



## TÍTULO

**PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED  
EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE**

## AUTOR

**Daniel Torres Blanco**

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2014**

Tutor	Jorge Aguilera Tejero
Curso	Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2012/2013)
ISBN	978-84-7993-582-5
©	Daniel Torres Blanco
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	Octubre de 2013



## Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

### Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

### Bajo las condiciones siguientes:

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

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA**

**MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS  
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**



**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**Octubre 2013**

**PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED  
EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE**

AUTOR: Daniel Torres Blanco

TUTOR: Jorge Aguilera Tejero

# ÍNDICE GENERAL

---

1-INTRODUCCIÓN .....	4
2-OBJETIVOS .....	5
3-MEMORIA .....	6
3.1-Emplazamiento de la instalación .....	6
3.2-Descripción de la instalación.....	7
3.2.1-Módulos fotovoltaicos .....	8
3.2.2-Inversores.....	9
3.2.3-Cableado .....	10
3.2.4-Protecciones .....	11
3.2.5-Contador.....	14
3.3-Normativa de aplicación.....	14
3.4-Dimensionado de la instalación.....	16
3.4.1-Cumplimiento del Código Técnico de la Edificación .....	16
3.4.2-Dimensionado de generador e inversores .....	17
3.4.3-Distancia entre filas de módulos. Condicionantes arquitectónicos .....	24
3.4.4-Cableado .....	25
3.4.4.1-Tramo ramas de módulos-caja de continua.....	26
3.4.4.2-Tramo caja de continua-inversor .....	29
3.4.4.3-Tramo de alterna .....	32
3.4.5-Protecciones .....	35
3.4.5.1-Interruptores por rama .....	35
3.4.5.2-Interruptor principal de continua .....	37
3.4.5.3-Interruptor en alterna .....	38
3.4.5.4-Descargadores .....	39
3.4.5.5-Contra contactos directos .....	40
3.4.5.6-Contra contactos indirectos .....	41
3.4.5.7-En la interconexión.....	41
3.5-Cálculo de la estructura soporte.....	42
3.5.1-Acciones sobre la estructura .....	42
3.5.2-Tipo de estructura .....	45
3.6-Producción energética .....	49
3.7-Impacto ambiental de la instalación .....	52
3.8-Organización y programación de trabajos.....	52
3.8.1-Diagrama Gantt .....	56
3.8.2-Diagrama Pert .....	56

4-PLIEGO DE CONDICIONES .....	57
4.1-Condiciones técnicas .....	57
4.1.1-Objeto .....	57
4.1.2-Elementos de la instalación .....	57
4.1.3-Recepción y pruebas.....	58
4.2-Montaje de componentes .....	58
4.3-Garantía de los componentes .....	60
4.4-Mantenimiento de la instalación .....	61
5-MEDICIONES Y PRESUPUESTO .....	62
6-ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....	73
6.1-Objeto .....	73
6.2-Coordinador de seguridad y salud .....	73
6.3-Principios generales de prevención.....	74
6.4-Descripción de la instalación.....	74
6.5-Enumeración de posibles riesgos.....	75
6.5.1-Riesgos en los profesionales .....	75
6.5.2-Otros riesgos .....	77
6.6-Medidas de prevención .....	78
6.6.1-Características generales de las medidas .....	78
6.6.2-Medidas de prevención individuales .....	78
6.6.3-Medidas de prevención colectivas.....	79
6.7-Normas de seguridad .....	79
6.8-Primeros auxilios .....	80
7-PLANOS.....	80
7.1-Situación y Emplazamiento	
7.2-Estado Actual	
7.3-Estado Reformado	
7.4-Estructura soporte	
7.5-Esquema unifilar	
8-CONCLUSIONES .....	86
9-BIBLIOGRAFÍA.....	87
9.1-Documentación y libros utilizados .....	87
9.2-Software utilizados.....	88
9.3-Páginas Web consultadas .....	88
10-ANEXOS.....	89

# 1-INTRODUCCIÓN

---

La producción y consumo de energía es la principal fuente de emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero a nivel mundial, si bien, en los últimos años, es cuando se han reducido de manera importante dichas emisiones debido, entre otras iniciativas, a la utilización de energías de tipo renovable además de por una mayor eficiencia en el consumo de la energía.

De esta forma, es la energía renovable la que más ha evolucionado en los últimos veinte años de entre los tipos de energía producidas en España, siendo en el año 2010 cuando la producción de energía renovable en nuestro país evitó que se importara energía por un valor equivalente al 0,22% del PIB de dicho año, teniendo en cuenta que en ese año la dependencia energética del exterior fue de más del 88% además, entre 2005 y 2010, la utilización de energías renovables en España evitó la emisión de más de 145 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera apreciándose, de esta forma, la doble vertiente de beneficios que trae consigo la utilización de estas energías tanto en el plano económico como medioambiental.

De entre los tipos de energías renovables utilizados en España destaca la Solar Fotovoltaica la cual alcanzó un importante desarrollo, en cuanto a potencia instalada, en los años 2007-2008 (2.600 megavatios se instalaron en 2008), pero el posterior desarrollo normativo en 2009 y 2010, con objeto de controlar el costo económico de la electricidad, se tradujo en rebajas de tarifas y cupos para nuevas instalaciones así como en reducción de horas con derecho a prima de las instalaciones existentes, a lo que hay que añadir la reciente legislación aprobada como es el Real Decreto Ley 1/2012 que suspende incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía renovable o la Ley 15/2012 que establece un impuesto del 7% sobre producción de energía eléctrica en el mercado eléctrico español, así como el Real Decreto 2/2013 de medidas urgentes en el sistema eléctrico que establece, entre otras disposiciones, la eliminación del valor de prima de referencia no actualizando las primas según el IPC y la abolición de la modalidad mercado más prima. Todo ello hace que el futuro más inmediato de la producción de energía de tipo renovable, y dentro de éstas de la fotovoltaica en particular, sea incierto, si bien a medio-largo plazo, la incorporación de millones de individuos al modo de consumo del mundo desarrollado hará que sea necesaria la producción de más electricidad, abriendo la puerta a un mayor desarrollo tecnológico de las renovables y de la fotovoltaica en particular por ser ésta la de más fácil y rápida instalación con grandes posibilidades como es su integración en edificaciones tanto nuevas como existentes siendo, éste último, el caso del proyecto que a continuación se presenta contribuyendo a que, en un futuro cercano, se den las condiciones óptimas para que el desarrollo de la energía solar fotovoltaica alcance una posición destacada de entre los modos de producción de energía a nivel mundial.

## 2-OBJETIVOS

---

El proyecto, que a continuación se expone como trabajo fin de máster, consiste en el análisis y dimensionado de la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red en un edificio público existente, situado en el municipio de Ronda (Málaga). Dicho edificio, de uso administrativo, tiene una antigüedad de entorno a 7-8 años, por lo tanto, fue realizado con la normativa anterior a la aparición del Código Técnico de la Edificación y, puesto que la normativa anterior no exigía contribución fotovoltaica mínima del edificio, el mismo, no posee sistema alguno de captación y transformación de energía solar, a pesar de tener las características idóneas para ello puesto que posee gran superficie tanto en cubiertas como en la fachada principal, la cual se encuentra orientada al Sur.

Con el proyecto que se presenta se dota al edificio de un sistema fotovoltaico conectado a red, siguiendo la normativa actual que afecta a este tipo de instalaciones, de manera que el sistema se localizará en dos zonas diferenciadas del edificio, como son la cubierta y la fachada principal del mismo, pudiendo alcanzarse con ello la mínima potencia fotovoltaica que exige el Código Técnico de la Edificación para este tipo de edificios, si bien, se consigue superar dicha exigencia mínima, llegando a una mayor potencia, mediante un cuidadoso diseño que hace posible una adecuada integración arquitectónica del sistema fotovoltaico en dicha edificación.



*Imágenes del edificio sobre el que se proyecta la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red*



## 3-MEMORIA

### 3.1-Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación que se proyecta se localiza en un edificio público existente situado en el casco urbano del municipio de Ronda (Málaga), concretamente en la Plaza Carlos Cano nº1, situada en la zona Este de dicho municipio.



El edificio se localiza a 723m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

-Latitud: 36° 44' 28,86" N

-Longitud: 5° 9' 57,74" O

El edificio, de 6.981m<sup>2</sup> de superficie construida, se encuentra orientado con una leve inclinación respecto al Sur, de forma que, la fachada principal del mismo no se encuentra totalmente orientada hacia dicho Sur, siendo éste un dato a tener presente a la hora de instalar los módulos fotovoltaicos en cubierta. Dicha cubierta, de tipo plana no transitable, tiene una superficie prácticamente rectangular, dividiéndose la misma en tres zonas a diferentes alturas, como se aprecia en la anterior imagen de satélite, con las siguientes superficies:

-Cubierta zona izquierda: 448m<sup>2</sup>

-Cubierta zona central: 1.030m<sup>2</sup>

-Cubierta zona derecha: 429m<sup>2</sup>

Siendo el total de superficie disponible en cubierta de 1.907m<sup>2</sup>.



## 3.2-Descripción de la instalación

La instalación fotovoltaica que se proyecta se ubicará en dos zonas del edificio, como son en la cubierta, cuya superficie se ha indicado en el apartado anterior, y en la fachada orientada al Sur, si bien, en dicha fachada, quedará diferenciada la disposición de los módulos según se localicen sobre las molduras metálicas decorativas existentes sobre los ventanales, o bien, según se localicen configurando una pérgola de entrada al edificio, en ambos casos tendrán una doble función, como es la propia de los módulos fotovoltaicos para la captación y transformación de energía solar así como para servir de protección frente a la acción de agentes atmosféricos, especialmente, del agua de lluvia.

Todos los módulos fotovoltaicos que se ubiquen tendrán la inclinación óptima, en función de las coordenadas del lugar en el que se situará la instalación pero, en cuanto a orientación se refiere, dichos módulos poseerán orientación Sur cuando se localicen en cubierta y tendrán la orientación de la fachada cuando se localicen en la misma, puesto que los estos módulos se situarán en paralelo a la línea de fachada, teniendo presente que la orientación de la fachada tiene una leve desviación respecto al Sur. Los módulos se situarán sobre soportes metálicos fijos, los cuales se dispondrán de forma que los mismos alcancen la inclinación óptima. Para el caso de la pérgola, se utilizará un tipo de módulo traslúcido que permite el paso de la luz al muro cortina que se sitúa en la planta baja de la fachada principal del edificio permitiendo iluminar, con luz natural, el hall de entrada a dicho edificio. El número y configuración de los módulos fotovoltaicos queda detallado en el apartado correspondiente de dimensionado de la instalación.

Por lo que se refiere al cableado, éste se dividirá en tres zonas, cuya sección variará según lo dispuesto en el apartado de cálculo del mismo, de manera que este cableado unirá cada ramal con las cajas de conexión situadas por cada subgenerador, partiendo de éstas un conductor principal de continua llegará a los diferentes inversores, a partir de los que continuará un tramo de cableado capaz de conducir corriente alterna.

Dicha corriente alterna, convertida por los inversores a partir de la corriente continua que es suministrada por los generadores, será inyectada posteriormente a la red.

Estos inversores se situarán en una caseta prefabricada localizada junto a la fachada principal del edificio, en la zona izquierda del mismo, en un terreno perteneciente a la edificación.

En cuanto a la protección que se ha dispuesto, tanto para protección de equipos como de personas, especialmente de las personas encargadas del mantenimiento de la instalación, se ha seguido la reglamentación vigente. Así como también, se han tenido presente los requisitos de conexión exigidos por la empresa distribuidora de la red a la que se verterá la energía eléctrica que se produzca, siendo la empresa distribuidora del lugar la compañía eléctrica Endesa.

Respecto a las características de los elementos que componen la instalación, se tiene lo siguiente:

### 3.2.1-Módulos fotovoltaicos

Se utilizarán módulos fotovoltaicos del modelo IS-200/32 de Isofotón, para los módulos situados tanto en la cubierta como en la fachada del edificio. Estos módulos poseen las siguientes características:

- El tipo de célula que configuran los paneles es de silicio monocristalino, texturada con capa antirreflexiva, tamaño 156mm x 156mm
- En número de células por módulo es de 54 células en serie
- La estructura de los paneles está compuesta por vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad, células laminadas en EVA y capa posterior de Tedlar
- El marco del módulo es de tipo aluminio anodinado
- Poseen toma de tierra
- La terminal de conexión es tipo bornera atornillable con posibilidades de soldadura

-En cuanto a los parámetros eléctricos característicos del módulo, en condiciones estándar de medida, se tiene:

Potencia eléctrica máxima (P <sub>máx</sub> )	200W
Tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	32,6V
Tensión en el punto de máxima potencia (V <sub>mpp</sub> )	25,9V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8,36A
Corriente en el punto de máxima potencia (I <sub>mpp</sub> )	7,72A
Eficiencia (%)	13,4%
Tolerancia de potencia (%P <sub>máx</sub> )	±3%

Por lo que se refiere a los módulos fotovoltaicos que se utilizarán en la configuración de la pérgola de entrada al edificio, éstos serán el modelo ASI THRU-2-L de Schott.

Dichos módulos poseen las siguientes características:

- Dimensiones del módulo son 1.122mm x 1.331mm, es decir, 1,49mm<sup>2</sup>
- El área fotovoltaica, o superficie activa, es de 1.071mm x 1.280mm
- Están compuestos de vidrio frontal de 6mm de espesor, película de PVB de 1,1mm de espesor, vidrio fotovoltaico Schott ASI THRU, película de PVB de 1,1mm de espesor, cámara de aire y vidrio posterior de 6mm de espesor
- El espesor total del vidrio es de 16mm, siendo la transmisión lumínica de éste del 10%
- El peso total del módulo es de 58kg

- Posee la salida de cable por la parte trasera, siendo dicho cable de 4mm<sup>2</sup> de sección y con doble aislamiento
- Los conectores son modo hembra/macho de tipo multi-contact PV-KBT3/PV-KST3
- En cuanto a los parámetros eléctricos característicos del módulo, en condiciones estándar de medida, se tiene:

Potencia eléctrica máxima (P <sub>máx</sub> )	78W
Tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	111V
Tensión en el punto de máxima potencia (V <sub>mpp</sub> )	83V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	1,11A
Corriente en el punto de máxima potencia (I <sub>mpp</sub> )	0,94A
Tensión máxima admisible del sistema	600V

### 3.2.2-Inversores

Se utilizarán los modelos de inversores Ingeconsun 5 e Ingeconsun 10, en función del subgenerador que se trate, y según los resultados obtenidos en el apartado de dimensionado de la instalación.

Ambos modelos de inversores poseen las siguientes características:

- Sistema de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT
- Protecciones eléctricas integradas
- Transformador AC de aislamiento galvánico
- Protección adecuada para su posible instalación en exteriores
- Envolverte de acero inoxidable
- Posibilidad de desconexión manual de la red
- Luces leds indicadoras de estado, pantalla LCD y teclado para la monitorización en el frontal del equipo
- Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos o fallos de aislamiento
- Datalogger interno para almacenamiento de datos
- Eficiencia alta, de entorno al 94%
- Vida útil de más de 20 años
- Garantía de 5 años, ampliable hasta 25 años

-En cuanto a los principales parámetros eléctricos característicos de estos inversores, se tiene:

	Ingeconsun 5	Ingeconsun 10
Entrada corriente continua		
rango tensión MPP	125-450V	405-750V
máxima tensión	450V	900V
máxima corriente	33A	29A
Salida corriente alterna		
potencia nominal	5kW	10kW
potencia máxima	5,4kW	
corriente máxima		19A
tensión, frecuencia nominal	230Vac, 50Hz	3x400Vac, 50/60Hz

### 3.2.3-Cableado

Por lo que se refiere al cableado que se dispondrá en la instalación, como características del mismo, se tiene que, en los tramos de corriente continua, se utilizarán conductores tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC, utilizándose el modelo Reviflex RV-K 0,6/1kV de la marca Revi. Estos conductores se situarán aislados en canales de montaje superficial en la zona de cubierta, mientras que en su recorrido por la fachada se situarán empotrados en la misma.

La disposición de estos canales protectores, en los que se situarán los conductores, se realizará como indica la norma ITC-BT-21, así como la disposición en obra cumplirá con lo indicado en la norma UNE 20.460-5-52 y las instrucciones ITC-BT-19 e ITC-BT-20, de manera que el recorrido de estas canalizaciones seguirá preferentemente las líneas verticales y horizontales de cubierta y fachada además, dichas canalizaciones, siempre dispondrán de tapa accesible.

El modelo de canaletas que se situará es el 66U23X de la marca UNEX, con tapa de PVC M1, dichas canaletas poseen una buena protección contra contactos directos e indirectos, no siendo preciso conectarlas a tierra, además, los cambios de dirección en las mismas no dañarán el aislamiento de los conductores.

Por lo que respecta al cableado de los tramos de corriente alterna, los conductores, también serán de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento de PVC pero, a diferencia de los tramos de continua, éstos se dispondrán enterrados.

En cuanto al cableado para la puesta a tierra de la instalación, las características de dicho cableado y elementos de puesta a tierra, se detallan en el siguiente apartado por tratarse de elementos de protección.

### **3.2.4-Protecciones**

#### -Instalación de puesta a tierra

Los conductores de la instalación de puesta a tierra serán de cobre e irán alojados en canalizaciones que se dispondrán para alojar a éstos, siguiendo lo indicado en la norma ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Estos conductores unirán las masas de la instalación al borne de puesta a tierra y con ello al conductor de puesta a tierra el cual conectará con el electrodo de puesta a tierra, que se situará enterrado y en contacto directo con el terreno, permitiendo la evacuación de posibles corrientes de fuga de la instalación.

#### -Descargadores

Debido a que la instalación ocupará gran superficie, y puesto que ésta se proyecta en gran parte sobre la cubierta del edificio, dicha instalación se encontrará especialmente expuesta a descargas atmosféricas, lo que trae consigo sobretensiones, influyendo en el rendimiento y en la vida de la instalación, es por ello que, se utilizarán descargadores de sobretensión que descargarán a tierra los picos de tensión que se transmitan a los cables de la instalación, estos descargadores tendrán protección tipo Clase II, ya que es la protección adecuada frente a descargas transitorias indirectas que se produzcan a determinada distancia de la instalación y que pueden inducir en ésta sobretensión.

Los modelos de descargadores utilizados, según los resultados obtenidos en el apartado de dimensionado de la instalación tanto para la parte de continua como para la parte de alterna, son los siguientes.

▪Para la parte de continua, modelo OVR PV-40 1000 P de ABB que posee, como características principales:

- una capacidad de resistencia a intensidad de hasta 100A sin protección de seguridad adicional
- cartuchos enchufables para un mantenimiento sencillo
- contacto auxiliar
- configuración en "Y" para una mejor protección
- ningún riesgo si se invierte la polaridad

▪Para la parte de alterna, modelo OVR T2 de ABB que tiene las siguientes características principales:

- instalación en el lado de la alimentación de los dispositivos con protección diferencial (Distribuciones "3+1" y "1+1")
- mantenimiento simplificado gracias a cartuchos enchufables

- mayor seguridad gracias a la seguridad reservada
- monitorización constante del estado del producto a través del contacto de señalización integrado. Todos los descargadores OVR T2 están coordinados a la distancia mínima de 1m
- Finalmente, destacar cómo las especificaciones técnicas principales del modelo OVR T2 están adecuadas a las Normas de referencia IEC 61643-11, siendo este modelo de Tipo 2 el que presenta una intensidad de descarga máxima  $I_{max}$  de 40kA, tensión de funcionamiento máxima  $U_c$  275V y contacto de señalización remota

#### -Interruptores magnetotérmicos

Se dispondrán interruptores magnetotérmicos en diferentes tramos de la instalación con objeto de, además de servir de protección contra sobrecorrientes y tensiones, servir para aislar diferentes zonas de la instalación, facilitando las labores de mantenimiento.

El número y situación de estos interruptores se indican tanto en el apartado de dimensionado como en el esquema unifilar de la instalación, que aparece en el plano 5 del proyecto.

En función de su situación en la instalación, y según el resultado de los cálculos que se detallan en el apartado de dimensionado, el modelo y características de estos interruptores será diferente, de manera que:

- Para las ramas que conforman los módulos de los diferentes subgeneradores, se utilizará el modelo S802PV-S10 de 2 polos, fabricado por ABB, mientras que para el tramo principal de continua que parte desde cada subgenerador a los correspondientes inversores, se utilizará el modelo S802PV-M32 de 2 polos.

Estos interruptores magnetotérmicos S800PV-S pueden usarse en redes de corriente continua de hasta 1200V, además esta serie S800PV-S se ha diseñado especialmente para el uso en aplicaciones fotovoltaicas, ya que extingue con total seguridad los arcos de CC peligrosos incluso en caso de doble falta a tierra.

Las principales características de los interruptores automáticos S800PV-S incluyen:

- desconexión segura de todos los polos
- independencia de polaridad
- amplia gama de accesorios
- control remoto mediante unidad de maniobra remota S800-RSU

Por otra parte, para los tramos de alterna de la instalación, se utilizarán interruptores modelo iC60N tipo A9F79340 de Schneider.

Estos interruptores magnetotérmicos iC60N combinan las siguientes funciones:

- protección de circuitos contra corrientes de cortocircuito

- protección de circuitos contra corrientes de sobrecarga
- son adecuados para aislamiento industrial según la norma UNE-EN 60947-2
- presentan señalización de defecto mediante un indicador mecánico situado en la parte frontal del interruptor automático

#### -Interruptores diferenciales

Como característica principal de los interruptores diferenciales, que se situarán en la parte de alterna de la instalación, se tiene que éstos poseerán una sensibilidad de 300mA, siendo los elegidos el modelo DX de la marca LEGRAND.

#### -Controlador permanente de aislamiento

Estará compuesto por un vigilante de aislamiento que realizará mediciones de forma continua del aislamiento, es decir, realizará mediciones de la resistencia existente entre los conductores de polaridad positiva y negativa. En caso de ser dicha resistencia de valor inferior a un valor determinado, se activará un interruptor permitiendo enviar la sobrecarga hacia tierra. El vigilante de aislamiento se encuentra integrado en los modelos de inversores elegidos.

#### -Cajas de conexión

Las cajas de conexión que se dispondrán para los diferentes subgeneradores serán de dimensiones 1000x550x160mm, marca Claved, fabricadas en poliéster con fibra de vidrio, las cuales disponen de un grado de protección IP-44, dichas cajas poseen entrada para las canalizaciones y cierre con llave. La disposición de las mismas se realiza en la cubierta del edificio, según se indica en el plano correspondiente del proyecto.

#### -Cuadro de mando y protección

Se dispondrá de un armario de poliéster prensado en caliente reforzado con fibra de vidrio, en el que se alojará el cuadro de mando y protección, el cual contendrá una placa base de montaje para los equipos a situar, velo protector y ventanilla para accionamiento tanto de los interruptores magnetotérmicos como de los diferenciales indicados anteriormente. El cuadro de mando y protección que se situará será el modelo CEN-CPM2-MF4 de la marca Centraelectric de dimensiones 520 x 536 x 230mm, el cual cumple con las normas de Endesa.

#### -Caja general de protección

Para la conexión con la línea de distribución de baja tensión, se dispondrá de una caja general de protección de la marca Claved con envoltorio de poliéster y puerta

metálica, cuyas dimensiones son 298 x 414 x 170mm, dicha caja está homologada según normativa UNE-EN 60947/3 y según normativa particular de Endesa.

### **3.2.5-Contador**

Siguiendo lo indicado en la ITC-BT-16 y el R.D. 1663/2000, se dispondrá de un único contador de tipo bidireccional el cual tendrá una precisión mínima correspondiente a la clase 2 regulada por el reglamento de puntos de medida en el R.D. 385/2002 y la ITC en la Orden Ministerial de 12 de Abril de 1999. Se utilizará el modelo CERM1 de Endesa.

## **3.3-Normativa de aplicación**

A continuación se indica la normativa actualizada de aplicación a instalaciones eléctricas fotovoltaicas en España y Andalucía:

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

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

Modificado por el REAL DECRETO 9/2013, de 12 de Julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

- LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

- LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico (Ley de Regulación del Sector Eléctrico). Y las modificaciones introducidas por la Ley 50/1998 de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

- REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, del Ministerio de Economía.

- REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, Regula las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.



- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica. (Resolución de 5 de mayo de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueban las Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de la empresa distribuidora de energía eléctrica, Endesa Distribución, SLU, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Andalucía).
- 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. Incluye esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace.
- REAL DECRETO 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- LEY 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.
- ORDEN de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.
- ORDEN de 30 de septiembre de 2002, por la que se regula el procedimiento para priorizar el acceso y conexión a la red eléctrica para evacuación de energía de las instalaciones de generación contempladas en el Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- INSTRUCCIÓN de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- INSTRUCCIÓN de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de Enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red.

- ORDEN de 23 de mayo de 1988, en la que se establece las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- REAL DECRETO 2224/1998, de 16 de octubre, sobre certificado de profesionalidad de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- RESOLUCIÓN de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión.
- RESOLUCIÓN de 1 de diciembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se aprueba el modelo de memoria técnica de diseño de instalaciones eléctricas de baja tensión.
- RESOLUCION de 23 de febrero de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de las mismas a las redes de distribución en baja tensión.
- REAL DECRETO 3490/2000, de 29 de diciembre, sobre tarifas eléctricas. Incluye el coste máximo de verificación de las acometidas por parte de la compañía distribuidora en las instalaciones de conexión a red.
- DECRETO 50/2008, de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

## 3.4-Dimensionado de la instalación

### 3.4.1-Cumplimiento del Código Técnico de la Edificación

Como se ha expuesto en el apartado de Objetivos, uno de los fines del presente proyecto es adaptar la edificación a los requisitos del Código Técnico de la Edificación (en adelante CTE), en cuanto al cumplimiento de la potencia mínima fotovoltaica a instalar en dicha edificación, por lo tanto se comienza con el cálculo de dicha potencia mínima fotovoltaica y, puesto que se trata de un edificio de uso administrativo cuya superficie es de 6.981m<sup>2</sup>, sería obligatoria la instalación de sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos, si el edificio fuera de nueva construcción, según lo dispuesto en la sección HE5 del CTE, ya que la edificación supera los 4.000m<sup>2</sup> de

superficie construida que aparecen en la tabla 1.1 de dicha norma, para el uso de tipo administrativo como mínima superficie, a partir de la cual, es obligatoria dicha instalación.

A continuación se calcula la potencia pico mínima aplicando la expresión dispuesta en el artículo 2.2 del Documento Básico HE5 del CTE:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B)$$

Para su aplicación tomamos los coeficientes de uso A y B de la tabla 2.1, del mismo documento básico y para el uso administrativo, de manera que éstos serán:

$$A = 0,001223$$

$$B = 1,36$$

Siendo S la superficie construida del edificio, es decir, 6.981m<sup>2</sup>.

Y el coeficiente C el obtenido de la tabla 2.2 del mismo documento básico para la zona climática en la cual se encuentra situado el edificio.

Puesto que la instalación se encuentra en el municipio de Ronda (Málaga), corresponde a la zona climática IV, según figura 3.1 y tabla 3.2, del artículo 3.1 del documento básico HE5 del CTE, siendo el coeficiente climático C para dicha zona 1,3 según tabla 2.2 del citado documento.

Con estos datos se aplica la expresión del artículo 2.2 de la siguiente forma:

$$P = 1,3 \cdot (0,001223 \cdot 6.981 + 1,36) = 12,87 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la potencia pico que debe instalarse como potencia pico mínima, es de 12,87kWp, potencia que supera los 6,25kWp que indica el CTE como potencia pico mínima a instalar en cualquier caso.

### **3.4.2-Dimensionado de generador e inversores**

Como se indicó en los objetivos del presente proyecto, además de adaptar la edificación a los requisitos del CTE en cuanto a potencia fotovoltaica mínima, se aprovecharán las características de la edificación para alcanzar una mayor potencia fotovoltaica.

Si bien, sabemos que la superficie mínima que es necesaria para instalar la potencia mínima requerida por el CTE aproximadamente corresponde con una superficie de 14m<sup>2</sup> por cada kWp que se pretenda instalar así, para el caso de la potencia fotovoltaica mínima,

se tiene  $12,87 \text{kWp} \cdot 14 \text{m}^2 / \text{kWp} = 180,18 \text{m}^2$ , y en esta edificación se tiene  $1.907 \text{m}^2$  de cubierta por lo tanto, aplicando la expresión anterior pero con esta superficie total de cubierta, se tendría que la máxima potencia que se podría alcanzar sería de:

$$P = \frac{1.907 \text{m}^2}{14 \text{m}^2} = 136,21 \text{kWp}$$

Si bien, esta potencia máxima se verá limitada por las características arquitectónicas de la edificación así como por la necesaria separación entre módulos, tal como se detalla en los siguientes apartados.

Como factor de dimensionado se utilizará  $F_s=0,85$  ya que es un valor correspondiente a los valores de factor de dimensionado recomendados en el XI congreso europeo de energía solar fotovoltaica, donde se indica que para Europa Meridional (lat.  $35-45^\circ$ ) se recomienda un intervalo de dimensionado  $F_s$  (0,85-1). En el caso de la instalación que se proyecta, ésta se sitúa en una latitud de  $36^\circ 44' 28,86''$ , por lo tanto es adecuado tomar el menor valor del intervalo como factor de dimensionado, es decir, 0,85.

### Dimensionado en Cubierta

Los módulos fotovoltaicos que se utilizarán en la cubierta serán los módulos tipo IS-200/32 de Isofotón cuya potencia pico es de 200Wp.

Por lo tanto, el número teórico aproximado máximo de módulos que se podrían instalar en cubierta sería de:

$$N = \text{Int} \left[ \frac{P_{GFV}}{P_{MOD}} \right] = \text{Int} \left[ \frac{136.210 \text{W}}{200 \text{W}} \right] = 681 \text{módulos}$$

Puesto que la potencia del campo fotovoltaico del sistema posee como potencia nominal  $P_{GFV,M,STC}$  (136,21 kWp), se ha de dividir en tres subcampos de potencias idénticas

$$P_{GFV,M,STC,L1} = P_{GFV,M,STC,L2} = P_{GFV,M,STC,L3} = \frac{P_{GFV,M,STC}}{3} = \frac{136,21}{3} = 45,40 \text{kWp}$$

De manera que serán 45,40kWp los que, en principio, serán conectados a cada fase (L1, L2 y L3) a través del (los) respectivo(s) inversor(es). La suma de las potencias de entrada nominales de los inversores conectados a cada fase ( $P_{INV,DC,i}$ , con  $i = 1,2,3$ ) ha de ser idéntica para cada una de las tres fases e igual a:

$$P_{INV,DC,i} = F_s \cdot P_{GFV,M,STC} / 3 = 0,85 \cdot 45,40 = 38,59 \text{kWp}$$

A partir de aquí, el número de inversores orientados a rama o subgenerador que corresponden a cada fase se obtendrá dividiendo  $P_{INV,DC,LI}$  entre la potencia de entrada nominal del inversor escogido y redondeando por exceso la cifra obtenida. Como  $P_{INV,DC} = 5kW$ , para el inversor tipo Ingeconsun 5, resulta  $\text{Int}[38,59/5] + 1 = 8$  inversores por fase, lo que se traduce en un total de  $3 \times 8 = 24$  inversores en cubierta.

Puesto que la potencia nominal en cada subgenerador fotovoltaico será igual a 45,40 kWp y se dispone de 8 inversores, cada uno de éstos poseerá conectada una rama o subgenerador cuya potencia nominal será igual a  $45,40/8 \approx 6kWp$ . Como se dispone de módulos fotovoltaicos de potencia nominal igual a 200Wp, el número de éstos a instalar por rama o subgenerador ( $N_{rama,SGFV}$ ) sería de:

$$N_{rama} = \text{Int} [6.000W / 200W] = 30$$

Por otro lado, el número de módulos en serie por cada rama  $N_{rama,s}$  ha de estar comprendido entre unos números máximo y mínimo que vienen dados por:

-nº máximo de  $N_{ms}$  según la expresión  $\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}[ V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C) ]$

-nº mínimo de  $N_{ms}$  según la expresión  $\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}[ V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C) ]$

Siendo preciso obtener previamente el valor  $V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C)$  a partir de la expresión

$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C) \approx 1,14 \cdot V_{MOD,OC,STC}$ , de manera que

$$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C) \approx 1,14 \cdot 57,6V = 65,66V \Rightarrow V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ) = 65,66V$$

También se obtendrá el valor de  $V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C)$  a partir de la expresión

$V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C) \approx 0,82 \cdot V_{MOD,OC,STC}$ , de forma que

$$V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C) \approx 0,82 \cdot 57,6V = 47,23V \Rightarrow V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ) = 47,23V$$

Por lo tanto, el número máximo y mínimo de módulos en serie que se pueden instalar será:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C)] = \text{Int}[450V / 65,66V] = 11 \text{ módulos}$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C)] + 1 = \text{Int}[125V / 47,23V] + 1 = 3 \text{ módulos}$$

Si se toma  $N_{rama,s} = 6$ , el número de ramas en paralelo se calcula de la siguiente forma:

$$N_{mp} = \text{Int}[N / N_{ms}] = \text{Int} [30/6] = 5$$

En este caso sucede que  $N_{rama,SGFV} = N_{rama,s} \times N_{rama,p} = 6 \times 5 = 30$  módulos, lo cual supondría considerando las tres fases, 24 subgeneradores de 30 módulos de 200Wp cada uno, lo que se traduce en  $24 \times 30 \times 200 = 144.000Wp$  frente a los 136.000Wp previstos en principio para la cubierta.

Se comprueba a continuación que el número de ramas en paralelo es tal que su asociación no sobrepasa la intensidad máxima a la entrada del inversor, se procede a comprobarlo de la siguiente forma:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 6 \cdot 4,7 A \leq 33 A$$

Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $28,2A < 33A$ .

Por lo tanto, el dimensionado del generador fotovoltaico en cubierta será, en principio, en cada fase de 30 módulos, 6 módulos en serie x 5 ramas en paralelo (6x5), lo que supone considerando las tres fases del mismo, 24 subgeneradores con inversores tipo Ingeconsun 5 y 30 módulos de 200Wp cada uno si bien, en el siguiente apartado, se determinarán las distancias mínimas entre módulos y otros condicionantes arquitectónicos, obteniendo el número de subgeneradores definitivos que es posible situar en cubierta.

### Dimensionado en Fachada

En fachada se situarán los módulos fotovoltaicos en la parte superior de las cornisas decorativas metálicas que se encuentran en dicha fachada de manera que, como ya se ha indicado, cumplirán una doble función porque, además de servir para captación de energía solar pudiéndose situar con inclinación óptima, servirán para proteger del agua de lluvia a los ventanales que se sitúan justo bajo la cornisa indicada, consiguiéndose con ello una adecuada integración arquitectónica de estos módulos en el edificio.

De esta forma, el número de módulos que se puede disponer en fachada viene condicionado por las dimensiones de los tramos de fachada en los que se situarán dichos módulos, pudiéndose dividir la fachada en las siguientes zonas, las cuales poseen las longitudes que se indican:

Cornisa de planta superior: 46,45m

Cornisa planta inferior, zona izquierda: 21,34m

Cornisa planta inferior, zona central: 35,63m

Cornisa planta inferior, zona derecha: 21,10m

Puesto que se utilizará el mismo tipo de módulo que los indicados para cubierta, es decir el modelo IS-200/32 de Isofotón, el cual posee como dimensiones 1.590 x 1.047mm, el número de módulos que se situará en cada zona de fachada es:

Cornisa de planta superior:  $46,45\text{m} / 1,047\text{m} = 44,36 \rightarrow 44$  módulos

Cornisa planta inferior, zona izquierda:  $21,34\text{m} / 1,047\text{m} = 20,38 \rightarrow 20$  módulos

Cornisa planta inferior, zona central:  $35,63\text{m} / 1,047\text{m} = 34,03 \rightarrow 34$  módulos

Cornisa planta inferior, zona derecha:  $21,10\text{m} / 1,047\text{m} = 20,15 \rightarrow 20$  módulos

A continuación se procede al dimensionado del generador en cuanto al número de módulos en serie y en paralelo, para ello, se dimensionarán previamente los diferentes inversores, teniendo presente que el factor de dimensionado es  $F_s=0,85$  y a partir de la siguiente expresión:

$$F_s = P_{INV,DC} / P_{GFV,M,STC}$$

Por lo tanto, para las distintas zonas de fachada se tiene que:

-Cornisa de planta superior:

$$P_{GFV} = 44 \cdot 200 = 8.800\text{Wp} \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 8.800\text{Wp} = 7.480\text{Wp}$$

Lo que quiere decir que es posible utilizar como inversor el modelo Ingeconsun 10 que posee 10kW de potencia nominal en AC. Para este inversor se procederá a calcular el máximo número de módulos en serie y paralelo, de la siguiente forma:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})] = \text{Int}[750\text{V} / 65,66\text{V}] = 11 \text{ módulos}$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})] + 1 = \text{Int}[405\text{V} / 47,23\text{V}] + 1 = 9 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, se elegirá un dimensionado del generador (11 x 4), pasando a continuación a comprobar si supera la máxima intensidad del inversor, teniendo presente el número de módulos en paralelo:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 4 \cdot 4,7\text{A} \leq 29\text{A}$$

Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $18,8\text{A} < 29\text{A}$ .

-Cornisa de planta inferior, zona izquierda y derecha:

$$P_{GFV} = 20 \cdot 200 = 4.000\text{Wp} \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 4.000\text{Wp} = 3.400\text{Wp}$$

Lo que quiere decir que es posible utilizar como inversor el modelo Ingeconsun 5 que posee 5kW de potencia nominal en AC. Para este inversor se procederá a calcular el máximo número de módulos en serie y paralelo, de la siguiente forma:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})] = \text{Int}[450\text{V} / 65,66\text{V}] = 6 \text{ módulos}$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})] + 1 = \text{Int}[125\text{V} / 47,23\text{V}] + 1 = 3 \text{ módulos}$$

Por lo que se elegirá un dimensionado del generador (5 x 4), pasando a continuación a comprobar si supera la máxima intensidad del inversor:

$$Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 4 \cdot 4,7 A \leq 33 A$$

Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $18,8A < 33A$ .

-Cornisa de planta inferior, zona central:

$$P_{GFV} = 34 \cdot 200 = 6.800Wp \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 6.800Wp = 5.780Wp$$

Lo que quiere decir que es posible utilizar como inversor el modelo Ingeconsun 10 que posee 10kW de potencia nominal AC. Para este inversor se procederá a calcular el máximo número de módulos en serie y paralelo, de la siguiente forma:

$$\text{máx}(Nms) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C)] = \text{Int}[750V / 65,66V] = 11 \text{ módulos}$$

$$\text{mín}(Nms) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C)] + 1 = \text{Int}[405V / 47,23V] + 1 = 9 \text{ módulos}$$

Esta limitación de máximo y mínimo número de módulos hace que no se pueda configurar un dimensionado adecuado, para el total de 34 módulos que se sitúan en esta zona de fachada, por lo que se considera adecuado dividirlo en dos subgeneradores de 16 y 18 módulos, de manera que para el caso del subgenerador de 16 módulos se tiene:

$$P_{GFV} = 16 \cdot 200 = 3.200Wp \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 3.200Wp = 2.720Wp$$

Con dicha potencia quiere decir que es posible utilizar, como inversor, el modelo Ingeconsun 5 que posee 5kW de potencia nominal AC. Para este inversor se procederá a calcular el máximo número de módulos en serie y paralelo, de la siguiente forma:

$$\text{máx}(Nms) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C)] = \text{Int}[450V / 65,66V] = 6 \text{ módulos}$$

$$\text{mín}(Nms) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ C)] + 1 = \text{Int}[125V / 47,23V] + 1 = 3 \text{ módulos}$$

Por lo que se elegirá un dimensionado del generador (4 x 4), pasando a continuación a comprobar si supera la máxima intensidad del inversor:

$$Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 4 \cdot 4,7 A \leq 33 A$$

Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $18,8A < 33A$ .

De igual forma, para el caso del subgenerador formado por 18 módulos, se tiene:

$$P_{GFV} = 18 \cdot 200 = 3.600Wp \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 3.600Wp = 3.060Wp$$



Lo que quiere decir que es posible utilizar como inversor el modelo Ingeconsun 5 que posee 5kW de potencia nominal AC. Para este inversor se procederá a calcular el máximo número de módulos en serie y paralelo, de la siguiente forma:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})] = \text{Int}[450\text{V} / 65,66\text{V}] = 6 \text{ módulos}$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})] + 1 = \text{Int}[125\text{V} / 47,23\text{V}] + 1 = 3 \text{ módulos}$$

Por lo que se elegirá un dimensionado del generador (6 x 3), pasando a continuación a comprobar si supera la máxima intensidad del inversor:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 3 \cdot 4,7\text{A} \leq 33\text{A}$$

Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $14,1\text{A} < 33\text{A}$ .

### Dimensionado de Pérgola de entrada

Como se describió en el apartado 3.1, en la zona de entrada al edificio se situará una pérgola que quedará configurada por módulos fotovoltaicos de tipo traslúcidos, el tipo de módulo utilizado en esta pérgola será el modelo ASI THRU-2-L de Schott que tiene como dimensiones 1.122 x 1.331mm, por lo tanto, como se puede apreciar en los planos en la zona donde se situará la pérgola, el número de módulos que físicamente es posible situar es de  $4 \times 31 = 124$  módulos.

Se considera adecuado dividir el generador de esta pérgola en tres subgeneradores, dos de ellos de 40 módulos y uno de 44 módulos, de esta forma, la potencia de cada subgenerador será, para los subgeneradores de 40 módulos:

$$P_{GFV} = 40 \cdot 78\text{Wp} = 3.120\text{Wp} \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 3.120\text{Wp} = 2.652\text{Wp}$$

Y para el subgenerador de 44 módulos:

$$P_{GFV} = 44 \cdot 78\text{Wp} = 3.462\text{Wp} \Rightarrow P_{INV,DC} = 0,85 \cdot 3.462\text{Wp} = 2.917\text{Wp}$$

Lo que quiere decir que, en ambos casos, es posible utilizar como inversor el modelo Ingeconsun 5 que posee 5kW de potencia nominal AC. Para este inversor se procederá a calcular el máximo número de módulos en serie y paralelo, de la siguiente forma:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,M} / V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})] = \text{Int}[450\text{V} / 83,07\text{V}] = 5 \text{ módulos}$$

$$(\text{Siendo } V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C}) = V_{MOD,OC,STC} - 35^\circ\text{C} \cdot \beta V_{MOD,OC} = 83\text{V} + 35 \cdot 0,002 = 83,07\text{V})$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}[V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})] + 1 = \text{Int}[125\text{V} / 82,91\text{V}] + 1 = 2 \text{ módulos}$$

$$(\text{Siendo } V_{MOD,OC}(T_c = 70^\circ\text{C}) = V_{MOD,OC,STC} + 45^\circ\text{C} \cdot \beta V_{MOD,OC} = 83\text{V} - 45 \cdot 0,002 = 82,91\text{V})$$

Por lo que se elegirá un dimensionado de (2 x 20), para los subgeneradores de 40 módulos y para el subgenerador de 44 módulos de (2 x 22), pasando a continuación a comprobar si supera la máxima intensidad del inversor:

Para los subgeneradores de 40 módulos se tiene que:

$$Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 20 \cdot 1,11 A \leq 33 A$$

Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $22,2A < 33A$ .

Para el subgenerador de 44 módulos se tiene que:

$$Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 22 \cdot 1,11 A \leq 33 A$$

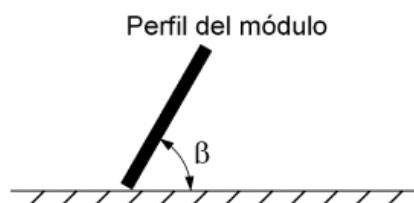
Se comprueba que cumple dicho requisito, puesto que  $24,42A < 33A$ .

### 3.4.3-Distancia entre filas de módulos. Condicionantes arquitectónicos

Aunque se ha dimensionado el generador, con los distintos pasos detallados en el anterior apartado, es necesario estudiar el máximo número de módulos que es posible situar debido a que nos encontramos con diferentes condicionantes, tanto arquitectónicos propios de la configuración del edificio como a los debidos a la distancia mínima de separación entre filas de módulos que es precisa mantener para evitar el sombreado entre éstos. Estos dos condicionantes se darán en cubierta, mientras que tanto en fachada como en la pérgola de entrada al edificio, se ha tenido presente únicamente el condicionante arquitectónico, no siendo preciso estudiar ningún tipo de separación entre módulos en dicha fachada sin embargo, como se ha citado, es en cubierta donde se tienen presentes ambos condicionantes, para ello en primer lugar, se determinará la separación mínima a la que se deben situar los módulos para evitar el sombreado entre éstos.

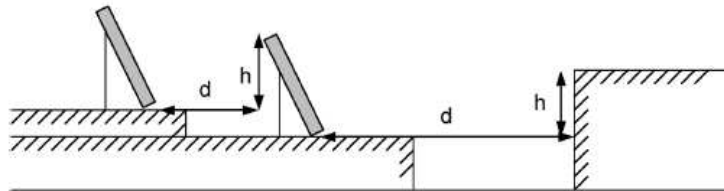
#### Distancia entre filas de módulos

Estos módulos de cubierta, como también ocurre con los situados en fachada y en la pérgola, tienen una inclinación  $\beta$  de  $26^{\circ} 44' 28,86''$ , puesto que la inclinación óptima de éstos será la latitud del lugar  $-10^{\circ}$ .



Según el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDEA, la distancia mínima entre filas de módulos, la distancia  $d$ , medida sobre la horizontal entre

filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen, al menos, 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión  $d=h/\text{tg}(61^\circ-\text{latitud})$ . Siendo las distancias  $d$  y  $h$  las que se aprecian en el siguiente esquema:



En el caso de la cubierta en la que se situarán los módulos, se tienen dos valores de  $h$ : 0,70m que es la altura que alcanzan los módulos inclinados y 0,90m que es la altura del antepecho de dicha cubierta, por lo tanto, la distancia mínima que deberán guardar las filas de módulos será:

$d=h/\text{tg}(61^\circ-\text{latitud})= 0,70\text{m} / \text{tg}25^\circ=1,50\text{m}$  para el caso de filas de módulos.

Y para el caso de la separación de los módulos respecto al antepecho de cubierta:

$d=h/\text{tg}(61^\circ-\text{latitud})= 0,90\text{m} / \text{tg}25^\circ=1,93\text{m}$

### Condicionantes arquitectónicos

Por otro lado, se tiene el condicionante arquitectónico de la configuración de la cubierta, ya que ésta se divide en 3 zonas a diferentes alturas, es por ello que, junto con el condicionante de la separación mínima a mantener entre filas de módulos y entre módulos con posibles obstáculos, se tiene que la disposición elegida en la cubierta del edificio, para los diferentes módulos, sea la reflejada en el plano 3 del presente proyecto, dando lugar a que el máximo número de subgeneradores que se puedan instalar en cubierta sea de 14 frente a los 24 subgeneradores calculados inicialmente.

### **3.4.4-Cableado**

En este apartado se procede al dimensionado del cableado, en sus diferentes tramos y según su localización en la instalación, para ello, en cada uno de los tramos, se realizará el dimensionado según la máxima intensidad admisible por el cable y según la máxima caída de tensión permisible en el cable, siendo el dimensionado del cable aquel cuyo resultado sea más restrictivo de los cálculos realizados según ambos criterios.

### 3.4.4.1-Tramo ramas de módulos-caja de continua

#### Zona de Cubierta

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

De acuerdo con el estándar IEC 60364-77-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. En este caso:  $1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 4,7 A = 5,88 A$

De acuerdo con la siguiente tabla, especificación de la Norma AENOR EA 0038, y puesto que los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, se utilizaría el cable con sección  $1,5\text{mm}^2$  que admite hasta 29A.

Sección (mm <sup>2</sup> )	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Para el caso más desfavorable ( $L_{rama}=25\text{m}$ )

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 25 \cdot 4,35) / (0,01 \cdot 6 \cdot 46,08 \cdot 56) = 1,40 \text{mm}^2$$

Por lo tanto, en principio, se utilizaría para los cables del tramo que discurre desde los módulos a las cajas de continua una sección de  $1,50\text{mm}^2$ , pero hay que tener presente que, al ser una sección frágil y propensa a la ruptura en la manipulación, se ha generalizado el empleo de una sección de  $4\text{mm}^2$  como mínima, por lo tanto, como dimensionado del cable en el tramo de ramas de módulos a caja de continua en cubierta, cuya longitud simple máxima de cable es de 25m, se adopta una sección de  $4\text{mm}^2$ .

#### Zona de Fachada

##### -Cornisa de planta superior:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 4,7 A = 5,88 A$ , por la misma razón que en el caso de cubierta, los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie por lo que es útil el cable con sección  $1,5mm^2$  que admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Para el caso más desfavorable ( $L_{rama}=80m$ )

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 80 \cdot 4,35) / (0,01 \cdot 11 \cdot 46,08 \cdot 56) = 2,45 mm^2$$

Es decir, sería preciso adoptar una sección de  $2,5mm^2$  pero, por la misma razón expuesta para el caso anterior de cubierta, se adoptará una sección en este tramo de  $4mm^2$ .

-Cornisa de planta inferior, zona izquierda y derecha:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 4,7 A = 5,88 A$ , por la misma razón que en los casos anteriores, los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, por lo que es útil adoptar el cable con sección  $1,5mm^2$  que admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Puesto que tenemos dos zonas, para el caso de la zona de izquierda la longitud de cableado es de 30m y para la zona de la derecha es de 90m, por lo que la sección de cableado, en función de la máxima caída de tensión permisible en el cable para cada una de las dos zonas, es la siguiente:

Zona de la izquierda

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 30 \cdot 4,35) / (0,01 \cdot 5 \cdot 46,08 \cdot 56) = 2,02 mm^2$$

Es decir, sería preciso adoptar una sección de  $2,5mm^2$  pero, por las razones antes expuestas, se utilizaría una sección de  $4mm^2$ .

Zona de la derecha

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 90 \cdot 4,35) / (0,01 \cdot 5 \cdot 46,08 \cdot 56) = 6,07 mm^2$$

Es decir, sería preciso adoptar una sección de  $10\text{mm}^2$ .

Por lo tanto, para los dos subgeneradores que se sitúan en la cornisa inferior de fachada, ambos compuestos de 20 módulos, se adoptará para el caso del subgenerador de la zona de la izquierda una sección de  $4\text{mm}^2$  y para el subgenerador de la derecha una sección de  $10\text{mm}^2$ .

-Cornisa de planta inferior, zona central:

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Puesto que se tiene en esta zona dos subgeneradores con diferente dimensionado, se calcula la sección para la máxima caída de tensión en cada caso con los siguientes cálculos realizados según los dos criterios.

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 4,7 A = 5,88 A$ , por la misma razón que en los casos anteriores, los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie por lo que es útil adoptar el cable con sección  $1,5\text{mm}^2$  que admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Puesto que tenemos dos subgeneradores de dimensiones (4x4) y (6x3), se puede adoptar como longitud más desfavorable de cableado 50m, por lo que la sección de cableado, en función de la máxima caída de tensión permisible en el cable para cada uno de los dos subgeneradores, es la siguiente:

Subgenerador (4 x 4)

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 50 \cdot 4,35) / (0,01 \cdot 4 \cdot 46,08 \cdot 56) = 4,21\text{mm}^2$$

Es decir, sería preciso adoptar una sección de  $6\text{mm}^2$ .

Subgenerador (6 x 3)

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 50 \cdot 4,35) / (0,01 \cdot 6 \cdot 46,08 \cdot 56) = 2,81\text{mm}^2$$

Es decir, sería preciso adoptar una sección de  $2,5\text{mm}^2$  pero, por las razones expuestas en anteriores cálculos, se utilizaría una sección de  $4\text{mm}^2$ .

Por lo tanto, para los dos subgeneradores que conforman la cornisa central de la planta inferior se adoptará, para el caso del subgenerador (4 x 4) una sección de 6mm<sup>2</sup> y para el subgenerador (6 x 3) una sección de 4mm<sup>2</sup>.

#### -Pérgola de entrada:

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Puesto que se tiene en esta zona dos subgeneradores de dimensionado (2 x 20) y otro subgenerador de dimensionado (2 x 22), se calcula la sección para la máxima caída de tensión en cada caso, siendo la longitud de cable 50m.

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 1,11 A = 1,38 A$ , por la misma razón que en los casos anteriores, los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie por lo que es útil adoptar el cable con sección de 1,5mm<sup>2</sup> que admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

(Los subgeneradores poseen mismo número de módulos en serie)

$$S_{m,rama} = (2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 50 \cdot 0,94) / (0,01 \cdot 2 \cdot 600 \cdot 56) = 0,13 mm^2$$

Es decir, sería preciso adoptar una sección de 1,5mm<sup>2</sup> pero, por las razones expuestas en anteriores cálculos, se utilizaría una sección de 4mm<sup>2</sup>.

Por lo tanto, para el caso de la pérgola de entrada al edificio, la sección del cableado desde los módulos a la caja de conexión, será de 4mm<sup>2</sup>.

### **3.4.4.2-Tramo caja de continua-inversor**

#### *Zona de Cubierta*

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En este caso:  $1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 5 \cdot 4,7 A = 29,38 A$

De acuerdo con la tabla expuesta en el cálculo del tramo módulos-caja de continua, y puesto que los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, el cable con sección 2,5mm<sup>2</sup> admite hasta 39A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico, considerando 30m como máxima longitud de cable de las cajas de conexión de continua a inversor de los subgeneradores de cubierta, se tiene:

$$S_{m, princ} = \left( 2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD, M, STC} \right) / \left( \Delta V \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD, M, STC} \cdot \sigma \right) = \\ (2 \cdot 30 \cdot 5 \cdot 4,35) / (0,015 \cdot 6 \cdot 46,08 \cdot 56) = 5,62 \text{ mm}^2$$

No obstante, la especificación AENOR EA 0038, en su sección 4.4.1, impone una sección mínima de conductor de 16mm<sup>2</sup> para el cable que une la caja de conexión continua DC con el inversor. Por lo tanto, se dimensiona el cable que se utiliza en el tramo desde la caja continua al inversor, es decir el cable principal de continua, con una sección de 16mm<sup>2</sup>.

### *Zona de Fachada*

#### -Cornisa de planta superior:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En este caso:  $1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD, SC, STC} = 1,25 \cdot 4 \cdot 4,7 A = 23,5 A$

De acuerdo con la tabla expuesta en el cálculo del tramo módulos-caja de continua, y puesto que los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, el cable con sección 1,5mm<sup>2</sup> admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico, considerando que la caja de conexión de estos subgeneradores se sitúa en la cubierta y que la longitud de cable es de 30m, se tiene que:

$$S_{m, princ} = \left( 2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD, M, STC} \right) / \left( \Delta V \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD, M, STC} \cdot \sigma \right) = \\ (2 \cdot 30 \cdot 4 \cdot 4,35) / (0,015 \cdot 11 \cdot 46,08 \cdot 56) = 2,45 \text{ mm}^2$$

No obstante, por la misma razón expuesta para el caso del cable de continua en cubierta, éste se dimensiona con una sección de 16mm<sup>2</sup>.

#### -Cornisa de planta inferior, zona izquierda y derecha:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable



El cable de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En este caso:  $1,25 \cdot Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 4 \cdot 4,7 A = 23,5 A$

De acuerdo con la tabla expuesta en el cálculo del tramo módulos-caja de continua, y puesto que los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, el cable con sección  $1,5mm^2$  admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico, considerando una longitud de cable 30m, se tiene que:

$$Sm, princ = (2 \cdot Lprinc \cdot Nmp \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V \cdot Nms \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 30 \cdot 4 \cdot 4,35) / (0,015 \cdot 5 \cdot 46,08 \cdot 56) = 5,39 mm^2$$

Pero, por la misma razón expuesta anteriormente, el cable de continua se dimensiona con una sección de  $16mm^2$ .

-Cornisa de planta inferior, zona central:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En este caso, puesto que hay dos subgeneradores de diferentes dimensiones, se tiene que:

$$1,25 \cdot Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 4 \cdot 4,7 A = 23,5 A$$

$$1,25 \cdot Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 3 \cdot 4,7 A = 17,63 A$$

De acuerdo con la tabla expuesta en el cálculo del tramo módulos-caja de continua, y puesto que los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, el cable con sección  $1,5mm^2$  admite hasta 29A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico, considerando una longitud de cable 30m, se tiene que:

$$Sm, princ = (2 \cdot Lprinc \cdot Nmp \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V \cdot Nms \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) = (2 \cdot 30 \cdot 4 \cdot 4,35) / (0,015 \cdot 5 \cdot 46,08 \cdot 56) = 5,39 mm^2$$

$$(2 \cdot 30 \cdot 3 \cdot 4,35) / (0,015 \cdot 6 \cdot 46,08 \cdot 56) = 4,05 mm^2$$

Pero, por la misma razón expuesta anteriormente, el cable de continua se dimensiona con una sección de 16mm<sup>2</sup>.

#### -Pérgola de entrada:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En este caso se tiene 2 subgeneradores (2 x 20) y un subgenerador (2 x 22):

$$1,25 \cdot Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 20 \cdot 1,11 A = 27,75 A$$

$$1,25 \cdot Nmp \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 22 \cdot 1,11 A = 30,53 A$$

De acuerdo con la tabla expuesta en el cálculo del tramo módulos-caja de continua, y puesto que los cables en esta parte de la instalación están sobre superficie, el cable con sección 1,5mm<sup>2</sup> admite hasta 29A y sería válido para los subgeneradores (2 x 20) mientras que para el subgenerador (2 x 22) sería preciso un cable de 2,5mm<sup>2</sup> que soporta hasta 39A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

Se supondrá que en este tramo cae un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico, considerando una longitud de cable 65m, se tiene que:

$$Sm, princ = (2 \cdot Lprinc \cdot Nmp \cdot I_{MOD,M,STC}) / (\Delta V \cdot Nms \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma) =$$

$$(2 \cdot 65 \cdot 20 \cdot 0,94) / (0,015 \cdot 2 \cdot 111 \cdot 56) = 13,11 mm^2$$

$$(2 \cdot 65 \cdot 22 \cdot 0,94) / (0,015 \cdot 2 \cdot 111 \cdot 56) = 14,42 mm^2$$

Pero, por la misma razón expuesta anteriormente, el cable de continua se dimensiona con una sección de 16mm<sup>2</sup>.

### **3.4.4.3-Tramo de alterna**

#### *Zona de Cubierta*

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor, sabiendo que la potencia máxima de los inversores de cubierta es de 5.000kWp, se tiene:

$$I_{INV,AC} = 5.000 W / \sqrt{3} \cdot 400 V = 7,22 A$$

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 7,22 A = 9,02 A$$

Según la siguiente tabla, una sección de 6mm<sup>2</sup> soportaría la intensidad calculada.

(Fuente: RBT ITC-BT-07)

Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)
6	66
10	88
16	115
25	150
35	180
50	215
70	260
95	310
120	355

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

El inversor es trifásico con un  $\cos\varphi=0,95$ , por lo que se supondrá igual a la unidad que es el caso más desfavorable.

$$S_{m,AC} = \left( \sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi \right) / \left( \Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma \right) = \left( \sqrt{3} \cdot 5m \cdot 7,22 A \right) / \left( 0,015 \cdot 400 V \cdot 56 \right) = 0,19 mm^2$$

Teniendo presente los dos criterios, tomando el más restrictivo de los dos, el dimensionado del cable de alterna para los subgeneradores de cubierta, el cual se encuentra enterrado, será un cable tripolar de sección 6mm<sup>2</sup>.

### Zona de Fachada

#### -Cornisa de planta superior:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor, sabiendo que la potencia máxima de los inversores en cubierta es de 10.000kWp, se tiene:

$$I_{INV,AC} = 10.000 W / \sqrt{3} \cdot 400 V = 14,43 A$$

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 14,43 A = 18,04 A$$

Por lo que, según la tabla anterior, una sección de 6mm<sup>2</sup> soportaría la intensidad calculada.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

El inversor es trifásico con un  $\cos\varphi=0,95$  por lo que se supondrá igual a la unidad que es el caso más desfavorable.

$$S_{m,AC} = (\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi) / (\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma) =$$
$$(\sqrt{3} \cdot 5m \cdot 14,43 A) / (0,015 \cdot 400 V \cdot 56) = 0,37 mm^2$$

Teniendo presente los dos criterios, tomando el más restrictivo de los dos, el dimensionado del cable de alterna para la zona indicada, el cual se encuentra enterrado, será un cable tripolar de sección  $6mm^2$ .

-Cornisas situadas en planta inferior, zona izquierda, central y derecha:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor, sabiendo que la potencia máxima de los inversores en cubierta es 5.000kWp, se tiene que:

$$I_{INV,AC} = 5.000 W / \sqrt{3} \cdot 400 V = 7,22 A$$

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 7,22 A = 9,02 A$$

Por lo que, según la tabla anterior, una sección de  $6mm^2$  soportaría la intensidad calculada.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

El inversor es trifásico con un  $\cos\varphi=0,95$  por lo que se supondrá igual a la unidad que es el caso más desfavorable.

$$S_{m,AC} = (\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi) / (\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma) =$$
$$(\sqrt{3} \cdot 5m \cdot 7,22 A) / (0,015 \cdot 400 V \cdot 56) = 0,19 mm^2$$

Teniendo presente los dos criterios, tomando el más restrictivo de los dos, la dimensión del cable de alterna para los subgeneradores de fachada situados sobre las cornisas de planta baja, cables que se situarán enterrados, será un cable tripolar de sección  $6mm^2$ .

-Pérgola de entrada:

-Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor, sabiendo que la potencia máxima de los inversores en cubierta es 5.000kWp, se tiene que:

$$I_{INV,AC} = 5.000 W / \sqrt{3} \cdot 400 V = 7,22 A$$

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 7,22 A = 9,02 A$$

Por lo que, según la tabla anterior, una sección de 6mm<sup>2</sup> soportaría la intensidad calculada.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable

El inversor es trifásico con un  $\cos\phi=0,95$  por lo que se supondrá igual a la unidad que es el caso más desfavorable.

$$S_{m,AC} = (\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\phi) / (\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma) =$$
$$(\sqrt{3} \cdot 5m \cdot 7,22 A) / (0,015 \cdot 400 V \cdot 56) = 0,19 mm^2$$

Teniendo presente los dos criterios, tomando el más restrictivo de los dos, la dimensión del cable de alterna para los subgeneradores de la pérgola de entrada al edificio, el cual se situará enterrado, será un cable tripolar de sección 6mm<sup>2</sup>.

### 3.4.5-Protecciones

#### 3.4.5.1-Interruptores por rama

La protección para evitar posibles sobreintensidades en las ramas del generador consistirá en la instalación de alguno de los siguientes dispositivos de protección:

- a) Instalación de diodos de bloqueo
- b) Instalación de fusibles
- c) Instalación de interruptores magnetotérmicos

De entre estas tres posibilidades, se elegirá una teniendo presente las características de cada una de ellas, las cuales en resumen son:

Para los Diodos de Bloqueo, el que éstos evitan que la corriente generada por unas ramas del generador pueda derivarse por otras. La utilización de estos diodos de bloqueo como elementos de protección cada día es más cuestionada por ser fuente de problemas, fundamentalmente, por la alta tasa de averías y por las pérdidas de energía que ocasionan en la instalación.

En el caso de los Fusibles, éstos se deben escoger de manera que quede garantizado un límite máximo de intensidad que sea soportado por los elementos de la instalación. La necesidad de ser cambiado, en caso de actuación de éstos, los hace poco recomendables.

Finalmente, para el caso de los Interruptores Magnetotérmicos, el empleo de éstos es la opción más interesante para la protección frente a sobreintensidades.

Las ventajas del interruptor magnetotérmico frente al fusible son:

- No introduce pérdidas en el circuito, siendo las pérdidas de energía que se producen por la caída de tensión en el propio fusible de entre 0,5 al 1%.
- No necesitan reposición en caso de actuación.
- Permiten separar, incluso bajo carga y aislar de una manera fácil, los circuitos para poder efectuar trabajos de reparación o mantenimiento.
- Presentan una mejor curva de protección.
- Tienen la posibilidad de señalización del estado del interruptor para detectar y reparar, lo más rápidamente posible, las ramas afectadas evitando pérdidas innecesarias de energía por no producción de las ramas abiertas del generador.

De acuerdo con lo expuesto, es recomendable utilizar interruptores magnetotérmicos, los cuales, para que se consiga un adecuado funcionamiento del dispositivo protegiendo contra posibles sobrecargas, deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45I_Z$$

Siendo:

$I_B$ : Corriente del circuito.

$I_Z$ : Corriente máxima admisible. Pudiendo considerarse la máxima admisible que admite el cableado dimensionado para este tramo o bien 20A, que es la máxima corriente inversa que pueden admitir los módulos que se utilizan en este proyecto, optando por elegir como  $I_Z=20A$  por ser más restrictiva y, por tanto, aportar mayor seguridad al dimensionado.

$I_N$ : Corriente nominal del interruptor.

$I_2$ : Corriente que asegura la actuación del dispositivo. Considerando que se tomará como  $I_Z=20A$ , y teniendo presente que según norma IEC 947-2 para uso industrial  $C_{dt}=1,30$ , se tiene que  $I_2$  será:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot \frac{20}{1,3} \Rightarrow I_2 \leq 22,31 A$$

Para el caso de las ramas que utilizan módulos fotovoltaicos tipo IS-200, se tiene que la corriente  $I_{sc}=4,7A$ , por lo tanto:  $I_B = 1,25 \cdot 4,7 A = 5,88 A \Rightarrow 5,88 A \leq I_N \leq 20 A$ , lo que implica que el interruptor magnetotérmico elegido deberá poseer como intensidad nominal

una comprendida entre el intervalo de intensidades indicado, ello hace también cumplir la condición que  $I_2 \leq 22,31A$ .

Por otro lado, en cuanto a tensiones, el magnetotérmico debe soportar una tensión mínima correspondiente a la siguiente expresión:  $V_n = N^{\circ} \text{módulos en serie} \times V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)}$ , de los cálculos realizados en el apartado de dimensionado del generador, se tiene que la tensión  $V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)}$  para el módulo IS-200 es de 65,66V por lo tanto, para las distintas ramas de módulos tipo IS-200 que componen la instalación, se tienen los siguientes valores de tensión:

- Subgeneradores de cubierta:  $6 \cdot 65,66V = 393,96V$
- Subgenerador de cornisa de planta alta:  $11 \cdot 65,66V = 722,26V$
- Subgeneradores de cornisas laterales en planta baja:  $5 \cdot 65,66V = 328,3V$
- Subgeneradores cornisa central de planta baja:  $4 \cdot 65,66V = 262,64V$  y  $6 \cdot 65,66V = 393,96V$

-En el caso de los subgeneradores correspondientes a los módulos que conforman la pérgola de entrada al edificio, éstos poseen como  $I_{sc} = 1,11A$ , por lo tanto se tiene que:

$$I_B = 1,25 \cdot 1,11A = 1,39A \Rightarrow 1,39A \leq I_N \leq 20A, \text{ cumpliendo con ello también la condición } I_2.$$

Además, en cuanto a tensiones, el magnetotérmico debe soportar una tensión mínima correspondiente a la siguiente expresión:  $V_n = N^{\circ} \text{módulos en serie} \times V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)}$ , de los cálculos realizados en apartados anteriores, se tiene que  $V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)}$  para el módulo fabricado por Schott es de 83,07V por lo tanto, para las distintas ramas compuestas por estos módulos, se tiene que:  $2 \cdot 83,07V = 166,14V$

Teniendo presente tanto el intervalo de intensidad máxima así como las tensiones calculadas se elige, como interruptor magnetotérmico para todas las ramas existentes en la instalación, el modelo S802PV-S10 de 2 polos fabricado por ABB, capaz de soportar una intensidad de hasta 10A así como una tensión de 800V. Estos interruptores se situarán en la caja de conexión de los módulos.

### **3.4.5.2-Interruptor principal de continua**

Se procede al cálculo del interruptor principal de continua teniendo presente que éste, para cada zona de continua de cada uno de los subgeneradores en los que se sitúe, ha de ser capaz de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de la

célula igual a  $-10^{\circ}\text{C}$ , es decir,  $N_{ms} \times V_{MOD,OC}(T_c=-10^{\circ}\text{C})$ , como también deberá ser capaz de soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico, lo que es lo mismo  $1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{sc}$

Se calcula el interruptor principal de continua, para cada zona de la instalación, de la siguiente forma:

- Subgeneradores de cubierta:  $6 \cdot 65,66V = 393,96V$   
 $1,25 \cdot 5 \cdot 4,7A = 29,38A$
- Subgenerador de cornisa de planta alta:  $11 \cdot 65,66V = 722,26V$   
 $1,25 \cdot 4 \cdot 4,7A = 23,50A$
- Subgeneradores de cornisas laterales en planta baja:  $5 \cdot 65,66V = 328,3V$   
 $1,25 \cdot 4 \cdot 4,7A = 23,50A$
- Subgeneradores cornisa central de planta baja (dos subgeneradores diferentes):  
 $4 \cdot 65,66V = 262,64V$  , así como  $1,25 \cdot 4 \cdot 4,7A = 23,50A$   
 $6 \cdot 65,66V = 393,96V$  , así como  $1,25 \cdot 3 \cdot 4,7A = 17,63A$
- Subgeneradores de pérgola de entrada al edificio (dos tipos de subgeneradores):  
 $2 \cdot 111V = 222V$  , así como  $1,25 \cdot 20 \cdot 1,11A = 27,75A$   
 $2 \cdot 111V = 222V$  , así como  $1,25 \cdot 22 \cdot 1,11A = 30,53A$

Por lo tanto, para todos los casos donde es preciso disponer de un interruptor principal de continua en la instalación, se utilizará un interruptor tipo S802PV-M32 de 2 polos fabricado por ABB, capaz de soportar una intensidad de hasta 32A así como una tensión de 800V. Estos interruptores principales de continua se situarán en la caja de conexión del inversor de cada uno de los subgeneradores proyectados.

### 3.4.5.3-Interruptor en alterna

En la parte de alterna de la red de la instalación no se utilizan diodos de bloqueo, en el caso de utilizar fusibles, éstos funcionan pero ya no se usan tampoco, por lo tanto, lo ideal es utilizar interruptores magnetotérmicos. El cálculo de estos magnetotérmicos se realiza teniendo presente que la red de distribución a la que se conecta la instalación posee una tensión de línea de 400V así como una intensidad de cortocircuito en baja tensión de 12kA además, como se calculó en el apartado del cableado, los cables de la parte de alterna de la instalación tienen una sección de  $6\text{mm}^2$  por lo que son capaces de admitir una intensidad de hasta 51,48A.



También se tiene en cuenta que se utilizarán dos tipos de inversores en la instalación, siendo éstos los modelos Ingeconsun 5 e Ingeconsun 10, con potencias de 5kW y 10kW respectivamente, de manera que, para el caso del tramo de alterna que se sitúa tras los inversores tipo Ingeconsun 5, se tiene que:

$$I_{INV,AC} = \frac{5.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 7,22 A \Rightarrow 7,22 A \leq I_N \leq 51,48 A, \quad \text{y} \quad I_2 \leq 57,42 A = 1,45 \cdot \frac{51,48 A}{1,3}$$

Mientras que, para el caso de los inversores tipo Ingeconsun 10, se tiene que:

$$I_{INV,AC} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 14,43 A \Rightarrow 14,43 A \leq I_N \leq 51,48 A, \quad \text{y} \quad I_2 \leq 57,42 A = 1,45 \cdot \frac{51,48 A}{1,3}$$

-Se utiliza en los cálculos el coeficiente 1,30 porque, según Norma IEC 947-2 para uso industrial,  $I_f = C_{dt} \times I_n \times 1,45 \times I_z$ , siendo  $C_{dt} = 1,30$ . Debido a las dimensiones de la instalación proyectada, en cuanto a producción de energía, se considera adecuado asemejarlo a un uso industrial para la realización de estos cálculos.

De manera que, en función de los resultados obtenidos, se elige para todos los tramos de alterna de la instalación, interruptores modelo iC60N tipo A9F79340 de Schneider capaces de soportar una intensidad de hasta 40A siendo aptos para tensiones de red de 400-230V. (Las características de todos los interruptores se detallan en el apartado de descripción de la instalación)

#### **3.4.5.4-Descargadores**

Se situarán descargadores tanto en la zona de continua como de alterna de la instalación, por lo que se refiere a la parte de continua, como características de estos descargadores, se tiene que serán de Clase II, situándose conectados entre el positivo y negativo y con un punto común conectado a la barra equipotencial que a su vez conecta a tierra.

La elección del descargador será función de los parámetros que se calculan a continuación, siendo éstos:

- Tensión nominal
- Corriente nominal de descarga
- Nivel de protección

▪Por lo que se refiere a la tensión nominal de los descargadores, ésta será función de la máxima tensión de vacío de cada subgenerador, siendo dicha tensión, para cada parte de la instalación, la siguiente:

-Subgeneradores de cubierta:  $6 \cdot 57,6V = 345,6V$

-Subgenerador de cornisa de planta alta:  $11 \cdot 57,6V = 633,6V$

-Subgeneradores de cornisas laterales en planta baja:  $5 \cdot 57,6V = 288V$

-Subgeneradores cornisa central de planta baja (dos subgeneradores):  $4 \cdot 57,6V = 230,4V$

$6 \cdot 57,6V = 345,6V$

-Subgeneradores de pérgola de entrada al edificio:  $2 \cdot 111V = 222V$

▪Por otro lado, la corriente nominal de descarga se escoge no menos de 20kA ya que la instalación posee protección externa.

▪Finalmente, como nivel de protección por debajo de lo que aguantan los equipos de la instalación se tiene que, para el caso de los módulos, se pueden considerar éstos como Categoría IV por lo tanto, como valor de categorías de sobretensiones, se tendrá un máximo de 6kV.

En base a estos parámetros, se elige un descargador tanto para la caja de conexión de los subgeneradores como para la caja de conexión del inversor:

Modelo OVR PV-40 1000 P de ABB

Por su parte, en la zona de alterna, se tiene:

-Tensión de línea 400V

-Intensidad de cortocircuito en baja tensión 12kA

En base a los datos anteriores, se elige como descargador en alterna, el modelo OVR T2 de ABB.

(Las características de ambos modelos de descargadores se detallan en el apartado de descripción de la instalación)

### **3.4.5.5-Contra contactos directos**

Las medidas de protección contra contactos directos, tanto en la parte de la red de corriente continua como de corriente alterna, se basan en la aplicación de las medidas necesarias para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación. Estas medidas consistirán en:

a) Recubrimiento de las partes activas con material aislante.

- b) Interposición de barreras o envolventes.
- c) Interposición de obstáculos.
- d) Puesta fuera del alcance por alejamiento.

Específicamente para la red de alterna, como protección contra contactos directos, se situará a la salida del inversor unos dispositivos de corriente diferencial residual ajustados para corriente de disparo de 300mA, modelo DX, marca Legrand.

Así mismo, para la parte de continua, se tiene la propia configuración del generador como generador flotante, así como también, puesto que la resistencia de aislamiento es elevada, esta configuración no presentará riesgos por contactos directos, para ello se dispone de un dispositivo que vigile esta condición, siendo este dispositivo el controlador de aislamiento encargado de medir la resistencia de aislamiento.

También la puesta a tierra de los generadores supone una protección contra contactos directos en la parte de continua siendo esta medida, junto con la anterior, una medida complementaria en caso de fallo de las medidas de protección principal o en caso de imprudencia por parte de los usuarios.

#### **3.4.5.6-Contra contactos indirectos**

Para la parte de alterna se tiene el corte automático de la alimentación, a través del interruptor automático diferencial calculado en el apartado anterior de protección, impidiendo que, en caso de aparición de un fallo, la tensión se mantenga en las masas durante un tiempo que pueda resultar peligroso.

Por otro lado, en la parte de continua se sitúa, de manera obligatoria, el controlador permanente de aislamiento que también tiene función de protección contra contactos directos, como se ha citado en el apartado anterior.

(Los modelos y características de estos elementos se recogen en el apartado de descripción de la instalación)

#### **3.4.5.7-En la interconexión**

Se situarán las siguientes protecciones en la interconexión con la red eléctrica de baja tensión de la compañía distribuidora:

##### Como protección interna

-Dispositivo de corte general, que será el interruptor magnetotérmico especificado en el apartado correspondiente a las protecciones en el tramo de alterna de la instalación.

- Interruptor automático diferencial de 300mA, evitando pérdidas en la instalación por disparos intempestivos.
- Caja general de protección, que cumple la Norma Endesa NNL010, ya que es Endesa la propietaria de la red eléctrica a la cual se conecta la instalación.
- Descargadores, como protección frente a sobretensiones, especificados anteriormente. (Los modelos y características de estos elementos se recogen en el apartado de descripción de la instalación)

#### Como protección externa

- El relé 27, para detectar subidas del valor eficaz de tensión.
- El relé 59, para detectar bajadas del valor eficaz de tensión. Ajustados los mismos para operar con tensiones  $\geq 1,15$  y  $\leq 0,85$  veces el valor de la tensión nominal  $U_n$  respectivamente.
- El relé 81, para detectar subidas o bajadas del valor de frecuencia. Ajustado para operar con frecuencias  $\geq 50,5$  y  $\leq 48$ Hz. (Estos dispositivos se encuentran situados en el propio inversor)

### 3.5-Cálculo de la estructura soporte

Con la estructura soporte se consigue instalar los diferentes módulos que conforman el generador, alcanzando con dicha estructura, tanto la orientación como la inclinación de los módulos indicada en el presente proyecto además de un adecuado anclaje a la estructura portante existente propia del edificio.

#### **3.5.1-Acciones sobre la estructura**

La estructura sobre la que se situarán los módulos que conforman el generador de la instalación deberá soportar las acciones que se indican en el Código Técnico de la Edificación, documento básico seguridad estructural, acciones en la edificación, debiendo considerarse las acciones debidas al peso propio, sobrecarga de nieve y sobrecarga de viento, no considerándose otras acciones como las acciones térmicas o las accidentales por tener las primeras una escasa incidencia en el cálculo y las segundas por ser acciones propias de la edificación, no estimándose adecuadas para el cálculo de la instalación fotovoltaica que trata el proyecto.

##### -Sobrecarga de Nieve

Se considera la carga que pudiera acumularse en los paneles fotovoltaicos y, puesto que el CTE considera una carga en función del lugar en el que se localiza la instalación, para el

caso de la instalación proyectada, ésta se localiza en Ronda, provincia de Málaga, siendo la altitud de este municipio de 723m, por lo tanto, se considera adecuado utilizar el anejo E del citado documento básico donde, para la zona de clima invernal 6, deducido de la figura E.2., y para una altitud de 700m, la sobrecarga de nieve en terreno horizontal es de  $0,5kN/m^2$ .



Figura E.2 Zonas climáticas de invierno

Además, puesto que la inclinación de los paneles es de  $26^\circ$ , el coeficiente de forma es 1, por lo tanto la sobrecarga de nieve será:

$$q_n = \mu \cdot S_k = 0,5 \cdot 1 = 0,5kN / m^2$$

#### -Sobrecarga de Viento

En este punto se considera la carga debida a la presión que ejerce el viento sobre la instalación. Al igual que ocurriera con la sobrecarga de nieve, en función de la localización de la instalación se determinará dicha sobrecarga, en nuestro caso para el municipio de Ronda, según la figura D.1. del documento básico del CTE citado anteriormente, y para la zona A, el valor básico de la velocidad del viento es de 26m/s, equivalente a una presión dinámica de  $47kg/m^2$ .



Figura D.1 Valor básico de la velocidad del viento,  $v_b$

Como coeficiente de exposición, puesto que se sitúa en zona urbana, se trata de una zona con grado de aspereza IV, y ya que la altura más desfavorable es la de los módulos localizados en la cubierta del edificio, el valor del coeficiente  $c_e$  será de 2,2 según tabla 3.4. Así como el coeficiente eólico  $c_p$  puede considerarse, según la esbeltez de los módulos, 0,7 en función de los valores de la tabla 3.5 del citado documento básico.

Cabe destacar que la incidencia del viento se considera perpendicular a los módulos por lo tanto, puesto que éstos se encuentran inclinados  $26^\circ$  respecto a la horizontal, la sobrecarga del viento quedará:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p \cdot \cos 26 = 0,47 \cdot 2,2 \cdot 0,7 \cdot 0,89 = 0,64 \text{ kN} / \text{m}^2$$

#### -Peso Propio

En cuanto al peso propio que deberá ser capaz de soportar la estructura portante de los módulos fotovoltaicos, se tiene el dato de los dos tipos de módulos que se emplearán en la instalación objeto del presente proyecto, de manera que:

Para los módulos IS-200, el peso de cada unidad es de 22kg

Para los módulos Schott, el peso de cada unidad es de 58kg

Y, puesto que conocemos también las dimensiones de cada tipo de módulo, es posible determinar el peso por  $\text{m}^2$  de cada uno de ellos, de la siguiente forma:

▪Para los módulos IS-200, las dimensiones son de 1.590mm x 1.047mm, es decir,  $1,66\text{m}^2$ .

Por lo tanto, el peso por  $\text{m}^2$  es  $\frac{22\text{kg}}{1,66\text{m}^2} = 13,25\text{kg} / \text{m}^2 = 0,133\text{ kN} / \text{m}^2$

▪Para los módulos Schott, las dimensiones son de 1.331mm x 1.122mm, es decir,  $1,49\text{m}^2$ .

Por lo tanto, el peso por  $\text{m}^2$  es  $\frac{58\text{kg}}{1,49\text{m}^2} = 38,93\text{kg} / \text{m}^2 = 0,389\text{ kN} / \text{m}^2$

#### -Total de cargas

Una vez determinadas las cargas propias y sobrecargas, el total de cargas con el que se dimensionará la estructura soporte de los módulos será, según el tipo de módulo, la siguiente:

▪Para los módulos IS-200:  $0,5 + 0,64 + 0,133 = 1,273\text{ kN} / \text{m}^2$

▪Para los módulos Schott:  $0,5 + 0,64 + 0,389 = 1,529\text{ kN} / \text{m}^2$

### 3.5.2-Tipo de estructura

Son dos tipos de estructuras las que se situarán para soporte de los módulos, una de ellas es la propia que soporta directamente dichos módulos fotovoltaicos y el otro tipo de estructura serán perfiles metálicos que, además de servir de sustentación de los módulos y de la estructura soporte propia de éstos, tendrán la función de fijar la instalación a las distintas zonas de la fachada del edificio así como para configurar las dimensiones de la pérgola de entrada al edificio la cual, como se ha comentado en anteriores apartados, estará formada por módulos fotovoltaicos de tipo traslúcidos.

#### -Estructura soporte de los módulos

Para el caso de la estructura soporte de los módulos, la cual será utilizada tanto para los módulos que se sitúen en la cubierta del edificio como para aquellos que se fijen a la fachada sobre vigas metálicas dispuestas en la parte superior de las cornisas metálicas existentes, se utilizarán las estructuras soporte tipo V de Atersa, las cuales están realizadas de acero calidad SJ 275 y en acero conformado SJ 235 según CTE-SE-A y Eurocódigo 3 y 4, galvanizado por inmersión a fuego según norma UNE-EN ISO 1461 y tornillería en calidad 8.8 galvanizado a fuego y centrifugado, según normas vigentes.



Dicha estructura está formada por 2 pórticos con diferente distancia entre ejes, según lo indicado en los planos del proyecto para las distintas dimensiones de los dos tipos de módulos fotovoltaicos que se utilizarán, pórticos que quedan unidos con travesaños sobre los que se fijan los módulos mediante grapas traseras en puntos donde se garantiza una correcta fijación, facilitando así su montaje y desmontaje. Además, el pórtico permite conseguir la inclinación que se ha indicado en proyecto permitiendo la fijación a diferentes tipos de elementos estructurales de la edificación como es el caso del forjado de cubierta y de las estructuras metálicas de fachada que se calculan en el siguiente apartado.

#### -Estructura de módulos de fachada y pérgola de entrada al edificio

Por otro lado, se tiene el otro tipo de estructura necesario para poder situar módulos tanto en fachada como en la pérgola de entrada al edificio para lo que se utilizarán perfiles metálicos sobre los que poder fijar la estructura soporte, indicada anteriormente, propia de

los módulos. Para ello se sabe que la longitud mayor de las vigas que conformarían dicha estructura es de 40,83m, que es la longitud que ocuparán los módulos que se sitúen en la cornisa de la planta alta del edificio, por lo que se considera ésta como la longitud para el cálculo de todas las vigas a situar en fachada, por ser esta longitud la más desfavorable, consiguiendo con ello dimensionar toda la estructura de fachada, sobre la que se apoyarán los módulos, con el mismo tipo de perfil metálico.

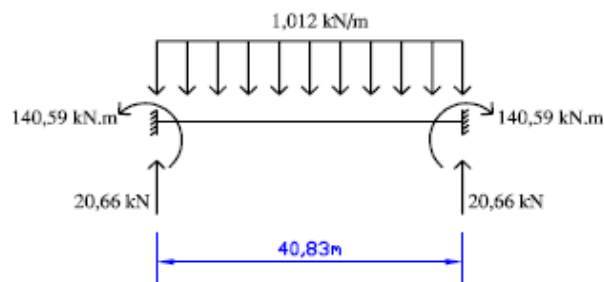
Puesto que cada módulo se apoyará en dos perfiles metálicos, ya que la estructura soporte indicada anteriormente posee dos puntos de apoyos delanteros y dos puntos de apoyo traseros, y debido a que la distancia de los módulos fotovoltaicos de fachada entre esos apoyos es de 1,590m, la carga que deberá soportar cada una de las vigas, tanto la viga trasera como la delantera, será de:

$$1,273 \text{ kN} / \text{m}^2 \cdot \frac{1,590 \text{ m}}{2} = 1,012 \text{ kN} / \text{m}$$

Ello implica que en los extremos de la viga se produzca un momento con el siguiente valor:

$$\frac{P \cdot L^2}{12} = \frac{1,012 \cdot 40,83^2}{12} = 140,59 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

El esquema de fuerzas y momentos sobre la viga queda reflejado en el siguiente gráfico:



A partir del esquema se puede determinar la ley de momentos que existe sobre la viga, la cual corresponde a la siguiente expresión:

$$M(x) = -140,59 + 20,66x - \frac{1,012 \cdot x^2}{2}$$

Se sabe que en los extremos de la viga el valor del momento es de  $140,59 \text{ kN} \cdot \text{m}$ , pudiendo darse el caso que existiera un momento mayor en el centro de la viga, para averiguarlo, aplicamos la ecuación de la ley de momentos para el centro de la viga, es decir, para la longitud 20,42m, de forma que el momento en el centro de la viga será:

$$M(20,42) = -140,59 + 20,66 \cdot 20,42 - \frac{1,012 \cdot (20,42)^2}{2} = 70,30 \text{ kN} \cdot \text{m}$$



Con ello sabemos que el momento mayor que deberá soportar la viga es de  $140,59 \text{ kN} \cdot \text{m}$ , lo que es igual a  $1.406 \text{ kp} \cdot \text{cm}$ .

Puesto que el acero A-42, que es el material que conforma los perfiles metálicos que se utilizarán, tiene como tensión máxima  $\sigma_e = 2.600 \text{ kp} / \text{cm}^2$ , utilizando 1,5 como coeficiente

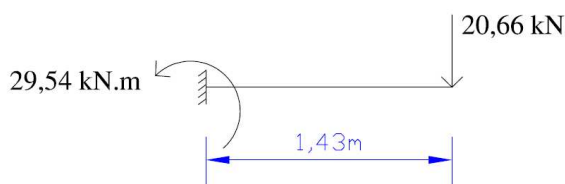
de seguridad, se tiene que la tensión admisible es  $\sigma_{adm} = \frac{2.600}{1,5} = 1.730 \text{ kp} / \text{cm}^2$ .

Por lo tanto, el módulo resistente mínimo que deberá tener el perfil utilizado para la viga

estudiada será de:  $W = \frac{1.406 \text{ kp} \cdot \text{cm}}{1.730 \text{ kp} / \text{cm}^2} = 0,81 \text{ cm}^3$ .

De esta forma, con el módulo resistente calculado, de entre los diferentes tipos de perfiles metálicos existentes, elegimos el perfil L-40.4 que tiene como módulo resistente  $1,55 \text{ cm}^3$ , mayor al calculado y por lo tanto este perfil es capaz de soportar las cargas calculadas. Además de estos perfiles, aquellos perfiles que se sitúen adosados a la fachada del edificio quedarán unidos al forjado existente mediante tornillos tipo T-12, los cuales son capaces de soportar la mayor carga de cortante que se da en la viga, es decir,  $20,66 \text{ kN}$ .

Por otro lado, para las vigas perpendiculares al forjado y que sirven de unión a las vigas anteriores, las cuales a su vez sirven de apoyo a la estructura de soporte de los módulos, tienen como esquema de cargas el siguiente:



De dicho esquema se deduce que el momento que deberán soportar estas vigas perpendiculares al forjado es de  $29,54 \text{ kN} \cdot \text{m}$ , por lo tanto, menor al calculado para las vigas de apoyo de los módulos que es de  $140,59 \text{ kN} \cdot \text{m}$ , debido a ello, podemos utilizar el mismo tipo de perfil para estas vigas perpendiculares que el perfil calculado para las vigas paralelas a la fachada, es decir, perfiles tipo L-40.4.

Por otro lado, para el caso de la estructura metálica que se situará a la entrada del edificio y que servirá de apoyo a los módulos traslúcidos que conformarán la pérgola de entrada, se tiene que la longitud de la viga es de  $34,782 \text{ m}$ , en este caso serán cuatro filas de módulos en paralelo los que descansarán sobre dos vigas, por lo que la longitud entre

estas dos vigas es de  $4 \times 1,331 \text{m} = 5,324 \text{m}$  (1,331m es una de las dimensiones del módulo), y ya que la carga que deberán soportar por  $\text{m}^2$  para este tipo de módulos es de  $1,529 \text{kN}/\text{m}^2$ , las vigas delantera y trasera soportarán una carga de:

$$1,529 \text{ kN} / \text{m}^2 \cdot \frac{5,324 \text{ m}}{2} = 4,07 \text{ kN} / \text{m}$$

Siguiendo el mismo razonamiento con el que se calcularon las vigas soporte de los módulos de fachada, en este caso, el máximo momento que éstas deberán soportar es de:

$$\frac{P \cdot L^2}{12} = \frac{4,07 \cdot 34,782^2}{12} = 410,32 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Por lo tanto, el módulo resistente mínimo que deberán tener los perfiles metálicos a utilizar será de:

$$W = \frac{4.103,2 \text{ kp} \cdot \text{cm}}{1.730 \text{ kp} / \text{cm}^2} = 2,37 \text{ cm}^3$$

Con el módulo resistente calculado, de entre los diferentes tipos de perfiles metálicos existentes, elegimos el perfil L-45.5 que tiene como módulo resistente  $2,43 \text{cm}^3$ , mayor al calculado, por lo que este perfil es capaz de soportar las cargas calculadas.

Además, los perfiles que se sitúen adosados a la fachada del edificio quedarán unidos al forjado existente mediante tornillos tipo T-12, que es un tipo de tornillo capaz de soportar la mayor carga de cortante que se da en la viga, es decir  $70,78 \text{kN}$ .

Finalmente, en la parte delantera de la estructura de la pérgola será preciso situar unos soportes debido a la importante longitud de la viga. Puesto que  $70,78 \text{kN}$  es la máxima carga que éstos han de soportar, es decir  $7,078$  toneladas, es posible situar como soporte dos perfiles tipo UPN-120 en cajón, los cuales son capaces de soportar hasta  $10 \text{t}$  para la altura de dichos pilares que es de  $5,44 \text{m}$ . Estos pilares quedarán unidos al forjado existente mediante placa de anclaje de acero de  $35 \times 35 \text{cm}$  y 4 tornillos T-12 en cada placa.

Cabe destacar, en relación a la configuración de esta pérgola, lo siguiente:

-Se ha considerado adecuada la superficie de pérgola proyectada porque, aunque existe más espacio en planta que permite ampliar dicha pérgola, si esta superficie se ampliara, como la pérgola posee la inclinación óptima de los módulos, la altura de los pilares metálicos que se situarán en la parte delantera de la misma sería muy baja, estimándose adecuada, según la configuración elegida para la pérgola, la altura de dichos pilares de  $5,44 \text{m}$  para las características arquitectónicas de la edificación.

-Por otro lado, aunque los cálculos han supuesto que el total de longitud de las vigas de la pérgola, tanto delantera como trasera, es de  $34,78 \text{m}$  puesto que es una longitud

importante, por construcción, será preciso situar vigas transversales a la misma que sirvan de unión entre estas dos vigas, ello conlleva que los momentos reales que las vigas han de soportar sean menores a los calculados, por lo tanto, se favorece la seguridad con los cálculos realizados, cuestión ésta que también sucede con las vigas situadas en las distintas zonas de la fachada del edificio donde también se precisan vigas transversales.

### 3.6-Producción energética

La cantidad de energía anual que es capaz de producir la instalación se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STC} \cdot G_{da}(\alpha, \beta) \cdot PR \cdot 365$$

Donde conocemos,

➤  $P_{GFV,M,STC}$  que se obtiene a partir de los distintos subgeneradores que componen la instalación, los cuales son:

- Subgeneradores de cubierta: 14x30x200W= 84kWp
- Subgenerador cornisa central planta alta: 44x200W= 8,8kWp
- Subgeneradores planta inferior, zonas izq. y derecha: 2x20x200W= 8kWp
- Subgeneradores planta inferior, zona central: 34x200W= 6,8kWp
- Subgeneradores pérgola de entrada al edificio: 124x78W= 9,67kWp

Por lo que el total de  $P_{GFV,M,STC}$  de la instalación es de 117,27kWp.

➤  $G_{da}(\alpha, \beta)$  se obtiene a partir de los datos proporcionados por PVGIS en la web:

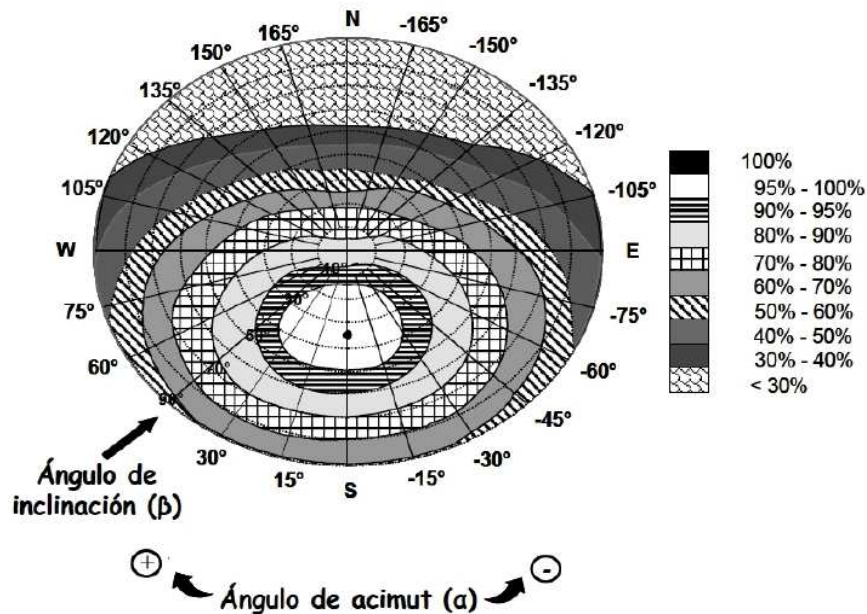
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

Siendo el valor de  $G_{da}(0)$ , para los distintos meses así como para la media diaria anual, los que se detallan en la siguiente tabla:

Mes	$G_{da}(0)$ kWh
Enero	1,96
Febrero	2,65
Marzo	3,62
Abril	4,29
Mayo	5,00

Junio	5,74
Julio	5,76
Agosto	5,16
Septiembre	3,95
Octubre	2,91
Noviembre	2,12
Diciembre	1,78
Anual	3,75

Con estos valores de radiación horizontal, se procede a calcular la irradiación para la orientación e inclinación de los módulos indicada en proyecto, es decir,  $G_{da}(0^\circ, 26^\circ)$  para los módulos situados en la cubierta y  $G_{da}(8^\circ, 26^\circ)$  para los módulos situados en la fachada del edificio, por lo tanto, los valores de radiación de la tabla anterior quedarán multiplicados por un coeficiente que se obtiene del siguiente gráfico del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE:



Para ambos casos, es decir, para los módulos situados en la cubierta como para los módulos situados en la fachada del edificio, el coeficiente por el que se multiplicará la radiación obtenida en la tabla de radiaciones horizontales anterior, será 0,95.

➤PR. Se adopta como PR el menor valor del intervalo comprendido entre (0,70-0,85), ya que éste es el intervalo donde se localiza el valor de PR recomendado para módulos con orientación e inclinación óptimas o cercana a óptimas, por lo tanto, como PR se adopta 0,70.

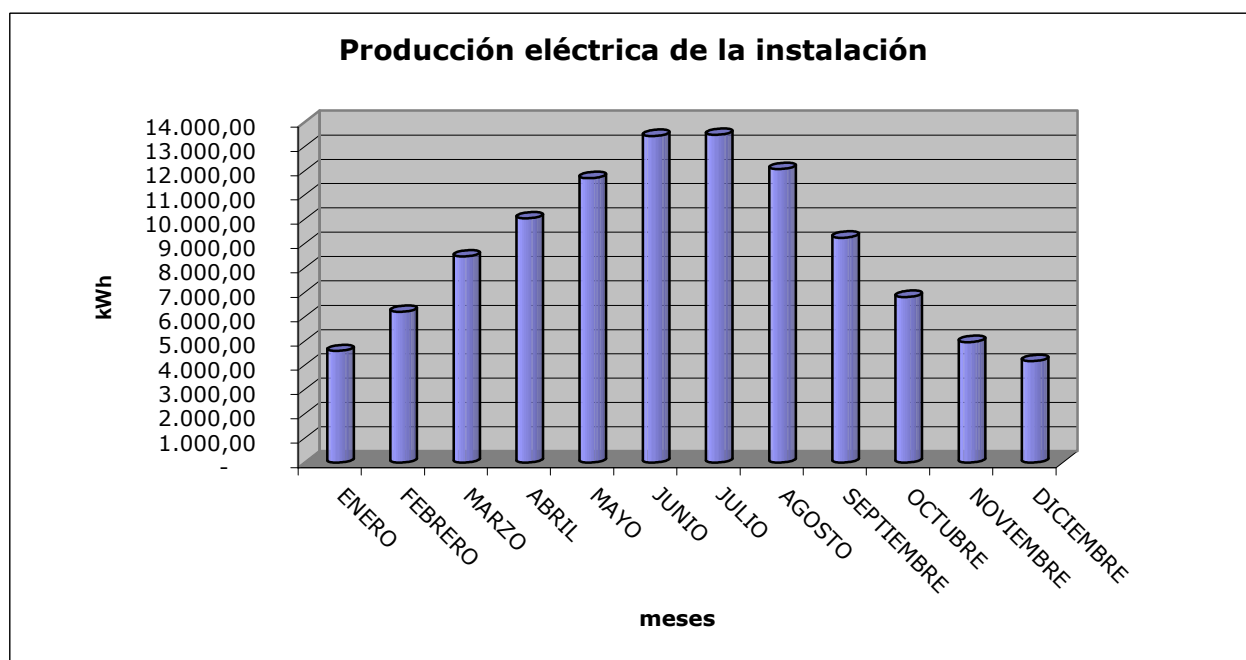
•Con todo ello, se tiene que la generación de electricidad anual será:

$$E_{FV} = P_{GFV, M, STC} \cdot G_{da}(\alpha, \beta) \cdot PR \cdot 365$$

$$E_{FV} = 117,27 kW \cdot 3,75 kWh \cdot m^{-2} \cdot día^{-1} \cdot 0,95 \cdot 0,70 \cdot 365 = 106.741,35 kWh \cdot año^{-1}$$

Siendo la producción mensual la indicada en la siguiente tabla y gráfico:

Mes	Producción kWh
Enero	4.585,49
Febrero	6.199,77
Marzo	8.469,12
Abril	10.036,61
Mayo	11.697,68
Junio	13.428,94
Julio	13.475,73
Agosto	12.072,01
Septiembre	9.241,17
Octubre	6.808,05
Noviembre	4.959,82
Diciembre	4.164,37
<b>Anual</b>	<b>106.741,35</b>



### **3.7-Impacto ambiental de la instalación**

En lo que se refiere al impacto ambiental de la instalación éste es prácticamente nulo, entre otras razones, por encontrarse localizada la instalación tanto en la cubierta como en la fachada de un edificio. Dicho impacto ambiental se comprueba analizando los diferentes factores ambientales como son el ruido, emisiones a la atmósfera, residuos tóxicos e impacto visual. El análisis queda detallado en los siguientes apartados:

#### **■Emisiones**

No existen emisiones de la instalación a la atmósfera porque no se produce ningún tipo de combustión en la misma, por lo tanto, no se genera gas contaminante alguno.

#### **■Ruidos**

No se produce ruido en la instalación capaz de causar molestias o daños en el medio ambiente tan sólo se produce un leve ruido en los inversores pero, puesto que éstos se localizan en la caseta descrita en apartados anteriores, únicamente puede apreciarse dicho ruido dentro de la citada caseta, en ningún caso fuera de la misma, por lo que se puede concluir que no se emite ruido que pueda causar molestias o daños en el entorno del lugar donde se localiza la instalación.

#### **■Impacto visual**

Como se ha descrito a lo largo del proyecto, la instalación se localiza tanto en la cubierta como en la fachada del edificio, y puesto que se ha estudiado una adecuada integración arquitectónica en dicho edificio, se considera que no existe impacto visual alguno y si se entiende como impacto visual la afección al paisaje del entorno, puesto que la instalación se localiza en una edificación, la cual se encuentra situada en el casco urbano del municipio, no hay más impacto visual que el que ya se hubiera podido producir con la propia construcción de la edificación en su momento.

#### **■Residuos tóxicos**

No se produce vertido de ningún tipo de residuo en el funcionamiento de la instalación.

### **3.8-Organización y programación de trabajos**

Para la correcta realización de los diferentes trabajos necesarios para conseguir el montaje y puesta en funcionamiento de la instalación proyectada, el conjunto de los trabajos se ha dividido en distintas tareas, con una duración estimada de tiempo y

estableciendo las adecuadas vinculaciones entre las mismas, de manera que se consiga la realización del proyecto en el menor tiempo posible pero que, al mismo tiempo, se pueda realizar de una forma real, es decir, con la lógica secuencial en la realización de las tareas que permita la coincidencia en la realización de varias tareas en el mismo periodo de tiempo, sin que la realización de unas entorpezca el desarrollo de otras, lo que es lo mismo decir que vinculando las distintas tareas de manera que se consiga una organización, entre todas ellas, que conlleve la ejecución efectiva del proyecto planteado.

Con esta organización de trabajos se ha obtenido, como duración en la realización del proyecto, un tiempo de 61 días laborales.

Las tareas, que configuran el conjunto de trabajos a realizar, son las que a continuación se indican:

### 1-Montaje de elementos auxiliares y de protección

Consistente en el montaje del andamiaje en toda la fachada del edificio, siendo de una altura superior en la zona central de la edificación.

Se considera la primera de las tareas a realizar puesto que, aunque en cubierta se podría comenzar a instalar estructuras de módulos, es adecuado que toda esta estructura soporte se instale una vez se encuentren situadas las vigas que conforman la estructura en fachada. Esta tarea también incluye la instalación de elementos de protección colectiva como son mallas de protección en toda la zona en la que se actúa.

### 2-Picado en fachada

Una vez realizada la tarea anterior, se procederá al picado de fachada en aquellas zonas donde, posteriormente, se situarán los perfiles metálicos que conformarán la estructura soporte de los módulos que se fijen en fachada. Este picado consistirá en el levantado del revestimiento de loza de piedra artificial que recubre dicha fachada así como de la capa de mortero posterior a dicho revestimiento hasta alcanzar la estructura de hormigón en la cual, posteriormente, se fijará la estructura metálica.

### 3-Montaje de vigas en fachada

Una vez comience la tarea anterior del picado en fachada se podrá comenzar con la instalación de la estructura metálica en la misma, de manera que se puedan simultanear en el tiempo ambas tareas, es decir, cuando se haya picado una de las tres zonas en las que se puede dividir la fachada (izquierda, central y derecha), se podrá comenzar con la instalación de la estructura metálica en dicha zona picada pudiendo continuar el picado en

otra de las zonas de fachada. Esta simultaneidad en la realización de ambas tareas se aprecia en los diagramas adjuntos a este apartado.

#### 4-Montaje de estructura de módulos

Esta tarea consiste en el montaje de la estructura soporte propia para los distintos módulos fotovoltaicos, dicha tarea es posible comenzarla antes de la finalización del montaje de la estructura metálica en fachada, puesto que en la cubierta se instalarán también estas estructuras soporte, por lo tanto, se puede comenzar por dicha zona para proseguir con la instalación de estas estructuras soporte en la fachada, una vez hayan finalizado los trabajos de montaje de vigas metálicas en la misma.

#### 5-Montaje de estructura de la pérgola de entrada

El montaje de la estructura metálica, que configurará la estructura soporte de los módulos traslúcidos de la pérgola de entrada al edificio, se realizará una vez haya finalizado el montaje de la estructura de vigas en fachada, puesto que será preciso desmontar, al menos, el andamiaje situado en la zona central de la fachada, ya que es el lugar donde se situará dicha pérgola.

#### 6-Instalación de cajas de conexión

Durante la ejecución de la tarea anterior será posible comenzar con la instalación de las cajas de conexión precisas para unir los distintos tramos de la instalación, considerándose conveniente la instalación de éstas antes de comenzar con el tendido del cableado.

#### 7-Instalación de la caseta de inversores

En una zona lateral a la fachada del edificio, en el lugar descrito en apartados anteriores de la Memoria así como en planos del proyecto, se situará una caseta para los inversores. Se considera adecuada dicha instalación una vez se haya finalizado con los trabajos de picado y montaje de vigas metálicas en fachada.

#### 8-Instalación de módulos fotovoltaicos

Se procederá al montaje de los módulos fotovoltaicos una vez se encuentre instalada la estructura soporte de éstos tanto en cubierta como en fachada, de esta forma, se podrá finalizar la instalación de dichos módulos una vez haya concluido la instalación de la vigería que conforma la estructura de la pérgola de entrada al edificio, de manera que, serán éstos los últimos módulos que se instalen por su situación en el edificio.



## 9-Instalación de inversores

Una vez se tenga instalada la caseta para los inversores, se podrá proceder a la instalación de éstos en la misma.

## 10-Canalizaciones y cableado

Estando ya instalados los componentes principales de la instalación, como son los módulos e inversores así como las cajas de conexión, siendo todas estas tareas realizadas anteriormente, será posible la instalación de las canalizaciones precisas para, inmediatamente después, disponer el cableado en las mismas.

## 11-Instalación de elementos de protección

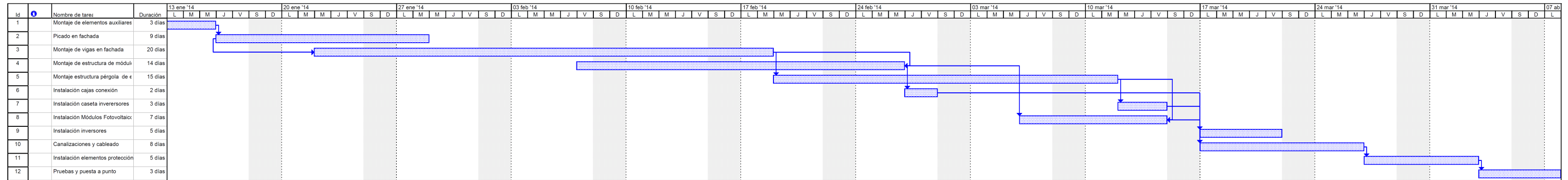
Realizada la anterior tarea, se continuará con la instalación de los diferentes elementos de protección descritos en anteriores apartados, siendo principalmente estos elementos, los interruptores magnetotérmicos que se situarán en los distintos tramos de esta instalación.

## 12-Pruebas y puesta a punto

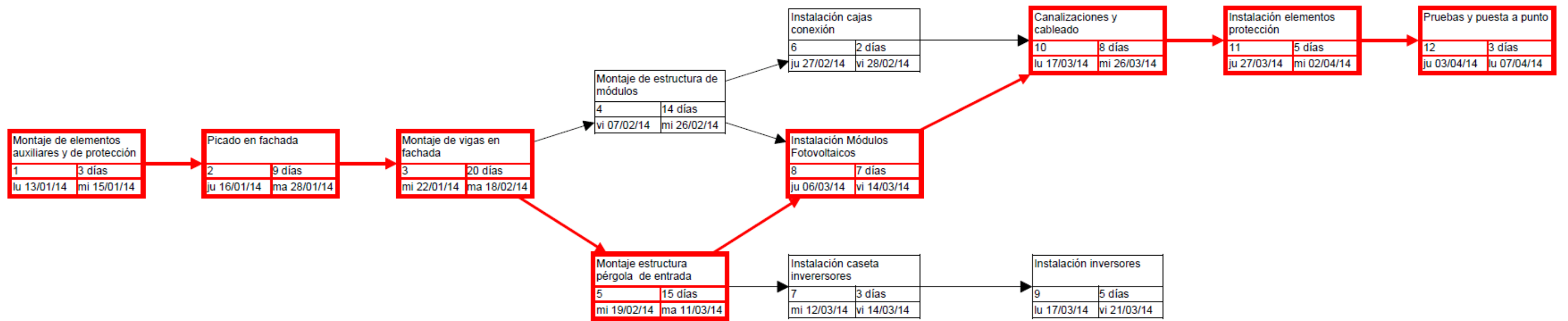
Todos estos trabajos finalizarán con las diferentes pruebas a realizar, las cuales servirán para comprobar que la instalación funciona correctamente, dando con ello por concluidos los trabajos para la realización de la instalación fotovoltaica proyectada.

A continuación se presentan los correspondientes diagramas Gantt y Pert con las diferentes tareas, duración estimada de éstas, así como las vinculaciones entre las mismas:

### 3.8.1-Diagrama Gantt



### 3.8.2-Diagrama Pert



## 4-PLIEGO DE CONDICIONES

---

### 4.1-Condicionés técnicas

#### 4.1.1-Objeto

En el presente pliego de condiciones se presentan las condiciones mínimas, de carácter técnico, que cumplirá la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto, en lo que se refiere al suministro e instalación así como al mantenimiento y garantías de la misma, siendo útil tanto para instaladores como para suministradores de equipos, de manera que, se detallan los requisitos mínimos que deberá cumplir la instalación para asegurar la calidad de sus componentes así como de dicha instalación en su conjunto.

#### 4.1.2-Elementos de la instalación

##### ■Módulos fotovoltaicos

Existen dos tipos de módulos fotovoltaicos elegidos para la instalación, cuyos fabricantes son Isofotón y Schott. Para el caso de los módulos de Isofotón, éstos cumplirán la norma UNE-EN 61215 puesto que son módulos de silicio cristalino, además deberán estar cualificados por el CIEMAT, por su parte, para los módulos traslúcidos de Schott cuyos vidrios son parcialmente templados, cumplirán con lo dispuesto en la DIN-EN 1863-1.

En cualquier caso, estos módulos llevarán de manera visible una etiqueta donde se indique el modelo y nombre del fabricante.

Por otro lado, se comprobará que todos los módulos tienen diodos de derivación que eviten averías en las células, así como también, los marcos de los módulos serán de aluminio.

Además, antes de proceder a la instalación de los módulos, se medirá la potencia máxima y corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida, de manera que, se comprobará que éstas se encuentran dentro de un margen de  $\pm 10\%$  respecto a los valores nominales, en condiciones estándar, consignados en la ficha técnica de dichos módulos.

También se comprobará que no existe rotura o manchas en los módulos.

##### ■Estructura soporte de los módulos

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos será de acero, así como también la de los diferentes elementos auxiliares de sujeción que son precisos disponer.

Por su parte, la estructura para el apoyo de los módulos situados en fachada será de acero tipo A-42, situándose diferentes tipos de perfiles en función de los cálculos realizados y detallados en el apartado correspondiente de la Memoria del presente proyecto y cuya situación en el edificio queda indicada en el plano de estructura.

#### ▪Inversores

Los inversores serán los adecuados para su conexión con la red de baja tensión, siendo su potencia de entrada variable, permitiendo obtener en todo momento la potencia máxima que proporcione el generador.

Cumplirán las directivas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnéticas. Dicho cumplimiento será avalado mediante certificado, debiéndose adjuntar el resultado de las pruebas de funcionamiento que se deberán realizar en dichos inversores.

#### ▪Protecciones

Las protecciones utilizadas tendrán la calidad y dimensiones especificadas en el proyecto y se instalarán en los lugares indicados, tanto en el proyecto como siguiendo las instrucciones del técnico director de la instalación, permitiendo con ello conseguir la máxima protección de las personas como de los elementos de la instalación. Es de destacar cómo, al existir determinadas protecciones integradas en los inversores, se deberá adjuntar certificado de las pruebas de seguridad realizadas sobre dichos inversores.

#### ▪Conductores

Los conductores tendrán las secciones obtenidas en los cálculos para los diferentes tramos que componen la instalación y que se han especificado en el apartado correspondiente de la Memoria del proyecto, así como, el material de estos conductores será cobre recubierto con aislamiento de PVC.

### **4.1.3-Recepción y pruebas**

Al usuario de la instalación se procederá a entregar la documentación acreditativa tanto del suministro de los diferentes componentes de la instalación como del manual de uso y mantenimiento de dicha instalación, donde se detalle la configuración de la misma así como todas aquellas especificaciones relacionadas con la utilización y labores de mantenimiento para el adecuado funcionamiento de la instalación.

Si bien, antes de proceder a esta entrega de documentación, se deberá comprobar, mediante los certificados oportunos de calidad, que todos los componentes han pasado las pruebas pertinentes en fábrica aunque también se realizarán ensayos de arranque y parada en diferentes momentos del funcionamiento de la instalación.

### **4.2-Montaje de componentes**

A continuación, en los siguientes apartados, se indica el modo de disposición y/o conexión de los diferentes componentes de la instalación.

#### ■Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se distribuirán según lo dispuesto en los planos del proyecto de manera que la distribución en filas de los mismos, en la zona de cubierta, facilitará la posterior conexión entre los módulos con la disposición en serie y paralelo, obtenida con los cálculos realizados y expuestos en la Memoria para cada uno de los subgeneradores.

Estos módulos fotovoltaicos se montarán sobre la estructura soporte descrita en la Memoria y, para el caso de los módulos que se sitúen tanto en fachada como los que conformen la pérgola de entrada al edificio, éstos se situarán sobre la estructura de vigas metálicas indicada tanto en Memoria como en el plano correspondiente a la estructura.

La conexión entre módulos fotovoltaicos será realizada con los correspondientes conductores cuya sección se ha calculado y queda recogida, para cada tramo de la instalación, en la Memoria del presente proyecto.

#### ■Inversores

Los inversores que se situarán en la instalación, cuyo modelo se indica en la Memoria, se protegerán frente a las inclemencias meteorológicas mediante su disposición en una caseta prefabricada, la cual se situará en la zona izquierda de la fachada, según se indica en el correspondiente plano. Esta caseta estará ventilada para favorecer la refrigeración de los equipos, debiéndose evitar la obstrucción de las entradas y salidas de ventilación de dicha caseta. La humedad relativa de la caseta no superará el 95% y la temperatura en el interior de la misma debe encontrarse en un rango entre -5 a 40°C, considerándose adecuado disponer de un equipo de climatización en dicha caseta para los días del año donde la temperatura se encuentre fuera del margen indicado.

#### ■Conductores

El cableado que proviene de los generadores se alojará en canaletas que discurrirán tanto por la cubierta como empotradas en la fachada si bien, en la zona de fachada, se aprovechará también la ubicación de diferentes molduras decorativas existentes para, en la parte superior de las mismas, disponer de las citadas canalizaciones.

El tramo de cableado que discurre entre la caseta de inversores y la conexión a la red de baja tensión, es decir, el último tramo de cableado de la instalación, se dispondrá enterrado bajo tubo corrugado de PVC a 1m de profundidad.

Todas las conexiones de los tramos de cableado, tanto con equipos como con la red de baja tensión, serán realizadas por personal técnico cualificado.

#### ■ Protecciones y puesta a tierra

El Real Decreto 1663/2000, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, indica que la puesta a tierra se realizará de forma que no altere ni transmita defectos a la red de la compañía distribuidora, es por ello que, como se detalla en la Memoria, se disponen diferentes tipos de protecciones, las cuales también se indican en el esquema unifilar que conforma el plano 5 del proyecto.

Por otro lado, las masas metálicas de la instalación se encontrarán conectadas a tierra, tal como se aprecia en dicho esquema unifilar adjunto en los planos del proyecto.

Por su parte, la instrucción ITC-BT-40 indica que los generadores deben tener conexión de puesta a tierra para que se asegure que las tensiones de las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en el reglamento de condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, es por ello que, tal como se indica en el esquema unifilar del proyecto, todos los módulos fotovoltaicos poseen dicha conexión de puesta a tierra.

Finalmente destacar cómo todos estos elementos de protección se encontrarán alojados en diferentes cajas de conexión destinadas a la protección de dichos elementos, tanto de las inclemencias meteorológicas como de la posible manipulación por personas ajenas al mantenimiento de la instalación.

### **4.3-Garantía de los componentes**

Los equipos integrantes de la instalación poseerán una garantía la cual estará vigente si es preciso reparar los equipos que hayan sufrido una posible avería, ejecutándose dicha garantía siempre que la avería sea debida a un defecto de montaje y se hayan seguido correctamente las instrucciones indicadas en el manual de instalación de dichos equipos y siempre que se presente el correspondiente certificado de garantía con la fecha que se indique en la certificación de la instalación.

La garantía consistirá en la reparación o sustitución parcial o total del equipo averiado, siempre y cuando no se haya sobrepasado el tiempo de validez de la garantía, la cual será de 3 años en todos los equipos excepto en los módulos fotovoltaicos que será de 8 años. Una vez cumplido dicho periodo de garantía no cabe ningún tipo de reclamación.

En caso de reparación de equipos, la garantía cubrirá todos los gastos que conlleve dicha reparación, desde piezas averiadas hasta mano de obra, pudiéndose anular la garantía si dichos equipos han sido reparados o modificados por personas ajenas al suministrador de los equipos o servicios de asistencia no autorizados expresamente por este suministrador.

#### **4.4-Mantenimiento de la instalación**

Para que la instalación, a lo largo de su vida útil, funcione correctamente se realizará un mantenimiento periódico de los diferentes elementos que componen dicha instalación para lo cual se deberá formalizar un contrato de mantenimiento, de carácter preventivo y correctivo de, al menos, tres años de duración.

Este mantenimiento se deberá realizar por personal técnico cualificado cuyas labores de mantenimiento quedarán registradas en un informe técnico que se irá completando, de forma periódica, en función del programa de mantenimiento que se establezca para la instalación.

##### **■Mantenimiento preventivo**

Se establece una revisión periódica de la instalación, con una frecuencia de al menos una vez cada seis meses, consistente en una inspección visual de las instalaciones donde se comprobará que todos los componentes funcionan correctamente. En esta inspección se realizarán las siguientes revisiones:

- Comprobación del estado de los módulos fotovoltaicos
- Comprobación de la estructura soporte de los módulos
- Comprobación de las protecciones eléctricas y estado de las conexiones
- Comprobación del estado de los inversores

##### **■Mantenimiento correctivo**

El personal técnico cualificado, encargado del mantenimiento de la instalación, será el encargado de realizar la sustitución o arreglo de los distintos equipos, si éstos han sido dañados o presentan defectos en su funcionamiento.

Este mantenimiento correctivo, al contrario del mantenimiento preventivo, no se realizará periódicamente sino que se realizará cuando sea necesario por surgir algún tipo de avería en la instalación.

En caso de ser necesario dicho mantenimiento correctivo, siempre que la instalación se encuentre en periodo de garantía, el suministrador de los equipos atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la avería será reparada en el plazo máximo de dos semanas.

Al igual que ocurre con el mantenimiento preventivo, este mantenimiento correctivo, será realizado, durante el periodo de garantía de la instalación, sin coste alguno para el usuario de la misma, siempre que se haya procedido al adecuado mantenimiento y utilización de la instalación según las instrucciones indicadas para ésta.

## 5-MEDICIONES Y PRESUPUESTO

### Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
<b>CAPÍTULO 1 TRABAJOS PREVIOS</b>									
19SCT00002	<b>M2 PROTECCIÓN ANDAMIADA, DURACIÓN 2-3 MESES</b> M2 DE PROTECCION DE ANDAMIADA CON TOLDO DE TEJIDOS SINTETICOS DE 1ª CALIDAD, COLOCADA EN OBRAS DURANTE UN PERIODO COMPRENDIDO ENTRE 2 Y 3 MESES, INCLUSO P.P. DE CUERDAS DE SUJECCION Y DESMONTAJE. VALORADO EN FUNCION DEL NUMERO OPTIMO DE UTILIZACIONES. MEDIDA LA SUPERFICIE PROTEGIDA								
	PLANTA BAJA-IZQUIERDA	1	181,24			181,24			
	PLANTA BAJA-DERECHA	1	179,01			179,01			
	ZONA CENTRAL	1	424,35			424,35			
	CUBIERTA-DERECHA	1	18,12			18,12			
	CUBIERTA-IZQUIERDA	1	20,00			20,00			
							822,72	4,38	3.603,51
01RAC00001	<b>M2 DESMONTADO DE CHAPADO CON PIEDRA</b> M2 DE DESMONTADO DE CHAPADO CON PIEDRA, INCLUSO CARGA MANUAL Y TRANSPORTE DE MATERIAL SOBRENTE A VEREDERO. MEDIDA LA SUPERFICIE INICIAL DEDUCIENDO HUECOS.								
	PLANTA BAJA-IZQUIERDA	1	5,42			5,42			
	PLANTA BAJA-DERECHA	1	7,01			7,01			
	PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL	1	10,78			10,78			
	PLANTA ALTA-ZONA CENTRAL	1	14,42			14,42			
	PLANTA ALTA-ZONA DERECHA	1	1,46			1,46			
	FRONTAL PÉRGOLA ENTRADA	1	5,94			5,94			
							45,03	4,87	219,30
01RCE00003	<b>M2 PICADO DE ENFOSCADO EN PAREDES</b> M2 DE PICADO DE ENFOSCADO EN PAREDES, INCLUSO CARGA MANUAL Y P.P. DE TRANSPORTE DE MATERIAL SOBRENTE A CONTENEDOR COLOCADO EN OBRA. MEDIDA LA SUPERFICIE INICIAL DEDUCIENDO HUECOS.								
	SIMILAR ANTERIOR PARTIDA	45,03				45,03			
							45,03	4,50	202,64
<b>TOTAL CAPÍTULO 1 TRABAJOS PREVIOS.....</b>									<b>4.025,45</b>



Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe	
<b>CAPÍTULO 2 ESTRUCTURA</b>										
05ACJ00040	<b>KG ACERO PERFILES LAM. EN CAL. EN VIGAS, UNION SOLDADA</b> KG DE ACERO EN PERFILES LAMINADOS EN CALIENTE A42B EN VIGAS, MEDIANTE UNION SOLDADA, INCLUSO CORTE Y ELABORACION, MONTAJE, LIJADO, IMPRIMACION CON 40 MICRAS DE MINIO DE PLOMO Y P.P. DE SOLDADURA, PREVIA LIMPIEZA DE BORDES, PLETINAS, CASQUILLOS Y PIEZAS ESPECIALES; CONSTRUIDO SEGÚN CTE. MEDIDO EL PESO NOMINAL. VIGAS L-40.4 FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA IZQUIERDA FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA DERECHA FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL PLANTA ALTA-ZONA CENTRAL PLANTA ALTA-ZONA DERECHA VIGAS L45.5 EN PÉRGOLA DE ENTRADA AL EDIFICIO									
		2	21,05	2,42			101,88			
		3	1,22	2,42			8,86			
		2	20,94	2,42			101,35			
		3	1,22	2,42			8,86			
		2	35,60	2,42			172,30			
		3	1,22	2,42			8,86			
		2	40,83	2,42			197,62			
		5	1,22	2,42			14,76			
		2	4,19	2,42			20,28			
		2	1,22	2,42			5,90			
		2	34,78	3,38			235,11			
		8	4,36	3,38			117,89			
		2	5,29	3,38			35,76			
		2	5,40	3,38			36,50			
		2	4,28	3,38			28,93			
		1	3,15	3,38			10,65			
							1.105,51	1,41	1.558,77	
05ACS00050	<b>KG ACERO PERFILES LAM. EN CAL. EN SOPORTES-CAJON</b> KG DE ACERO EN PERFILES EN CALIENTE A42B EN SOPORTES-CAJON UNIDOS POR LOS EXTREMOS DE SUS ALAS, INCLUSO CORTE, ELABORACION, MONTAJE, LIJADO, IMPRIMACION CON 40 MICRAS DE MINIO DE PLOMO Y P.P. DE SOLDADURA, CHAPAS DE CABEZA Y BASE, CASQUILLOS Y PIEZAS ESPECIALES; CONSTRUIDO SEGÚN CTE. MEDIDO EL PESO NOMINAL. EN PÉRGOLA ENTRADA EDIFICIO SOPORTES EN CAJÓN UPN-120									
		8	5,44	13,40			583,17			
							583,17	1,41	822,27	

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
05ACW00001	<b>KG ACERO A42B EN PLACA DE ANCLAJE A CIMENTACION</b> KG DE ACERO A42B EN PLACA DE ANCLAJE A LA CIMENTACION CON CUATRO BARRAS DE ACERO B500 S DE 20mm. Y TALADRO CENTRAL DE 5 cm. DE DIAMETRO , INCLUSO CORTE ELABORACION Y MONTAJE, IMPRIMACION CON 40 MICRAS DE MINIO AL PLOMO Y P.P. DE ELEMENTOS DE UNION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGUN CTE.MEDIDO EL PESO NOMINAL.								
	PLACA ANCLAJE SOPORTES PÉRGOLA ENTRADA	4	0,70		47,10	131,88			
							131,88	2,18	287,50
2.4	<b>UD ESTRUCTURA SOPORTE PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b> UD DE ESTRUCTURA SOPORTE INDIVIDUAL PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COMPUESTA POR DOS PÓRTICOS SOPORTE TIPO V, REALIZADA CON ACERO DE CALIDAD SJ 275 Y ACERO CONFORMADO SJ 235, SEGÚN CTE-SE-A Y EUROCÓDIGO 3 Y 4, GALVANIZADO POR INMERSIÓN A FUEGO, SEGÚN NORMA UNE-EN ISO 1461 Y TORNILLERÍA EN CALIDAD 8.8 GALVANIZADO A FUEGO Y CENTRIFUGADO, SEGÚN NORMAS VIGENTES.								
	MÓDULOS DE CUBIERTA Y FACHADA	538				538,00			
							538,00	80,00	43.040,00
<b>TOTAL CAPÍTULO 2 ESTRUCTURA.....</b>									<b>45.708,54</b>

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
3.1	<b>CAPÍTULO 3 INSTALACIÓN</b> <b>UD MÓDULO FOTOVOLTAICO IS 200/32</b> UD DE MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO IS 200/32 DE ISOFOTÓN CON POTENCIA NOMINAL 200W/M2 DE DIMENSIONES 1590X1047X39,5 MM, COMPUESTO POR 96 CÉLULAS DE 125X125MM CON BORNERA ATORNILLABLE CON POSIBILIDAD DE SOLDADURA LA PROTECCIÓN DEL MÓDULO SE REALIZA CON CAPA DE VIDRIO TEMPLADO Y MICROESTRUCTURADO EN SU CAPA FRONTAL Y TEDLAR DE VARIAS CAPAS EN SU CAPA POSTERIOR, CON MARCO DE ALUMINIO ANODIZADO. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	420				420,00			
		118				118,00			
3.2	<b>UD MÓDULO FOTOVOLTAICO ASI THRU-L-2</b> UD DE MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO ASI THRU-L-2 DE SCHOTT CON POTENCIA NOMINAL 78W DE DIMENSIONES 1122X1331X16 MM, COMPUESTO POR VIDRIO FRONTAL PARCIALMENTE PRETEMPLADO DE 6MM DE ESPESOR, BUTIRAL DE 1,1MM Y VIDRIO POSTERIOR PARCIALMENTE PRETEMPLADO DE 6MM. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	124				124,00	538,00	300,00	161.400,00
3.3	<b>UD INVERSOR INGECONSUN 5</b> UD DE INVERSOR MODELO INGECONSUN 5, QUE POSEE UNA INTENSIDAD NOMINAL DE HASTA 5KW, UNA EFICIENCIA MÁXIMA SUPERIOR AL 94%, POSIBILIDAD DE DESCONEXIÓN MANUAL, ASÍ COMO PROTECCIÓN CONTRA POLARIZACIÓN INVERSA, CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS A LA ENTRADA Y A LA SALIDA, PROTECCIONES CONTRA CORTOCIRCUITOS Y SOBRECARGAS EN LA SALIDA, CONTRA FALLOS DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN ANTI-ISLA. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	14				14,00	124,00	450,00	55.800,00

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
	EN FACHADA	4				4,00			
	EN PÉRGOLA ENTRADA	3				3,00			
<b>3.4</b>	<b>UD INVERSOR INGECONSUN 10</b>						21,00	1.790,00	37.590,00
	UD DE INVERSOR MODELO INGECONSUN 10, QUE POSEE UNA INTENSIDAD NOMINAL DE HASTA 10KW, UNA EFICIENCIA MÁXIMA SUPERIOR AL 94%, POSIBILIDAD DE DESCONEXIÓN MANUAL, ASÍ COMO PROTECCIÓN CONTRA POLARIZACIÓN INVERSA, CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS A LA ENTRADA Y A LA SALIDA, PROTECCIONES CONTRA CORTOCIRCUITOS Y SOBRECARGAS EN LA SALIDA, CONTRA FALLOS DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN ANTI-ISLA. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.								
	EN FACHADA	2				2,00			
<b>19LPA00010</b>	<b>UD CASETA PREFABRICADA PARA INVERSORES</b>						2,00	2.300,00	4.600,00
	UD DE CASETA PREFABRICADA MODULADA DE 20.50 m2. PARA ALOJAMIENTO DE INVERSORES, FORMADA POR: ESTRUCTURA DE PERFILES LAMINADOS EN FRIO, CERRAMIENTOS Y CUBIERTA DE PANEL SANDWICH EN CHAPA PRELACADA POR AMBAS CARAS, AISLAMIENTO CON ESPUMA DE POLIURETANO RIGIDO: CARPINTERIA DE ALUMINIO ANODIZADO EN SU COLOR, REJAS DE PROTECCION Y SUELO CON SOPORTE DE PERFILERIA, TABLERO FENOLICO Y PAVIMENTO, INCLUSO PREPARACION DEL TERRENO, CIMENTACION, SOPORTES DE HORMIGON HA-25, ARMADO CON ACERO B 400 S, PLACAS DE ASIEN TO, TRANSPORTES, COLOCACION Y DESMONTADO, SEGUN R.D. 1627/97. MEDIDA LA UNIDAD DE CASETA INSTALADA.								
		1				1,00			
							1,00	947,57	947,57

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
08ECC00104	<b>M CIRCUITO MONOFASICO 3COND. 4MM2. EMPOTRADO</b>								
	M DE CIRCUITO MONOFASICO, INSTALADO CON CABLE DE COBRE DE TRES CONDUCTORES DE 4 mm2. DE SECCION NOMINAL, EMPOTRADO Y AISLADO CON TUBO DE PVC. FLEXIBLE DE 16 mm. DE DIAMETRO, INCLUSO P.P. DE CAJAS DE DERIVACION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA LONGITUD EJECUTADA DESDE LA CAJA DE MANDO Y PROTECCION HASTA LA CAJA DE REGISTRO DEL ULTIMO RECINTO SUMINISTRADO.								
	CUBIERTA	14	25,00	5,00		1.750,00			
	FACHADA-PLANTA ALTA	1	80,00	4,00		320,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA-LATERAL IZQUIERDO	1	30,00	4,00		120,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL	1	50,00	6,00		300,00			
	PÉRGOLA ENTRADA EDIFICIO	3	50,00	2,00		300,00			
							2.790,00	3,29	9.179,10
08ECC00105	<b>M CIRCUITO MONOFASICO 3COND. 6MM2. EMPOTRADO</b>								
	M DE CIRCUITO MONOFASICO, INSTALADO CON CABLE DE COBRE DE TRES CONDUCTORES DE 6 mm2. DE SECCION NOMINAL, EMPOTRADO Y AISLADO CON TUBO DE PVC. FLEXIBLE DE 23 mm. DE DIAMETRO, INCLUSO P.P. DE CAJAS DE DERIVACION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA LONGITUD EJECUTADA DESDE LA CAJA DE MANDO Y PROTECCION HASTA LA CAJA DE REGISTRO DEL ULTIMO RECINTO SUMINISTRADO.								
	FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL	1	50,00	4,00		200,00			
							200,00	3,82	764,00

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
08ECC00106	<b>M CIRCUITO MONOFASICO 3COND. 10MM2. EMPOTRADO</b> M DE CIRCUITO MONOFASICO, INSTALADO CON CABLE DE COBRE DE TRES CONDUCTORES DE 10 mm2. DE SECCION NOMINAL, EMPOTRADO Y AISLADO CON TUBO DE PVC. FLEXIBLE DE 29 mm. DE DIAMETRO, INCLUSO P.P. DE CAJAS DE DERIVACION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA LONGITUD EJECUTADA DESDE LA CAJA DE MANDO Y PROTECCION HASTA LA CAJA DE REGISTRO DEL ULTIMO RECINTO SUMINISTRADO. FACHADA-PLANTA BAJA-LATERAL DERECHO	1	90,00	4,00		360,00			
							360,00	5,27	1.897,20
08ECC00107	<b>M CIRCUITO MONOFASICO 3COND. 16MM2. EMPOTRADO</b> M DE CIRCUITO MONOFASICO, INSTALADO CON CABLE DE COBRE DE TRES CONDUCTORES DE 16 mm2. DE SECCION NOMINAL, EMPOTRADO Y AISLADO CON TUBO DE PVC. FLEXIBLE DE 36 mm. DE DIAMETRO, INCLUSO P.P. DE CAJAS DE DERIVACION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA LONGITUD EJECUTADA DESDE LA CAJA DE MANDO Y PROTECCION HASTA LA CAJA DE REGISTRO DEL ULTIMO RECINTO SUMINISTRADO. CUBIERTA FACHADA-PLANTA ALTA FACHADA-PLANTA BAJA-LATERALES IZQUIERDO Y DERECHO FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL PÉRGOLA	14 1 2 1 2 1	30,00 30,00 30,00 30,00 30,00 65,00			420,00 30,00 60,00 30,00 60,00 65,00			
							665,00	6,97	4.635,05

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
08ECC00201	<b>M CIRCUITO TRIFÁSICO 6MM2 ENTERRADO</b>								
	DE CIRCUITO TRIFASICO, INSTALADO CON CABLE DE COBRE, DE 6 mm2. DE SECCION NOMINAL, EMPOTRADO Y AISLADO CON TUBO DE PVC. FLEXIBLE DE 29 mm. DE DIAMETRO, INCLUSO P.P. DE CAJAS DE DERIVACION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGÚN REBT. MEDIDA LA LONGITUD EJECUTADA DESDE LA CAJA DE MANDO Y PROTECCION HASTA LA CAJA DE REGISTRO DEL ULTIMO RECINTO SUMINISTRADO.								
	CUBIERTA	14	5,00			70,00			
	FACHADA-PLANTA ALTA	1	5,00			5,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA	4	5,00			20,00			
	PÉRGOLA	3	5,00			15,00			
							110,00	5,15	566,50
08EIW00004	<b>UD INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO, INTENSIDAD 10A</b>								
	UD DE INTERRUPTOR DE CONTROL DE POTENCIA, UNIPOLAR, DE 10A DE INTENSIDAD NOMINAL, CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA								
	CUBIERTA	14	5,00			70,00			
	FACHADA-PLANTA ALTA	1	4,00			4,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA-ZONAS IZQUIERDA Y DERECHA	2	4,00			8,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL	1	4,00			4,00			
			1	3,00			3,00		
	PÉRGOLA	2	20,00			40,00			
		1	21,00			21,00			
							150,00	20,02	3.003,00
08EIW00005	<b>UD INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO, INTENSIDAD 32A</b>								
	UD DE INTERRUPTOR DE CONTROL DE POTENCIA, UNIPOLAR, DE 32A DE INTENSIDAD NOMINAL, CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.								
	CUBIERTA	14				14,00			
	FACHADA-PLANTA ALTA	1				1,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA-LATERALES IZQUIERDO Y DERECHO	2				2,00			
	FACHADA-PLANTA BAJA-ZONA CENTRAL	2				2,00			
	PÉRGOLA	3				3,00			
						22,00	20,02	440,44	

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
08EIM00206	<b>UD INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO, INTENSIDAD 40A</b> UD DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO TRIPOLAR DE 40A. DE INTENSIDAD NOMINAL, DISPUESTO SEGÚN REBT. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA. SIMILAR A LA PARTIDA ANTERIOR	22				22,00			
3.12	<b>UD DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN OVR PV-40 1000P</b> UD DE DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN OVR PV-40 1000P DE ABB, CON UNA CAPACIDAD DE INTENSIDAD DE HASTA 1000A, CARTUCHOS ENCHUFABLES, CONTACTO AUXILIAR CON LA OPCIÓN TS. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA. PARA CADA RAMA EN EL TRAMO PRINCIPAL DE CONTINUA	150 22				150,00 22,00	22,00	45,63	1.003,86
3.13	<b>UD DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN OVR T2</b> UD DE DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN OVR T2 DE ABB, CON UNA INTENSIDAD DE DESCARGA MÁXIMA DE HASTA 40KA Y UNA TENSIÓN DE FUNCIONAMIENTO MÁXIMA DE HASTA 275V, REALIZADA SEGÚN NORMA IEC 61643-11 TIPO 2. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA. SIMILAR A LA PARTIDA DE MAGNETOTÉRMICOS 32A	22				22,00	172,00	105,40	18.128,80
08EWW00005	<b>UD CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN</b> UD DE CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCION, SITUADO EN PLACA BASE EN ARMARIO DE POLIÉSTER CON FIBRA DE VIDRIO, CON VENTANILLA PARA MANIPULACIÓN, INCLUSO AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGUN REBT. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	1				1,00	22,00	158,10	3.478,20
							1,00	246,39	246,39



Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
04EAB00001	<b>UD CAJA DE CONEXIÓN PARA CIRCUITOS ELÉCTRICOS</b> UD DE CAJA DE CONEXIÓN DE POLIÉSTER CON FIBRA DE VIDRIO, POSEEN ENTRADA PARA CANALIZACIONES Y PRESENTAN CIERRE CON LLAVE, CON GRADO DE PROTECCIÓN IP-44. INCLUSO AYUDAS DE ALBAÑILERÍA, CONSTRUIDA Y DISPUESTA SEGÚN REBT. MEDIDA LA UNIDAD TERMINADA. SIMILAR A LA PARTIDA DE MAGNETOTÉRMICOS 32A	22				22,00			
08EID00005	<b>UD INTERRUPTOR DIFERENCIAL, SENSIBILIDAD 0,03A</b> UD DE INTERRUPTOR DIFERENCIAL II DE 0.03 A. DE SENSIBILIDAD, INSTALADO SEGÚN REBT. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA. SIMILAR A LA PARTIDA DE MAGNETOTÉRMICOS EN ALTERNA	22				22,00	22,00	152,40	3.352,80
08EKK00002	<b>UD INSTALACIÓN DE CONTADOR TRIFÁSICO</b> DE INSTALACION DE CONTADOR TRIFASICO, INCLUSO MODULO HOMOLOGADO, TAPA RESISTENTE A RADIACIONES Y P.P. DE AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDA SEGUN CTE Y NORMAS DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	1				1,00	22,00	73,53	1.617,66
08EWW00105	<b>UD CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN</b> DE CAJA GENERAL DE PROTECCION, CONSTRUIDA CON POLIÉSTER CON FIBRA DE VIDRIO, CON ORIFICIOS PARA CONDUCTORES, CONTENIENDO TRES CORTACIRCUITOS FUSIBLES DE 250A. DE INTENSIDAD NOMINAL, SECCIONADOR DE NEUTRO Y BARNES DE CONEXION, COLOCADA EN NICHOS MURALES, INCLUSO PUNTO DE PUESTA A TIERRA, PEQUEÑO MATERIAL, MONTAJE Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; INSTALADA SEGUN REBT, CTE Y NORMAS PARTICULARES DE CIA SUMINISTRADORA. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	1				1,00	1,00	94,61	94,61

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Código	Descripción	Uds	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
08EAA00002	<b>UD ACOMETIDA DE ELECTRICIDAD PARA EL EDIFICIO</b> UD DE ACOMETIDA DE ELECTRICIDAD PARA EDIFICIO, DESDE EL PUNTO DE TOMA HASTA LA CAJA GENERAL DE PROTECCION, REALIZADA SEGÚN NORMAS E INSTRUCCIONES DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA; INCLUSO AYUDAS DE ALBAÑILERIA MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	1				1,00	1,00	150,50	150,50
08EPP00054	<b>M DERIVACION DE PUESTA A TIERRA</b> M DE DERIVACION DE PUESTA A TIERRA INSTALADA CON CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO DE 16 mm <sup>2</sup> . DE SECCION NOMINAL, EMPOTRADO Y AISLADO CON TUBO DE PVC. FLEXIBLE DE 13 mm. DE DIAMETRO, INCLUSO P.P. DE CAJAS DE DERIVACION Y AYUDAS DE ALBAÑILERIA; CONSTRUIDO SEGÚN REBT. MEDIDO DESDE LA CAJA DE PROTECCION INDIVIDUAL HASTA LA LINEA PRINCIPAL DE PUESTA A TIERRA. RECORRIDO DE TODA LA INSTALACIÓN	1	250,00			250,00	1,00	1.358,31	1.358,31
08EPP00006	<b>UD PUESTA A TIERRA, CON PLACA DE COBRE DESNUDO, ESP. 3 MM</b> UD DE PUESTA A TIERRA, FORMADA POR PLACA DE COBRE DESNUDO Y 3 mm. DE ESPESOR, COLOCADA EN BASE DE CARBON TRITURADO DE 50 cm. A DOS METROS DE PROFUNDIDAD, INCLUSO TUBO DE ACERO GALVANIZADO DE 2", EXCAVACION, RELLENO, TRANSPORTE DE TIERRAS SOBREPANTES A VERTEDERO Y CONEXIONES; CONSTRUIDO SEGÚN REBT. MEDIDA LA UNIDAD INSTALADA.	1				1,00	250,00	2,50	625,00
							1,00	95,56	95,56
<b>TOTAL CAPÍTULO 3 INSTALACIÓN .....</b>									<b>310.974,55</b>
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL .....</b>									<b>360.708,54</b>

## RESUMEN DE PRESUPUESTO

Proyecto de instalac. fotovoltaica en edificio público existente

Capítulo	Resumen	Importe	%
1	TRABAJOS PREVIOS .....	4.025,45	1,12
2	ESTRUCTURA.....	45.708,54	12,67
3	INSTALACIÓN.....	310.974,55	86,21
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>360.708,54</b>	
13,00	% Gastos generales .....	46.892,11	
6,00	% Beneficio industrial.....	21.642,51	
SUMA DE G.G. y B.I.		68.534,62	
21,00	% I.V.A .....	90.141,06	90.141,06
<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>		<b>519.384,22</b>	

## 6-ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

### 6.1-Objeto

A través del presente Estudio de Seguridad y Salud se establecen las previsiones, en relación con la prevención de riesgos de accidentes, enfermedades y cualquier otra circunstancia adversa que pudiera surgir, derivadas de los trabajos necesarios para la construcción y mantenimiento de la instalación fotovoltaica proyectada en el presente documento, dando cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1.627/1997 de 24 de octubre sobre "Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción" (B.O.E. de 25 de octubre de 1997, modificado puntualmente por el Real Decreto 337/2010).

Las previsiones, que se contemplan en el presente estudio, serán desarrolladas y complementadas por el Plan de Seguridad y Salud que presentará la empresa encargada de la realización de los trabajos previstos en el proyecto.

### 6.2-Coordinador de seguridad y salud

En aplicación del artículo 3 del Real Decreto 1.627/1997, el promotor habrá designado un coordinador en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto, siendo éste el técnico que suscribe el presente proyecto.

Por otro lado, si durante la ejecución de la instalación interviene más de una empresa o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor, antes del inicio de los trabajos o tan pronto como se constate dicha circunstancia,

designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de los trabajos de la instalación, pudiendo ser el mismo técnico que ha ejercido la coordinación durante la elaboración del proyecto.

### **6.3-Principios generales de prevención**

Se tiene presente, en el presente estudio, los principios generales de prevención de seguridad y salud previstos en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, concretamente en lo referente a las decisiones técnicas a tomar y organización para llevar a cabo la instalación planteada, en especial, en lo referente a la organización de las diferentes tareas, tal como se indica en el apartado de organización y programación recogido en la Memoria del proyecto, donde también se indica la duración de las distintas tareas, estimándose la duración más adecuada para las mismas.

Por otro lado, en la citada Ley de Prevención de Riesgos Laborales, se indican los principios de acción preventiva a aplicar durante la ejecución de los trabajos para la implantación de la instalación, los cuales son las siguientes:

- Mantenimiento del lugar de trabajo en buen estado de orden y limpieza.
- Elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo presente las condiciones de accesos a los mismos, determinando las vías o zonas de circulación o desplazamiento de trabajadores.
- Manipulación de materiales y utilización de medios auxiliares.
- Mantenimiento de las instalaciones, que incluye control en la puesta en servicio así como control periódico de estas instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la instalación, permitiendo corregir defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- Delimitación y acondicionamiento de los lugares de almacenamiento y depósito de los materiales, en especial, cuando se trate de materias o sustancias peligrosas.
- Recogida de materiales peligrosos utilizados.
- Almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos o escombros.
- Cooperación entre contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos que formen parte del personal encargado de la realización de los trabajos planteados en proyecto.

### **6.4-Descripción de la instalación**

La instalación, objeto del presente estudio de seguridad y salud que forma parte del proyecto, se situará en un edificio público existente destinado a uso administrativo que

alberga, como principal destino, la sede judicial del municipio de Ronda (Málaga), sito en la plaza Carlos Cano nº1.

Las características de la instalación quedan recogidas tanto en la Memoria como, en cuanto a su disposición en el edificio, en los Planos del presente proyecto además, en cuanto al Presupuesto, el mismo queda detallado por capítulos y partidas en el correspondiente apartado del proyecto, siendo el plazo de ejecución de los trabajos proyectados de 61 días, aunque el plazo definitivo de ejecución será el que se recoja en el contrato con la empresa que se encargue de la realización de los trabajos.

Por lo que se refiere al personal en obra, se prevé un máximo de 6 y un mínimo de 2 operarios realizando trabajos en un mismo periodo de tiempo.

En cuanto a la división de los trabajos en tareas o unidades de obra, éstas serán 12 tareas, cuya descripción y relación entre las mismas queda detallado en el apartado de Organización y Programación del presente proyecto.

A continuación se indican los diferentes riesgos que pueden tener lugar durante la realización de las distintas tareas.

## **6.5-Enumeración de posibles riesgos**

### **6.5.1-Riesgos en los profesionales**

▪En el montaje de elementos auxiliares y protección:

- Caídas de altura de personas y objetos
- Deslizamientos
- Golpes y atrapamientos
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas

▪Durante el picado en fachada:

- Caídas de altura de personas y objetos
- Deslizamientos
- Desprendimientos
- Manejo de grandes piezas en espacios reducidos
- Golpes y atrapamientos
- Cortes y punzonamientos
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas

▪Durante el montaje de vigas en fachada:

- Caídas de altura de personas y objetos
- Deslizamientos

- Desprendimientos
  - Manejo de grandes piezas en espacios reducidos
  - Golpes y atrapamientos
  - Chispas, cortes, punzonamientos así como electrocuciones
  - Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales
  - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas
- Durante el montaje de la estructura de módulos:
    - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas
    - Deslizamientos
    - Desprendimientos
    - Caídas al mismo nivel y/o en altura (en función de la situación de los módulos)
    - Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades
- En el montaje de la estructura de la pérgola de entrada:
    - Caídas de altura de personas y objetos
    - Deslizamientos
    - Desprendimientos
    - Manejo de grandes piezas en espacios reducidos
    - Golpes y atrapamientos
    - Chispas, cortes, punzonamientos así como electrocuciones
    - Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales
    - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas
- Durante la instalación de las cajas de conexión:
    - Desprendimientos
    - Caídas al mismo nivel
    - Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades
- En la instalación de la caseta de inversores:
    - Caídas de altura de personas y objetos
    - Deslizamientos
    - Golpes y atrapamientos
    - Chispas, cortes, punzonamientos así como electrocuciones
    - Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales
    - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas

- Durante la instalación de los módulos fotovoltaicos:
  - Caídas de altura
  - Sobreesfuerzos debido a posturas inadecuadas
  - Deslizamientos
  - Caídas al mismo nivel
  - Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades
  - Desprendimientos y aplastamientos
  - Caídas de objetos
  
- En la instalación de inversores:
  - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas
  - Caídas al mismo nivel
  - Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades
  
- Durante la realización de las canalizaciones y tendido del cableado:
  - Caídas en altura
  - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas
  - Deslizamientos
  - Caídas al mismo nivel
  - Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades
  - Caídas de objetos
  - Chispas, cortes y/o punzonamientos
  
- En la instalación de elementos de protección:
  - Chispas, cortes y/o punzonamientos
  - Caídas de objetos
  - Golpes
  
- Durante la realización de pruebas y puesta a punto:
  - Contactos eléctricos directos y/o indirectos
  - Chispas, cortes y/o punzonamientos

### **6.5.2-Otros riesgos**

Además de los riesgos profesionales detallados anteriormente, debidos a la propia labor ejercida por los profesionales que llevarán a cabo la ejecución del proyecto, pueden darse otro tipo de riesgos como son determinados riesgos a terceras personas que se encuentren en la zona de trabajo, así como también, otra serie de riesgos generales como

son los debidos a una climatología adversa o riesgos de incendio o eléctricos en general por la posible deficiencia de los diferentes equipos que se instalen.

## **6.6-Medidas de prevención**

### **6.6.1-Características generales de las medidas**

En lo referente a las medidas de protección, tanto individuales como colectivas, los diferentes elementos que conformen estas medidas tendrán un periodo de vida útil, de manera que, cuando este periodo finalice, dichas medidas de protección quedarán inutilizadas. En caso que estos elementos tengan un deterioro muy superior al periodo estipulado de vida útil para los mismas, dichas medidas, serán repuestas por otras nuevas. Para el caso de prendas que, por su uso, hayan adquirido unas holguras o tolerancias mayores a las dispuestas para las mismas por el fabricante, estas prendas, serán repuestas por otras nuevas a la mayor brevedad posible.

### **6.6.2-Medidas de prevención individuales**

Como características de los elementos que se dispondrán como medidas de prevención individuales, se tiene que todo elemento de protección poseerá del marcado CE, si bien, en caso de que para el elemento que se trate no existiera marcado CE, éste será de la calidad adecuada a sus prestaciones.

Existirá, durante la ejecución de la instalación, un servicio de prevención que se encargará que cada profesional que intervenga en la instalación disponga de las prendas y medidas de prevención individuales adecuadas, encargándose también que este personal las utilice correctamente.

Enumeración de protecciones individuales a utilizar:

#### ▪Protecciones en la cabeza

-Cascos de protección, utilizándose éstos por todas las personas que se encuentren en las zonas acotadas donde se realicen los trabajos descritos en el proyecto.

-Protectores auditivos, cuando se trabaje con ruido elevado.

-Gafas contra impactos y antipolvo, cuando se realicen trabajos con peligro de proyección de partículas.

-Gafas-pantalla de soldadura, cuando se realicen trabajos de soldadura.

-Mascarillas con filtros, en trabajos donde se desprendan gases tóxicos o polvo.

#### ▪Protecciones en el cuerpo

-Monos de trabajo, utilizándose en todos los trabajos a desarrollar.



- Mandil de cuero, en la realización de trabajos de soldadura.
- Cinturón de seguridad, cuando se realicen trabajos en fachada y pérgola de entrada.
- Chalecos reflectantes, cuando se realicen trabajos en zonas cercanas a la calle contigua al edificio, permitiendo la correcta visibilidad de los trabajadores por parte de conductores.

#### ▪Protecciones en las extremidades inferiores

- Calzado de seguridad, siendo éste el que posee puntera y suela metálica, cuando se realicen los trabajos de estructura en fachada.
- Botas impermeables en las zonas donde exista riesgo de humedad, como puede ser en la cubierta o en la zona lateral del edificio donde se instale la caseta de inversores.
- Polainas de cuero, en la realización de trabajos de soldadura.

### **6.6.3-Medidas de prevención colectivas**

#### ▪Señalización

Se dispondrá de las diferentes señales que indiquen la obligatoriedad del uso de cascos, cinturones de seguridad, gafas, mascarillas, protectores auditivos, botas y guantes, así como también se señalará el peligro por riesgo eléctrico, caída de objetos, maquinaria en movimiento o posibilidad de caída a distinto nivel.

Por otra parte, se señalará la prohibición de acceso a las zonas de trabajos a toda persona ajena a los mismos, así como también, se señalará la prohibición de fumar o encender fuego en dichas zonas.

También se señalará el lugar donde se localice el botiquín y los extintores de la obra.

#### ▪Trabajos en fachada. Realización de estructura de perfiles metálicos en fachada y pérgola

Se dispondrá de redes horizontales y verticales que protejan a los operarios de posibles caídas, además, éstos estarán obligados a utilizar cinturones de seguridad en la realización de los trabajos, quedando sujetos a un cable de seguridad.

Por otro lado, se dispondrán de vallas que delimiten las zonas donde se actúa permitiendo acotar el acceso al edificio que mantendrá todos sus servicios durante la realización de los trabajos proyectados.

### **6.7-Normas de seguridad**

Como normas generales de seguridad, que deberán conocer y cumplir los profesionales que intervengan en los diferentes trabajos, se tiene lo siguiente:

- Se tendrán presentes todas las señalizaciones de seguridad dispuestas en obra.
- Se seguirán las instrucciones que se den por el/los responsable/s de seguridad en obra.

- No se utilizará ningún equipo y/o maquinaria, si no se conoce su correcta utilización.
- Para cada trabajo se utilizarán las herramientas y materiales más adecuados para su correcta realización en cada caso.
- Los trabajos se realizarán con adecuada limpieza y orden.
- No se consumirán bebidas alcohólicas antes o durante la realización de los trabajos.
- No se realizarán trabajos para los que no se esté especializado.
- Se utilizarán todos los equipos de prevención individuales necesarios en función del trabajo a realizar que se trate.
- Se respetará y mantendrá en adecuado estado las diferentes medidas de protección colectiva dispuestas en obra.

Por lo que se refiere a la utilización de los materiales se tiene que:

- En el levantado de cargas a mano, se flexionarán las piernas sin doblar la columna vertebral.
- En el transporte de cargas a mano, se compensarán ambos lados con carga similar.
- En el transporte de materiales mediante rampas, éstas se encontrarán libre de obstáculos y en perfectas condiciones de apoyo.

## **6.8-Primeros auxilios**

En obra se dispondrá de un botiquín para primeros auxilios, el cual contendrá el material especificado en el Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril.

Por otra parte, en caso de ser necesaria la asistencia médica a accidentados, se dispondrá del teléfono de urgencias del centro médico más cercano a la obra, siendo éste el Hospital General Básico de la Serranía, situado a 1km de la localización de la obra en la carretera Ronda-El Burgo s/n, Tfno: 952876636.

## **7-PLANOS**

---

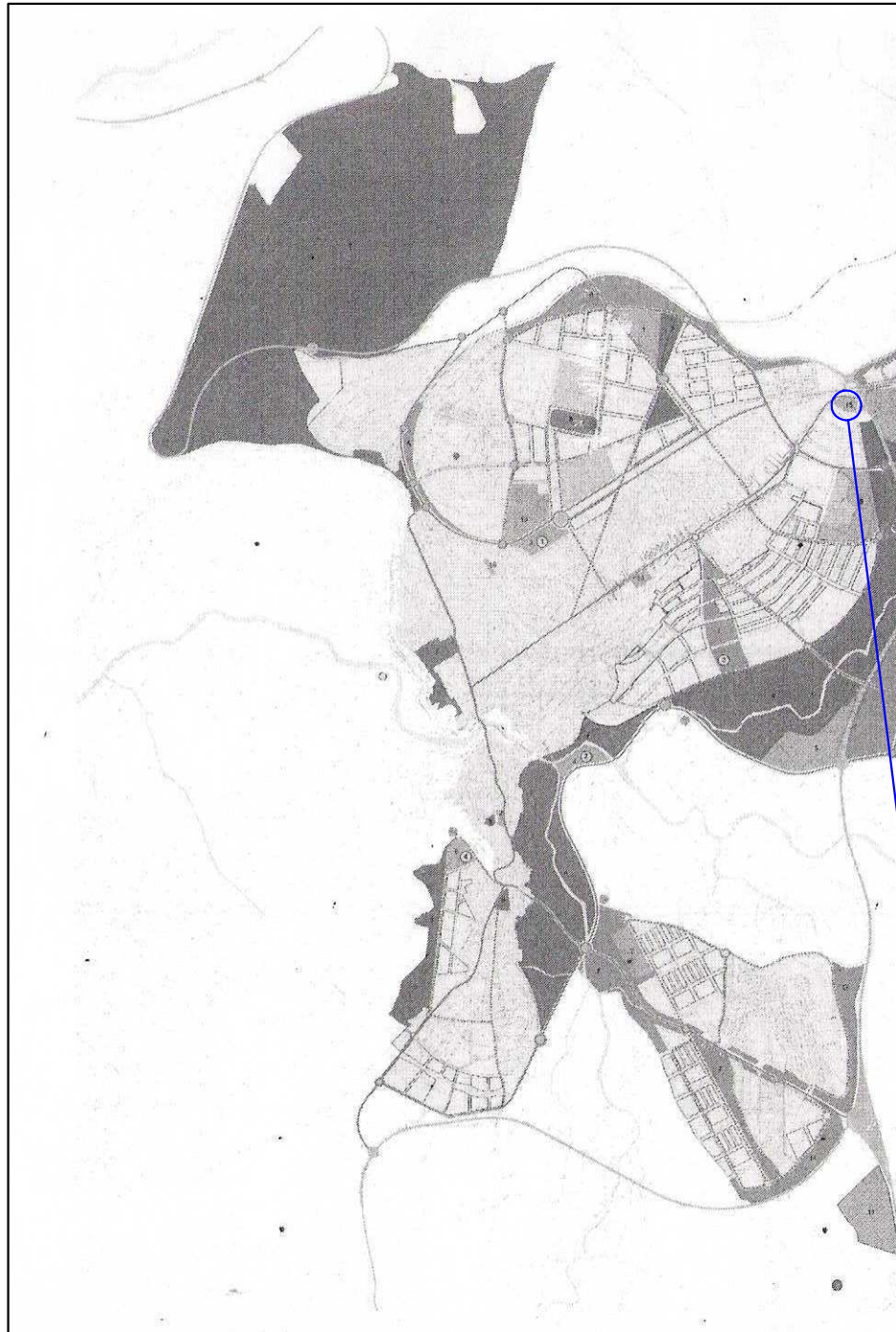
### **7.1-Situación y Emplazamiento**

### **7.2-Estado Actual**

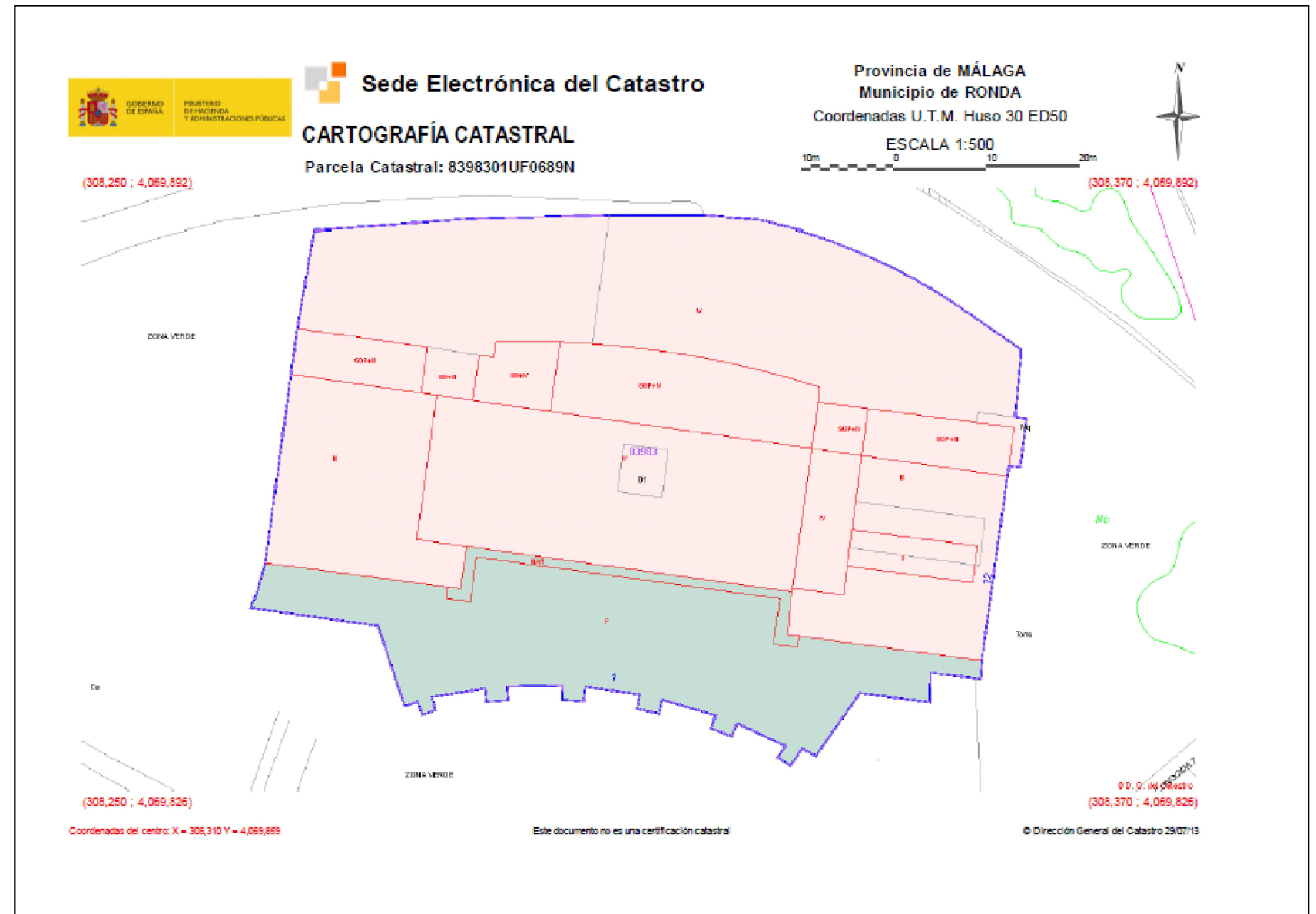
### **7.3-Estado Reformado**

### **7.4-Estructura soporte**

### **7.5-Esquema unifilar**



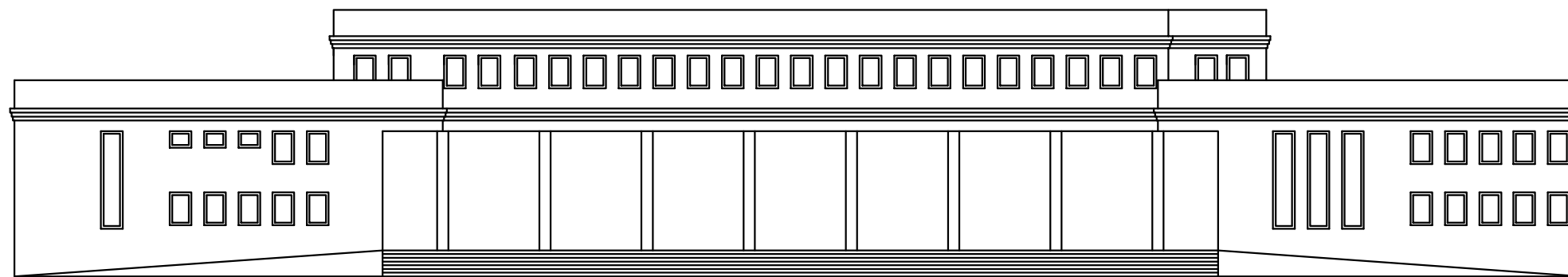
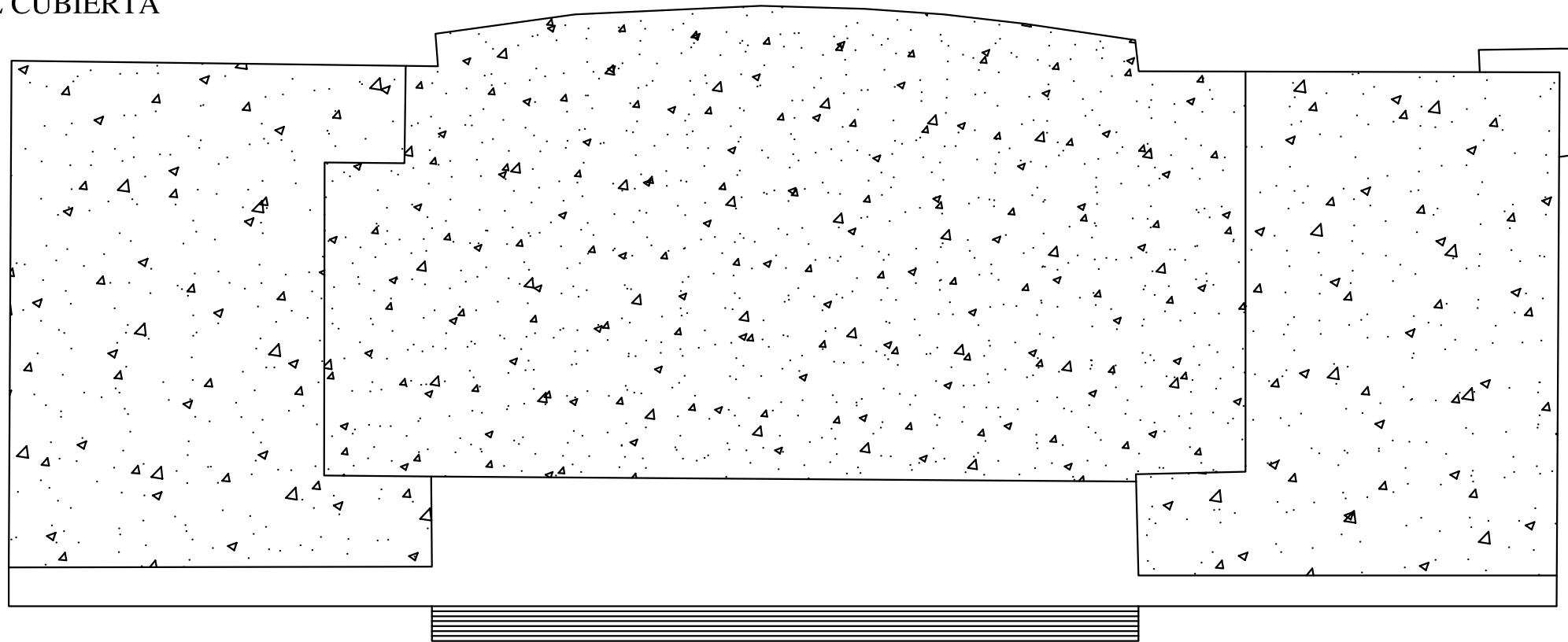
SITUACIÓN según PGOU E:1/75.000



EMPLAZAMIENTO según Catastro E:1/500

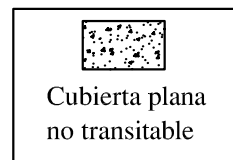
	PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE PLAZA CARLOS CANO Nº1. RONDA (Málaga).	
	plano: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	escala: varias
Alumno: DANIEL TORRES BLANCO	n°: 1	
Tutor: JORGE AGUILERA TEJERO	MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA TRABAJO FIN DE MÁSTER. OCTUBRE-2013	


PLANTA DE CUBIERTA



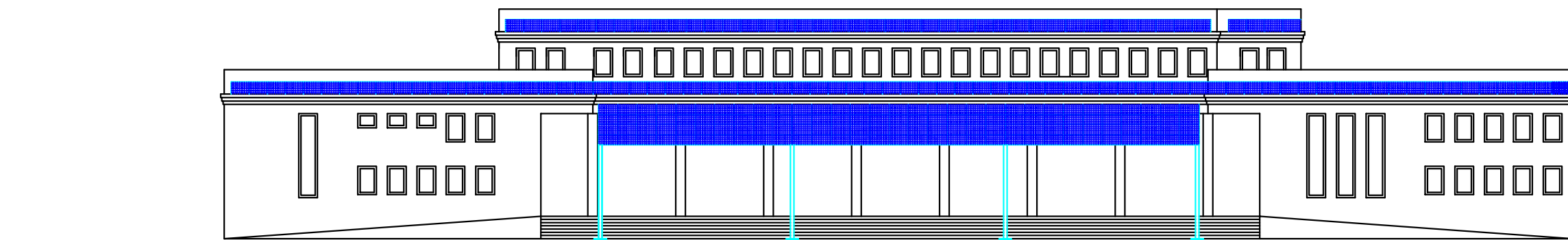
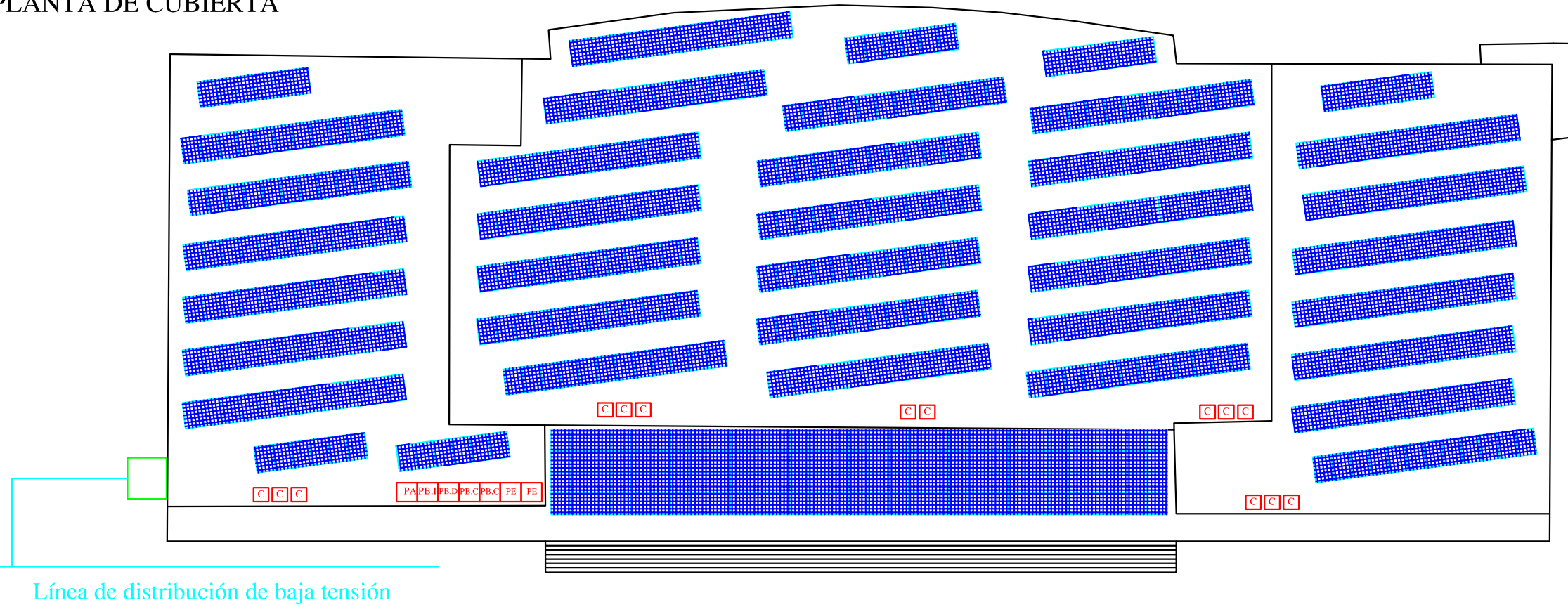
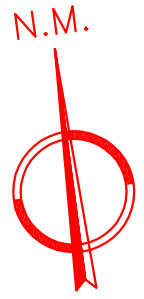
ALZADO FACHADA PRINCIPAL

LEYENDA



	PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE PLAZA CARLOS CANO Nº1. RONDA (Málaga).	
	plano: ESTADO ACTUAL	escala: 1/300
Alumno: DANIEL TORRES BLANCO	n°: <b>2</b>	
Tutor: JORGE AGUILERA TEJERO		
MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA TRABAJO FIN DE MÁSTER. OCTUBRE-2013		

# PLANTA DE CUBIERTA



# ALZADO FACHADA PRINCIPAL

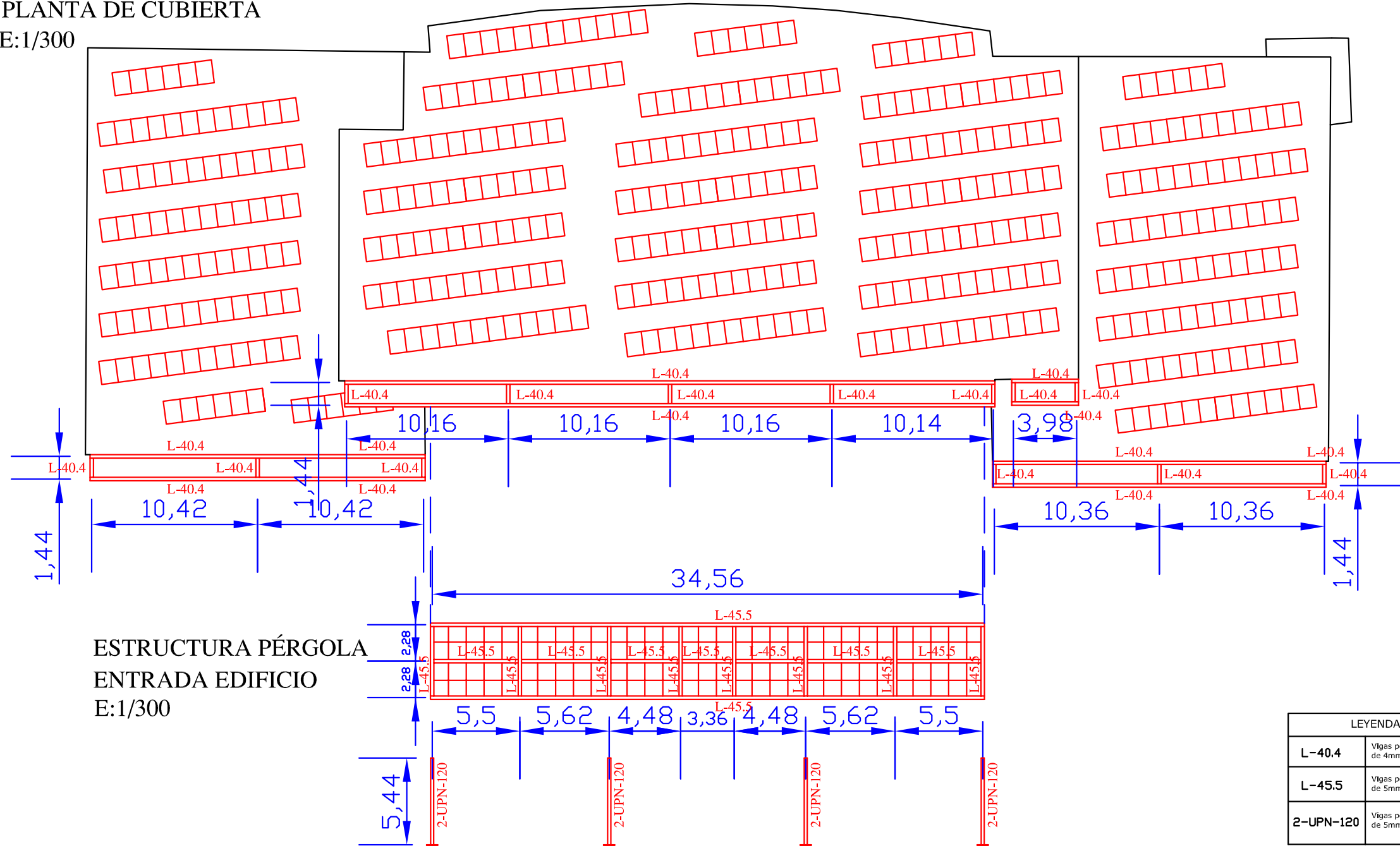
## LEYENDA

- C Caja conexión de continua subgeneradores de cubierta
- PA Caja conexión de continua subgeneradores planta alta
- PB.I Caja conexión de continua subgenerador planta baja izquierda
- PB.D Caja conexión de continua subgenerador planta baja derecha
- PB.C Caja conexión de continua subgeneradores planta baja zona central
- PE Caja conexión de continua subgeneradores pérgola de entrada
- Caseta de inversores

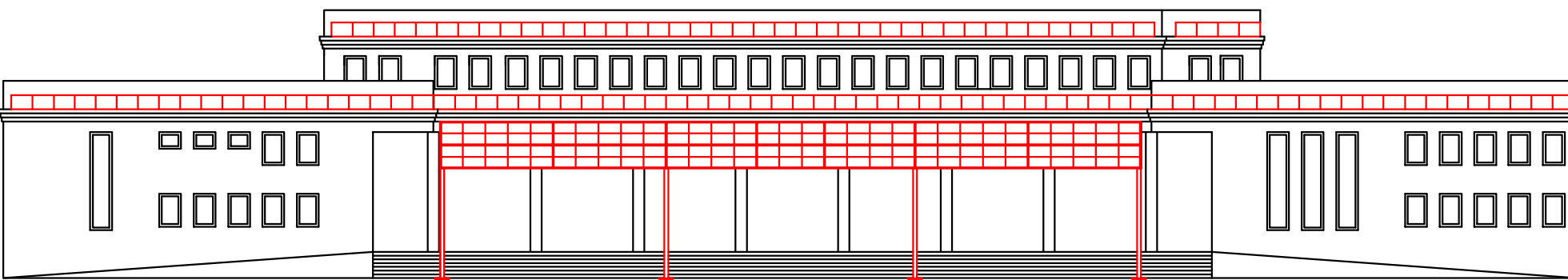
	PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE PLAZA CARLOS CANO Nº1. RONDA (Málaga).	
	plano:	ESTADO REFORMADO
Alumno:	DANIEL TORRES BLANCO	escala: 1/300
Tutor:	JORGE AGUILERA TEJERO	nº: 3
MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA TRABAJO FIN DE MÁSTER. OCTUBRE-2013		

PLANTA DE CUBIERTA

E:1/300



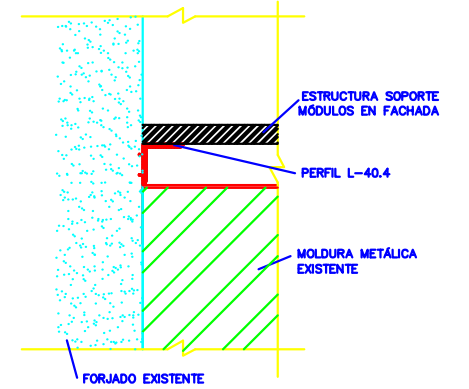
ESTRUCTURA PÉRGOLA  
ENTRADA EDIFICIO  
E:1/300



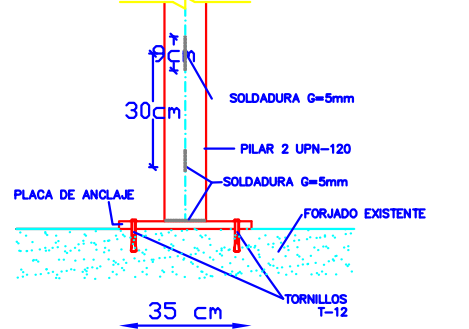
ALZADO FACHADA PRINCIPAL  
E:1/300



DETALLE UNIÓN ESTRUCTURA  
SOPORTES DE MÓDULOS DE  
FACHADA CON FORJADO EXISTENTE  
E:1/50

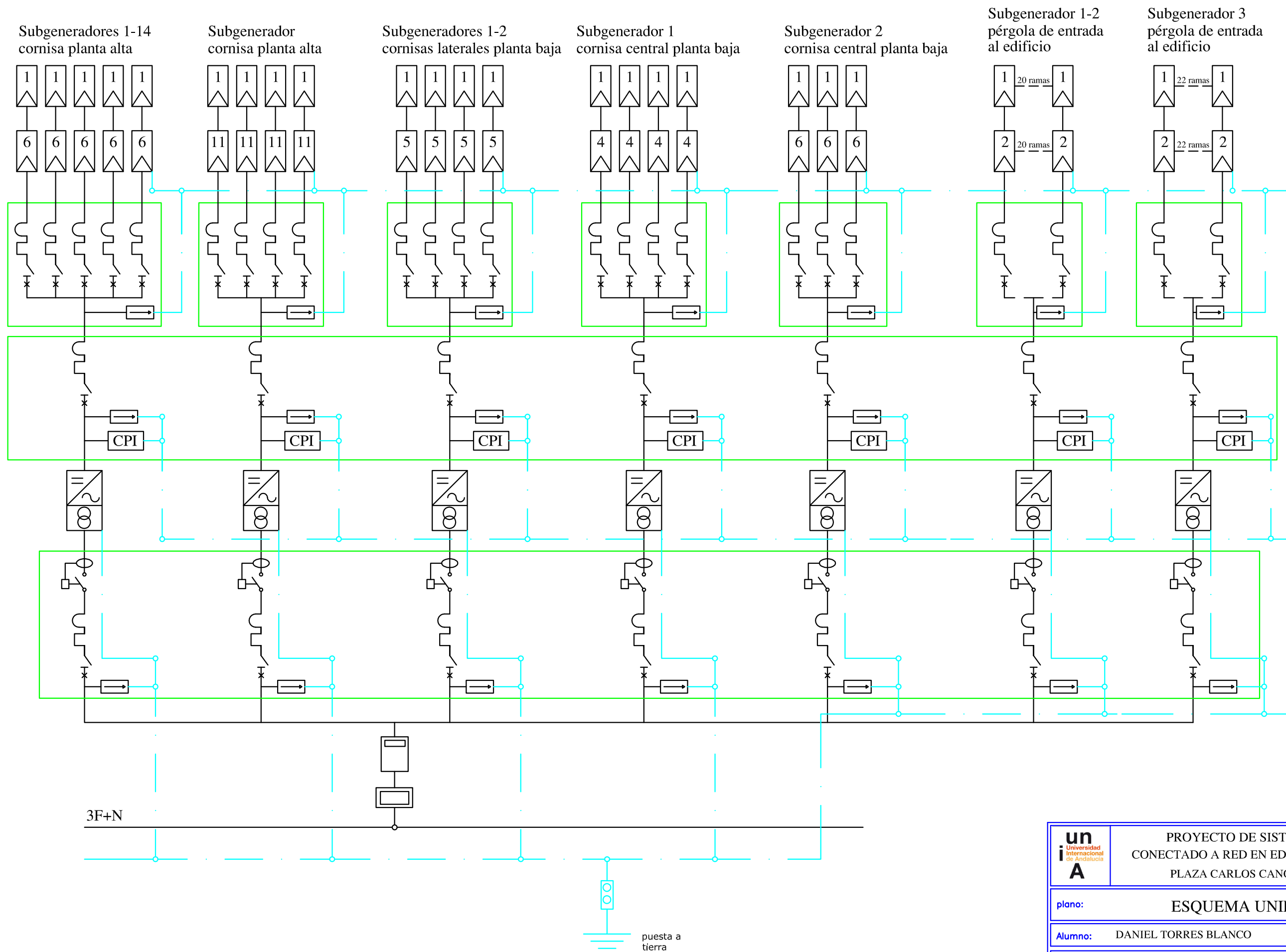


DETALLE UNIÓN SOPORTES DE  
PÉRGOLA CON FORJADO EXISTENTE  
E:1/50



LEYENDA	
L-40.4	Vigas perfiles L-40 de 4mm de espesor
L-45.5	Vigas perfiles L-45 de 5mm de espesor
2-UPN-120	Vigas perfiles L-45 de 5mm de espesor

	PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE PLAZA CARLOS CANO Nº1. RONDA (Málaga).		
	plano:	ESTRUCTURA SOPORTE	escala: varias
	Alumno:	DANIEL TORRES BLANCO	nº: 4
	Tutor:	JORGE AGUILERA TEJERO	
MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA TRABAJO FIN DE MÁSTER. OCTUBRE-2013			



LEYENDA	
	Interruptor magnetotérmico
	módulo fotovoltaico
	inversor
	interruptor automático diferencial
	descargador de sobretensión
	controlador permanente de aislamiento
	transformador de aislamiento
	contador
	caja general de protección

CAJAS CONEXIÓN SUBGENERADORES

CAJA CONEXIÓN INVERSORES

CUADRO DE MANDO Y PROTECCIÓN

3F+N

puesta a tierra

	PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EDIFICIO PÚBLICO EXISTENTE PLAZA CARLOS CANO Nº1. RONDA (Málaga).	
	plano: ESQUEMA UNIFILAR	escala: -----
Alumno: DANIEL TORRES BLANCO	n°: 5	
Tutor: JORGE AGUILERA TEJERO		
MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA TRABAJO FIN DE MÁSTER. OCTUBRE-2013		

## 8-CONCLUSIONES

---

La realización del trabajo fin de máster ha pretendido servir como aplicación de los conocimientos adquiridos, a lo largo de las diferentes asignaturas que componen el máster, a un caso concreto y real, planteando el presente proyecto el cual se expone, de la manera más didáctica posible, con la intención que el mismo pueda servir de utilidad a personas que tengan la inquietud de iniciarse y/o ampliar sus conocimientos sobre la tecnología de los sistemas de energía solar fotovoltaica.

De esta manera, se han aplicado conceptos relacionados con la tecnología actual de la fotovoltaica, realizando una amplia descripción de los diferentes componentes que configuran la instalación, detallando el procedimiento de cálculo seguido para la elección de estos componentes, pasando por el estudio para la adecuada integración arquitectónica de la instalación en la edificación, todo ello teniendo presente la normativa actual que es de aplicación a este tipo de instalaciones y con la necesaria búsqueda de información en diferente bibliografía y páginas Web especializadas.

El compendio de todo ello se ha expuesto, de forma organizada y de la mejor manera posible, dando como resultado el presente proyecto.

Personalmente, la realización del proyecto, ha supuesto el afianzamiento de lo estudiado durante el máster y la visualización de las dificultades que pueden plantearse en la planificación de una instalación solar fotovoltaica para un edificio concreto existente, entre otras razones, porque se trata de conseguir la mejor integración arquitectónica posible en la edificación lo que supone adecuar elementos del edificio, como es el caso de la estructura del mismo, haciendo que ésta tenga la suficiente capacidad portante para la instalación a ubicar, de manera que es necesario combinar conceptos de arquitectura con los propios de estas instalaciones vistos en el máster, dando lugar a un resultado que sea funcional, adecuado a las capacidades del edificio y con la mejor estética posible, en definitiva, el reto ha sido realizar un estudio que tuviera, como resultado, una buena integración arquitectónica de la instalación en la edificación sin reducir las capacidades de producción de dicha instalación. Al mismo tiempo se aprecia, una vez obtenidos los datos de producción del proyecto, las ventajas que conlleva la utilización de este tipo de instalaciones por los beneficios económicos y medioambientales que trae consigo, lo que lleva a pensar en el enorme potencial que tiene este tipo de tecnologías, y en concreto su aplicación al ámbito de la edificación, por la gran producción de energía que se podría llegar a alcanzar si se adaptaran la gran mayoría de edificaciones existentes al modo de producción de energía de tipo fotovoltaico y lo que supondría en la reducción de contaminación y de costes en relación con la mayoría de los modos de producción de energía actuales.



## 9-BIBLIOGRAFÍA

---

### 9.1-Documentación y libros utilizados

- Capítulo VIII “Instalaciones Conectadas a las Redes de Distribución en Baja Tensión”, Normas particulares de Sevillana-Endesa.
- Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Gustavo Nofuentes y Gabino Almonacid, 1999.
- Generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a red. Ma Ángeles Medina Quesada, Jesús de la Casa Hernán y Francisco Jurado Melguizo. Febrero 2011.
- Guía de integración solar fotovoltaica. Consejería de Economía y Hacienda, Comunidad de Madrid.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE-2011.
- Integración de la Energía Fotovoltaica en Edificios. Nuria Martín, Marzo 2011.
- La incorporación de la energía solar al proyecto arquitectónico. Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa. Junta de Andalucía.
- Norma UNE 157001 “Criterios generales para la elaboración de proyectos”.
- Norma UNE 20460-7-712:2006 “Instalaciones eléctricas en edificios”.
- Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas. BOJA núm. 80 de 24.11.2007.
- Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos. Volumen II. Eduardo Lorenzo. Pretensa S.A., Sevilla 2006.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e instrucciones técnicas complementarias. Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto. Ministerio de Ciencia y Tecnología.

- Técnicas de Programación y control de Proyectos. Carlos Romero, Ed. Pirámide-2000.

## 9.2-Software utilizados

- Microsoft Word
- Microsoft Excel
- AutoCAD 2006
- Microsoft Project 98
- Presto 8.2

## 9.3-Páginas Web consultadas

- <http://www.abb.com/> -Grupo ABB
- <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/> -Agencia Andaluza de la Energía
- <http://www.atersa.com/> -Atersa, Grupo elector
- <http://www.centraelectric.com/> -Material eléctrico Centraelectric
- <http://www.claved.es/> -Soluciones técnicas Claved
- <http://www.codigotecnico.org> -Código Técnico de la Edificación
- <http://www.famatel.org> -Material eléctrico Famatel
- <http://www.idae.es/>-Instituto para la diversificación y el ahorro energético
- <http://www.isofoton.com/> -Isofotón
- <https://maps.google.es/> -Google Maps
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> - Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps
- <http://www.grupo-revi.com/> -Grupo Revi
- <http://www.legrand.es/> -Material eléctrico Legrand
- <http://polis-solar.eu/> -Proyecto Polis. Comisión europea
- <http://www.ronda.es/> -Ayuntamiento de Ronda
- <http://www.schott.com/iberica/spanish/> -Schott ibérica S.A.
- <http://www.sedecatastro.gob.es/> -Sede electrónica del Catastro
- <http://www.schneider-electric.com> -Schneider electric
- <http://www.unex.com> -Material eléctrico Unex

## 10-ANEXOS

A continuación se exponen las fichas con las características de los principales componentes que conforman la instalación proyectada.

 **isofotón**  
*el sol al servicio del hombre*

CE      

FÁBRICA: PARQUE TECNOLÓGICO ANDALUCÍA (PTA) C/ Severo Ochoa, 50. 29590 Málaga (España) Tel: +34 951 23 35 00 Email: isofoton.m@isofoton.com  
OFICINA COMERCIAL: ISOFOTÓN C/ Montalbán, 9. 28014 Madrid (España) Tel: +34 91 414 78 00 Fax: +34 91 414 79 00 Email: isofoton@isofoton.com

### MÓDULO FOTOVOLTAICO IS-200 / 32

#### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

DIMENSIONES	1.590 x 1.047 x 39,5 mm
PESO	22,0 Kg
CONDICIONES DE EMBALAJE	4 módulos por caja
TAMAÑO CAJA EMBALAJE	1.720 x 1.170 x 230 mm

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (1.000 W / m<sup>2</sup>, 25° C célula, AM 1.5)

POTENCIA MÁXIMA (P <sub>MAX</sub> )	200 Wp +/- 5%
CORRIENTE DE MÁXIMA POTENCIA (I <sub>MAX</sub> )	4,35 A
TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA (V <sub>MAX</sub> )	46,08 V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I <sub>SC</sub> )	4,7 A
TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (V <sub>OC</sub> )	57,6 V
TONC (800 W / m <sup>2</sup> , 20° C, AM 1.5, 1 m / s)	47° C
MÍNIMO VALOR DEL FUSIBLE EN SERIE	10 A
TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA	760 V



#### CAJA DE CONEXIÓN

MEDIDAS (LARGO X ANCHO X ALTURA)	100 x 110 x 30 mm
CAJAS DE CONEXIÓN	1 x IP 65 con diodo de bypass
TERMINAL DE CONEXIÓN	Bornera atomillable con posibilidad de soldadura
CABLES (*)	400 mm (+); 1.000 mm (-); 4 mm <sup>2</sup>



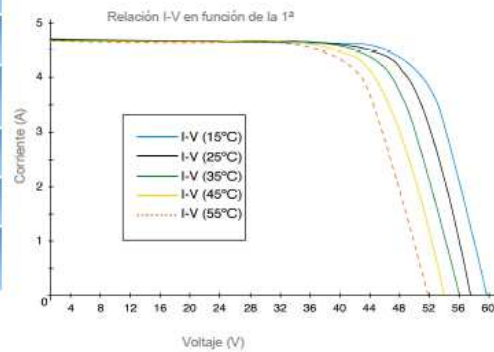
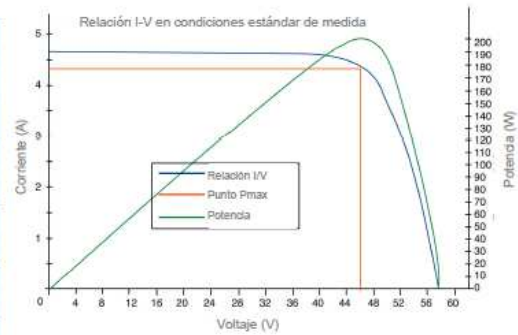
(\*) Multicontact MC4 opcional. Medidas estándares. En caso de necesitarse otras medidas, por favor, póngase en contacto con Isofotón.

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

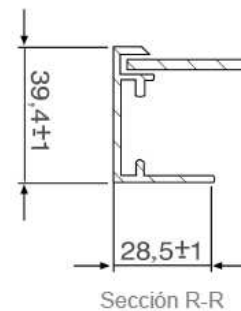
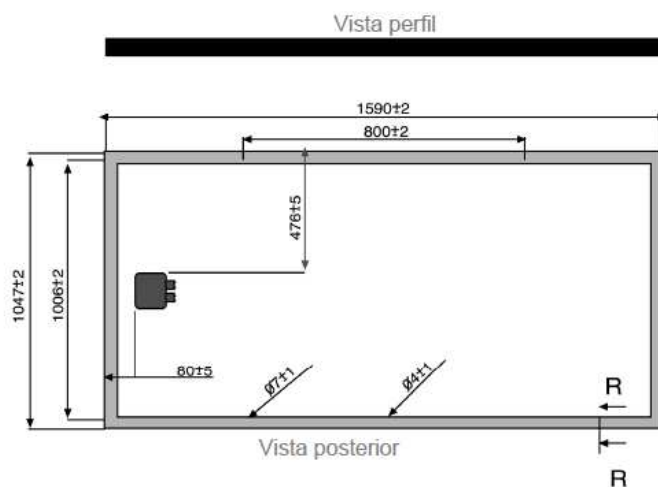
## CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

TIPO DE CÉLULA: Si MONOCRISTALINO, TEXTURADA Y CON CAPA ANTIRREFLEXIVA	125 x 125 mm
CONTACTOS	Contactos redundantes, múltiples, en cada célula
Nº DE CÉLULAS EN SERIE	96
Nº DE CÉLULAS EN PARALELO	1
LAMINADO	EVA (etilen – vinil acetato)
CARA POSTERIOR	Protegida con Tedlar de varias capas
CARA FRONTAL	Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad
MARCO	Aluminio anodizado
TOMA DE TIERRA	Sí
CERTIFICACIONES	IEC 61215, Clase II mediante certificado TÜV, CE

## CURVAS



## DIMENSIONES



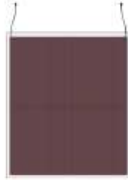

• La cota longitudinal y transversal no incluye la proyección máxima de la cabeza de los remaches.

## OBSERVACIONES


- Todos los módulos Isofotón están garantizados por 25 años (garantía de potencia). Para conocer más detalles, por favor, visite [www.isofofoton.com](http://www.isofofoton.com)
- Todas las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso. Para conocer más detalles, por favor, visite [www.isofofoton.com](http://www.isofofoton.com)

Edición: Junio 2006


## Vidrio SCHOTT ASI® con 2 submódulos

Versión:	Vidrio laminado			Vidrio aislante	
					
Modelo / Tipo :	ASI® OPAK-2- L	ASI® THRU-2-L 10%	ASI® THRU-2-L 20%	ASI® THRU- 2-IO 10%	ASI® THRU- 2-IO 20%

## Composición del acristalamiento:


 Vidrio frontal (vidrio extra-blanco)	6 mm HSG			6 mm HSG	
Film (Laminación)	1,1 mm PVB			0,8 mm PVB	
Vidrio SCHOTT ASI® (2x)	ASI THRU®			ASI THRU®	
Film (Laminación)	1,1 mm PVB			/	
Cámara	/			18 mm / 20 mm	
Vidrio posterior	6 mm HSG			8 mm LSG	
Salida de cable	Trasero			lateral	
Tipo de cable / sección (+ y -)	doble aislamiento, negro / 4,0 mm <sup>2</sup>				
Diámetro / longitud	Ø 6,0 mm / 1m				
Conectores hembra/macho	Multi-Contact PV-KBT3 / PV-KST3				

## Dimensiones y peso\*:


 Dimensiones	1122 mm x 1331 mm / 1,49 m <sup>2</sup>			1122 mm x 1337mm / 1,50 m <sup>2</sup>	
Área fotovoltaica (Superficie activa)	1072 mm x 1280 mm			1072 mm x 1280 mm	
Espesor total del vidrio	16 mm			34 mm	
Peso	58 kg			65 kg	

## Requerimientos

## constructivos\*\*\*:

 Valor U (DIN EN 673)	~5 W/m <sup>2</sup> K			1,1 W/m <sup>2</sup> K	
Valor g (en la área fotovoltaica)	27%			10%	
Transmisión lumínica (en la área fotovoltaica)	1%	10%	20%	10%	20%

## Características eléctricas del módulo:

 Potencia nominal inicial P <sub>mpp</sub>	106 W <sub>p</sub>	95 W <sub>p</sub>	85 W <sub>p</sub>	95 W <sub>p</sub>	85 W <sub>p</sub>
Potencia nominal P <sub>mpp</sub> **	87 W <sub>p</sub>	78 W <sub>p</sub>	70 W <sub>p</sub>	78 W <sub>p</sub>	70 W <sub>p</sub>
Corriente nominal I <sub>mpp</sub> **	1,04 A	0,94 A	0,84 A	0,94 A	0,84 A
Corriente de cortocircuito I <sub>sc</sub> **	1,23	1,11	0,99 A	1,11 A	0,99 A
Tensión nominal U <sub>mpp</sub> **	83 V	83 V	83 V	83 V	83 V
Tensión de circuito abierto U <sub>oc</sub> **	111 V	111 V	111 V	111 V	111 V
Tensión máxima admisible del sistema	600 V	600 V	600 V	600 V	600 V

# S800PV-S

## Photovoltaic String Protection



2CCC413246F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1



2CCC413247F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S803PV-S10	2CCP843001R1109	7612271211035	0.74	1
5	13	S803PV-S13	2CCP843001R1139	7612271211042	0.74	1
5	16	S803PV-S16	2CCP843001R1169	7612271211059	0.74	1
5	20	S803PV-S20	2CCP843001R1209	7612271211066	0.74	1
5	25	S803PV-S25	2CCP843001R1259	7612271211073	0.74	1
5	32	S803PV-S32	2CCP843001R1329	7612271211080	0.74	1
5	40	S803PV-S40	2CCP843001R1409	7612271211097	0.74	1
5	50	S803PV-S50	2CCP843001R1509	7612271211103	0.74	1
5	63	S803PV-S63	2CCP843001R1639	7612271211110	0.74	1
5	80	S803PV-S80	2CCP843001R1809	7612271211127	0.74	1
5	100	S803PV-S100	2CCP843001R1829	7612271214975	0.74	1
5	125	S803PV-S125	2CCP843001R1849	7612271215002	0.74	1



2CCC413248F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1



# S800PV-M

## Photovoltaic DC Main Switch



2CCC413249F0001



low [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S802PV-M32	2CCP812001R1329	7612271211233	0.43	1
1.5	63	S802PV-M63	2CCD842001R1590	7612271215026	0.43	1
1.5	125	S802PV-M125	2CCP812001R1849	7612271211240	0.43	1



2CCC413250F0001



low [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S803PV-M32	2CCP813001R1329	7612271211257	0.65	1
1.5	63	S803PV-M63	2CCD843001R1590	7612271215033	0.65	1
1.5	125	S803PV-M125	2CCP813001R1849	7612271211264	0.65	1



2CCC413251F0001



low [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S804PV-M32	2CCP814001R1329	7612271211271	0.86	1
1.5	63	S804PV-M63	2CCD844001R1590	7612271215040	0.86	1
1.5	125	S804PV-M125	2CCP814001R1849	7612271211288	0.86	1

Ordering details

# Interruptores automáticos iC60N

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

Certificación  
AENOR



## UNE-EN 60947-2, UNE-EN 60898-1 Curvas B, C y D

- Los iC60N son interruptores automáticos que combinan las siguientes funciones:
  - Protección de circuitos contra corrientes de cortocircuito.
  - Protección de circuitos contra corrientes de sobrecarga.
  - Adecuados para aislamiento industrial según la norma UNE-EN 60947-2.
  - Señalización de defecto mediante un indicador mecánico situado en la parte frontal del interruptor automático.

### Corriente alterna (CA) 50/60 Hz

Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2

F/F (2P, 3P, 4P)	Tensión (Ue)				Poder de corte de servicio (Ics)
	12 a 133 V	220 a 240 V	380 a 415 V	440 V	
F/N (1P, 1P+N)	12 a 60 V	100 a 133 V	220 a 240 V	—	100 % de Icu
Calibre (In)	0,5 a 4 A	50 kA	50 kA	25 kA	
	6 a 63 A	36 kA	20 kA	10 kA	75 % de Icu

Poder de corte (Icn) según la norma UNE-EN 60898-1

F/F	Tensión (Ue)
F/F	400 V
F/N	230 V
Calibre (In)	0,5 a 63 A

### Corriente continua (CC)

Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2

Entre +/–	Tensión (Ue)				Poder de corte de servicio (Ics)
	12 a 72 V	100 a 133 V	220 a 250 V	—	
Número de polos	1P	2P (en serie)	3P (en serie)	4P (en serie)	100% de Icu
Calibre (In)	0,5 a 63 A	6 kA	6 kA	6 kA	

## Referencias

Interruptor automático iC60N						
Tipo	1P			1P+N		
Auxiliares	Indicación y disparo remotos, ver página 1/109			Indicación y disparo remotos, ver página 1/109		
Quick Vigil iC60	Dispositivo de protección diferencial Quick Vigil iC60, ver página 1/63			Dispositivo de protección diferencial Quick Vigil iC60, ver página 1/63		
Calibre (In)	Curva			Curva		
	B	C <sup>(1)</sup>	D	B	C <sup>(1)</sup>	D
0,5 A <sup>(1)</sup>	—	A9F74170	A9F75170	A9F73670	A9F74670	—
1 A <sup>(1)</sup>	A9F73101	A9F74101	A9F75101	A9F73601	A9F74601	—
2 A <sup>(1)</sup>	A9F73102	A9F74102	A9F75102	A9F73602	A9F74602	—
3 A <sup>(1)</sup>	A9F73103	A9F74103	A9F75103	A9F73603	A9F74603	—
4 A <sup>(1)</sup>	A9F73104	A9F74104	A9F75104	A9F73604	A9F74604	—
6 A	A9F78106	A9F79106	A9F75106	A9F78606	A9F79606	—
10 A	A9F78110	A9F79110	A9F75110	A9F78610	A9F79610	—
16 A	A9F78116	A9F79116	A9F75116	A9F78616	A9F79616	—
20 A	A9F78120	A9F79120	A9F75120	A9F78620	A9F79620	—
25 A	A9F78125	A9F79125	A9F75125	A9F78625	A9F79625	—
32 A	A9F78132	A9F79132	A9F75132	A9F78632	A9F79632	—
40 A	A9F78140	A9F79140	A9F75140	A9F78640	A9F79640	—
50 A	A9F78150	A9F79150	A9F75150	A9F78650	A9F79650	—
63 A	A9F78163	A9F79163	A9F75163	A9F78663	A9F79663	—
Ancho en módulos de 9 mm	2			4		
Accesorios	Ver página 1/109			Ver página 1/109		

(1) Certificación AENOR.



# Interruptores automáticos iC60N

(continuación)

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

P034444



- Aumento de la vida útil del producto gracias a las características siguientes:
- Alta resistencia a sobretensiones gracias a un diseño industrial de alto nivel (grado de contaminación, tensión asignada impulsional y tensión asignada de aislamiento).
- Alto poder de limitación (ver curvas de limitación).
- Cierre brusco independientemente de la velocidad de actuación de la maneta.
- Indicación, apertura, cierre y disparo remotos mediante contactos auxiliares opcionales.
- Alimentación eléctrica superior o inferior.

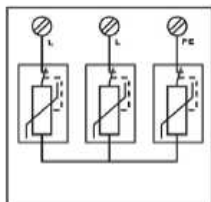
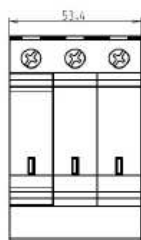
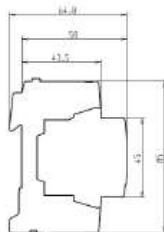
2P			3P			4P		
Indicación y disparo remotos, ver página 1/109			Indicación y disparo remotos, ver página 1/109			Indicación y disparo remotos, ver página 1/109		
Dispositivo de protección diferencial Quick Vigi iC60, ver página 1/63			Dispositivo de protección diferencial Quick Vigi iC60, ver página 1/63			Dispositivo de protección diferencial Quick Vigi iC60, ver página 1/63		
Curva			Curva			Curva		
B	C <sup>(1)</sup>	D	B	C <sup>(1)</sup>	D	B	C <sup>(1)</sup>	D
–	A9F74270	A9F75270	–	A9F74370	A9F75370	–	A9F74470	A9F75470
A9F73201	A9F74201	A9F75201	A9F73301	A9F74301	A9F75301	A9F73401	A9F74401	A9F75401
A9F73202	A9F74202	A9F75202	A9F73302	A9F74302	A9F75302	A9F73402	A9F74402	A9F75402
A9F73203	A9F74203	A9F75203	A9F73303	A9F74303	A9F75303	A9F73403	A9F74403	A9F75403
A9F73204	A9F74204	A9F75204	A9F73304	A9F74304	A9F75304	A9F73404	A9F74404	A9F75404
A9F78206	A9F79206	A9F75206	A9F78306	A9F79306	A9F75306	A9F78406	A9F79406	A9F75406
A9F78210	A9F79210	A9F75210	A9F78310	A9F79310	A9F75310	A9F78410	A9F79410	A9F75410
A9F78216	A9F79216	A9F75216	A9F78316	A9F79316	A9F75316	A9F78416	A9F79416	A9F75416
A9F78220	A9F79220	A9F75220	A9F78320	A9F79320	A9F75320	A9F78420	A9F79420	A9F75420
A9F78225	A9F79225	A9F75225	A9F78325	A9F79325	A9F75325	A9F78425	A9F79425	A9F75425
A9F78232	A9F79232	A9F75232	A9F78332	A9F79332	A9F75332	A9F78432	A9F79432	A9F75432
A9F78240	A9F79240	A9F75240	A9F78340	A9F79340	A9F75340	A9F78440	A9F79440	A9F75440
A9F78250	A9F79250	A9F75250	A9F78350	A9F79350	A9F75350	A9F78450	A9F79450	A9F75450
A9F78263	A9F79263	A9F75263	A9F78363	A9F79363	A9F75363	A9F78463	A9F79463	A9F75463
4			6			8		
Ver página 1/109			Ver página 1/109			Ver página 1/109		



## Surge Protective Device Parafoudre

Type : **OVR PV 40-1000 P**  
 Part : **2CTB803953R6400**  
 EAN : **3 660 308 51653 4**  
 FR : **395364**

### Pluggable Unit Produit débrochable



### Electrical characteristics

#### Caractéristiques électriques

Types of networks Régime de neutre		Photovoltaic Systems - D.C Side
Type / test class Type / Classe		T2 / II
Number of poles / Type of current Nombre de pôles / Type de courant		3 / D.C
Protection mode Type de protection		Common and differential
Short circuit current I <sub>scpv</sub> Courant de court circuit I <sub>scpv</sub>	A	100
Maximal continuous operating voltage U <sub>ocpv</sub> (+/-) Tension maximale permanente U <sub>c</sub> (L-PE)	V	1000
Voltage protection level Up at In (+/-) / (+/-)-PE Niveau de protection en tension Up à In (+/-) / (+/-)-PE	kV	3.8 / 3.8
Nominal discharge current In (8/20) Courant nominal de décharge In (8/20)	kA	20
Maximal discharge current I <sub>max</sub> (8/20) Courant maximal de décharge I <sub>max</sub> (8/20)	kA	40
Operating current I <sub>c</sub> Courant de fonctionnement I <sub>c</sub>	mA	< 0.1
Response Time Temps de réponse	ns	< 25
Follow current I <sub>ll</sub> Courant de suite I <sub>ll</sub>	A	None
Integrated thermal disconnecter Déconnecteur thermique intégré		Yes / Oui
State indicator Indicateur d'état		Yes / Oui
Safety reserve Réserve de sécurité		-
TS remote indicator Télésignalisation (TS)		No / Non
Disconnecter * Protection contre les surintensités à monter en série *		
Curve B or C Circuit breaker Disjoncteur courbe B ou C	A	-
gG - gL fuse Fusible gG - gL	A	-

\* If I<sub>scpv</sub> > 100A, should install fuse <math>\leq 10 A Gr</math>

### Mechanical characteristics

#### Caractéristiques mécaniques

Wire range (L/N) : Solid wire Section des conducteurs (L/N) : Fil rigide	mm <sup>2</sup>	2.5...25
Wire range (L/N) : Stranded wire Section des conducteurs (L/N) : Fil souple	mm <sup>2</sup>	2.5...16
Stripping length (L/N) Longueur de dénudage des conducteurs (L/N)	mm	12.5
Tightening torque (L/N) Couple de serrage des bornes (L/N)	Nm	2.8
Wire range (PE) : Solid wire Section des conducteurs (PE) : Fil rigide	mm <sup>2</sup>	2.5...25
Wire range (PE) : Stranded wire Section des conducteurs (PE) : Fil souple	mm <sup>2</sup>	2.5...16
Stripping length (PE) Longueur de dénudage des conducteurs (PE)	mm	12.5
Tightening torque (PE) Couple de serrage des bornes (PE)	Nm	2.8
Degree of protection Indice de protection		IP 20

### TS remote indicator

#### Télésignalisation (TS)

Contact complement Type de contact		-
Minimal load Charge mini		-
Maximal load Charge maxi		-
Connection cross section Section des conducteurs	mm <sup>2</sup>	-

### Miscellaneous characteristics

#### Caractéristiques diverses

Stocking temperature / Operating temperature Température de stockage / Température de fonctionnement	°C	- 40 to +80 / - 40 to +70
Maximal altitude Altitude maxi	m	2000
Weight Poids	g	350
Compliance to Conforme à		UTE C61-740-51
Reference standards Normes de référence		IEC 61643-1 / EN 61643-11

### Replacement cartridges

#### Cartouches de remplacement

Phase / Product ID Phase / Code produit		OVR PV 40-1000 C / 2CTB803950R0100
Neutral / Product ID Neutre / Code produit		- / -

# Ingecon® Sun 2,5 / 3,3 / 5

Inversores conectados a red

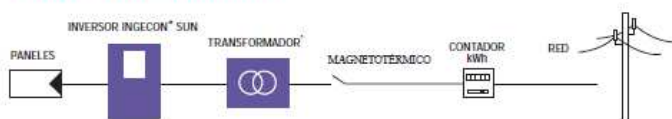
## Características generales

- Amplio rango de tensión de entrada (125-450 Vdc).
- Sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- Fácil instalación, sin necesidad de elementos adicionales.
- Conectores rápidos DC, AC y comunicaciones.
- Protecciones eléctricas integradas.
- Transformador AC de aislamiento galvanico.
- Grado de protección para su instalación en exteriores.
- Envolvente en acero inoxidable.
- Certificado CE. Directivas EMC y Baja Tensión.
- Posibilidad de desconexión manual de la Red.
- LEDs indicadores de estado, pantalla LCD y teclado para monitorización en el frontal del equipo.
- Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos, fallo de aislamiento.
- Datalogger interno para almacenamiento de datos.
- Vida útil de más de 20 años.
- Garantía de 5 años ampliable hasta 25.

## Opciones

- Comunicación por RS-485 o fibra óptica.
- Módem para GSM / GPRS.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de temperatura, irradiación.
- Programas Ingecon® Sun Manager y Monitor sobre PC para visualización de parámetros y registro de datos.
- Relé de salida libre de potencial para la señalización de alarmas.
- Acceso remoto y diagnóstico de fallos.

## Fácil instalación



\* en una caja separada solo en el caso del Ingecon® Sun 5



## Ingecon® Sun

- Marcado CE.
- Transformador AC incluido.
- Instalación en exteriores.
- Conectores rápidos.
- Alta eficiencia, 94%.
- Comunicación con PC.



# Envolvente de acero inoxidable para instalación a la intemperie

## Características Técnicas

Entrada (DC)	Ingecon® Sun	2,5	3,3	5
Rango tensión MPP		125-450 Vdc		
Máxima tensión <sup>(1)</sup>		450 Vdc <sup>(1)</sup>		
Máxima corriente		16 A	22 A	33 A

(1) No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas.

Salida (AC)	Ingecon® Sun	2,5	3,3	5
Potencia nominal		2,5 kW	3,3 kW	5 kW
Potencia máxima		2,7 kW	3,7 kW	5,4 kW
Tensión, frec. nominal		230 Vac, 50 Hz		
Distorsión armónica		< 3% (THD)		
Coseno de Phi		1		

Envolvente	Ingecon® Sun	2,5	3,3	5
Grado de protección		IP65	IP54	IP54
Aceros inoxidable				

## Eficiencia

Eficiencia máxima >94%.  
Consumo nocturno 0 W.

## Conforme a Normas

Marcado CE.  
Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.  
Directiva Baja Tensión EN 50178.  
Posibilidad de desconexión manual.  
Transformador AC de aislamiento galvánico incluido.  
Conforme a RD 1663/2000, VDE 0126-1-1, G83/1, DK 5940 (2.2).

## Protecciones

Contra Polarización Inversa.  
Contra Sobretensiones transitorias en la Entrada y la Salida.  
Contra Cortocircuitos y Sobrecargas en la Salida.  
Contra Fallos de Aislamiento.  
Protección Anti-Isla.

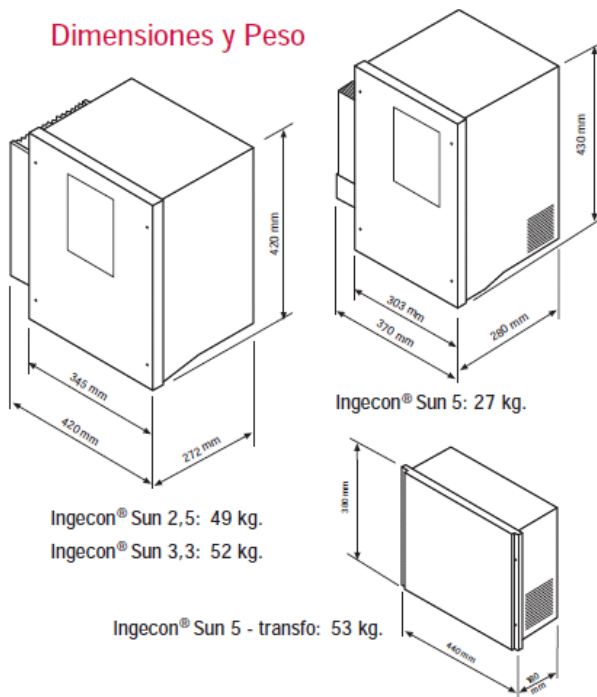
## Generales

Interface usuario LEDs indicadores de estado y alarmas.  
Temperatura ambiente de -10°C a +70°C.  
Humedad ambiente de 0 a 95%.

## Opcional

Comunicación por RS-485 o fibra óptica.  
Módem para GSM / GPRS.  
Tarjeta de entradas analógicas (temperatura, irradiación).

## Dimensiones y Peso



# Ingecon® Sun 10 / 12.5 / 15

Inversores trifásicos conectados a red

## Características generales

- Amplio rango de tensión de entrada.
- Máxima de hasta 900 Vdc.
- Sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- Conectores rápidos DC.
- Muy baja distorsión armónica (THD) del 3%.
- Posibilidad de conexión en paralelo sin limitación.
- Protecciones eléctricas integradas.
- Vigilancia Anti-Isla con desconexión automática.
- Posibilidad de desconexión manual de la Red.
- Pantalla LCD de 2 x 16 caracteres y teclado para monitorización en el frontal del equipo.
- Fácil instalación.
- Envolverte de acero inoxidable.
- Grado de protección IP54 (Electrónica IP65).
- Apropiado para instalaciones a la intemperie.
- Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos, fallo de aislamiento.
- Certificado CE. Directivas EMC y Baja Tensión.
- Datalogger interno para almacenamiento de datos.
- Vida útil de más de 20 años.
- Garantía de 5 años ampliable hasta 25.

Acero  
Inoxidable

Apto para  
instalación  
en  
exteriores



## Opciones

- Comunicación por RS-485 o fibra óptica. Módem GSM / GPRS.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de temperatura, irradiación.
- Relé de salida libre de potencial para la señalización de alarmas.
- Acceso remoto y diagnóstico de fallos.
- Programas Ingecon® Sun Manager y Control sobre PC para visualización de parámetros, registro de datos.



## Ingecon® Sun 10 / 12.5 / 15

- Marcado CE.
- Transformador AC incluido.
- Conectores rápidos DC.
- Alta eficiencia.
- Comunicación con PC.



## Inversor de intemperie, adecuado para seguidores

### Características técnicas

Entrada (DC)	10	12.5	15
Rango de tensión MPPT	405-750 Vcc		
Máxima tensión <sup>(1)</sup>	900 Vdc <sup>(1)</sup>		
Máxima corriente	29 A	32 A	41 A

(1) No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas.

Salida (CA)	10	12.5	15
Potencia nominal	10 kW	12,5 kW	15 kW
Corriente máxima	19 A	21 A	23 A
Tensión, frec. nominal	3x400 Vca, 50/60 Hz		
Distorsión armónica <sup>(2)</sup>	< 3% (THD) <sup>(2)</sup>		
Coseno de Phi	1		

(2) Para P<sub>sal</sub> < 30% de la Potencia nominal

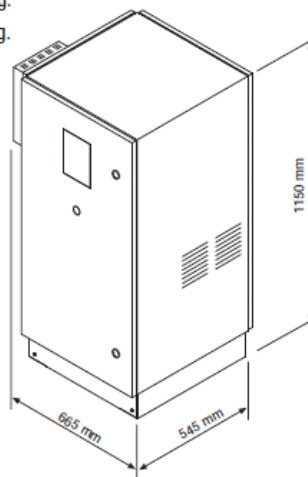
Eficiencia	10	12.5	15
Eficiencia máxima	>94%		
Consumo nocturno	0 W		

### Dimensiones y peso

Ingecon® Sun 10: 192 kg.

Ingecon® Sun 12,5: 192 kg.

Ingecon® Sun 15: 242 kg.



### Conforme a Normas

Marcado CE.

Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.

Directiva Baja Tensión EN 50178.

Posibilidad de desconexión manual.

Transformador AC de aislamiento galvánico incluido.

Conforme a RD 1663/2000, VDE 0126-1-1,  
DK 5940 (2.2).

### Protecciones

Contra Polarización Inversa.

Contra Cortocircuitos y Sobrecargas en la Salida.

Contra Fallos de Aislamiento.

Sobretemperatura en el equipo.

Protección Anti-Isla.

### Generales

Interface usuario LEDs indicadores de estado y alarmas.

Temperatura ambiente de -10°C a +65°C.

Humedad ambiente máxima 95% sin condensación.

### Opcional

Comunicación por RS-485 o fibra óptica.

Módem para telefonía fija o GSM / GPRS.

Tarjeta de entradas analógicas (temperatura, irradiación).

Protección contra Sobretensiones transitorias en

DC y AC.

### Envolvente

Grado de protección IP54 (Electrónica IP65).