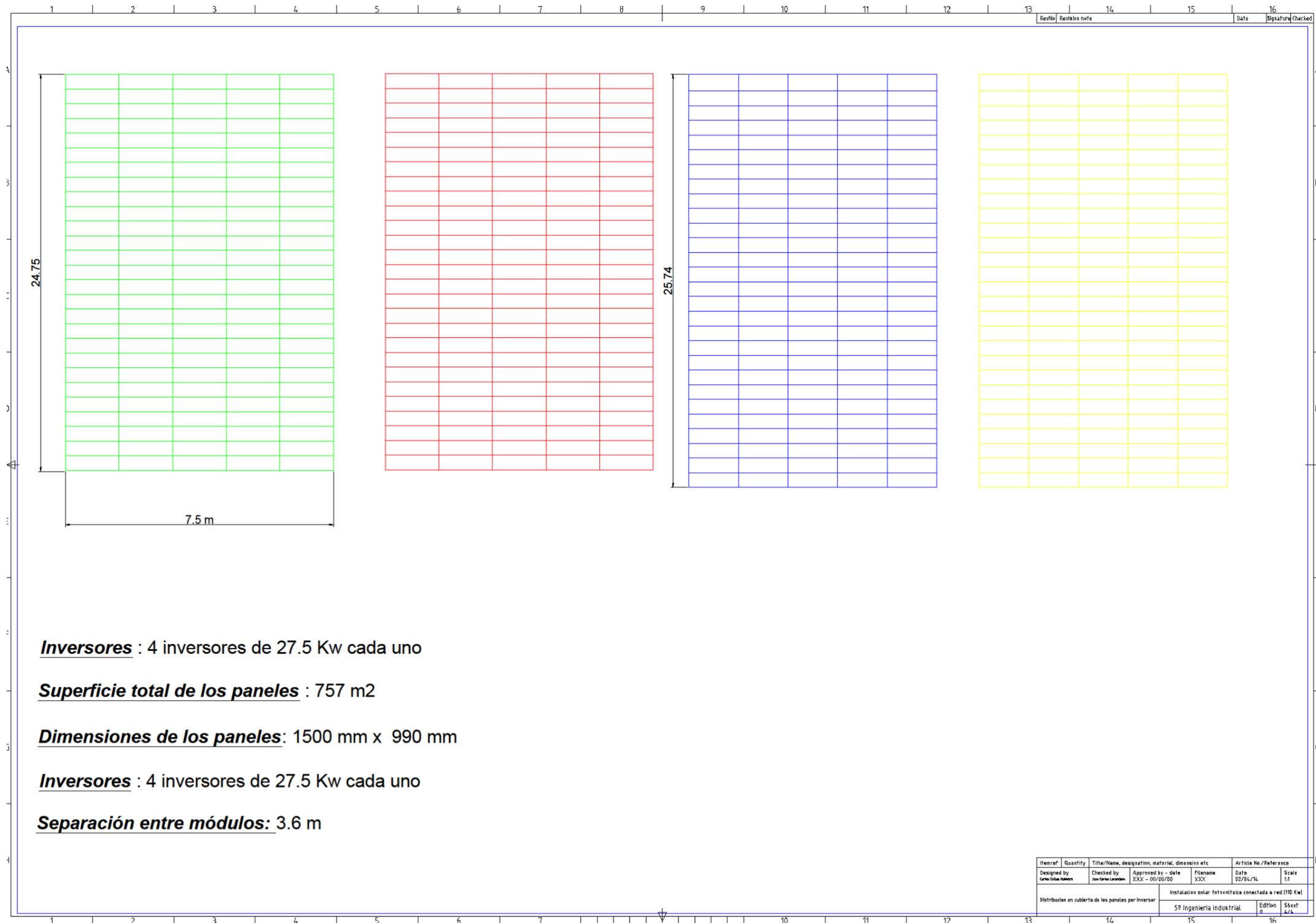


Emplazamiento en cubierta de los paneles fotovoltaicos

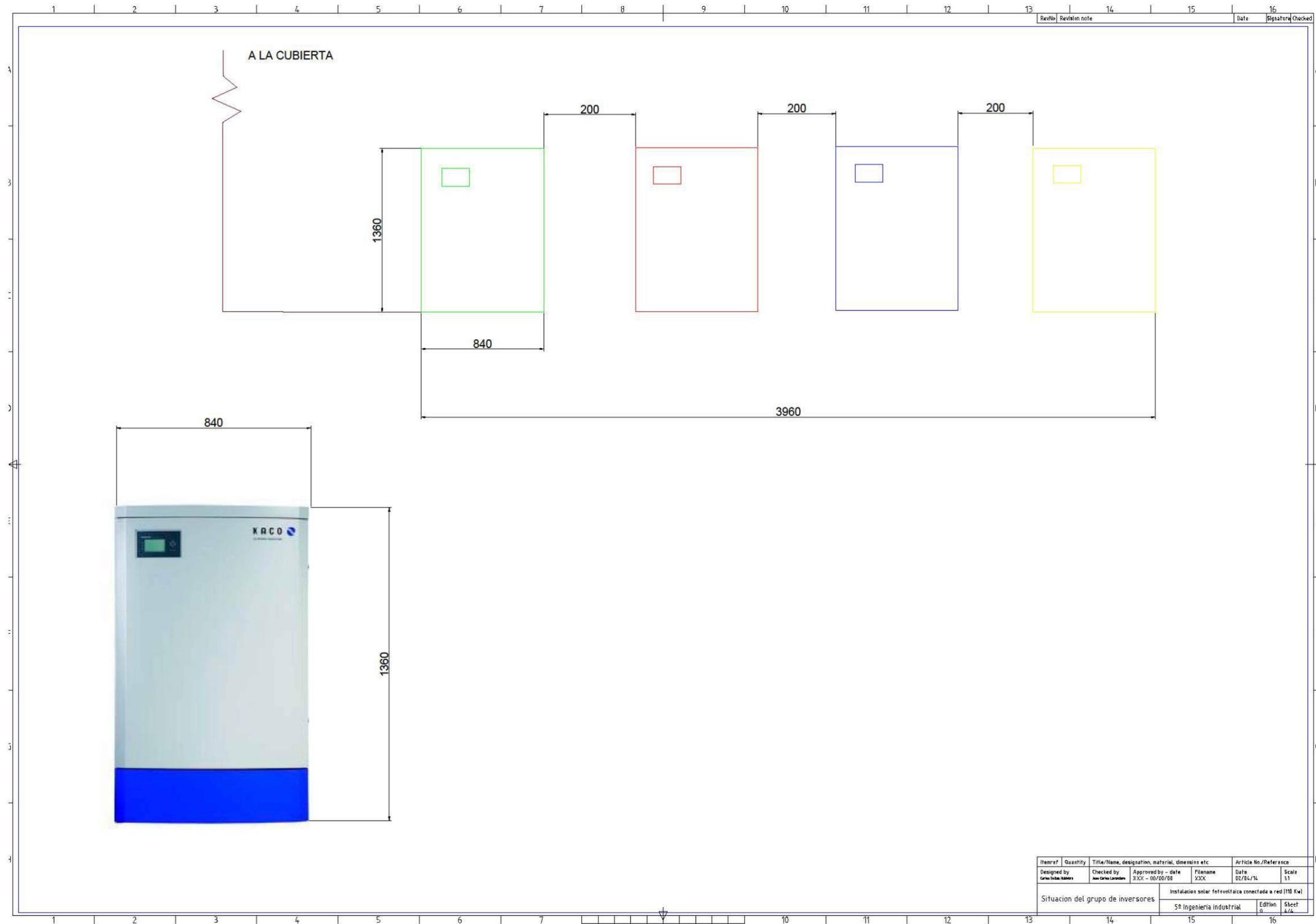
Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo



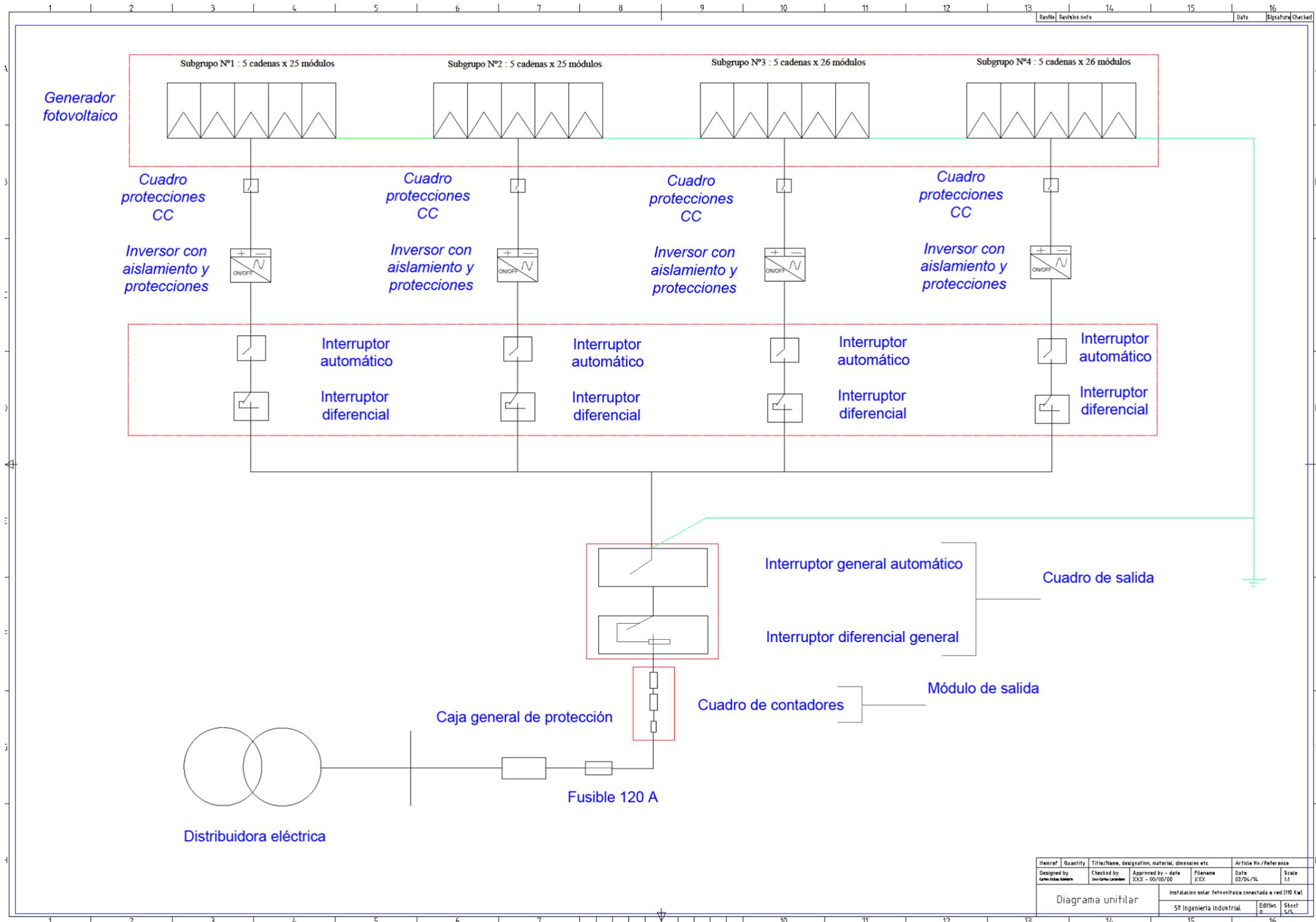
Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo



Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo



Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo



Item	Quantity	Title/Name, designation, material, dimension etc.	Article No./Reference
Designed by	Checked by	Approved by - date	Filename
02/06/14	02/06/14	Scale	1:1
Diagrama unitilar		Instalación solar fotovoltaica conectada a red (110 kW)	
S8 Ingeniería Industrial		Edición	Sheet
		n	5/25

DOCUMENTO N°4: PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la Memoria a presentar con la solicitud de la ayuda, o en la Memoria de Diseño o Proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

4.2 Generalidades

Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red. Podrán optar a esta convocatoria otras aplicaciones especiales, siempre y cuando se aseguren unos requisitos de calidad, seguridad y durabilidad equivalentes. Tanto en la Memoria de Solicitud como en la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones, reservándose el IDAE su aceptación.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

- Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.

- 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. Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).

- Norma UNE_EN 62466 : Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 314/2066, de 17 de mayo , por el que se aprueba el código técnico de la edificación.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre (modificada por la ley 39/199 , de prevención de riesgos laborales).

- Real Decreto 1627/1997 , de 24 de octubre por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- Ley de protección del Ambiente Atmosférico (LPAA).

- Ley 3/1985, de 18 de marzo de metrología y todas sus modificaciones.

- Ordenanza general de Seguridad e Higiene en el trabajo de 9 de marzo de 1971 (OSHT).

- Real Decreto 1955/2000 , de 1 de septiembre , por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red (PCT-C-REV-Julio 2011), del instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE).

- ORDEN FOM /1079/2006 , de 9 de junio por la que se aprueba la instrucción técnica urbanística relativa a las condiciones generales de instalación y autorización de las infraestructuras de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico.

Siempre se considerara la edición más reciente así como la reedición de las anteriormente normas nombradas con las últimas modificaciones oficialmente aprobadas.

En caso de discrepancia entre las normas anteriores y, salvo manifestación expresa en sentido contrario, se entenderá que es válida la prescripción más restrictiva.

4.3 Definiciones

Radiación solar Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m².

Instalaciones fotovoltaicas Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

Línea y punto de conexión y medida La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Potencia nominal del generador Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

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

Célula solar o fotovoltaica Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE) Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM) Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

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

Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4.4 Componentes y materiales

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

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

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

- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc. Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

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

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

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor. Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123. Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaico.

Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Protecciones

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

Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

4.5 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación. Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados

de calidad. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4.6 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo

- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

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

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

Garantías

Ámbito general de la garantía:

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

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

Plazos:

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

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

Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

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

- Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía:

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

4.7 Disposiciones generales

Dentro del plazo fijado en las disposiciones vigentes a la dirección de obra se procederá, en presencia del contratista, a efectuar la comprobación del replanteo extendiéndose acta del resulta, que será firmada por ambas partes.

El contratista queda obligado a la custodia y mantenimiento de las señales que se hayan establecido.

Los replanteos de detalle o complementarios del general, realizados por la dirección de obra , serán efectuados por el contratista según vayan siendo necesarios para la realización de las distintas partes de la obra, debiendo obtener conformidad escrita de la dirección de obra, antes del comienzo de la parte de que se trate, sin cuyo requisito será plenamente responsable de los errores que se pudieran producirse y tomara a su cargo cualquier operación que fuese necesaria su corrección.

Está obligado el contratista a poner en conocimiento del Ingeniero director de obra cualquier error o insuficiencia que observas en las referencias del replanteo general realizado por la dirección de obra, aun cuando ello no hubiese sido advertido al hacerse la comprobación previa que da lugar al Acta. En tal caso, el contratista podrá exigir que se levante un Acta complementaria a esta, en la que consten las diferencias observadas y la forma de subsanarlas.

4.8 Representación del contratista

El Contratista , antes de que se inicien las obras, comunicara por escrito, el nombre de la persona que haya de estar por su parte al frente de la misma, para representarle a todos los efectos, e inherentes al contrato Este representante habrá de reunir las condiciones de titulación y experiencia profesional suficiente, a juicio de la dirección de obra , y deberá residir en la zona donde se desarrollan los trabajos

No podrá ser sustituido sin previo conocimiento y aceptación por parte de la misma. Igualmente comunicara los nombres, condiciones y organigrama de las personas que, dependiendo del citado representante, hayan de tener mando y responsabilidad en sectores de la obra.

Al iniciarse los trabajos , la representación de la contrata y la dirección de la obra acordaran los detalles de sus relaciones ,estableciéndose modelos para la comunicación escrita entre ambos , así como , la periodicidad y nivel para el control de la marcha de las obras y examen de análisis y ensayos.

4.9 Programa de trabajos

En el plazo de forma previsto en las disposiciones vigentes el contratista está obligado a presentar un programa de trabajo, Este programa habrá de estar ampliamente razonado y justificado, teniéndose en cuenta los plazos de llegada a la obra de materiales , así como la incidencia que sobre su desarrollo hayan de tener las circunstancias climatológicas , de movimiento de personal y cuantas de carácter general sean estimables según cálculos estadísticos de probabilidades , siendo obligado ajuste con el plazo fijado en la licitación.

La maquinaria y medios auxiliares de toda clase que figuran en el programa de trabajo, los serán , a efectos indicativos, pero el contratista está obligado a mantener en obra y en servicio ,cuantos sean previstos para el cumplimiento de los objetivos intermedios o finales o para la corrección oportuna de los desajustes que pudieran producirse respecto a las previsiones , todo ello, en orden al escaso cumplimiento del plazo total y de los parciales contratados para la realización de las obras.

Las demoras en la corrección de los defectos que pudieran tener el programa de trabajo propuesto por el contratista, se produjeran respecto al plazo legal para su

presentación, no serán tenidas en cuenta como aumento del concedido para realizar las obras, por lo que el contratista queda obligado siempre a hacer previsiones y el consiguiente empleo de medios de manera que no se altere el cumplimiento de aquel.

4.10 Prescripciones complementarias

Todo lo que , sin apartarse del espíritu general del proyecto o de las disposiciones generales al efecto se dicte por quien corresponda u ordene el Ingeniero director de obra, será ejecutado obligatoriamente por el contratista , aun cuando no este estipulado expresamente en este pliego de condiciones .Todas las obras se ejecutaran atendiéndose a las reglas de la buena construcción y con materiales de primera calidad, con sujeción a las normas del presente pliego de condiciones ,En aquellos casos en los que no se detallan las condiciones tanto de los materiales como de la ejecución de las obras, se atenderá a lo que la costumbre ha indicado como regla de buena construcción.

4.11 Contradicciones en la documentación

Lo mencionado en el Pliego de condiciones y omitido en los planos del proyecto definición de los precios o viceversa , deberá ser ejecutado como si estuviese contenido en todos estos documentos. En caso de contradicción entre los planos del proyecto y el pliego de condiciones , prevalecerá lo escrito en este último.

4.12 Confrontación de planos y medida

El contratista deberá confrontar los planos y comprobar las cotas antes del inicio de la obra y , será el responsable de cualquier error que hubiera podido evitar de haberlo realizado.

4.13 Construcciones auxiliares y provisionales

El contratista queda obligado a construir por su cuenta y, a retirar al fin de la obra todas las edificaciones auxiliares para oficinas , almacén ,cobertizos , instalaciones sanitarias y demás de tipo provisional y , una vez retirados , deberá procederse a la limpieza de los lugares ocupados por parte de la contrata.

El contratista está obligado al cumplimiento del Real Decreto 485/97, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Todas estas obras estarán supeditadas a la aprobación del Ingeniero director de obra, en lo que se refiere a ubicación y cotas en incluso al aspecto de las mismas, cuando la obra principal así lo exija.

DOCUMENTO N°5: PRESUPUESTO Y
MEDICIONES

5.1 Introducción

La realización de presupuestos y mediciones dentro de cualquier tipo de construcciones de obra civil es uno de los pasos más importantes dentro del proyecto, ya que determina la viabilidad del mismo, así como la posibilidad de actuar realizando cambios para la adecuación económica del mismo.

Para la realización de nuestro presupuesto vamos a subdividir la instalación en una serie de apartados que analizaremos:

- Estructura soporte
- Sistema captador (Sistema fotovoltaico)
- Instalaciones eléctricas
- Seguridad y salud
- Ingeniería y puesta en marcha

Para el cálculo de los presupuestos, haremos uso del programa **ZGESTION**, donde podremos obtener datos más precisos de nuestros presupuestos.

ZGESTION es un programa de facturación y gestión para empresas que requieren presupuestos, albaranes, facturas, control de stock y almacén, impresión de recibos, facturación de albaranes, TPV, etc.

Realizaremos un conteo de todos los recursos necesarios para la ejecución de la obra, Este apartado reflejara las cantidades de todos los elementos a adquirir, servicios ajenos, a terceros...

Posteriormente, realizaremos un presupuesto parcial, teniendo en cuenta las cantidades anteriormente expuestas y su precio unitario.

A continuación un presupuesto de obra civil, necesario para la instalación de los paneles fotovoltaicos así como un apartado para gastos imprevistos, que corresponderá a un porcentaje del presupuesto calculado.

Por ultimo señalaremos un presupuesto final, teniendo en cuenta todo lo anterior así como un apartado de conclusiones.

5.2 Recursos

MATERIALES		
Concepto	Cantidad	Unidad
Módulos fotovoltaicos Kyocera KD 210GH-2PU	510	ud
Inversores KAKO POWADOR 33.0 TL3	4	ud
Estructura soporte Conergy SunTop Trapez	1	ud
Monitorización Conergy VisionBox	1	ud
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 2.5mm2	60	m
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 10 mm2	2	m
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 70 mm2	2	m
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 70 mm2	25	m
Cuadro principal de corriente alterna	1	ud
Caja general de proteccion "Claved"	1	ud
Cuadro de protecciones de corriente continua	4	ud
Cuadro de protecciones de corriente Alterna	4	ud
Interruptor automatico	4	ud
Interruptor diferencial	4	ud
Interruptor general automático	1	ud
Interruptor general diferencial	1	ud
Fusible 120 Ampérios	1	ud

INSTALACIÓN Y OBRA CIVIL		
Concepto	Cantidad	Unidad
Instalación de paneles y estructura soporte	1	ud
Instalación del cableado	89	m
Elementos auxiliares y otros costes	1	ud
Puesta a tierra	1	ud

SEGURIDAD Y SALUD		
Concepto	Cantidad	Unidad
Protecciones colectivas	1	ud
Protecciones individuales	1	ud
Extincion de incendios	1	ud
Instalaciones de higiene y bienestar	1	ud
Medicina preventiva	1	ud

INGENIERIA Y PUESTA EN MARCHA		
Concepto	Cantidad	Unidad
Ingenieria de legalización de la instalación electrica	1	€

5.3 Precios unitarios

MATERIALES		
Concepto	Precio unitario	Unidad
Módulos fotovoltaicos Kyocera KD 210GH-2PU	203,7	€/ud
Inversores KAKO POWADOR 33.0 TL3	6460	€/ud
Estructura soporte Conergy SunTop Trapez	10220	€/ud
Monitorización Conergy VisionBox	750	€/ud
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 2.5mm2	0,61	€/m
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 10 mm2	1,02	€/m
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 70 mm2	3,85	€/m
Cableado Aceflex 0.6/1 KW 70 mm2	3,85	€/m
Cuadro principal de corriente alterna	1800	€/ud
Caja general de proteccion "Claved"	152,22	€/ud
Cuadro de protecciones de corriente continua	510,45	€/ud
Cuadro de protecciones de corriente Alterna	510,45	€/ud
Interruptor automatico	46,67	€/ud
Interruptor diferencial	46,67	€/ud
Interruptor general automático	389,04	€/ud
Interruptor general diferencial	345,03	€/ud
Fusible 120 Ampérios	37,28	€/ud

INSTALACIÓN Y OBRA CIVIL		
Concepto	Precio unitario	Unidad
Instalación de paneles y estructura soporte	483,96	€/ud
Instalación del cableado	2	€/m
Elementos auxiliares y otros costes	15000	€/ud
Puesta a tierra	1500	€/ud

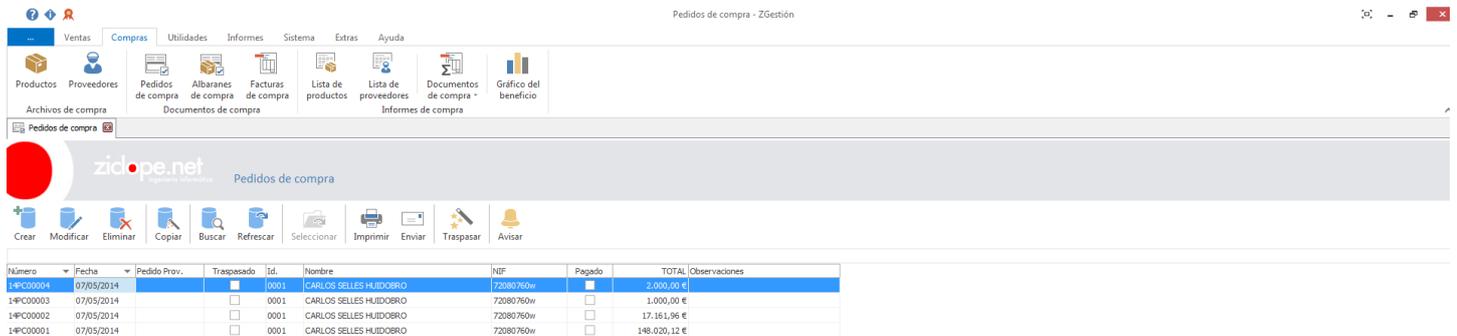
Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

SEGURIDAD Y SALUD		
Concepto	Precio	Unidad
Protecciones colectivas	135	€/ud
Protecciones individuales	270	€/ud
Extincion de incendios	60	€/ud
Instalaciones de higiene y bienestar	420	€/ud
Medicina preventiva	115	€/ud

INGENIERIA Y PUESTA EN MARCHA		
Concepto	Precio	Unidad
Ingenieria de legalización de la instalación electrica	2000	€/ud

5.4 Sumas parciales

A continuación nos dirigiremos al programa ZGESTION, de forma que creando un usuario y generando nuestros pedidos de compras podremos obtener presupuestos tanto parciales como presupuestos completos.



The screenshot shows the ZGESTION software interface. At the top, there is a menu bar with options like Ventas, Compras, Utilidades, Informes, Sistema, Extras, and Ayuda. Below the menu is a toolbar with icons for various functions such as Productos, Proveedores, Pedidos de compra, Albaranes de compra, Facturas de compra, Lista de productos, Lista de proveedores, Documentos de compra, and Gráfico del beneficio. The main window displays a table of purchase orders with the following data:

Número	Fecha	Pedido Prov.	Traspasado	Id.	Nombre	NIF	Pagado	TOTAL	Observaciones
14PC00004	07/05/2014		<input checked="" type="checkbox"/>	0001	CARLOS SELLES HUIDOBRO	72080760w	<input checked="" type="checkbox"/>	2.000,00 €	
14PC00003	07/05/2014		<input type="checkbox"/>	0001	CARLOS SELLES HUIDOBRO	72080760w	<input type="checkbox"/>	1.000,00 €	
14PC00002	07/05/2014		<input type="checkbox"/>	0001	CARLOS SELLES HUIDOBRO	72080760w	<input type="checkbox"/>	17.161,96 €	
14PC00001	07/05/2014		<input type="checkbox"/>	0001	CARLOS SELLES HUIDOBRO	72080760w	<input type="checkbox"/>	148.020,12 €	

Dado que estamos realizando un proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica para una cubierta de un polideportivo, optaremos por elegir la opción de compra, donde introduciremos todos los datos de cada uno de los elementos que componen la instalación, tanto los referentes a los materiales como los referentes a las instalaciones y obra civil correspondiente.

Con ello obtendremos un valor aproximado del presupuesto necesario para abordar el proyecto. A continuación expondré los materiales con su precio unitario ya introducidos en el programa, donde podremos ver los precios tanto unitarios como precios totales.

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

Modificar : Pedidos de compra

Datos generales | Datos adicionales | Observaciones

Número: 14PC00001 Fecha: 07/05/2014 Nombre: CARLOS SELLES HUIDOBRO (000)

Condiciones: Sin IVA IRPF
 Pagado RE Traspasado

Dirección: CAMINO LA TALA LLANES (ASTURIAS)
 CP/Ciudad: 33500 llanes
 NIF: 72080760w Pedido prov.:

Lista de conceptos

Crear Modificar Eliminar Aceptar Cancelar

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Dto.	IVA	Importe
	Módulos fotovoltaicos Kyocera KD 210GH-2PU	510	203,7000 €			103.887,0000 €
	Inversores KAKO POWADOR 33.0 TL3	4	6.460,0000 €			25.840,0000 €
	Estructura soporte Conergy SunTop Trapez	1	10.220,0000 €			10.220,0000 €
	Monitorización Conergy VisionBox	1	750,0000 €			750,0000 €
	Cableado Aceflex 0.6/1 KW 2.5mm2	60	0,6100 €			36,6000 €
	Cableado Aceflex 0.6/1 KW 10 mm2	2	1,0200 €			2,0400 €
	Cableado Aceflex 0.6/1 KW 70 mm2	2	3,8500 €			7,7000 €
	Cableado Aceflex 0.6/1 KW 70 mm2	25	3,8500 €			96,2500 €
	Cuadro principal de corriente alterna	1	1.800,0000 €			1.800,0000 €
	Caja general de proteccion "Claved"	1	152,2200 €			152,2200 €
	Cuadro de protecciones de corriente continua	4	510,4500 €			2.041,8000 €
	Cuadro de protecciones de corriente Alterna	4	510,4500 €			2.041,8000 €
	Interruptor automatico	4	46,6700 €			186,6800 €
	Interruptor diferencial	4	46,6700 €			186,6800 €
	Interruptor general automático	1	389,0400 €			389,0400 €
	Interruptor general diferencial	1	345,0300 €			345,0300 €
	Fusible 120 Ampérios	1	37,2800 €			37,2800 €

Descuento: Base Imponible 148.020,12 € % IVA 0 % IVA 0,00 €

TOTAL
148.020,12 €

Verificar stock Imprimir Aceptar Cancelar

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

Crear : Pedidos de compra
_ □ ×

Datos generales | Datos adicionales | Observaciones

Número: Fecha: Nombre:

Condiciones: Sin IVA IRPF Dirección:

Pagado RE Traspasado CP/Ciudad:

NIF: Pedido prov.:

Lista de conceptos

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Dto.	IVA	Importe
	Protecciones colectivas	1	135,0000 €		0 %	135,0000 €
	Protecciones individuales	1	270,0000 €			270,0000 €
	Extinción de incendios	1	60,0000 €			60,0000 €
	Instalaciones de higiene y bienestar	1	420,0000 €			420,0000 €
	Medicina preventiva	1	115,0000 €			115,0000 €

Descuento: Base Imponible: % IVA: IVA:

TOTAL
1.000,00 €

Verificar stock

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

Crear: Pedidos de compra

Datos generales | Datos adicionales | Observaciones

Número: 14PC00004 Fecha: 07/05/2014 Nombre: CARLOS SELLES HUIDOBRO (0001)

Condiciones: Sin IVA IRPF Pagado RE Traspasado

Dirección: CAMINO LA TALA LLANES (ASTURIAS)

CP/Ciudad: 33500 llanes

NIF: 72080760w Pedido prov.:

Lista de conceptos

Crear Modificar Eliminar Aceptar Cancelar

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Dto.	IVA	Importe
	Ingeniería de legalización de la instalación eléctrica	1	2.000,0000 €			2.000,0000 €

Descuento: Base Imponible: 2.000,00 € % IVA: 0 % IVA: 0,00 €

TOTAL
2.000,00 €

Verificar stock Imprimir Aceptar Cancelar

5.5 Presupuesto final

El presupuesto final constará de la suma de los presupuestos parciales obtenidos anteriormente con el programa **ZGESTION**

PRESUPUESTO FINAL	CANTIDAD
CONCEPTO	
MATERIALES	148020,12
INSTALACION Y OBRA CIVIL	17161,96
SEGURIDAD Y SALUD	1000
INGENIERIA Y PUESTA EN MARCHA	2000
TOTAL	168182,08

El presupuesto de Ejecución de material asciende a la cantidad de CIENTO SESENTA Y OCHOMIL CIENTO OCHENTA Y DOS EUROS CON OCHO CENTIMOS.

Por otro lado tendremos en cuenta otros factores como los gastos generales, que constituirán el 7% del presupuesto general de ejecución , así como el beneficio industrial, que será del 6% y el IVA que se corresponde con el 21% de forma que el total del presupuesto será de :

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red en la cubierta de un polideportivo

Presupuesto de Ejecución Material	168.182,08 €
Gastos generales (7%)	11.772,74 €
Beneficio industrial (6%)	10.090,92 €
SUBTOTAL	190045,74 €
I.V.A (21%)	42.028,70 €
TOTAL	229.955,34 €

El presupuesto de Ejecución por contrata asciende a **DOSCIENTOS VEINTINUEVEMIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y CINCO CON TREINTA Y CUATRO CENTIMOS.**

