



Escuela Superior de  
Ingeniería y Tecnología  
Sección de Ingeniería Industrial

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

Tutor:

Benjamín González Díaz

2015/2016



## Índice General

1. Abstract .....	4
2. Memoria .....	7
3. Anexos .....	63
4. Planos .....	239
5. Pliego de condiciones .....	287
6. Mediciones .....	388
7. Presupuesto .....	417
8. Manuales .....	465



# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## Abstract

“Abstract”

## **Abstract**

This project designs and analyzes the installation of a photovoltaic system for the “Vincci Selección Plantación del Sur”, a five-star hotel, located in the south of Tenerife, in Adeje. The hotel wishes to be a reference in renewable energy, to measure up to the rest of its installations, and also seeks to gain a financial profit.

All possible locations for the placement of the panels are analyzed, and once the situation is specified, calculations to determine the valid areas are performed followed by conditioning labours where needed. Then, depending on the consumption data, the photovoltaic plant is designed by the selection of the main equipment, formed by the photovoltaic panels and solar inverters. Finally, all the components that make possible the operation of the main equipment should be selected.

And, last but not least, a rentability study is performed in order to verify the resulting energetic and economic savings.

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## Memoria





## Memoria

1. Hoja de identificación.....	11
1.1. Título del proyecto .....	11
1.2. Peticionario .....	11
1.3. Autores del proyecto.....	11
2. Objeto.....	11
3. Antecedentes .....	12
4. Normativa.....	14
4. 1. Disposiciones legales y normas aplicadas .....	14
4. 2. Programas de cálculo .....	16
4. 3. Plan de gestión de la calidad aplicado durante la redacción del Proyecto .....	18
4. 4. Bibliografía.....	18
4. 5. Otras referencias .....	18
5. Definiciones y abreviaturas.....	19
5.1 Definiciones .....	19
5.2 Abreviaturas .....	20
6. Requisitos de diseño .....	21
6.1. El cliente .....	21
6.2. El emplazamiento, y su entorno socio-económico y ambiental .....	21
6.3. Los estudios realizados encaminados a la definición de la solución adoptada .....	25
7. Análisis de soluciones.....	27
7.1. Módulos fotovoltaicos.....	28
7.1.1. Paneles en las cubiertas .....	28
7.1.2 Paneles en el terreno .....	30
7.2. Componentes elegidos para instalación fotovoltaica .....	32
Módulos fotovoltaicos .....	32
Inversores .....	33
Cableado (secciones y canaletas).....	34
Controlador dinámico de potencia (CDP) .....	35
8. Resultados finales.....	36
8.1. Módulos fotovoltaicos.....	36
8.1.1. Paneles en las cubiertas .....	36
8.1.1. Paneles en el terreno .....	37
8.2. Comprobación energía generada.....	38

“Memoria”

8.3. Inversores .....	41
8.4. Otros elementos .....	42
Soportes.....	42
Cableado (secciones y longitudes) .....	42
Canalización .....	43
Caja de distribución o de conexión.....	45
Controlador dinámico de potencia (CDP).....	45
Dispositivos de protección y seguridad .....	46
8.5. Obra civil .....	49
9. Planificación.....	50
10. Orden de prioridad entre los documentos.....	51
11. Resumen de presupuesto .....	51
12. Conclusiones.....	51

## **1. Hoja de identificación**

### **1.1. Título del proyecto**

Análisis y Diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera

### **1.2. Peticionario**

Nombre: Nexotel Gestión SA (Hotel Vincci Selección La Plantación del Sur)

CIF: A38842316

Domicilio social: Roque Nublo s/n, 38670 Costa Adeje - Playas del Duque

### **1.3. Autores del proyecto**

- Nombre: Pedro Padilla Méndez

DNI: 438290903v

Domicilio: C/ Bencheque n 3, Bloque 7, 6º Drcha; 38010; Santa Cruz de Tenerife.

Teléfono: 696 848 813; Correo: [alu0100490817@ull.edu.es](mailto:alu0100490817@ull.edu.es)

- Nombre: Francisco Rodríguez Santana

DNI: 45732209k

Domicilio: C/ Almagre, 16, Piedra Hincada, Guía de Isora, 38687, Santa Cruz de Tenerife.

Teléfono: 636 508 460; Correo: [alu0100490312@ull.edu.es](mailto:alu0100490312@ull.edu.es)

## **2. Objeto**

El objetivo directo del proyecto es diseñar la instalación fotovoltaica con autoconsumo para el Hotel Vincci Selección La Plantación del Sur, situado en la Calle Roque Nublo nº1, CP: 38670, de la localidad de Adeje, situado al sur de la isla de Tenerife.

“Memoria”

En el Anexo de Cálculos se presentan algunos objetivos indirectos que deben tenerse en cuenta y que justifican la realización de este proyecto.

### 3. Antecedentes

Este hotel se encuentra totalmente legalizado e inscrito en el Registro General Turístico del Gobierno de Canarias, y situado en el término municipal de Adeje, véase ilustración 3. El hotel es explotado por una empresa ajena a la cadena hotelera Vincci Hoteles. La empresa dedicada a la explotación del mismo es Nexotel Gestión SA, domiciliada en C/ Roque Nublo, 1, Sector 8 Adeje (Santa Cruz de Tenerife).



Ilustración 1. Localización Escala aprox. 1:5000.000 [4]

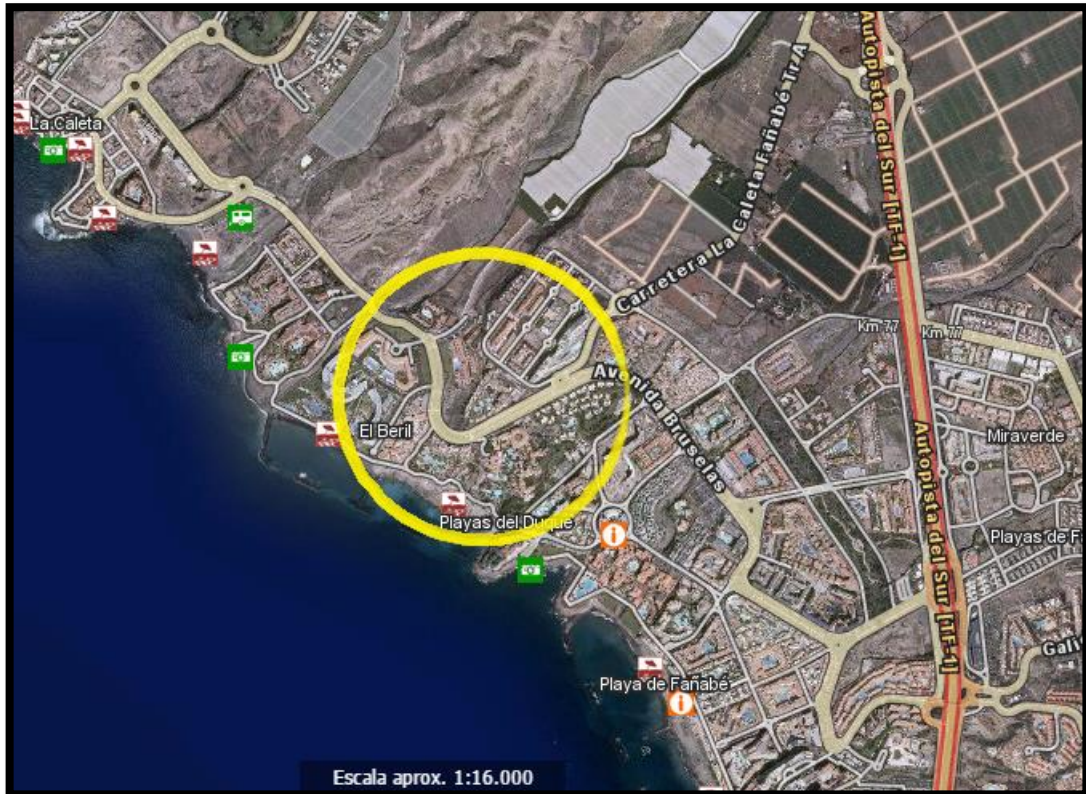


Ilustración 2. Localización Escala aprox. 1:16.000 [4]



Ilustración 3. Localización Escala aprox. 1:2.000 [4]

Vincci la Plantación Del Sur es un hotel de cinco estrellas y consta de una superficie 36.600 m<sup>2</sup> aproximadamente, los cuales se pueden separar en dos grupos:

Tabla 1. Superficie del hotel

<b>Tipo</b>	<b>Superficie</b>
<b>Sin urbanizar</b>	15000 m <sup>2</sup>
<b>Urbanizado</b>	21600 m <sup>2</sup>
<b>Total</b>	36600 m <sup>2</sup>

En la parte urbanizada, que constituyen las instalaciones del hotel hay que destacar que cuenta con 165 elegantes alojamientos (26 suites, 43 villas y habitaciones dobles repartidas en cinco pisos). Las habitaciones disponen de aire acondicionado regulable y calefacción. Además, están dotadas de cuarto de baño completo con ducha de hidromasaje, una bañera, secador de pelo, espejo, báscula, albornoz y zapatillas. Todas ellas disponen también de televisión satélite, con canales musicales y pantalla plana, conexión a Internet, minibar y caja fuerte de alquiler. Las villas cuentan con un dormitorio independiente y un jardín. El hotel dispone de ascensor, recepción 24 horas en el vestíbulo, consigna, sala de juegos, sala de conferencias con conexión a Internet, discoteca, peluquería, bar y varios restaurantes. En el exterior, el hotel dispone de un jardín tropical con cinco piscinas (incluyendo el Spa), piscina infantil, tumbonas y sombrillas y la sección de restauración.

## **4. Normativa**

### **4. 1. Disposiciones legales y normas aplicadas**

Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002.

Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para

la recarga de vehículos eléctricos”, del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.

Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

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

Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

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

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

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

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

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.

“Memoria”

ORDEN de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

ORDEN de 19 de mayo de 2010, por la que se rectifica error por omisión existente en la Orden de 16 de abril de 2010, que aprueba la Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

#### **4. 2. Programas de cálculo**

Las herramientas usadas para los cálculos han sido:

SolidWorks: desarrollado en la actualidad por SolidWorks Corp., una filial de Dassault Systèmes S.A., es un software de diseño asistido por ordenador (CAD) para modelado mecánico en 3D. Su primera versión fue lanzada al mercado en 1995 con el propósito de hacer la tecnología CAD más accesible. El programa permite modelar piezas y conjuntos y extraer de ellos tanto planos técnicos como otro tipo de información necesaria para la producción. Es un programa que funciona con base en las nuevas técnicas de modelado con sistemas CAD. El proceso consiste en traspasar la idea mental del diseñador al sistema CAD, "construyendo virtualmente" la pieza o conjunto. Posteriormente todas las extracciones (planos y ficheros de intercambio) se realizan de manera bastante automatizada.

AutoCAD: desarrollado y comercializado por la organización Autodesk, es un software de diseño asistido por ordenador utilizado para dibujo en dos y tres dimensiones. El nombre AutoCAD surge haciendo referencia a la empresa con la raíz Auto y CAD pertenece a computer assisted drawing (dibujo asistido por ordenador). El programa se lanzó en 1982 y hoy en día es un software reconocido a nivel internacional por sus amplias capacidades de edición, que hacen posible el dibujo digital de planos de edificios o la recreación de imágenes en 3D; es uno de los programas más usados por arquitectos, ingenieros, diseñadores industriales y otros.

Cypelec REBT: es una aplicación diseñada para realizar el cálculo de instalaciones eléctricas en baja tensión según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (Real Decreto 842/2002). Genera el proyecto de la instalación, y la Memoria Técnica de Diseño y el Certificado de la Instalación con el formato proporcionado por diferentes comunidades



autónomas. Permite dibujar esquemas de la instalación y el diseño de los cuadros de mando y protección. Este software ha sido desarrollado en colaboración con el Área de Ingeniería Eléctrica del Departamento de Ingeniería Mecánica y Energía de la Universidad Miguel Hernández de Elche.

Cype Generador de Precios: CYPE Ingenieros ha creado Generador de precios, una completa herramienta informática que permite a los arquitectos y responsables de los proyectos obtener precios (para obra nueva, rehabilitación y espacios urbanos) con las previsiones de costes ajustadas al máximo a la realidad, y facilitar la elaboración de una documentación de proyecto de calidad (completa, consistente y con información técnica vinculada a cada unidad de obra), útil para las distintas fases del ciclo de vida del edificio (estudios previos, anteproyecto, proyecto básico y de ejecución, dirección y ejecución de la obra, uso y mantenimiento, deconstrucción y reciclado final). Incluye productos de fabricantes y productos genéricos.

CE3X: ha sido desarrollado por Efinovatic y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). Dicho equipo se encarga del mantenimiento de CE3X y del desarrollo de las nuevas versiones. El programa es propiedad del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y su distribución es gratuita. La versión actual es CE3Xv2.1. Mediante este programa se puede certificar de una forma simplificada cualquier tipo de edificio: residencial, pequeño terciario o gran terciario, pudiéndose obtener cualquier calificación desde "A" hasta "G". CE3X se adapta a la gran variedad de situaciones a las que tiene que hacer frente el técnico certificador, permitiendo distintas posibilidades de entrada de los datos del edificio. Uno de los objetivos principales de CE3X es que se vaya adaptando a la evolución del sector y que permita ampliar sus funcionalidades. Para ello permite la instalación de Complementos como los que pueden ser descargados desde el menú Complementos de esta página web.

Microsoft Excel: Microsoft Excel es una aplicación distribuida por Microsoft Office y se caracteriza por ser un software de hojas de cálculo, utilizado en tareas financieras y contables. Permite la realización de cálculos de una manera rápida y sencilla, así como la modificación de los mismos siempre que sea necesario, facilitando labores tediosas manualmente.

PVGIS: es una herramienta online, ideal para estimar la producción de electricidad solar de una instalación fotovoltaica. Es capaz de dar el poder de producción anual de paneles solares fotovoltaicos. Su interfaz hace que sea fácil de usar como sistema de información geográfica fotovoltaica para el cálculo del potencial de generación de electricidad mensual y anual E [kWh]

“Memoria”

de una instalación fotovoltaica con módulos definidos en inclinación y orientación. PVGIS es una calculadora de energía solar fotovoltaica ejecutado por el Centro Común de Investigación (IRC Joint Reseach Center) de servicios científicos de la Comisión Europea.

#### **4. 3. Plan de gestión de la calidad aplicado durante la redacción del Proyecto**

La redacción del proyecto ha sido realizada según las especificaciones de la norma UNE 157001:2014. Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.

#### **4. 4. Bibliografía**

- [1] Fuente IDAE
- [2] Fuente Gobcan.es
- [3] Fuente <http://www.acciona.com/es/energias-renovables> (consultada el 10/03/2016)
- [4] Fuente [visor.grafcan.es](http://visor.grafcan.es)
- [5] Fuente [google.com/imghp?hl=es](http://google.com/imghp?hl=es)
- [6] Fuente DB HE 4
- [7] Fuente PVGIS
- SolidWorks.es
- Autodesk.es
- Cype.es
- Efinovatic.es

#### **4. 5. Otras referencias**

- <http://www.monografias.com/trabajos70/turismo-medio-ambiente/turismo-medio-ambiente.shtml#ixzz477kv6P6E> (consultada el 10/03/2016)
- <http://www.datosdelanzarote.com/uploads/doc/2007090213283212turismo> (consultada el 15/03/2016)

## 5. Definiciones y abreviaturas.

### 5.1 Definiciones

Superposición arquitectónica: Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal del absorbedor, con el fin de favorecer la autolimpieza de los captadores.

Interruptor diferencial: (ID, también llamado dispositivo diferencial residual (DDR)) Es un dispositivo electromecánico colocado en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con objeto de proteger a las personas de contactos directos e indirectos.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .

Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en  $\text{MJ/m}^2$  o  $\text{kWh/m}^2$ .

Irradiancia solar: Potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en  $\text{W/m}^2$ .

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

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

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

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

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

Irradiancia solar directa: Cociente entre el flujo radiante recibido en una superficie plana dada, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar, y el área de dicha superficie.

“Memoria”

Si el plano es perpendicular al eje del ángulo sólido, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. Se expresa en  $W/m^2$ .

Condiciones estándar de medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente: Irradiancia solar:  $1000 W/m^2$ ; Distribución espectral: AM 1,5 G; Temperatura de célula:  $25 ^\circ C$ .

Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

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

Radiación solar directa: Radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar.

Radiación solar global: Radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal.

Captador solar térmico: Dispositivo diseñado para absorber la radiación solar y transmitir la energía térmica así producida a un fluido de trabajo que circula por su interior.

Absorbedor: Componente de un captador solar cuya función es absorber la energía radiante y transferirla en forma de calor a un fluido.

Carcasa: Es el componente del captador que conforma su superficie exterior, fija la cubierta, contiene y protege a los restantes componentes del captador y soporta los anclajes del mismo.

## 5.2 Abreviaturas

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

REBT: Reglamento electrotécnico de baja tensión.

ITC-BT: Instrucciones técnicas complementarias del Reglamento electrotécnico de baja tensión.

OI: Orientación e Inclinación.

CDP: Control Dinámico de Potencia.

ICP: Interruptor de control de potencia.

DB HE: Documento Básico (del Código Técnico de Edificación)

## 6. Requisitos de diseño

### 6.1. El cliente

El cliente precisa que se respete la estética de las instalaciones y que se minimice el impacto visual que puedan ocasionar los paneles fotovoltaicos.

Además, como se comentó anteriormente, se disponen de 15000 m<sup>2</sup> sin urbanizar, que el cliente pone a disposición del proyecto para la instalación de generadores fotovoltaicos.

El cliente informa que cuenta con unos equipos que le permiten optimizar el consumo, adaptando el mismo a las horas de menor coste, algo de deberá tenerse en cuenta para adaptar el consumo demandado con la energía generada por la planta fotovoltaica.

### 6.2. El emplazamiento, y su entorno socio-económico y ambiental

El Hotel está emplazado en el sur de la isla de Tenerife, algo que por lo que se puede comprobar en la siguiente ilustración, afecta positivamente en el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas de la isla.

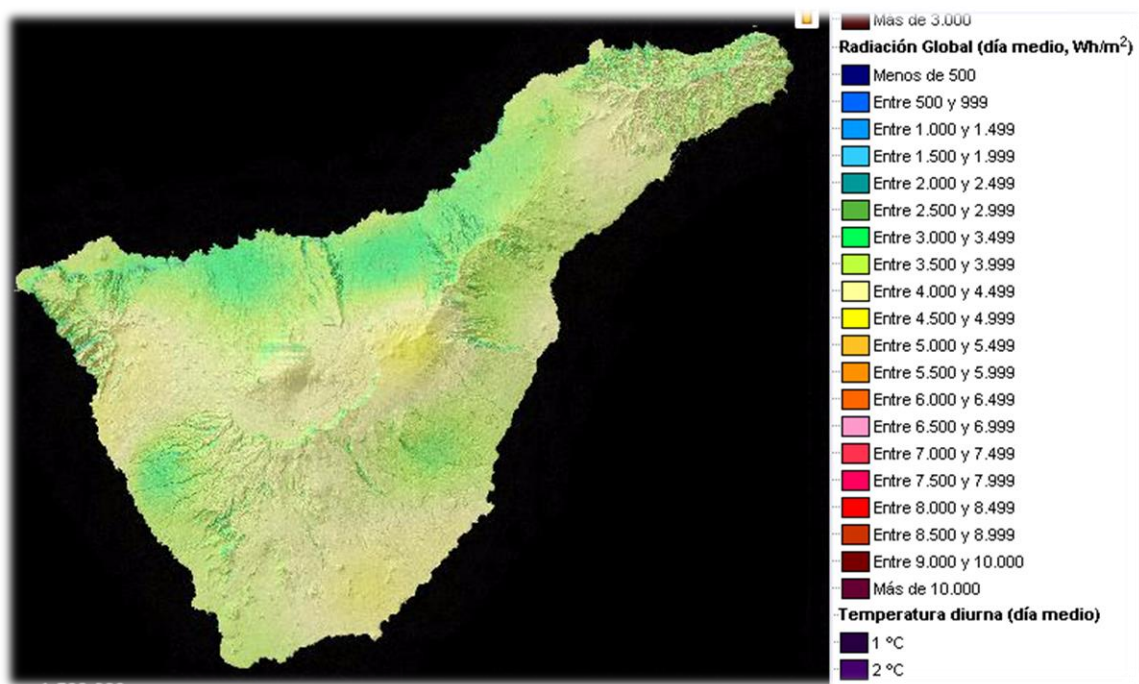


Ilustración 4. Radiación Global en Tenerife [4]

“Memoria”

En la siguiente ilustración se puede observar el valor concreto de radiación que corresponde con la situación geográfica exacta del emplazamiento del hotel. El dato proporcionado por el Gobierno de Canarias, por medio del Grafcan, es un valor aproximado de 4226,53 kWh/kWp (véase ilustración 7).



Ilustración 5. Radiación Global en la ubicación del Hotel Vincci La Plantación del Sur [4]

Además, a nivel nacional, véase la ilustración 8 y la tabla 2, se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas, como se indica a continuación:

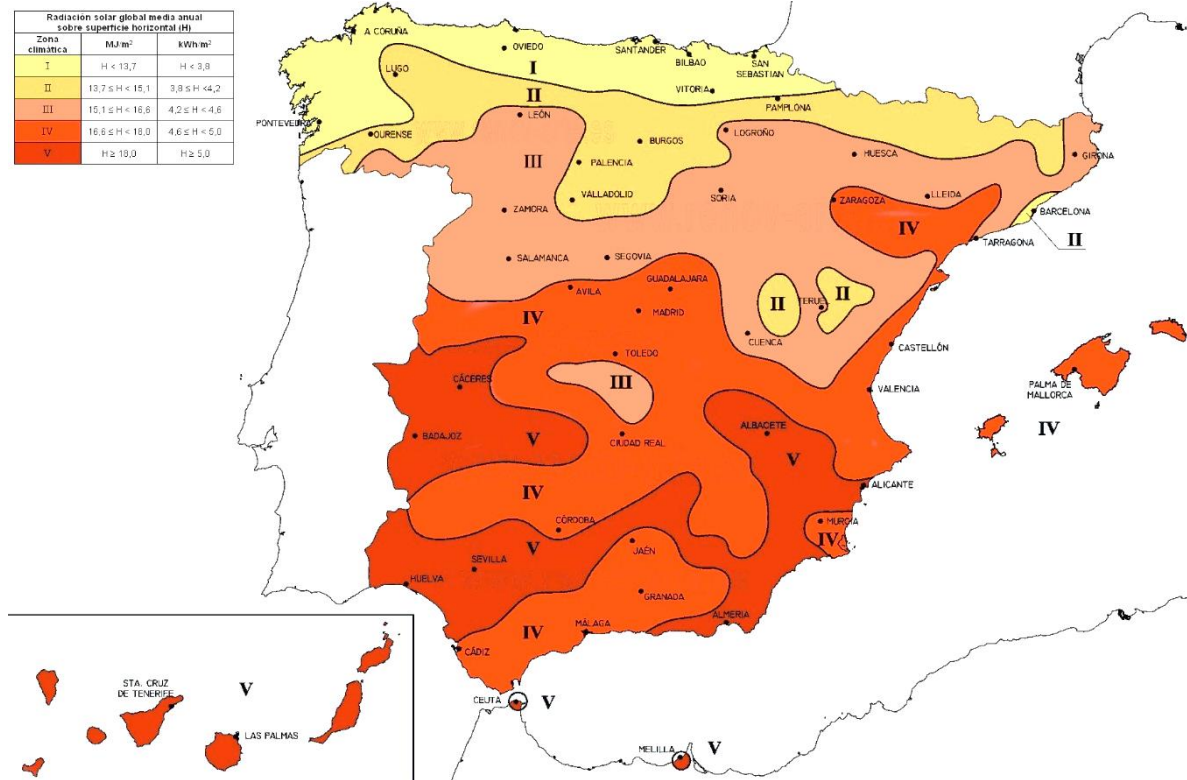


Ilustración 6. Radiación solar global [6]

Tabla 2. Radiación solar global [6]

Zona climática	kWh/m <sup>2</sup>	MJ/m <sup>2</sup>
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	18,0 ≤ H	5,0 ≤ H

Las Islas Canarias (y por tanto Tenerife), están dentro del grupo con más radiación solar global media diaria anual de España. Situando el emplazamiento a la cabeza de radiación solar.

Para la obtención de unos valores precisos se utiliza el software PVGIS.

Estos datos serán relevantes para el cálculo de la energía generada por los módulos fotovoltaicos y el consiguiente estudio de rentabilidad.

## "Memoria"

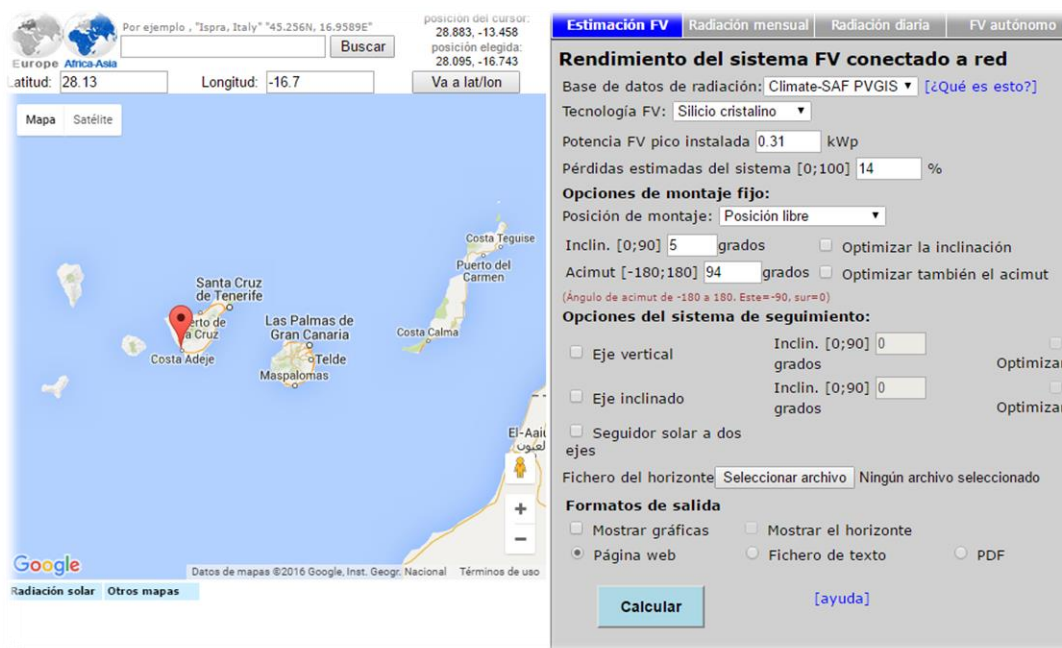


Ilustración 7. Software para obtención radiación solar [7]

Por otro lado, la principal actividad económica en Adeje es el turismo, particularmente en la zona de Costa Adeje, donde ha avanzado mucho en los últimos años, gracias a otro sector bastante avanzado, la construcción. Es una de las zonas visitadas por los turistas por sus playas y su clima. El hotel está directamente relacionado con la zona geográfica y con la actividad económica principal del municipio.

En las últimas dos décadas aproximadamente se han comenzado a iniciar nuevas vías de desarrollo en el turismo, tanto en la demanda como en la oferta. Estos cambios son consecuencia de una creciente sensibilidad social por la calidad ambiental, pues son bien conocidos los efectos de degradación paisajística, ambiental, social y cultural que el turismo de masas ha generado a numerosas áreas del mundo.

Los nuevos turistas buscan espacios con menor impacto sobre el medio y con una mayor integración de las características sociales y culturales locales. Los espacios receptores buscan vías alternativas de desarrollo que permitan reducir los efectos negativos del turismo sobre el medio, que aseguren una más amplia diversidad de formas turísticas y, sobre todo, que integren de forma más armónica las necesidades del turista y de la población local.

El turismo no debe entenderse como una actividad económica aislada y que funciona de forma independiente. Por el contrario, el turismo depende de numerosos sectores de la economía que lo abastecen de bienes y servicios (alimentación, transporte, seguros, energía, tecnología, construcción, mobiliario, etc.). Se presentan en los espacios turísticos presiones excesivas sobre



el territorio y los intereses socioeconómicos muy a menudo están enfrentados, se hace necesario un enfoque que permita la confluencia de posiciones antagónicas que contemplen la mayor parte posible de necesidades y prioridades de los agentes sociales locales y los sectores económicos. En esta medida cobra sentido la implementación de modelos de participación ciudadana como paso fundamental hacia una gestión sostenible.

Este cambio en la concepción del turismo contemporáneo se inscribe en un contexto más amplio: la necesidad de implementar modelos de desarrollo sostenible, que hagan compatible el desarrollo económico con la conservación de los recursos naturales y el incremento de la equidad y de la justicia social. En este sentido, la sostenibilidad no es una posible opción a la actividad turística, sino que es la única opción, aquella que puede mejorar la calidad de vida de los ciudadanos de hoy y del futuro sin sobrepasar la capacidad de carga de los ecosistemas que son el soporte de vida en la tierra.

El concepto de Turismo Sostenible parte de un concepto más amplio como lo es el de Desarrollo Sostenible. Factor esencial para la gestión sostenible de los espacios turísticos.

La implantación de cualquier tipo de actividad, que no exista con anterioridad en un área, comporta inevitablemente una serie de impactos positivos y negativos. La evaluación de estos impactos, permite saber si los beneficios superan los costes, si no fuese así no valdría la pena realizar una actividad turística

El turismo como ya lo hemos manifestado, es una herramienta fundamental para la conservación de los sistemas naturales en las áreas en que se planifique, además de contribuir al desarrollo sostenible de las comunidades locales. Obviamente si esta actividad se lleva acabo de manera desorganizada, descontrolada y con poca planificación puede causar daños y perjuicios irreversibles tanto al medio natural como al cultural, llegando irónicamente a destruir los propios recursos que se constituyen en la base principal de su atractivo. A esta injerencia se le conoce con el termino de "impacto" y en términos generales los hay positivos y negativos.

### **6.3. Los estudios realizados encaminados a la definición de la solución adoptada**

La hipótesis de partida es la de ofrecer un beneficio económico a largo plazo, instalando módulos fotovoltaicos en donde sea posible por medio de la norma, siempre y cuando se cumplan los deseos del cliente. En primer lugar, se debe conocer el consumo anual, así como los perfiles de consumo diarios. Seguidamente diseñada la disposición de los paneles y

“Memoria”

calculando su potencia generada se calcula la rentabilidad de la instalación fotovoltaica en función del ahorro energético de la red.

El cliente cede los datos de los consumos eléctricos por día todo el año hábil 2014, por generalizar el cliente consumió un total de 3.179.475 kWh, lo que hace una media de 8710,89 kWh al día.

Una vez conocidas las necesidades de consumo eléctrico del cliente, se debe tener en cuenta los requisitos de estética que debe mantener el hotel tras la finalización del proyecto. Con esta premisa y el objetivo de alcanzar una autosuficiencia energética, se ha considerado estudiar la instalación de los módulos fotovoltaicos en un terreno sin edificar anexo al hotel y en las cubiertas de los edificios más altos del complejo.

En las cubiertas solo cabe la posibilidad de distribuir los módulos adaptándolos a las cubiertas, de forma que el impacto visual sea el mínimo, por tanto, deben estar lo más próximo a las mismas.

En el terreno, debido a la orografía de terreno se presentan varias vertientes de diseño.

Por un lado, se estudia el diseño de los paneles colocados con dirección sur e inclinación próxima a la óptima (con referencia a la energía máxima posible, es decir con pérdidas por orientación e inclinación mínimas).

En otro caso, se trabaja con los módulos adoptando la forma del terreno, obteniendo diferentes tipos de instalaciones.

Una vez determinados todos los módulos que se instalarán y la forma en la que irán colocados, se calculará la energía generada por los mismos.

Se realizará el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombra y el sumatorio de ambas para cumplir con la premisa mostrada en la siguiente tabla.

*Tabla 3. Límites pérdidas totales (OI + S)*

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

## 7. Análisis de soluciones.

Una premisa a tener en cuenta es que el proyecto no afecte a la estética de las instalaciones y que se minimice el impacto visual que puedan ocasionar los paneles fotovoltaicos.

Se descartan la colocación de paneles en fachadas, en las cubiertas de las villas o las jardineras (véase la imagen 9).



*Ilustración 8. Vista interior del Hotel Vincci La Plantación del Sur 1 [5]*

En la ilustración anterior se puede observar parte de las piscinas, alguna de las villas y las jardineras de las mismas. El cliente en cualquiera de las zonas visibles de la imagen no quiere que vea modificada su apariencia.

Por otro lado, se permite la instalación en las cubiertas que pertenecen a los edificios más altos del hotel, ya que el impacto visual es ínfimo con el uso de paneles fotovoltaicos en superposición (véase la ilustración 10).



*Ilustración 9. Vista interior del Hotel Vincci La Plantación del Sur 2 [5]*

“Memoria”

En la misma se puede observar los edificios que alojan las habitaciones y parte de las instalaciones, así como las cubiertas en donde es posible la instalación de módulos fotovoltaicos. Con la imagen presente se puede intuir el impacto visual que las mismas ocasionarían, prácticamente nulo.

A continuación, se presentan los pasos dados para dar solución a los requisitos de diseño previos.

### **7.1. Módulos fotovoltaicos**

Los paneles pueden ser instalados fijos o por seguimiento. Las instalaciones de paneles con orientación e inclinación fija suponen ahorros en mantenimiento y en costes de colocación iniciales.

El tipo de instalación por seguimiento, tiene la principal ventaja de aprovechamiento máximo de las horas solares a lo largo de todo el año, es por ello, que no presenta pérdidas por orientación e inclinación. En cambio, el inconveniente es el desaprovechamiento de la superficie de captación, debido a la distancia que debe guardarse entre ellos y el coste económico que supone este tipo de instalaciones.

La instalación fija, presenta la ventaja de optimizar el suelo de captación, aprovechándolo en mayor medida y el principal inconveniente son las pérdidas que se producen por inclinación, debido a la trayectoria solar a lo largo de un año solar.

Analizando los pros y los contras y teniendo en cuenta, la situación geográfica del emplazamiento, se consideran que las pérdidas por inclinación y orientación son menores que las producidas por el desaprovechamiento del terreno en el tipo de instalación de seguimiento y esto se debe fundamentalmente a que la Canarias está próxima al ecuador terrestre y por tanto, las trayectorias solares no difieren tanto en sus equinoccios.

Por todo ello, la inclinación de los módulos fotovoltaicos para este proyecto es fija en la instalación.

#### **7.1.1. Paneles en las cubiertas**

Las cubiertas posibles para colocación de módulos fotovoltaicos pertenecen a los edificios de la entrada principal del hotel (marcado en rojo en la siguiente representación).



Ilustración 10. Edificios para instalación de paneles fotovoltaicos [4]

Existen varias opciones para la colocación de los módulos en las cubiertas.

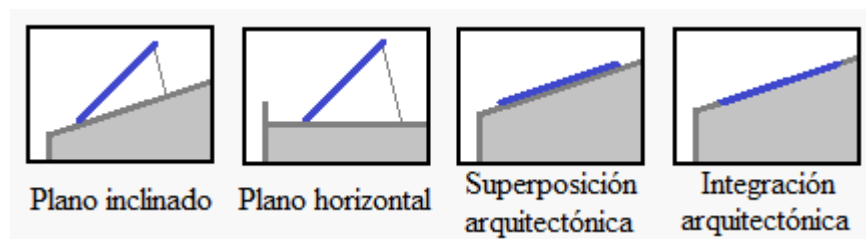


Ilustración 11. Representación de los diferentes tipos de instalaciones

Cumpliendo con la premisa de influir lo menos posible en la imagen de las instalaciones, caben dos posibilidades, bien por superposición arquitectónica o por integración arquitectónica. Puesto que las cubiertas mencionadas son poco visibles desde los alrededores, se opta instalar los paneles por superposición arquitectónica, por el coste inferior frente a los integrados arquitectónicamente.

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos sobre estas cubiertas, se debe comprobar que cumplen con los requisitos mínimos de pérdidas por sobras, inclinación y orientación, de la I.D.A.E para instalaciones conectadas a la red y el DB-HE ahorro de energía.

Finalmente se estudia, la forma óptima de colocar los paneles para aprovechar cada superficie de las cubiertas que son seleccionadas como válidas.

“Memoria”

### 7.1.2 Paneles en el terreno

La instalación hotelera cuenta con terreno sin edificar. Vamos a examinar una parte de terreno situada al sur-oeste del hotel, en la cual es posible la instalación de paneles fotovoltaicos. En la siguiente ilustración se muestra el polígono sin edificar para el estudio de la colocación de paneles.



Ilustración 12. Terreno sin edificar para la instalación de placas [4]

Las pérdidas por sombra y orientación e inclinación que se producen en el terreno dependen de cómo se coloquen los módulos fotovoltaicos. Debido a la orografía del terreno se presentan varias vertientes de diseño.

Por un lado, se estudia el diseño de los paneles colocados con dirección sur e inclinación próxima a la óptima (con referencia a la energía máxima posible, es decir con pérdidas por orientación e inclinación mínimas). La principal ventaja es que las pérdidas por orientación e inclinación son mínimas (prácticamente nulas), entre los principales inconvenientes está el relieve del terreno, ya que supone una gran complejidad establecer los límites de separación entre módulos para evitar las pérdidas por sombra, además del espacio perdido que supone el distanciamiento entre módulos.

En otro caso, se trabaja con los paneles adoptando la forma del terreno, obteniendo diferentes tipos de instalaciones. Puesto que el perfil de terreno no es constante, los generadores fotovoltaicos se pueden separar en tres grupos, el primero a una inclinación de  $5^\circ$ , el segundo a  $9^\circ$  y el tercero a  $19^\circ$ . Los puntos fuertes de este diseño son respetar la proposición del cliente de influir lo menos posible en la estética, aprovechar al máximo el terreno con la colocación de paneles en casi toda la totalidad del mismo con la orientación de  $94^\circ$  (Oeste con respecto al Sur) y la inclinación del terreno del terreno que corresponda; el principal inconveniente son las pérdidas que se producen por la orientación e inclinación en cada caso.

Se debe tener en cuenta en los dos casos que las sombras se producen por los objetos adyacentes, principalmente se debe tener en cuenta los objetos próximos que son fijos y no así la disposición de los paneles ya que las misma se colocan de forma que no se produzca sombras entre ellas.

Finalmente, como se explica en el anexo de cálculos, se opta por el segundo tipo de diseño. La elección tomada se debe al análisis de las ventajas e inconvenientes que presenta cada caso. En concreto podemos afirmar que el peso de la ventaja del primer estudio es inferior a inconveniente del segundo, es decir, las pérdidas que se producen por OI son inferiores a las producidas por el desaprovechamiento del terreno debido a espaciamiento de los módulos.

Véase, la siguiente ilustración, la elección tomada.

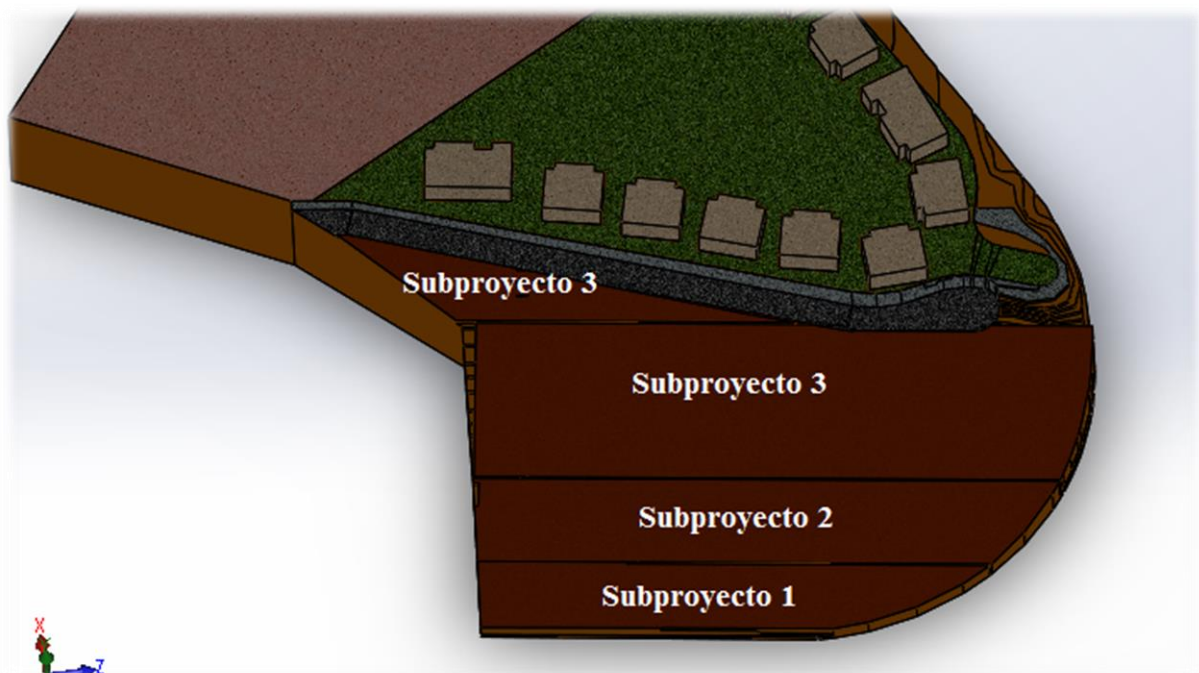


Ilustración 13. Acondicionamiento del terreno

“Memoria”

## 7.2. Componentes elegidos para instalación fotovoltaica

### *Módulos fotovoltaicos*



*Ilustración 14. Fabricante módulos fotovoltaicos*

Para la elección del tipo de módulos fotovoltaicos se ha confiado en la empresa Canadian Solar. Estos paneles fotovoltaicos han sido tan ampliamente probados y comprobados en condiciones muy duras ofreciendo una garantía de 25 años. Esta empresa cuenta con tres centros de investigación fotovoltaica con tecnología de última generación para las células, módulos y sistemas en Canadá y China. Cuentan con más de 400 científicos, ingenieros y técnicos que llevan a cabo investigaciones para mejorar continuamente la célula solar y tecnologías de módulos solares. Con las inversiones en I + D de más de 600 millones de dólares, 217 patentes mundiales.

Además de poseer el certificado europeo (CE), todos sus productos cuentan con los siguientes certificados ISO:

- ISO 9001:2008
- ISO/TS 16949:2009
- ISO 14001:2004

Es por ello, se ha escogido este fabricante. En la instalación se han utilizado 2 modelos diferentes para la diseñar la instalación fotovoltaica. En el terreno se han proyectado un total de 4219 módulos fotovoltaicos y en las cubiertas 672, del modelo CS6X-P (310P) MAXPOWER. Y sobre las cubiertas se ha escogido un panel más fino, el modelo CS6X-P-FG (315P-FG) DYMOND. Además, este último modelo ha superado ensayos de niebla salina.



MaxPower es una gama de paneles solares de Canadian Solar, con 72 células solares. Estos paneles tienen un alto rendimiento de energía del sistema a baja irradiancia y baja TONC. El estricto sistema de control de calidad aplicados a estos paneles lo colocan en el primer puesto de las Pruebas PVUSA de la Comisión de Energía de California, dejando otros 12.471 paneles de silicio de tipo P atrás. Las carcasas mejoradas de 40 mm garantizan la solidez de los paneles de hasta 5400 Pascales de carga.

Dymond es una gama nueva de paneles de Canadian Solar, con 72 células solares. También conocido como el módulo de doble vidrio, este innovador producto utiliza vidrio reforzado por calor en lugar de la lámina posterior de polímero tradicional, y no tiene estructura de metal por lo que no requiere conexión a tierra. Esto elimina la causa de la degradación inducida por potencial (PID) y el panel puede soportar la alta humedad, altas temperaturas, tormentas de arena, ultravioleta y corrosión.

### ***Inversores***



*Ilustración 15. Fabricante inversores*

Para el fabricante de los inversores se ha confiado en la empresa SMA Solar Technology AG, líder mundial en desarrollo, producción y comercialización de inversores fotovoltaicos, y como grupo especialista en gestión de la energía ofrece innovadoras tecnologías clave para los sistemas de suministro de energía del futuro. SMA, representada en 20 países de cuatro continentes, está presente en los principales mercados del sector fotovoltaico. Además esta empresa ofrece un software en su página web llamado cuenta Sunny Design Web. Con este software se puede obtener la configuración óptima de la planta para estos inversores, así como otros servicios. La aplicación web ofrece a los técnicos especializados y a los planificadores de plantas una interfaz de usuario fácil de utilizar. Además de la inspección técnica de los componentes, el software también suministra datos para la evaluación económica de la

“Memoria”

instalación. De esta forma, el cliente final obtiene una planta fotovoltaica a medida y el técnico especializado ahorra un valioso tiempo. Este software se ha utilizado para establecer una configuración óptima entre los módulos fotovoltaicos y los inversores.

Las líneas que transportan corriente alterna en este proyecto serán líneas trifásicas. Por este motivo la gama SUNNY TRIPOWER ha sido la elegida para transformar la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna.

### *Cableado (secciones y canaletas)*



*Ilustración 16. Fabricante de secciones*

Para el cableado se ha confiado en el fabricante Prysmian Group. Con 17 centros de investigación y desarrollo, el grupo Prysmian es un referente en innovación, siempre a la vanguardia tanto en el diseño de nuevos productos como en el desarrollo e implantación de sistemas de energía y fibra óptica para instalaciones singulares y de alta exigencia técnica.

Diseños exclusivos como el cable Afumex Duo (AS) para suministro de energía y comunicaciones con ancho de banda ilimitado, el diseño e instalación de enlaces submarinos o el desarrollo de equipos de comprobación de aislamientos para sistemas de alta tensión, sin necesidad de interrumpir el suministro eléctrico (PRY-CAM), son el fruto de una decidida apuesta por la mejora continua y la búsqueda de nuevas soluciones a los desafíos que continuamente se plantean.

La experiencia acumulada de una empresa centenaria como Prysmian es, sin duda, un gran aliado para el buen funcionamiento de la instalación.

Las secciones se escogerán del catálogo del fabricante según las necesidades en cada caso.

### ***Controlador dinámico de potencia (CDP)***



*Ilustración 17. Fabricante del controlador dinámico de potencia.*

Para el CDP se ha puesto la confianza en la empresa Circutor, puesto que cuenta con más de 40 años de experiencia, dispone de 6 centros productivos en España y la República Checa, que trabajan en el diseño y fabricación de equipos destinados a mejorar la eficiencia energética: equipos de medida y control de la energía eléctrica y de la calidad del suministro, protección eléctrica industrial, compensación de reactiva y filtrado de armónicos. Todo el conocimiento adquirido durante este periodo está reflejado en sus productos, dotados de fiabilidad, robustez, facilidad de uso y lo más importante: innovación.

CIRCUTOR dispone de un equipo de I+D+i formado por más de 60 ingenieros, que trabajan diseñando nuevos productos, para satisfacer la demanda del mercado, incorporando las más avanzadas tecnologías.

Dispone de laboratorios propios para ensayos de compatibilidad electromagnética (EMC/EMI), calibración y laboratorio oficial de verificación metrológica, que permiten garantizar la calidad de todos sus productos con los más altos estándares de calidad.

"Memoria"

## 8. Resultados finales

### 8.1. Módulos fotovoltaicos

En las cubiertas se instalarán 672 paneles fotovoltaicos y en el terreno 4.219. Los módulos se colocarán y se interconectarán como indiquen los Planos.

#### 8.1.1. Paneles en las cubiertas

En el Anexo de Cálculos se encuentran el proceso de selección de las cubiertas válidas, según la normativa vigente, cumplen con los requisitos de pérdidas por sombra, orientación e inclinación y el sumatorio de ambas. El resultado obtenido puede observarse en la próxima tabla. El total de los paneles en cubierta son 672.

Tabla 4. Paneles de las cubiertas

Generador fotovoltaico de las cubiertas	Paneles fotovoltaicos CS6X-P 310P	Orientación* (°)	Inclinación (°)
Cubierta 1	30	-26,75 ≈ -27	45
Cubierta 2	38	63,25 ≈ 63	45
Cubierta 5	59	-53,13 ≈ -53	45
Cubierta 5.1	28	-53,13 ≈ -53	20
Cubierta 6	70	36,87 ≈ -37	45
Cubierta 9	28	-53,13 ≈ -53	0
Cubierta 10	19	-53,13 ≈ -53	45
Cubierta 11	48	36,87 ≈ -37	45
Cubierta 11.1	18	36,87 ≈ -37	20
Cubierta 14	49	-53,13 ≈ -53	45
Cubierta 15	101	36,87 ≈ -37	45
Cubierta 18	19	-53,13 ≈ -53	45
Cubierta 19	30	36,87 ≈ -37	45
Cubierta 19.1	18	36,87 ≈ -37	20
Cubierta 22	40	-53,13 ≈ -53	45
Cubierta 23	17	36,87 ≈ -37	45
Cubierta 26	18	-53,13 ≈ -53	45
Cubierta 27	42	36,87 ≈ -37	45

\* El valor negativo se produce en orientación Este con el Sur de referencia y del mismo modo, valor positivo en orientación Oeste, con el Sur como referencia.

A continuación, se muestra una representación por el software “SolidWorks”, de los módulos colocados sobre las cubiertas, así como la numeración de las cubiertas.

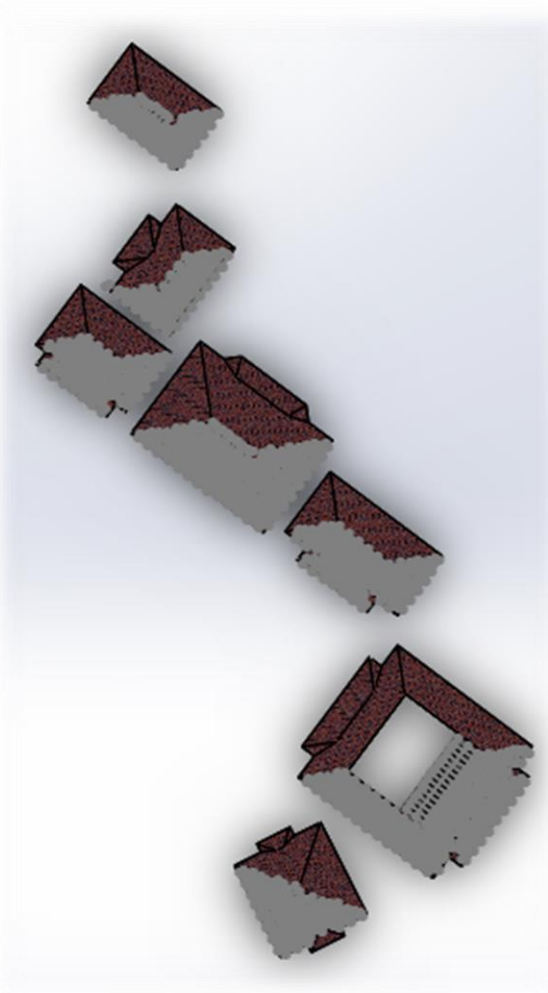


Ilustración 19. Módulos fotovoltaicos en cubiertas

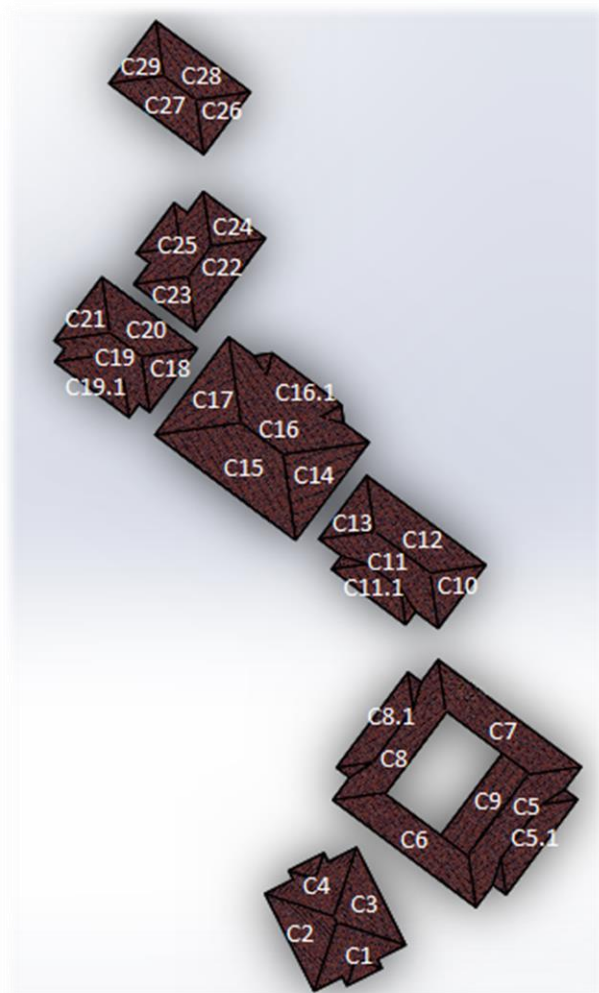


Ilustración 18. Cubiertas numeradas

### 8.1.1. Paneles en el terreno

Los paneles en el terreno se han dimensionado teniendo en cuenta las pérdidas por sombra, por orientación e inclinación y las totales. Hay una zona en el terreno que no es aprovechable debido a que se producen unas pérdidas por sombra (véase Anexo de Cálculos) consecuencia del muro y los edificios próximos, es por ello que esta franja se utilizará como pista de acceso para labores de mantenimiento de los generadores fotovoltaicos. Además, se realizarán unas labores de acondicionamiento del terreno que serán explicadas posteriormente.

“Memoria”

En la próxima representación, se muestra como se colocan los paneles fotovoltaicos en el terreno.

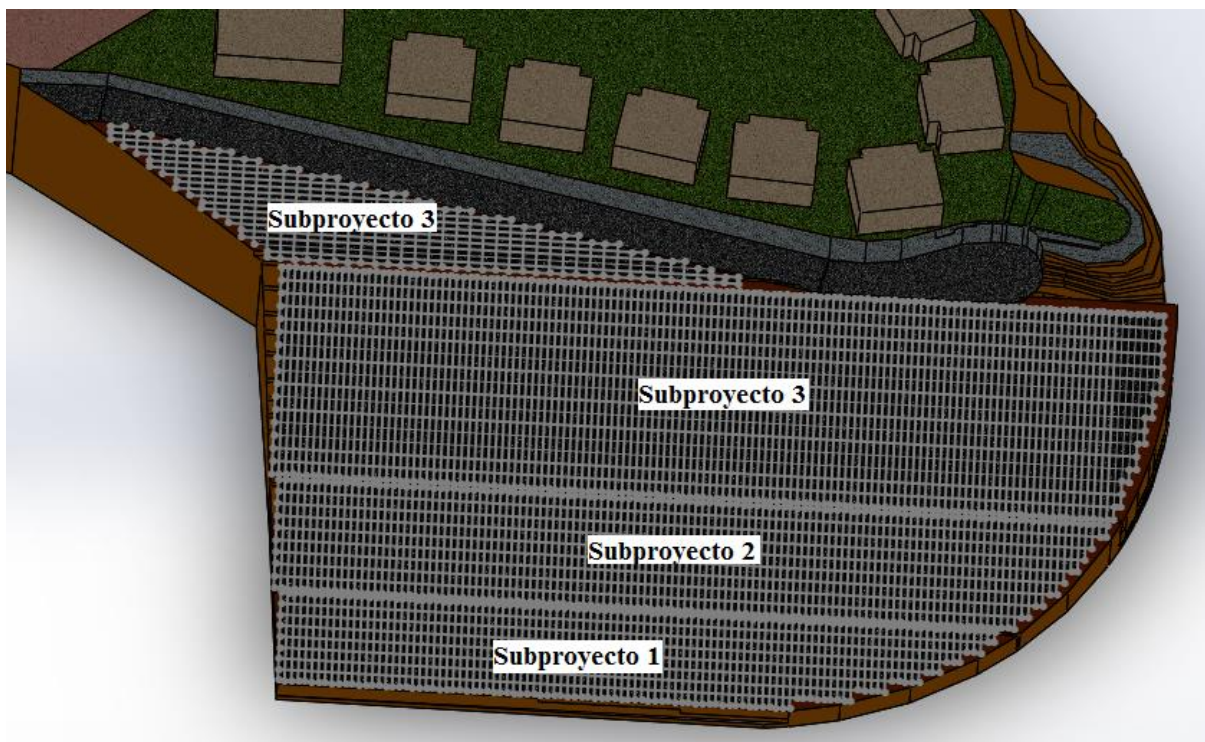


Ilustración 20. Paneles fotovoltaicos en el terreno

La disposición de los módulos, será:

Tabla 5. Paneles en el terreno

Generador fotovoltaico del terreno	Paneles fotovoltaicos CS6X-P-FG 315P	Orientación * (°)	Inclinación (°)
Subproyecto 1	755	94	5
Subproyecto 2	1052	94	9
Subproyecto 3	2412	94	19

\* El valor positivo se debe a orientación Oeste, con respecto al Sur y del mismo modo, valor negativo en orientación Este, con el Sur como referencia.

## 8.2. Comprobación energía generada.

Con los datos anteriores de los módulos fotovoltaicos, se calcula la energía que producen al día, para establecer el tipo de instalación que tenemos.

Los paneles utilizados en el terreno tienen inclinación y orientación diferente en cada subproyecto y difieren en gama, modelo y potencia pico con las utilizadas en las cubiertas, que se encuentran en orientaciones e inclinaciones diferentes en función de las cubiertas. Es por ello que se agruparán los módulos para el cálculo.

La resultante del cálculo está recogida en la siguiente tabla.

*Tabla 6. Energía media generada al día en la instalación.*

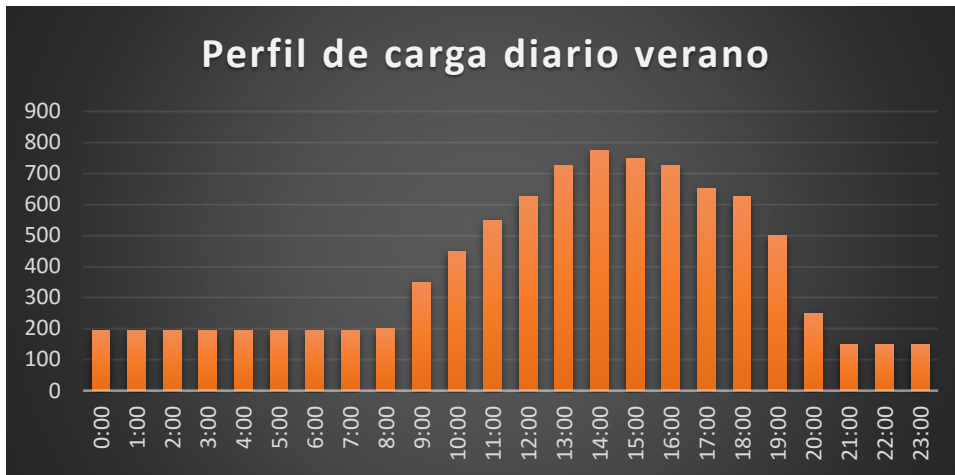
	Energía producida (kWh/día)
Subproyecto 1	1054,25
Subproyecto 2	1458,49
Subproyecto 3	3271,94
Cubierta 1	43,62
Cubierta 2	52,06
Cubierta 5, 10, 14, 18, 22 y 26	283,52
Cubierta 6, 11, 15, 19, 23 y 27	444,54
Cubierta 9	39,87
Cubierta 5.1	41,20
Cubierta 11.1 y 19.1	54,24
<b>Total</b>	<b>6743,73</b>

Como se comentó anteriormente, el hotel tiene un consumo medio aproximado de 8710,89 kWh. Por lo tanto, debe estimarse la manera óptima para aprovechar la energía generada y teniendo en cuenta el requisito del cliente de adaptar sus equipos con dicha energía y con ello conseguir el mínimo de excedente.

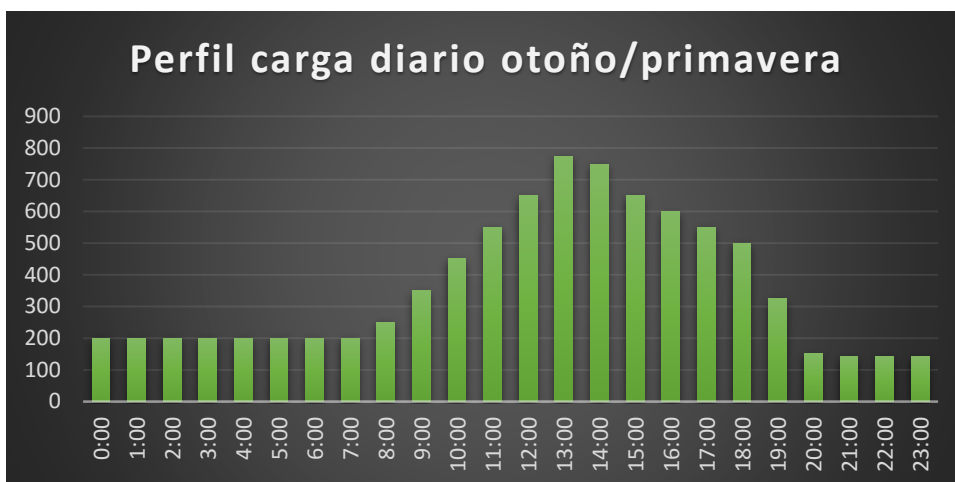
El cliente afirma que, para el perfil de producción energética, con los equipos que dispone, puede adaptarse en gran medida, para aprovechar en casi su totalidad, la energía producida.

A continuación, se muestra un estudio realizado con SunnyDesignWeb para adaptar el consumo con los perfiles diarios de carga en cada estación, con la potencia generada.

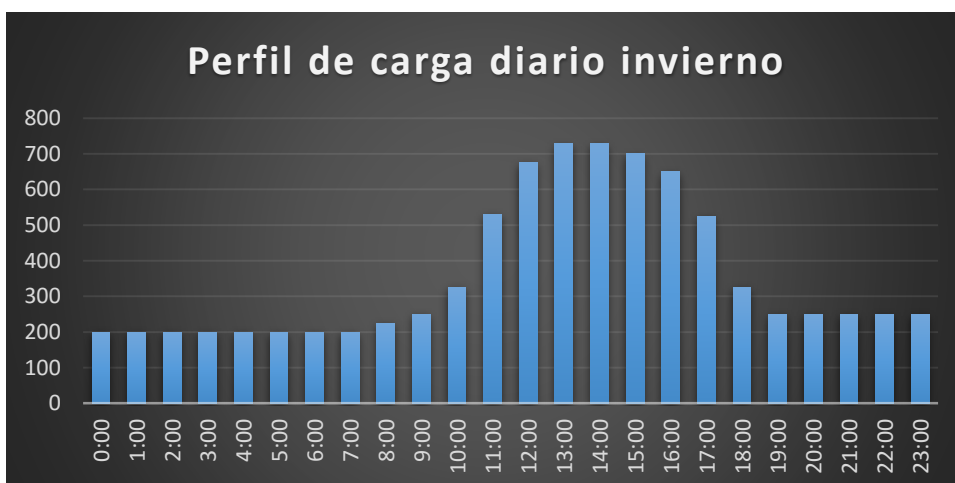
“Memoria”



Gráfica 1. Diagrama perfil de carga diario ideal para verano.



Gráfica 2. Diagrama perfil de carga ideal diario para otoño y primavera



Gráfica 3. Diagrama de perfil ideal diario para invierno



### 8.3. Inversores

Dispuesto en las cubiertas.

Tabla 7. Inversores en las cubiertas.

Generador fotovoltaico de las cubiertas	Unidades	Inversor	Entradas
Cubierta 1	1	STP 9000TL-20	A: 1x15; B: 1x15
Cubierta 2	1	STP 15000TL-10	A: 2x16; B: 1x6
Cubierta 5	1	STP 20000TL-30	A: 3x16; B: 1x11
Cubierta 5.1	1	STP 8000TL-20	A: 1x16; B: 1x12
Cubierta 6	1	STP 20000TL-30	A: 2x18; B: 2x17
Cubierta 9	1	STP 8000TL-20	A: 1x16; B: 1x12
Cubierta 10	1	STP 6000TL-20	A: 1x13; B: 1x6
Cubierta 11	1	STP 15000TL-10	A: 2x16; B: 1x16
Cubierta 11.1	1	STP 5000TL-20	A: 1x18
Cubierta 14	1	STP 20000TL-30	A: 2x16; B: 1x17
Cubierta 15	1	STP 15000TL-10	A: 2x17; B: 1x16
	1	STP 15000TL-10	A: 2x17; B: 1x17
Cubierta 18	1	STP 6000TL-20	A: 1x13; B: 1x6
Cubierta 19	1	STP 9000TL-20	A: 1x15; B: 1x15
Cubierta 19.1	1	STP 5000TL-20	A: 1x18
Cubierta 22	1	STP 15000TL-10	A: 2x16; B: 1x8
Cubierta 23	1	STP 5000TL-20	A: 1x17
Cubierta 26	1	STP 5000TL-20	A: 1x18
Cubierta 27	1	STP 15000TL-10	A: 2x16; B: 1x10

Distribuidos de la siguiente forma por el terreno.

Tabla 8. Inversores en el terreno

Generador fotovoltaico del terreno	Unidades	Inversor	Entradas
Subproyecto 1	8	STP 25000TL-30	A: 3x17; B: 2x18
	1	STP 20000TL-30	A: 3x16; B: 1x11
Subproyecto 2	11	STP 25000TL-30	A: 3x18; B: 2x17

## "Memoria"

	1	STP 25000TL-30	A: 3x16; B:2x18
Subproyecto 3	28	STP 25000TL-30	A: 3x17; B: 2x16
	1	STP 25000TL-30	A: 3x18; B:2x17

Tal y como indica el fabricante, cada inversor contara una cubierta de aproximadamente 1 m<sup>2</sup> para así evitar el contacto solar directo y que su temperatura no sea superior a 40° C. Lo que supone un total de 70 m<sup>2</sup> de techo, con sus correspondientes soportes. Se instalarán en las cubiertas a una altura de 1,50 metros con respecto al suelo, siempre que sea posible.

#### 8.4. Otros elementos

##### *Soportes*

Los soportes de las cubiertas serán colocados como indique el fabricante, en este caso Scheletter, (ver manuales de instalación).

Los soportes del terreno, están formados por vigas cuadradas de aluminio anodizado de 60x60x4mm, y serán fijadas al terreno por tornillos de cimentación (véase Planos de Soportes y manuales). Los paneles deben quedar a 1 metro de altura con respecto al suelo para realizar labores de mantenimiento.

##### *Cableado (secciones y longitudes)*

El cableado se puede dividir en dos ramas, para corriente continua y para corriente alterna. El fabricante de los cables escogido es Prysmian. Para la parte de corriente continua se usa la gama P-Sun 2.0 y para corriente alterna la serie Afumex Easy (AS).

Destacar que, aunque sea posible la utilización de diámetros menores, como lo serían de 1,5 mm<sup>2</sup> o 2,5 mm<sup>2</sup>, los paneles traen de fábrica cable de 4 mm<sup>2</sup> por lo que, la instalación se restringe en este aspecto.

Para corriente continua (previa a los inversores) el resultado desglosado, separando el cableado de las cubiertas con el del terreno. puede verse en el Anexo de Cálculos. En la siguiente tabla se presenta un resumen entre ambos casos.

Tabla 9. Secciones para CC en toda la instalación

Proyecto	Sección cables paneles [mm <sup>2</sup> ]	Longitud [m]
Cubiertas	4	1550
	6	390
Terreno	4	4980

Del mismo modo en corriente alterna (posterior a los inversores):

La clasificación de las secciones entre ambos casos.

Tabla 10. Secciones en CA para toda la instalación

Proyecto	Sección cables paneles [mm <sup>2</sup> ]	Longitud [m]
Cubiertas	16	100
	25	710
	35	330
	50	545
	70	705
Terreno	150	250
	185	1250

### **Canalización**

Al igual que para el cableado dividiremos el dimensionado de las canaletas para corriente continua y para corriente alterna.

Para corriente continua:

Por cada canaleta se colocarán 3 cables como máximo y cada inversor tendrá su propia canaleta.

El dimensionado de las canaletas depende directamente de la sección de los cables que estarán colocados en su interior. La altura de la canaleta depende del diámetro de cable mayor que se encuentre alojado en su interior. La sección mayor en corriente continua son 6 mm<sup>2</sup> esto corresponde a un diámetro de 2.76 mm, por lo tanto, la altura mínima de las canaletas comerciales que son 50mm es válida para estos cables.

“Memoria”

El número total de canaletas y sus dimensiones queda representado en la siguiente tabla (véase la canalización descompuesta por cada proyecto en el Anexo de Cálculo):

Tabla 11. Canalización para CC en toda la instalación

Proyecto	Dimensión canaletas [mm2]	Nº de canaletas	Total [m]
Cubiertas	50*75	19	190
Terreno	50*75	100	600

Para corriente alterna:

Cada canaleta conducirá un máximo de 20 cables.

A cada edificio se le asigna una canaleta. Para cumplir con ITC-BT-20 los conductores pertenecientes al mismo inversor estarán aislados en tubos corrugados dentro de la misma canalización.

Para corriente continua:

Para determinar la altura de las canaletas se volverá a repetir el cálculo que se utilizó para corriente continua. Esta altura debe ser superior al diámetro mayor de los cables colocados en su interior. La mayor sección es de 185mm<sup>2</sup> correspondiente a un diámetro de 15.35mm, por lo tanto, la altura comercial mínima de estas canaletas, que es 50 mm, es válida para todo el cableado de corriente alterna.

A continuación, se presenta una lista de las dimensiones de las canaletas para corriente alterna, así como el número total en metros.

Tabla 12. Canalización para CA en toda la instalación

Proyecto	Dimensión canaletas [mm2]	Nº de canaletas	Total [m]
Cubiertas	50*75	7	565
Terreno	50*75	3	750
	60*150	1	350
	60*200	1	300
	60*300	1	250

### ***Caja de distribución o de conexión***

Se contará con dos tipos de caja.

La caja de distribución del inversor debe albergar los fusibles y los seccionadores procedentes de los módulos (por lo tanto, habrá una por inversor, véase los Planos de Instalaciones).

La caja de conexión principal albergará todas las líneas procedentes de los inversores.

### ***Controlador dinámico de potencia (CDP)***

El CDP envía consignas de producción en potencia al inversor vía puerto de comunicación, por tanto, el CDP mide continuamente el consumo del hotel y le dice al inversor lo que tiene que producir, enfocando o desenfocando la electrónica de potencia a su punto óptimo o no.

Dado que este proyecto permite la inyección a red, cuando la producción de la instalación fotovoltaica sea superior a la demanda de consumo del hotel, se utilizará el controlador dinámico de potencia CDP-(G) de la empresa Circutor S.A.

El CDP-G es el controlador dinámico de potencia de CIRCUTOR destinado a aplicaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo, que permite aprovechar al máximo los excedentes de generación fotovoltaica. La gama de dispositivos CDP son los encargados de regular la producción de los inversores solares para garantizar, en cualquier instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo, la inyección cero a red, o bien, la inyección controlada.

La conexión de cargas no críticas en horas de elevada insolación, permite tener una menor dependencia de la red eléctrica y una reducción de los costes energéticos.

Asignando un consumo a cada carga y una prioridad, el CDP-G es capaz de calcular y conectar automáticamente la carga adecuada a cada momento, en función del excedente disponible. Además, el CDP-G permite asignar un porcentaje de contribución de la red eléctrica para optimizar aún más la utilización de la instalación fotovoltaica (pueden observarse especificaciones en el Anexo de Cálculos o en Manuales).

El fabricante ha creado un manual de conexión y configuración del CDP-G con los inversores del fabricante SMA, donde se explica que La comunicación entre el CDP y el inversor se realiza mediante un bus RS-485. Este bus RS-485 permite conectar hasta 100 inversores. Aunque este

“Memoria”

manual está dirigido a instalaciones monofásicas, la fabricante específica que se pueden conectar el mismo número de inversores para un sistema trifásico.

Se colocará un CDP-G al cual irán conectados todos los inversores por medio de cableado multipar. Como elementos secundarios derivados de la instalación del CDP-G se instalarán 750 aproximadamente de 2x2x0,51 mm con protección de 4 mm, con sus correspondiente RS-485, un total de 138 (2 por inversor, uno de entrada y otro de salida), canalizados por medio de un tubo de PVC corrugado de 16 mm.

### ***Dispositivos de protección y seguridad***

En la instalación debe existir medidas de protección contra choques eléctricos producidos por el fallo de aislamiento de las partes activas de la instalación. Para ello se recurre al uso de dispositivos de corte automático de la alimentación, tales como, fusibles y seccionadores para la parte de corriente continua, e interruptores diferenciales y magnetotérmicos para la parte de corriente alterna.

Para la instalación de estos dispositivos de protección se ha confiado en el fabricante CHINT.

Para el tramo de corriente continua entre los módulos fotovoltaicos y los inversores debe ir instalado en serie un fusible y un seccionador posterior a este. Estos dispositivos deben estar dimensionados según la intensidad nominal de los módulos fotovoltaicos instalados.

*Tabla 13. Cálculo de fusible de protección*

Panel	Intensidad nominal FV [A]	Intensidad de calibre del fusible [A]	Intensidad comercial seccionador [A]	Nº de string
CS6X-P 310P	8.61	10	36	45
CS6X-P-FG 315P-FG	8.52	10	36	249

La intensidad de calibre no debe ser superior a la intensidad admisible del conductor, que para este caso será la referente a una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

*Tabla 14. Datos de sección*

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Nº de conductores con carga	Tipo de aislamiento	Intensidad admisible [A]
4	2	Termoestable	46

Fijada la misma intensidad comercial de los fusibles correspondiente a ambos tipos de módulo fotovoltaico. Teniendo en cuenta que las líneas de conexión son monofásicas la familia de seccionadores y fusibles escogida ha sido la NH4 con las siguientes dimensiones. Tendremos el mismo número de fusibles y seccionadores como n° de string en toda la instalación.

Tabla 15. Tipo de fusible para toda la instalación

Características Fusibles			
Código	Dimensiones [mm <sup>2</sup> ]	Intensidad calibre [A]	Unidades
<b>RT29-16/gG/10</b>	8,5x31,5	10	294

Se ha seleccionado una gama económica de fusible, debido a que el calibre que se necesita para la instalación es bajo. Aun así, esta gama de fusible cuenta con un modelo capaz de soportar hasta 16 A, por si en un futuro fuera necesario instalar paneles con una intensidad de trabajo superior.

Tabla 16. Soporte de fusibles para toda la instalación.

Características soporte fusible					
Código	Dimensiones [mm]	N° de polos	Intervalo de intensidad [A]	Compatible con fusibles	Unidades
<b>WS18-1/125</b>	35	1	1-125	RT29	294

Para buscar un seccionador compatible se debe tener en cuenta que el número de polos debe ser 1, por estar trabajando en monofásica. Se ha escogido un seccionador manual que son los únicos que no están diseñados solo para corriente alterna.

Tabla 17. Seccionadores para toda la instalación

Características seccionador			
Modelo	N° de polos	Intensidad [A]	Unidades
<b>NH4-1-32</b>	1	32	294

En el tramo de corriente alterna, después de la salida del inversor deben ir conectados a la línea un interruptor diferencia y seguidamente un interruptor magneto térmicos. La intensidad mínima de estos dispositivos de protección debe ser la intensidad de trabajo del generador (en

“Memoria”

este caso el inversor). También la intensidad nominal de los diversos interruptores automáticos será igual o inferior al valor de la intensidad admisible del conductor protegido.

Para la selección de estos interruptores se debe tener en cuenta que las líneas serán trifásicas por lo que, dicho elementos deben contar con 4 polos.

El fabricante recomienda que la corriente diferencial asignada del diferencial debe ser de al menos 100 mA, para evitar una activación no deseada durante el funcionamiento. Debido a que en el funcionamiento de un inversor sin transformador existen corrientes diferenciales que dependen de la resistencia del aislamiento y de la capacidad del generador fotovoltaico.

Para observar cómo se distribuyen los interruptores (diferenciales y magnetotérmicos) escogidos para la instalación véase en el Anexo de Cálculos.

En las siguientes tablas se nombran los interruptores utilizados.

Tabla 18. Agrupación de diferenciales por gama 1

Características Interruptores diferenciales puros - serie NL1				
Código modelo	Intensidad [A]	Intensidad residual(I $\Delta$ ) [A]	Nº de polos	Unidades
NL1-4-25-300AC	25	300	4	5
NL1-4-40-300AC	40	300	4	4
NL1-4-63-300AC	63	300	4	11

En la familia de interruptores puros NL1, la intensidad nominal mayor es de 63A.

Tabla 19. Agrupación de diferenciales por gama 2

Características Interruptores diferenciales selectivos - serie NL1				
Código modelo	Intensidad [A]	Intensidad residual(I $\Delta$ ) [A]	Nº de polos	Unidades
NL1-4-80-300AS	80	300	4	49

Para la elección de los interruptores magnetotérmicos se ha tenido en cuenta las grandes longitudes que deben salvar estos conductores, por esto la curva de disparo de estos dispositivos será la tipo B, recomendada por el fabricante para estos casos.



Tabla 20. Agrupación de magnetotérmicos por gama 1

Características Interruptores automáticos magnetotérmicos - serie NB1			
Código modelo	Intensidad [A]	Nº de polos	Unidades
NB1-4-25B	25	4	5
NB1-4-40B	40	4	4
NB1-4-63B	63	4	11

En la familia de interruptores magnetotérmicos, la intensidad nominal mayor es de 63A.

Tabla 21. Agrupación de magnetotérmicos por gama 2

Características Interruptores automáticos magnetotérmicos - serie DZ158			
Código modelo	Intensidad [A]	Nº de polos	Unidades
DZ158-4-80	80	4	49

### ***Puesta a tierra***

Se colocará 4 picas de 2 metros dispuestas en paralelo en el tramo de corriente alterna para cada inversor (para conocer los cálculos y la distribución de los mismos, se encuentran en el Anexo de Cálculos).

El conductor de protección es el que irá conectado a la tierra a nivel del suelo, estableciendo la tierra de la parte de la instalación de corriente alterna a través de los bornes. Para este conductor se usará un cable con aislamiento RV-K 0,6/1kV. Este tipo de aislamiento es el mismo que el de los conductores activos.

Estos conductores tendrán la misma sección que los conductores de protección.

En toda la instalación de puesta tierra debe preverse de un borne principal de tierra. Este borne principal ira conectado mediante un puente seccionador al conductor de tierra. La sección de este puede seccionador debe ser la misma que la del conductor a tierra.

Los paneles utilizarán como toma a tierra la propia estructura.

## **8.5. Obra civil**

“Memoria”

La obra civil, se debe por la necesidad del acondicionamiento del terreno a los requisitos de diseño.

La primera labor realizable, será la limpieza de material vegetal, con trabajos de desbroce y talado de árboles, de un total de 9.105 metros cuadrados (ver Plano Acondicionamiento Previo) y 10 palmeras.

Una vez el terreno esté libre de material vegetal, se producirá el vaciado de la pista (zona anexa al muro e inutilizable por pérdidas por sombra (Anexo Cálculos)). La pista tendrá un ancho de 7 metros en prácticamente su totalidad, exceptuando la zona dispuesta para cambios de sentido de 10,50 metros de diámetro, lo que supone un total de 3.010 metros cúbicos de terreno disponible para el relleno donde sea necesaria la aportación del mismo para cumplir las características de inclinación del terreno, visibles el Plano de Obra Civil de Movimiento de tierras.

El en terreno además del material de aporte del vaciado se añadirán 1.506 metros cúbicos de tierra de relleno.

Todo el terreno será compactado con una compactadora monocilíndrica. con la adición de agua correspondiente.

Además, se estabilizan los taludes, que suponen 390 metros cuadrados, delimitados por el Plano de Obra Civil de Taludes.

Finalmente se acondiciona la pista con el aporte de pavimento de 4 centímetros de espesor y una capa de acabado (1.051 metros cuadrados). La pista será prácticamente nivelada, con una leve inclinación de 2° hacia el oeste, para la corriente de las aguas fluviales.

## **9. Planificación**

Teniendo en cuenta:

- La Ley 12/1986, del 1 de abril, sobre regulación de las atribuciones profesionales de los Arquitectos e Ingenieros Técnicos.
- El Decreto 148/1969, de 13 de febrero, por el que se regulan las denominaciones de los graduados en Escuelas Técnicas y las especialidades a cursar en las escuelas de Arquitectura e Ingeniería Técnica.

Pues que no podemos firmar proyectos de más 184 kW y este proyecto está cerca de los 1550 kW, se subdivide en subproyectos, para poder materializar el total del proyecto.

## 10. Orden de prioridad entre los documentos.

El orden de prioridad entre los documentos será el siguiente:

1. Planos
2. Memoria.
3. Presupuesto
4. Pliego de condiciones.

## 11. Resumen de presupuesto

Presupuesto total obra civil	110.003,65 €
Presupuesto total instalación fotovoltaica	1.991.370,07 €
Presupuesto total de seguridad y salud	3.547,87 €
Presupuesto Ejecución Material (PEM)	2.104.921,59 €
Gastos Generales (GG) - 15%	315.738,24 €
Beneficio Industrial (BI) - 10%	210.492,16 €
Total (PEM+GG+BI)	2.631.151,99 €
IGIC - 7%	184.180,64 €
<b>Presupuesto por contrata</b>	<b>2.815.332,63 €</b>

## 12. Conclusions

Once known the clients consumption needs and the requests regarding the hotel's image, the possible location of the photovoltaic modules and other components are projected.

“Memoria”

Then, the installation capacity is calculated in order to sustain the hotel's consumption, resulting a average yield of 6743.73 KWh/ day, versus an average consumption of 8710,89 KWh/day. This represents a percentage of nearly 80% in energetic self-sufficiency.

The availability to adapt part of the hotel's energy consumption to the day's maximum solar energy production and the fact that this schedule coincides with the highest levels of energetic costs by half of the electrical company, brings to achieve the highest rentability of the photovoltaic installation.

The projected photovoltaic installation, with a budget of 2.815.332,63 €, will be amortized in 12 years, considering these installations need a minimum maintainance and that the expected lifetime is of 30 years. The client wil obtain a saving of 6.043.636 € over 20 years, resulting in a benefit 2 times higher than the inicial inversion.

In addition, but not less important, the use of renewable energy to provision shows a interest and contribution to the environmental care. Achieving with this to reduce the enviromental impact that producing electricity by fossil fuels has.



Escuela Superior de  
Ingeniería y Tecnología  
Sección de Ingeniería Industrial

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

Anexos



“Anexos”

## Anexos

Anexo Cálculos.....	59
Anexo Estudio con Entidad Propia .....	197
Anexo Estudio de rentabilidad.....	226

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## **Anexo Cálculos**





## Anexo Cálculos

0. Antecedentes.....	59
1. Pérdidas por orientación, inclinación y sombras.....	62
1.1. Introducción al cálculo de pérdidas por sombra .....	64
1.1.1. Ejemplo de cálculo de pérdidas por sombra en la cubierta 3 .....	66
1.1.1.a) Pérdidas por sombra en todas las cubiertas .....	74
1.1.1.b) Pérdidas por sombra en el terreno .....	93
1.2. Introducción al cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.....	99
1.2.1. Ejemplo de cálculo de pérdidas por orientación e inclinación en la cubierta 1.....	101
1.2.1.a) Pérdidas por orientación e inclinación en las cubiertas.....	106
1.2.1.b) Pérdidas por orientación e inclinación en el terreno.....	110
1.3. Pérdidas totales(OI+S) .....	114
1.3.a) Pérdidas totales en las cubiertas.....	114
1.3.b) Pérdidas totales en el terreno .....	116
2. Inversores .....	117
2.1. Ejemplo dimensionado de inversores. ....	122
3. Secciones .....	147
3.1. Introducción .....	147
3.1.1. Ejemplo de secciones en la instalación de la cubierta 5 .....	156
3.2.a) Resultado cálculos de secciones para los tramos de corriente continua.....	165
3.2.b) Resultado cálculos de secciones para los tramos de corriente alterna .....	173
4. Puesta a tierra.....	181
5. Canalización .....	184
6. Controlador dinámico de potencia (CDP).....	189
7. Dispositivos de protección y seguridad .....	191

## **0. Antecedentes**

Como objetivo indirecto, las energías renovables representan fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero, ni emisiones contaminantes. Además, sus costes evolucionan a la baja de forma sostenida, mientras que la tendencia general de costes de los combustibles fósiles es la opuesta, al margen de su volatilidad coyuntural.

El crecimiento de las energías limpias es imparable, como queda reflejado en las estadísticas aportadas en 2015 por la Agencia Internacional de la Energía (AIE): representan cerca de la mitad de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada en 2014, toda vez que se han constituido en la segunda fuente global de electricidad, sólo superada por el carbón.

De acuerdo a la AIE, la demanda mundial de electricidad aumentará un 70% hasta 2040, elevando su participación en el uso de energía final del 18% al 24% en el mismo periodo, espoleada principalmente por los países emergentes (India, China, África, Oriente Medio y el sureste asiático).

El desarrollo de las energías limpias es imprescindible para combatir el cambio climático y limitar sus efectos devastadores. El 2014 fue el año más cálido desde que existen registros. La Tierra ha sufrido un calentamiento de 0,85°C de media desde finales del siglo XIX, apunta National Geographic en su número especial del Cambio Climático de noviembre de 2015.

En paralelo, unos 1.100 millones de habitantes, el 17% de la población mundial, no disponen de acceso a la electricidad. Igualmente, 2.700 millones de personas (el 38% de la población global) utilizan biomasa tradicional para cocinar, calentarse o iluminar sus viviendas con grave riesgo para su salud.

Por eso, uno de los objetivos establecidos por Naciones Unidas es lograr el acceso universal a la electricidad en 2030, una ambiciosa meta si se considera que, según las estimaciones de la AIE, todavía habrá en esa fecha 800 millones de personas sin acceso al suministro eléctrico, de seguir la tendencia actual.

“Anexo Cálculos”

Las energías renovables han recibido un importante respaldo de la comunidad internacional con el ‘Acuerdo de París’ suscrito en la Cumbre Mundial del Clima celebrada en diciembre de 2015 en la capital francesa.

El acuerdo, que entrará en vigor en 2020, establece por primera vez en la historia un objetivo global vinculante, por el que los casi 200 países firmantes se comprometen a reducir sus emisiones de forma que la temperatura media del planeta a final del presente siglo quede “muy por debajo” de los dos grados, el límite por encima del cual el cambio climático tiene efectos más catastróficos, e incluso a intentar dejarlo en 1,5 grados.

En el ámbito nacional al respecto, en el año 2015, en España, un 13,2 % del consumo energético primario fue energía renovable, de los cuales un 2,4 % fueron solar, en cambio el mayor productor de dicha energía fue procedente de productos petrolíferos (un 42,9 % del total). Tal y como muestra la siguiente gráfica:

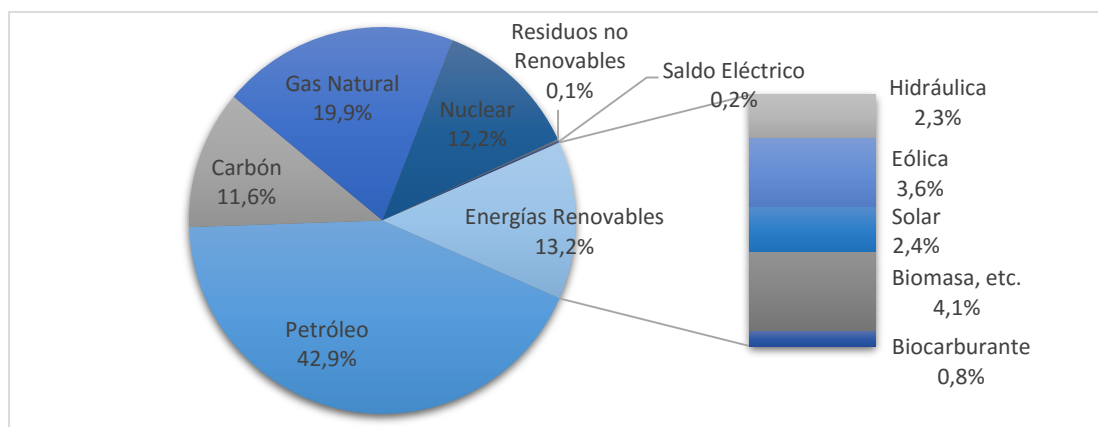


Ilustración 1. Gráfica consumo energía primaria en España en 2015 [1]

Y en concreto en Canarias, en el año 2013 de la potencia generada tan solo un 11 % fueron energías renovables y de las cuales un 6 % fueron generadas por plantas fotovoltaicas.

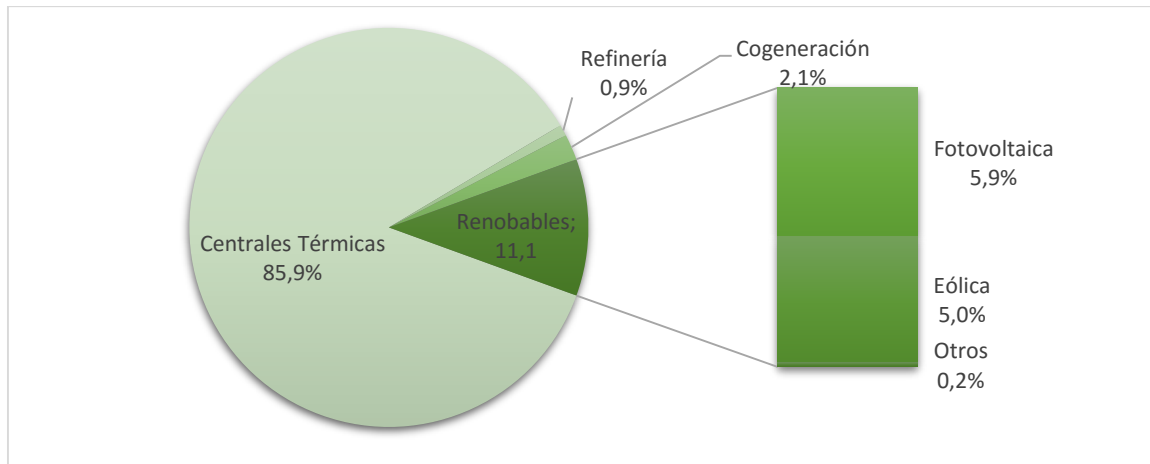


Ilustración 2. Gráfica consumo energía primaria en Canarias en 2013 [2]

Los datos de las gráficas no se pueden comparar porque pertenecen a años diferentes y la situación en Canarias ha cambiado, aunque no en gran medida. Los valores a nivel nacional, como autonómico, no se ajustan a los deseado para evitar los problemas medioambientales que sufre el planeta. Por lo que está en manos de todos revertir la situación.

Principales ventajas del uso de energía renovables [3].

- Son el socio imprescindible contra el cambio climático: las renovables no emiten gases de efecto invernadero en los procesos de generación de energía, lo que las revela como la solución limpia y más viable frente a la degradación medioambiental.
- Son inagotables: al contrario que las fuentes tradicionales de energía como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear, cuyas reservas son finitas, las energías limpias cuentan con la misma disponibilidad que el sol donde tienen su origen y se adaptan a los ciclos naturales (por eso las denominamos renovables). Por ello son un elemento esencial de un sistema energético sostenible que permita el desarrollo presente sin poner en riesgo el de las futuras generaciones.
- Reducen la dependencia energética: la naturaleza autóctona de las fuentes limpias implica una ventaja diferencial para las economías locales y un acicate para la independencia energética. La necesidad de importar combustibles fósiles produce una supeditación a la coyuntura económica y política del país proveedor que puede comprometer la seguridad del suministro energético. En cualquier parte del Planeta hay algún tipo de recurso renovable (viento, sol, agua, materia orgánica) susceptible de aprovecharlo para producir energía de forma sostenible.

“Anexo Cálculos”

- **Crecientemente competitivas:** Las principales tecnologías renovables (como la eólica y la solar fotovoltaica) están reduciendo drásticamente sus costes, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales en un número creciente de emplazamientos. Las economías de escala y la innovación están ya consiguiendo que las energías renovables lleguen a ser la solución más sostenible, no sólo ambiental sino también económicamente, para mover el mundo.
- **Horizonte político favorable:** las decisiones acordadas en la COP21 han aportado un torrente de luz al futuro de las energías renovables. La comunidad internacional ha entendido la obligación de robustecer la transición hacia una economía baja en carbono por el futuro sostenible del planeta. El clima de consenso internacional en favor de la descarbonización de la economía constituye un marco muy favorable para el impulso de las tecnologías energéticas limpias.

Estos objetivos indirectos complementan al objetivo directo para justifica la realización de este proyecto.

## **1. Pérdidas por orientación, inclinación y sombras**

### ***Introducción***

Este capítulo se encarga de realizar la justificación de todos los aspectos necesarios para la elaboración de la instalación fotovoltaica. Para ello, se ha hecho uso del pliego de condiciones de la I.D.A.E para instalaciones conectadas a la red y el DB-HE ahorro de energía.

**Orientación:** La orientación viene determinada por el ángulo de azimut, alfa ( $\alpha$ ). Este ángulo es el formado entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Para módulos orientados al Sur, son  $0^\circ$ .

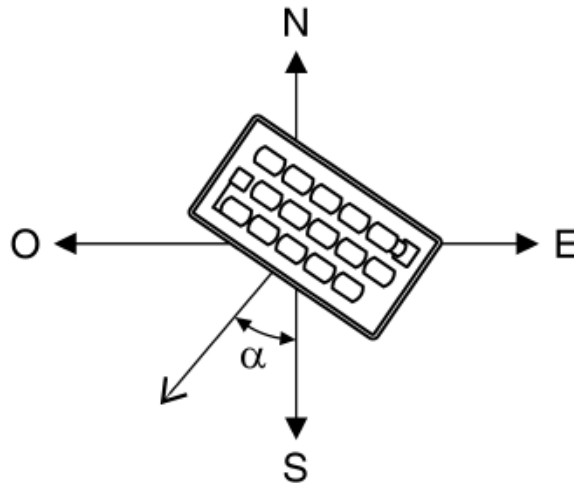


Ilustración 3. Orientación ( $\alpha$ =acimut) [Fuente: IDAE]

Inclinación: La inclinación viene determinada por el ángulo de inclinación, beta ( $\beta$ ). Este ángulo es el formado por la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para paneles horizontal y  $90^\circ$  para paneles verticales.

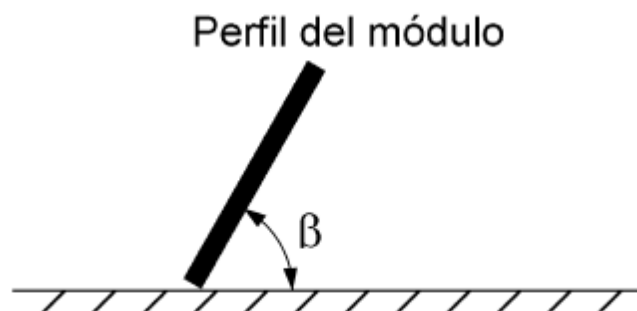


Ilustración 4. Inclinación ( $\beta$ ) [Fuente: IDAE]

La inclinación de los módulos fotovoltaicos es fija y en toda la instalación depende de la inclinación del terreno o de las fachadas de los edificios donde se integren los módulos fotovoltaicos por superposición arquitectónica.

### ***Cálculo de pérdidas***

En la siguiente tabla se recoge los límites máximos que se permiten tanto por sombra, por inclinación y orientación o totales (sombra y orientación e inclinación), en función de las condiciones de instalación de los planes.

Tabla 1. Límites pérdidas totales (OI + S) [Fuente DB HE]

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%

“Anexo Cálculos”

Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Las tres condiciones de instalación se definen de la siguiente forma:

- General: existen dos tipos.
  - Plano inclinado: cuando se utilizan soportes para disponer los módulos, con una orientación e inclinación determinadas, sobre una superficie inclinada.
  - Plano horizontal: cuando se utilizan soportes para disponer los módulos, con una orientación e inclinación determinadas, sobre una superficie horizontal.
- Superposición arquitectónica: cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal, con el fin de favorecer la auto limpieza de los módulos.
- Integración arquitectónica: cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

En la siguiente proyección se puede observar una con cada una de las condiciones de instalación de las placas.

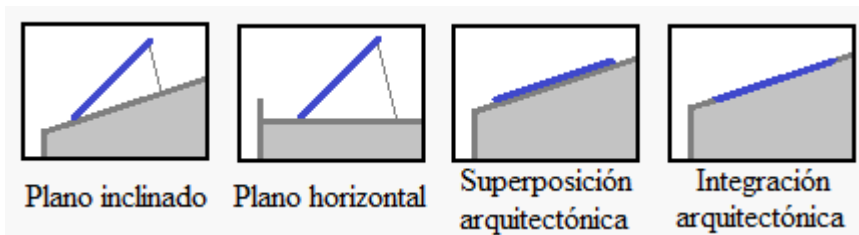


Ilustración 5. Representación de las condiciones de instalación

En este anexo de Cálculos, se detalla y explicará cómo se calculan cada una y el procedimiento seguido para su obtención.

**1.1. Introducción al cálculo de pérdidas por sombra**



En primer lugar, se debe definir un punto de representación o referencia de la superficie a estudiar.

Seguidamente se estudian los edificios, cubiertas u obstáculos situados en las proximidades y que estén a una altura superior que la de la del punto. Una vez se tengan presentes los obstáculos, se tienen en cuenta sus vértices. Estos vértices quedaran definidos en términos de coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal) y son los que definen los patrones de sombras.

Los patrones de sombras (definidas por su posición de orientación y elevación) se introducen en el diagrama de trayectorias aparentes del Sol (véase la siguiente figura).

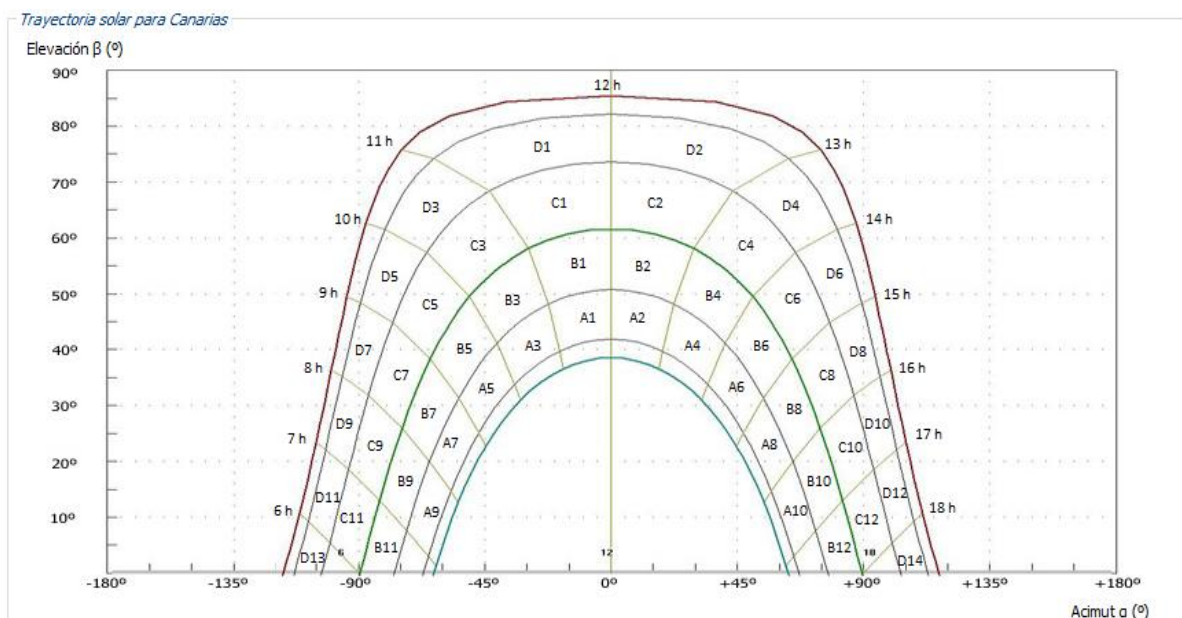


Ilustración 6. Diagrama de trayectorias aparentes del sol para Canarias [Fuente CEX3]

En la imagen se muestra la banda de trayectorias del sol, dicha banda se encuentra dividida por las horas solares, de izquierda (antes del mediodía solar) a derecha (después del mediodía) y por curvas solares que representan las trayectorias del sol a lo largo de un año solar, en función de los meses del año, siendo la curva interior la correspondiente con el 21 de diciembre (día solar más corto del año) y por tanto, al solsticio de invierno y la exterior en el día 21 de junio y por ende al solsticio de verano (día solar más largo del año), la curva intermedia corresponde al 21 de marzo y septiembre, que serían los equinoccio de primavera y otoño. Con estos dos valores se forman las porciones (A1, A2, ..., D14) de la figura.

## “Anexo Cálculos”

Dichas porciones además tienen diferentes valores en función de la orientación de las placas y su elevación. Las tablas a las que se hacen referencia en esta sección definen distintas superficies, caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación. Debe escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

Al introducir la/s sombra/s de los obstáculos en la figura anterior, si esta/s ocupa/n una o varias porciones, producen sombra en la superficie a estudiar y por tanto suponen pérdidas por sombras (porcentaje de irradiación que global incidente anual). Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utiliza el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25; 0,50; 0,75 ó 1 (siendo 1 cuando esté totalmente ocupada). Obsérvese la formula presente a continuación.

$$P_{sombbras}(\%) = A_{14}(\beta, \alpha) \cdot f_c + B_{14}(\beta, \alpha) \cdot f_c + C_{14}(\beta, \alpha) \cdot f_c + \dots + D_1(\beta, \alpha) \cdot f_c$$

*Ecuación 1. Pérdidas por Sombra*

Dónde:  $f_c$  = factor de ocupación (puede ser 0; 0,25; 0,5; 0,75 ó 1)

$A_{14}(\beta, \alpha), \dots, D_1(\beta, \alpha)$  = dependen de los valores de inclinación ( $\beta$ ) y azimut ( $\alpha$ ).

Finalmente se obtiene un valor de pérdidas por sombra en porcentaje que no debe sobrepasar los siguientes límites.

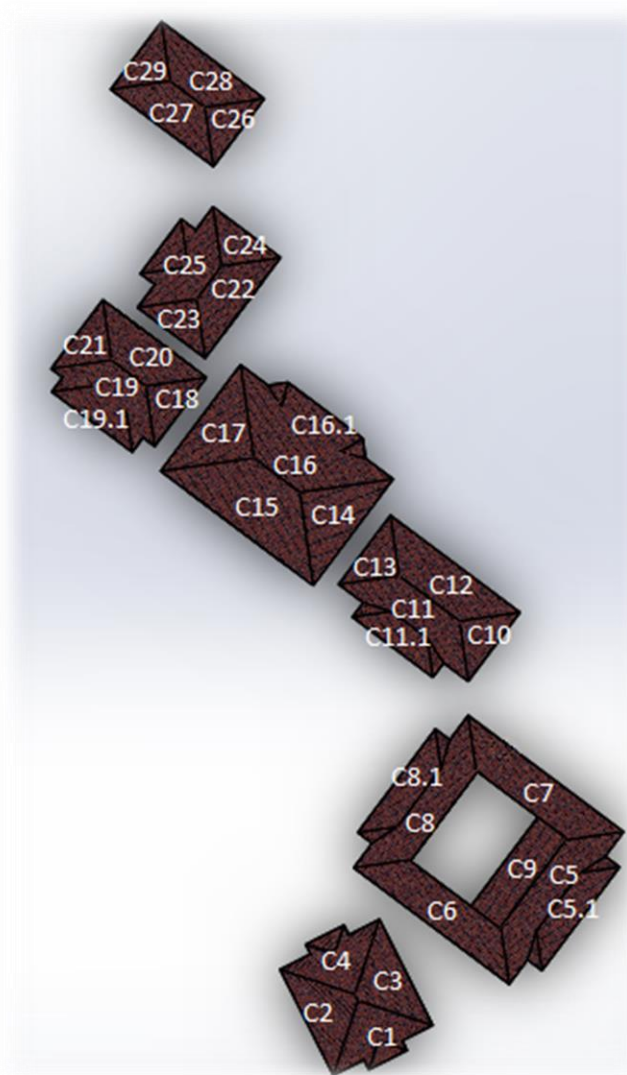
*Tabla 2. Límites de pérdidas por sombras [Fuente: DB HE]*

	Sombbras
General	10%
Superposición	15%
Integración arquitectónica	20%

### 1.1.1. Ejemplo de cálculo de pérdidas por sombra en la cubierta 3

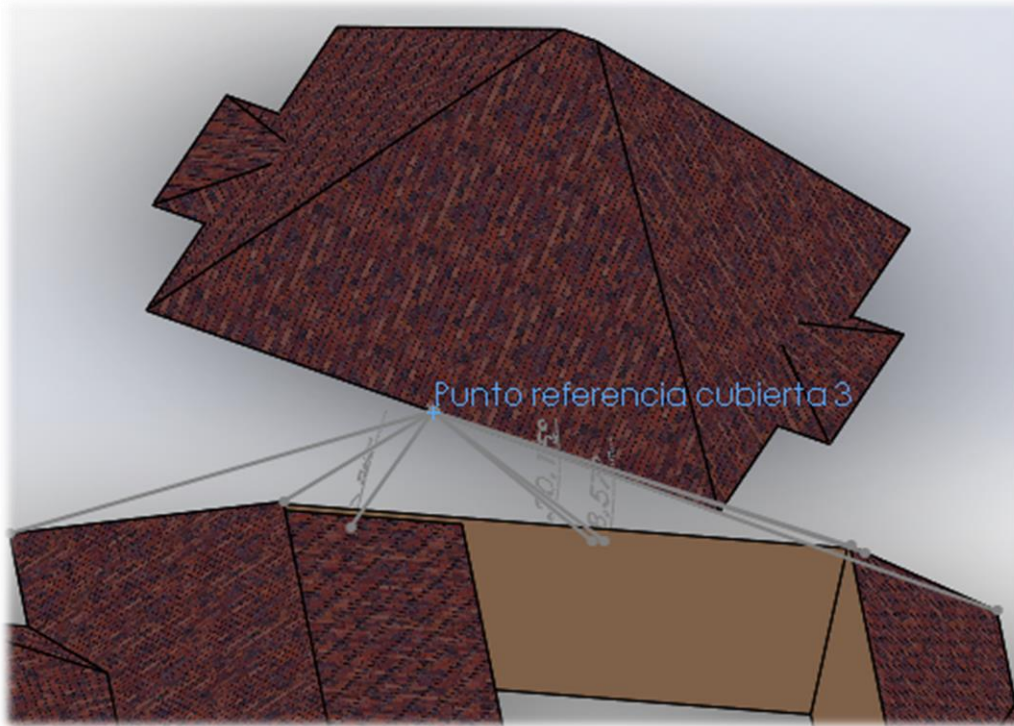
A continuación, se presenta un ejemplo para demostrar cómo se han calculado las pérdidas por sombras en las cubiertas.

Para explicar los pasos dados para el cálculo de las pérdidas por sombra, se usa la cubierta 3, ya que además tiene una peculiaridad (que comparte con otras cubiertas como la 8, 8.1, 13, 17, 20, 24 y 25), que se explica más adelante. En la próxima imagen puede verse la distribución en planta de las cubiertas.



*Ilustración 7. Vista de planta de las cubiertas*

Para el cálculo del patrón de sombras, el primer paso es escoger un punto de referencia de la superficie a estudiar, es este caso se escogió la referencia más desfavorable, es decir, el punto más bajo con respecto a la vertical y situado a la mitad de la superficie horizontal, véase la siguiente ilustración.



*Ilustración 8. Punto de referencia cubierta 3*

Una vez marcado este punto sobre la cubierta, hay que centrarse en las cubiertas colindantes que arrojan sombras sobre el punto de referencia. Las cubiertas o edificios próximos proyectan unas sombras (patrones de sombra) que están definidas por sus vértices. Estos vértices son usados para proyectar los patrones de sombras y estos patrones de sombra se han representado mediante el programa CE3X, introduciendo los datos de inclinación ( $\beta$ ) y orientación ( $\alpha$ ) de cada vértice del polígono de sombras que generan los edificios colindantes en cada cubierta estudiada. A continuación, se explica cómo se han obtenido los valores de inclinación y orientación:

- Orientación ( $\alpha$  = acimut): en la vista de la planta (la perpendicular a la vertical) de las cubiertas se trazan líneas desde los vértices de las cubiertas adyacentes que proyectan sombra sobre el punto, hasta el mismo. Además, se traza una línea de referencia con dirección sur y con origen en el punto de referencia de la cubierta a estudiar. Y, por último, se calculan los ángulos de los vértices con respecto a eje de referencia orientado al sur. Añadir, que la orientación por medio de este software (CE3X) tiene la particularidad de que los puntos orientados al este con respecto al eje de referencia sur, se les da valor negativo, y los orientados al oeste, valor positivo. Para el cálculo de estos ángulos se ha utilizado el software SolidWorks (obsérvese la siguiente imagen).

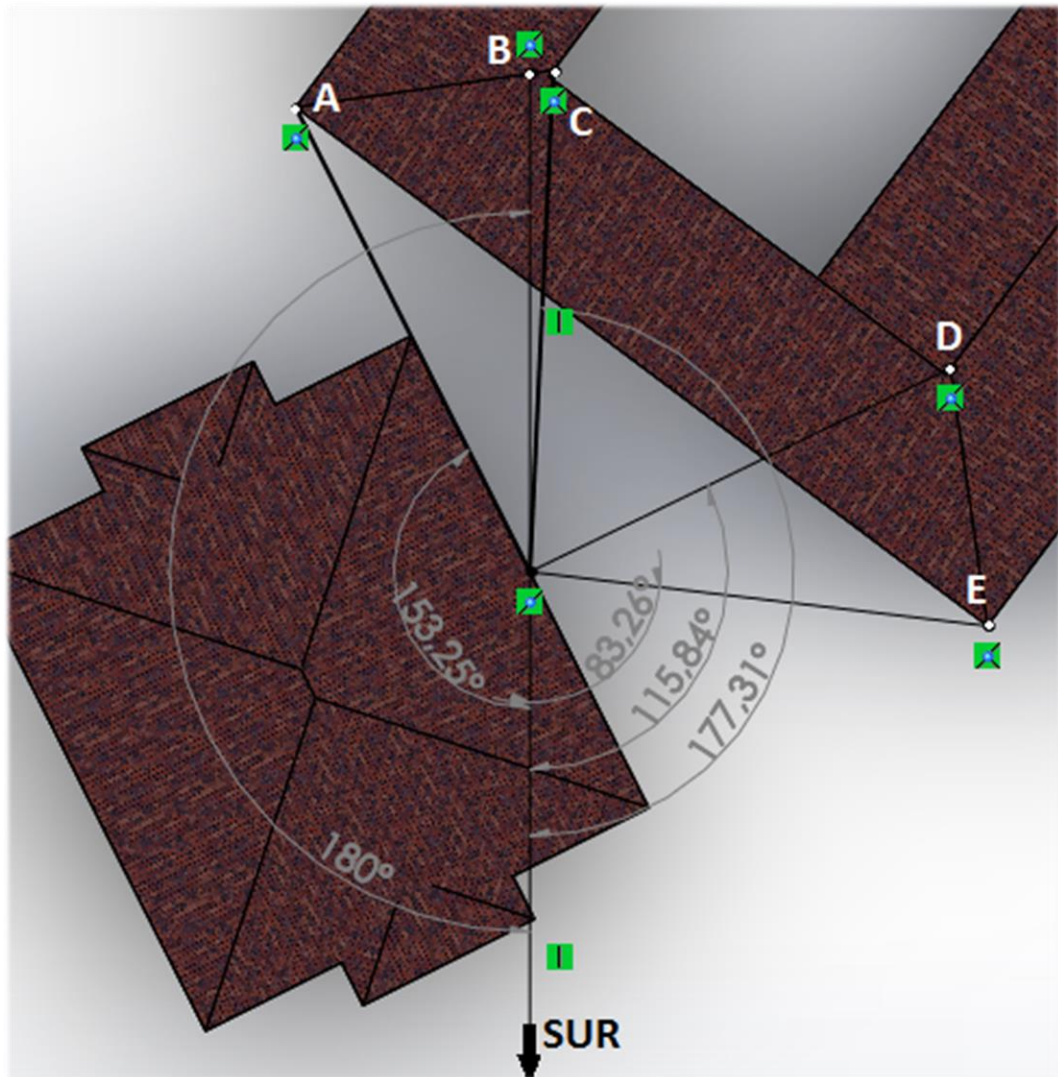


Ilustración 9. Orientación de los puntos de la cubierta próxima a la cubierta 3

La peculiaridad que tiene esta cubierta (y que comparte con otras cubiertas) es que se debe representar un punto a un ángulo de  $180^\circ$  con respecto a la dirección sur (Punto B), tiene la función de distinguir los vértices con orientación este (negativo) de los vértices con orientación oeste (positivo) siempre que pasen por el norte ( $\pm 180^\circ$ ). El punto B quedara representado dos veces en la gráfica, a  $180^\circ$  y a  $-180^\circ$ , evitando así problemas de representación en el programa CE3X. Como ejemplo se muestra el error de representación que se ocasiona al no introducir este punto (véase ilustración siguiente).

“Anexo Cálculos”

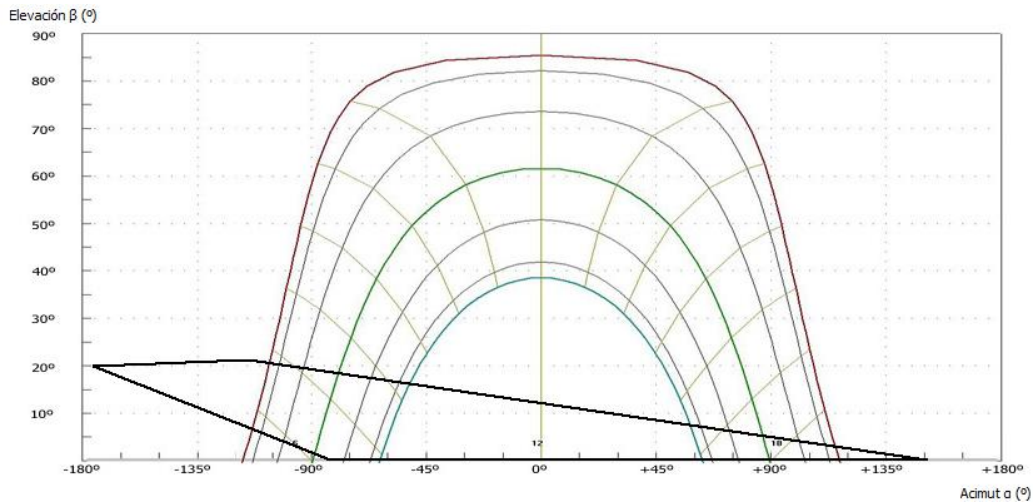


Ilustración 10. Patrón de sombras sobre cubierta 3 (mal representada)

Seguidamente se muestra la corrección de este error, representado el punto B<sup>-</sup> (orientado al este y por tanto negativo = -180°) y el punto B<sup>+</sup> (orientado al oeste y por tanto positivo = 180°). El problema ocurre debido a las sombras que se producen de obstáculos próximos que están al norte de la superficie de estudio y los puntos del obstáculo valla desde la orientación este a la oeste (o viceversa) pasando por el norte.

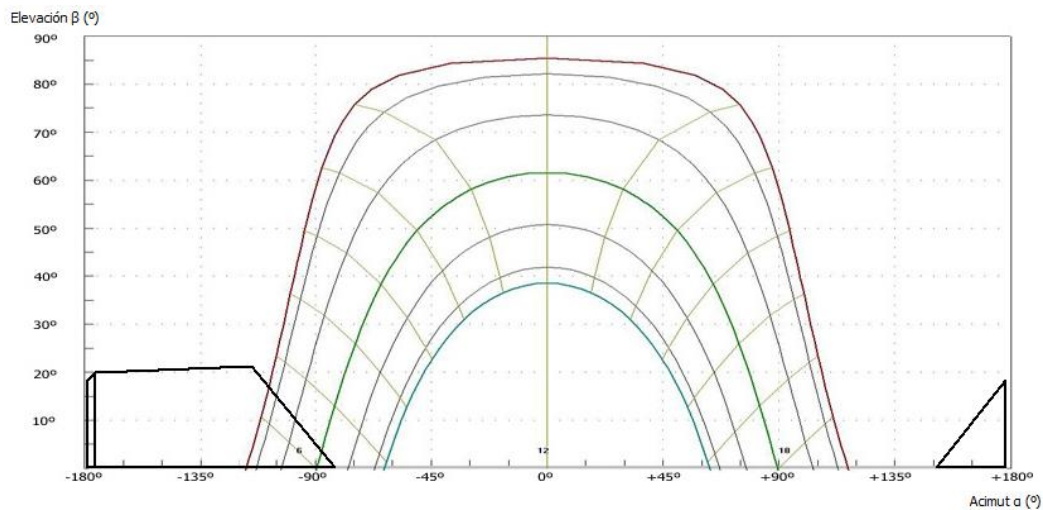


Ilustración 11. Patrón de sombras cubierta 3 (con corrección de error)

- Inclinación ( $\beta$ ): el siguiente paso es calcular el ángulo de inclinación de cada punto, este valor representa la elevación del vértice con respecto al punto de referencia, se podría calcular por medio del teorema de Pitágoras, conocida la distancia entre los puntos en el eje horizontal (longitud) y la distancia en el eje vertical (altura), pero se ha utilizado el software SolidWorks para medir dichos valores:

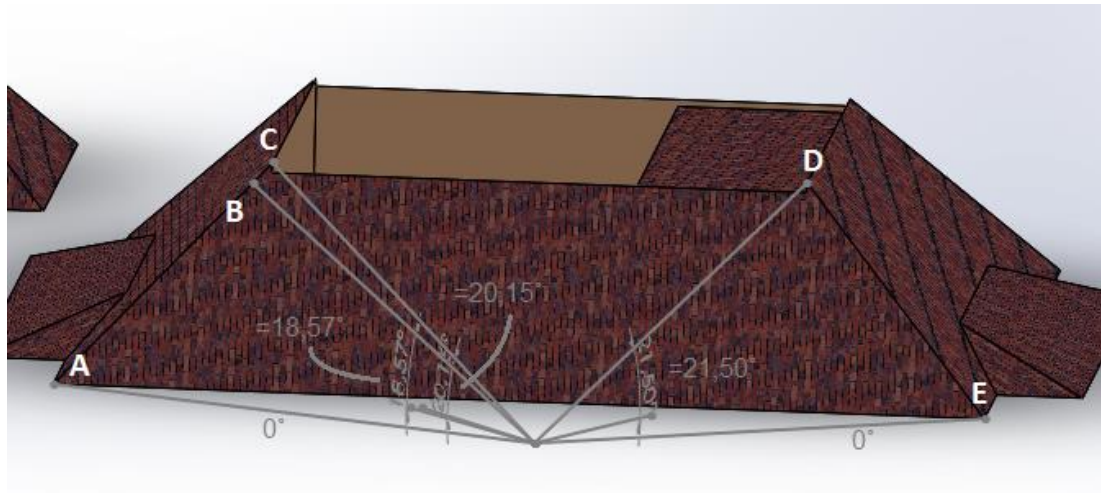


Ilustración 12. Inclinación de los puntos de la cubierta próximas a la cubierta 3

El resultado de los puntos obtenido anteriormente es el siguiente:

Tabla 3. Puntos de la cubierta próxima a la cubierta 3

	Puntos de la sombra					
Vértices	A	B <sup>+</sup>	B <sup>-</sup>	C	D	E
Azimut ( $\alpha$ ) [°]	153,25	180	-180	-177,31	-115,84	-83,26
Inclinación ( $\beta$ ) [°]	0	18,57	18,57	20,15	21,5	0

Una vez obtenidos los ángulos de azimut e inclinación de cada vértice, se introducen en el software CE3X, para obtener el patrón de sombra. Puesto que en el programa solo se pueden meter un máximo de cuatro puntos, se debe organizar la introducción de los mismos, para ello se ha de tener en cuenta que la cubierta próxima tiene puntos orientados al oeste y al este pasando por el norte, por lo que se deben separar los puntos que están al este y los que están al oeste, para representarlos por separado. Además de esto, los puntos deben formar polígonos de entre tres o cuatro puntos, organizándolos de la siguiente forma:

Tabla 4. Polígono 1 de la sombra de la cubierta próxima a la cubierta 3

Vértices	A	B <sup>+</sup>	B0	A
Acimut ( $\alpha$ ) [°]	153,25	180	180	153,25
Inclinación ( $\beta$ ) [°]	0	18,57	0	0

Tabla 5. Polígono 2 de la sombra de la cubierta próxima a la cubierta 3

Vértices	B <sup>-</sup>	C	C0	B0
Acimut ( $\alpha$ ) [°]	-180	-177,31	-177,31	-180
Inclinación ( $\beta$ ) [°]	18,57	20,15	0	0

Tabla 6. Polígono 3 de la sombra de la cubierta próxima a la cubierta 3

Vértices	C	D	E	C0
Acimut ( $\alpha$ ) [°]	-177,31	-115,84	-83,26	-177,31
Inclinación ( $\beta$ ) [°]	20,15	21,5	0	0

El patrón de sombra obtenido es el mostrado anteriormente:

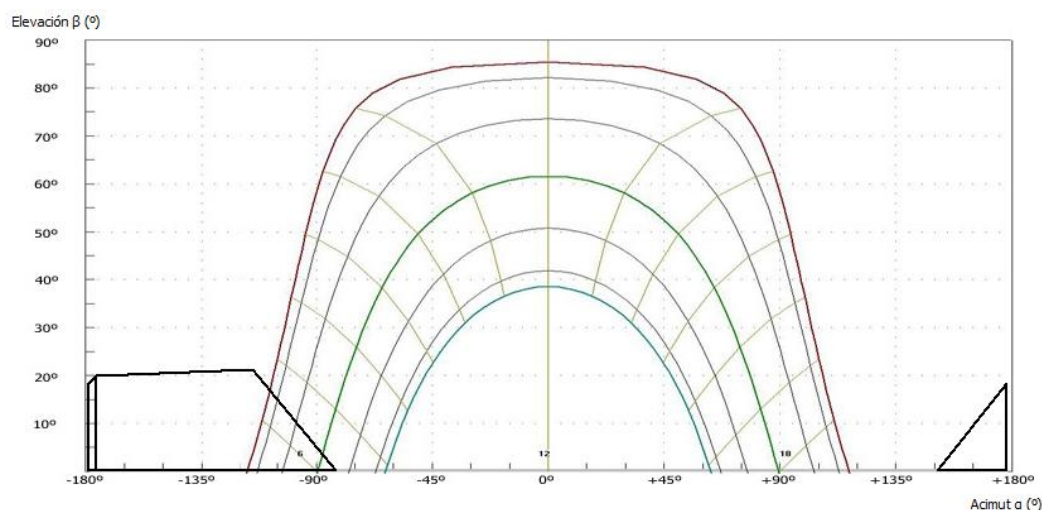


Ilustración 13. Patrón de sombras cubierta 3

Se observa que las sombras de los polígonos 1 y 2 no tienen influencia sobre el diagrama de radiación solar que recibe la cubierta 3. Sólo el polígono número 3 genera sombra sobre la cubierta en las primeras horas del día, desde el mes de marzo a septiembre.

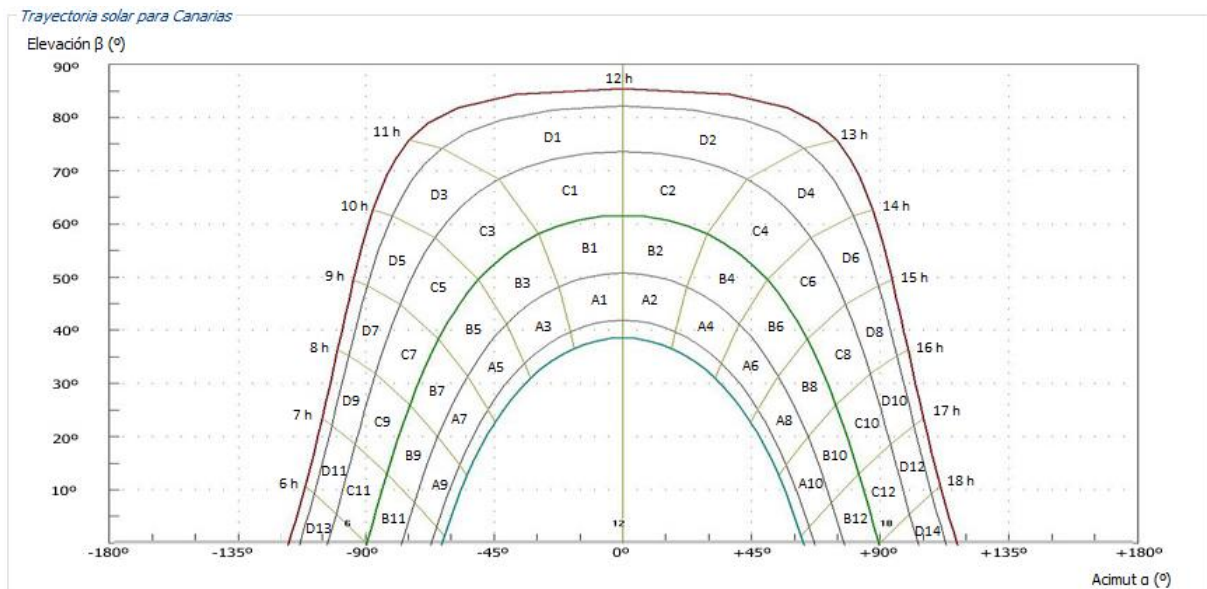
El siguiente paso es buscar una tabla del “Apéndice B. Tablas de referencia” del Documento Básico HE Ahorro de Energía, que tenga unos valores de inclinación y acimut iguales o próximos a los de estudio. La cubierta 3 tiene una inclinación de 45° y un acimut de -116,75°. La tabla más próxima a estos datos sería la siguiente (con  $\beta=35^\circ$  y  $\alpha=-60^\circ$ ):



Tabla 7. Extraída de la Tabla B.3 [DB HE]

	$\beta=35^\circ$		$\alpha=-60^\circ$	
	A	B	C	D
<b>13</b>	0	0	0	0,56
<b>11</b>	0	0,04	0,6	2,09
<b>9</b>	0,27	0,91	1,42	3,49
<b>7</b>	1,51	1,51	2,1	4,76
<b>5</b>	2,25	1,95	2,48	5,48
<b>3</b>	2,8	2,08	2,56	5,68
<b>1</b>	2,78	2,01	2,43	5,34
<b>2</b>	2,32	1,7	2	4,59
<b>4</b>	1,52	1,22	1,42	3,46
<b>6</b>	0,62	0,67	0,85	2,2
<b>8</b>	0,02	0,14	0,26	0,92
<b>10</b>	0,02	0,04	0,03	0,02
<b>12</b>	0	0,01	0,07	0,14
<b>14</b>	0	0	0	0,12

El siguiente paso es comprobar las celdas que ocupa la sombra de la banda de trayectorias solares (véase la siguiente gráfica con las porciones numeradas).



Las celdas ocupadas parcial o totalmente, por la sombra de los obstáculos próximos a la cubierta 3, son las D13, D11, C11 y B11. La porción D13 está ocupada completamente, las celdas D11 y C11 un 50% y la celda B11 un 25% (las ocupaciones de las porciones se aproximan de un 0 a un 100% en intervalos de 25%).

“Anexo Cálculos”

Introduciendo estos valores en el Excel se calcula que la perdida por sombras que se producen en la cubierta 3 son de un 1,915%. Resultado de hacer la siguiente operación:

$$P_{sombra\ C3} = D_{13}(\beta = 35^\circ, \alpha = -60) \cdot 1 + D_{11}(\beta = 35^\circ, \alpha = -60) \cdot 0.5 + C_{11}(\beta = 35^\circ, \alpha = -60) \cdot 0.5 + B_{11}(\beta = 35^\circ, \alpha = -60) \cdot 0.25$$

$$P_{sombra\ C3} = 0,56 \cdot 1 + 2,09 \cdot 0.5 + 0,6 \cdot 0.5 + 0,04 \cdot 0.25 = \mathbf{1,915\%}$$

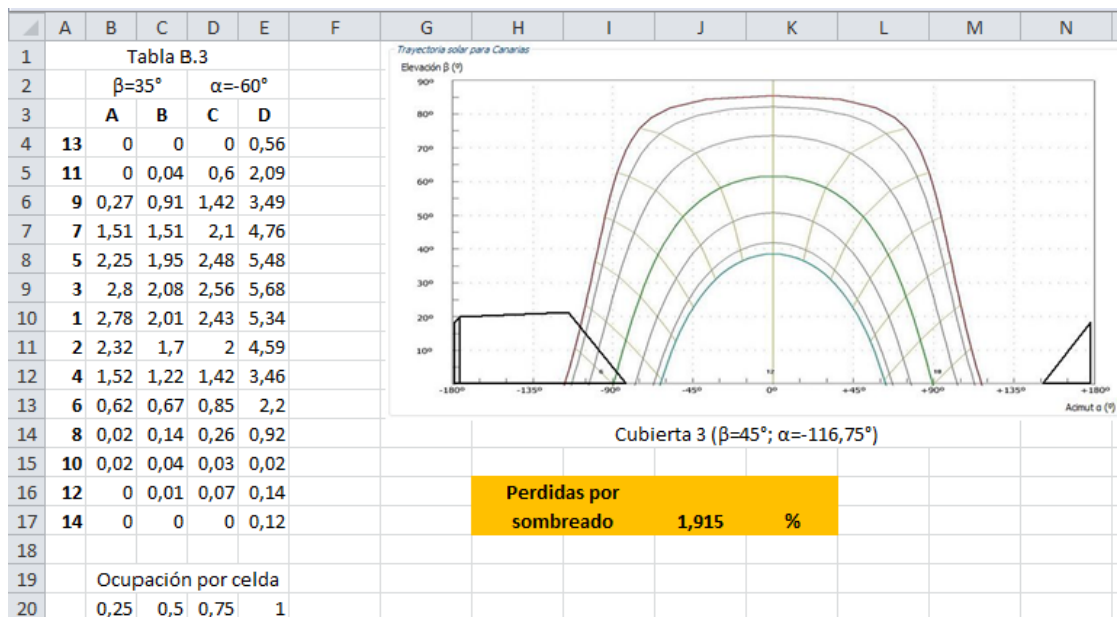


Ilustración 14. Cálculo con Excel de pérdidas por sombras de obstáculos próximos a la cubierta 3

**1.1.a) Pérdidas por sombra en todas las cubiertas**

Del mismo modo se ha calculado el patrón de sombras para cada cubierta y el porcentaje de pérdidas correspondiente a cada una de ellas. Seguidamente se muestran los resultados para las demás cubiertas.

Las tablas de referencia escogidas para las cubiertas han sido las siguientes:

Cubiertas	1				2, 4, 8, 13, 17, 21, 25				3,5,7,9,10,12,14,16, 18,20,22,24,26			
	$\beta=35^\circ$		$\alpha=-30^\circ$		$\beta=35^\circ$		$\alpha=60^\circ$		$\beta=35^\circ$		$\alpha=-60^\circ$	
Sección	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
<b>13</b>	0	0	0	0,22	0	0	0	0,14	0	0	0	0,56
<b>11</b>	0	0,03	0,37	1,26	0	0	0,08	0,16	0	0,04	0,6	2,09

<b>9</b>	0,21	0,7	1,05	2,5	0,02	0,04	0,04	0,02	0,27	0,91	1,42	3,49
<b>7</b>	1,34	1,28	1,73	3,79	0,02	0,13	0,31	1,02	1,51	1,51	2,1	4,76
<b>5</b>	2,17	1,79	2,21	4,7	0,64	0,68	0,97	2,39	2,25	1,95	2,48	5,48
<b>3</b>	2,9	2,05	2,43	5,2	1,55	1,24	1,59	3,7	2,8	2,08	2,56	5,68
<b>1</b>	3,12	2,13	2,47	5,2	2,35	1,74	2,12	4,73	2,78	2,01	2,43	5,34
<b>2</b>	2,88	1,96	2,19	4,77	2,85	2,05	2,38	5,4	2,32	1,7	2	4,59
<b>4</b>	2,22	1,6	1,73	3,91	2,86	2,14	2,37	5,53	1,52	1,22	1,42	3,46
<b>6</b>	1,27	1,11	1,25	2,84	2,24	2	2,27	5,25	0,62	0,67	0,85	2,2
<b>8</b>	0,52	0,57	0,65	1,64	1,51	1,61	1,81	4,49	0,02	0,14	0,26	0,92
<b>10</b>	0,02	0,1	0,15	0,5	0,23	0,94	1,2	3,18	0,02	0,04	0,03	0,02
<b>12</b>	0	0	0,03	0,05	0	0,09	0,52	1,96	0	0,01	0,07	0,14
<b>14</b>	0	0	0	0,08	0	0	0	0,55	0	0	0	0,12

Cubiertas	6, 11, 15, 19, 23, 27				9			
	$\beta=35^\circ$		$\alpha=30^\circ$		$\beta=0^\circ$		$\alpha=0^\circ$	
Sección	A	B	C	D	A	B	C	D
<b>13</b>	0	0	0	0,1	0	0	0	0,18
<b>11</b>	0	0	0,03	0,06	0	0,01	0,18	1,05
<b>9</b>	0,02	0,1	0,19	0,56	0,05	0,32	0,7	2,23
<b>7</b>	0,54	0,55	0,78	1,8	0,52	0,77	1,32	3,56
<b>5</b>	1,32	1,12	1,4	3,06	1,11	1,26	1,85	4,66
<b>3</b>	2,24	1,6	1,92	4,14	1,75	1,6	2,2	5,44
<b>1</b>	2,89	1,98	2,31	4,87	2,1	1,81	2,4	5,78
<b>2</b>	3,16	2,15	2,4	5,2	2,11	1,8	2,3	5,73
<b>4</b>	2,93	2,08	2,23	5,02	1,75	1,61	2	5,19
<b>6</b>	2,14	1,82	2	4,46	1,09	1,26	1,65	4,37
<b>8</b>	1,33	1,36	1,48	3,54	0,51	0,82	1,11	3,28
<b>10</b>	0,18	0,71	0,88	2,26	0,05	0,33	0,57	1,98
<b>12</b>	0	0,06	0,32	1,17	0	0,02	0,15	0,96
<b>14</b>	0	0	0	0,22	0	0	0	0,17

“Anexo Cálculos”

Cubierta 1

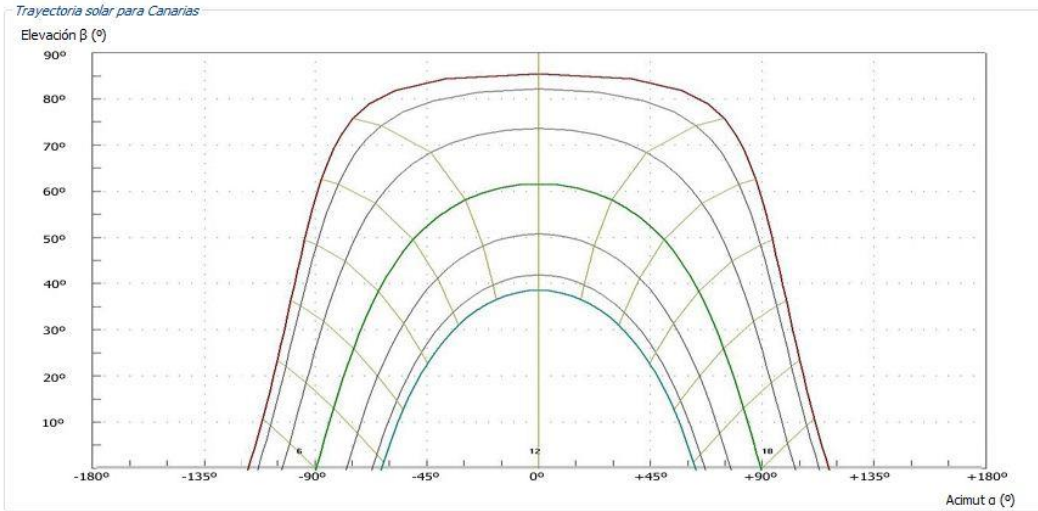


Ilustración 15. Patrón de sombras cubierta 1

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 2

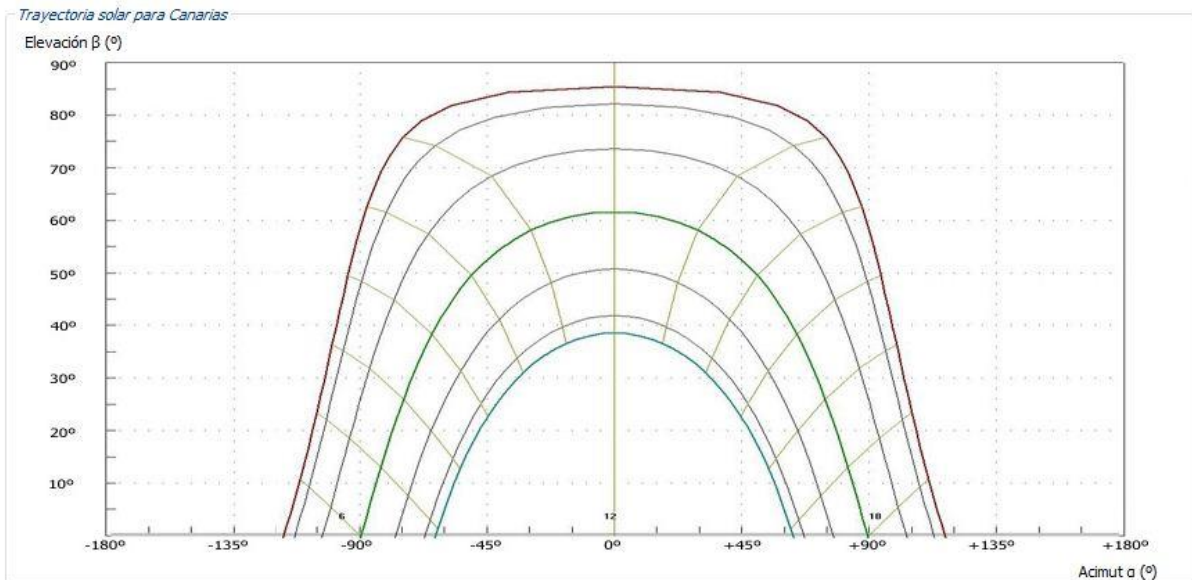


Ilustración 16. Patrón de sombras cubierta 2

Pérdidas por sombra 0 %

### Cubierta 3

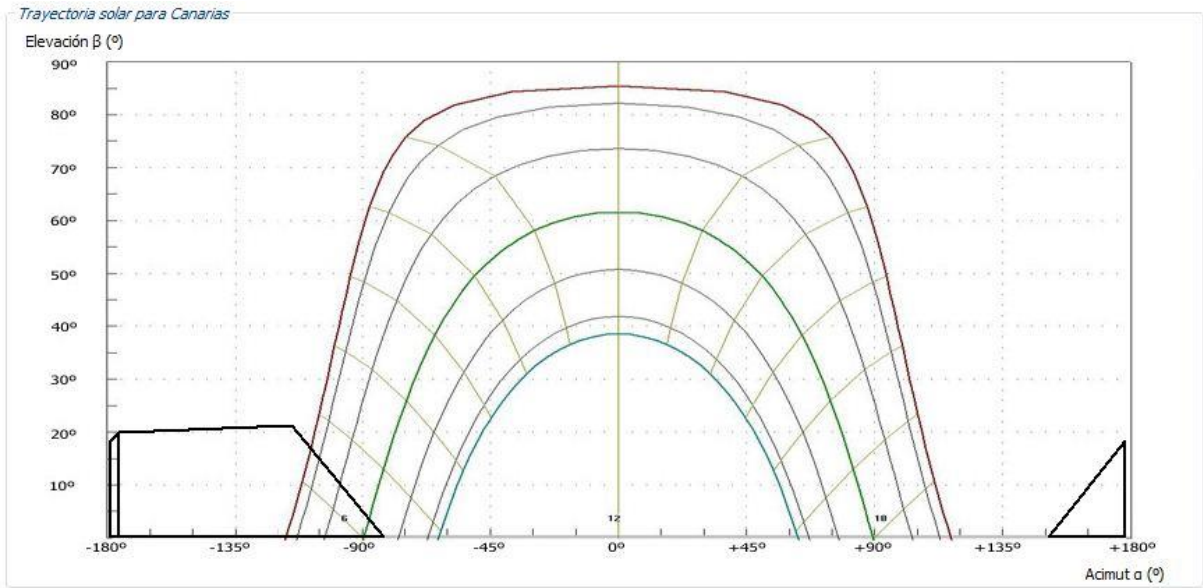


Ilustración 17. Patrón de sombras cubierta 3

Pérdidas por sombra 1,915 %

### Cubierta 4

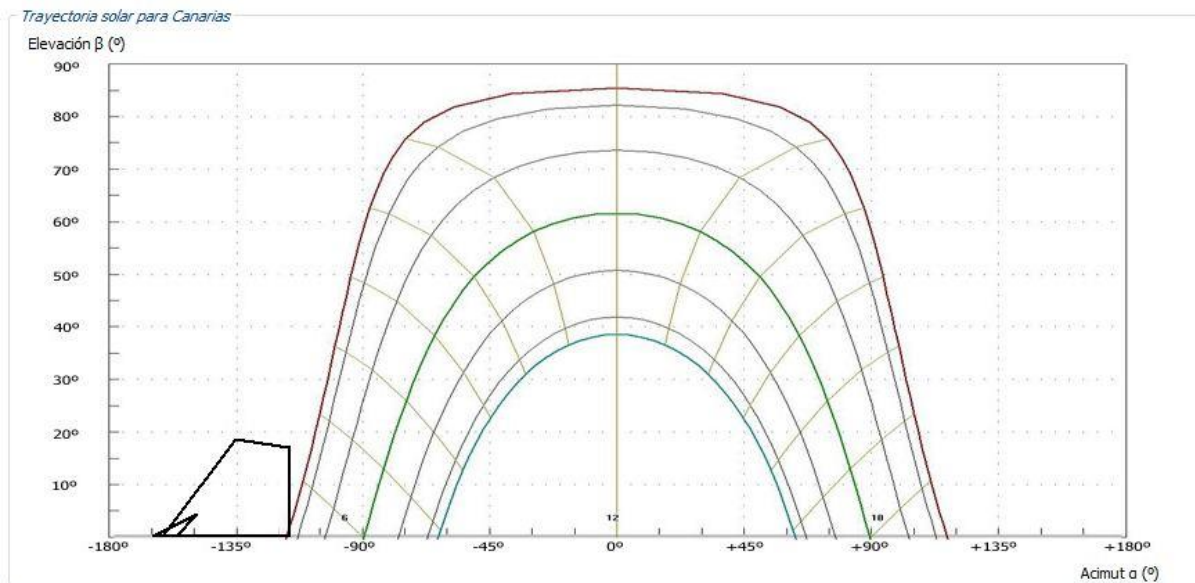


Ilustración 18. Patrón de sombras cubierta 4

Pérdidas por sombra 0 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 5

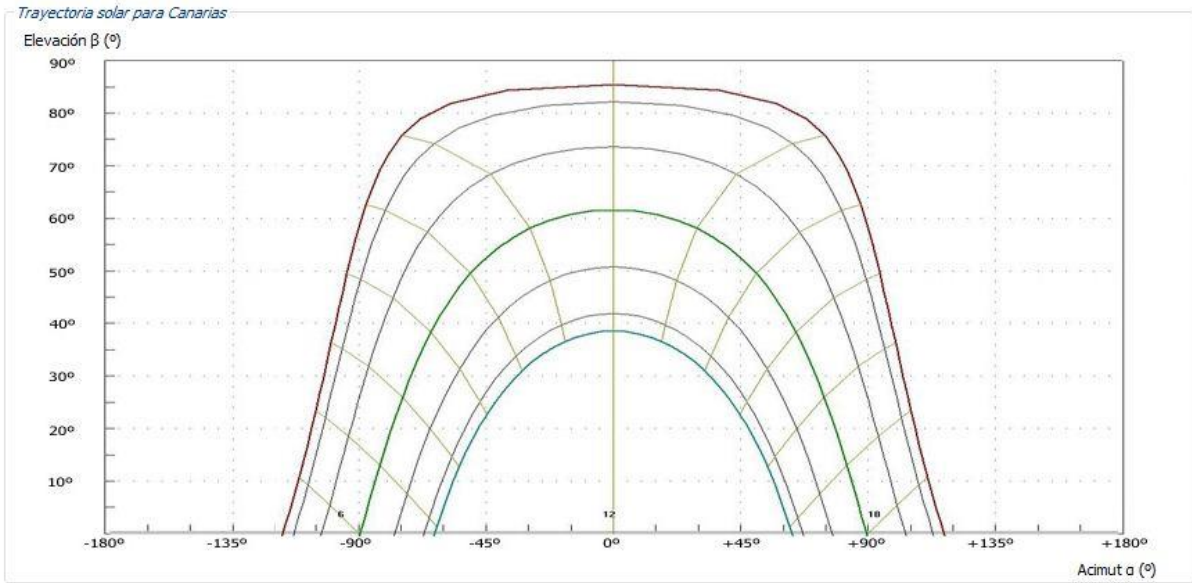


Ilustración 19. Patrón de sombras cubierta 5

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 5.1

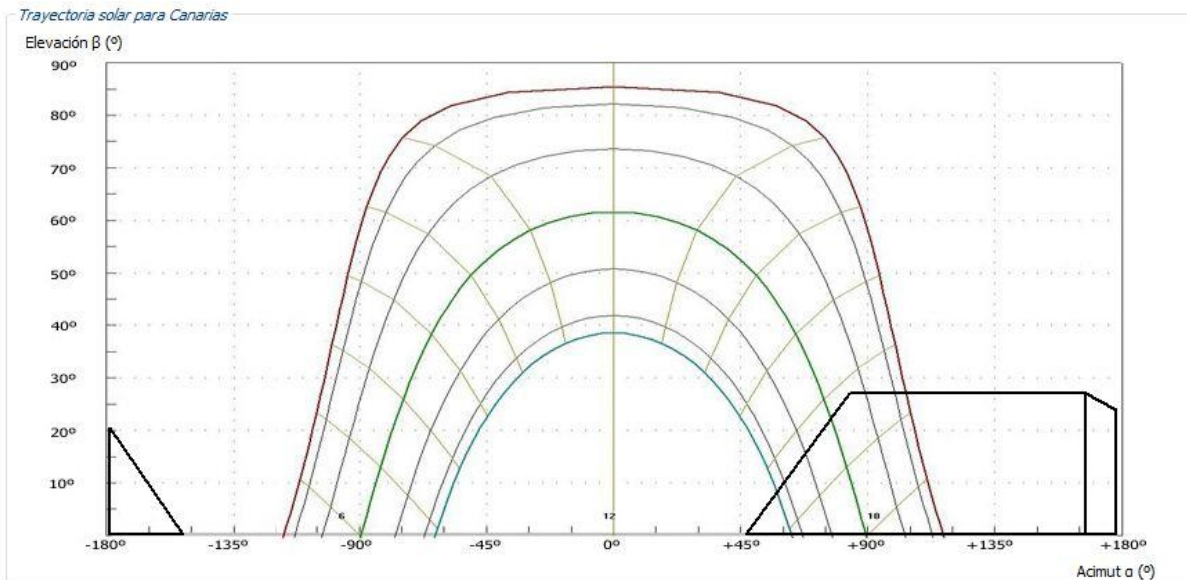


Ilustración 20. Patrón de sombras cubierta 5.1

Pérdidas por sombra 0,425 %

### Cubierta 6

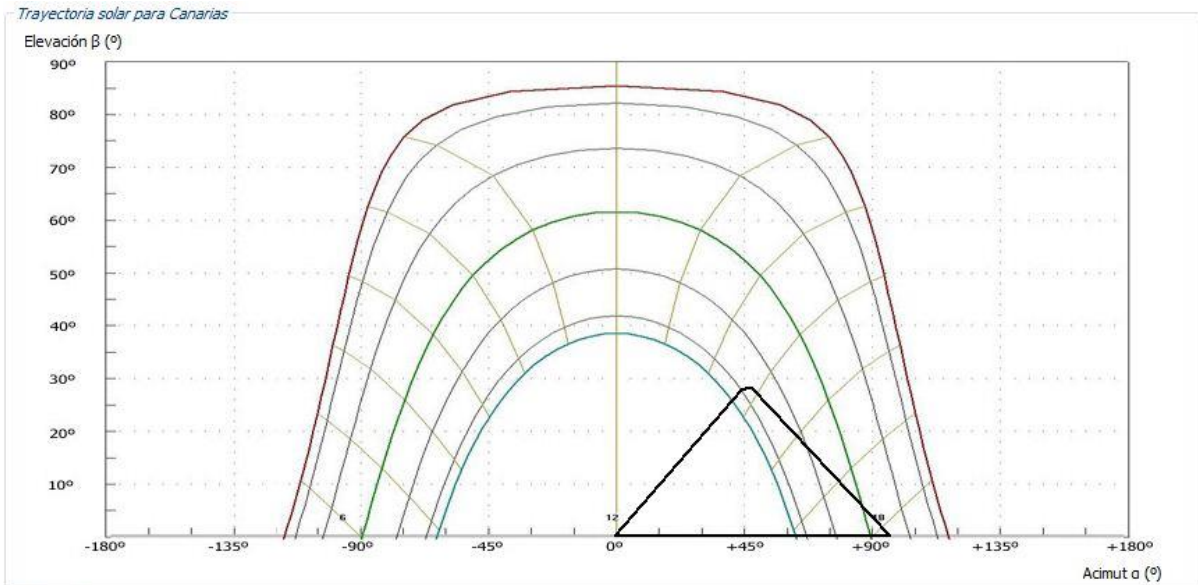


Ilustración 21. Patrón de sombras cubierta 6

Pérdidas por sombra 2,015 %

### Cubierta 7

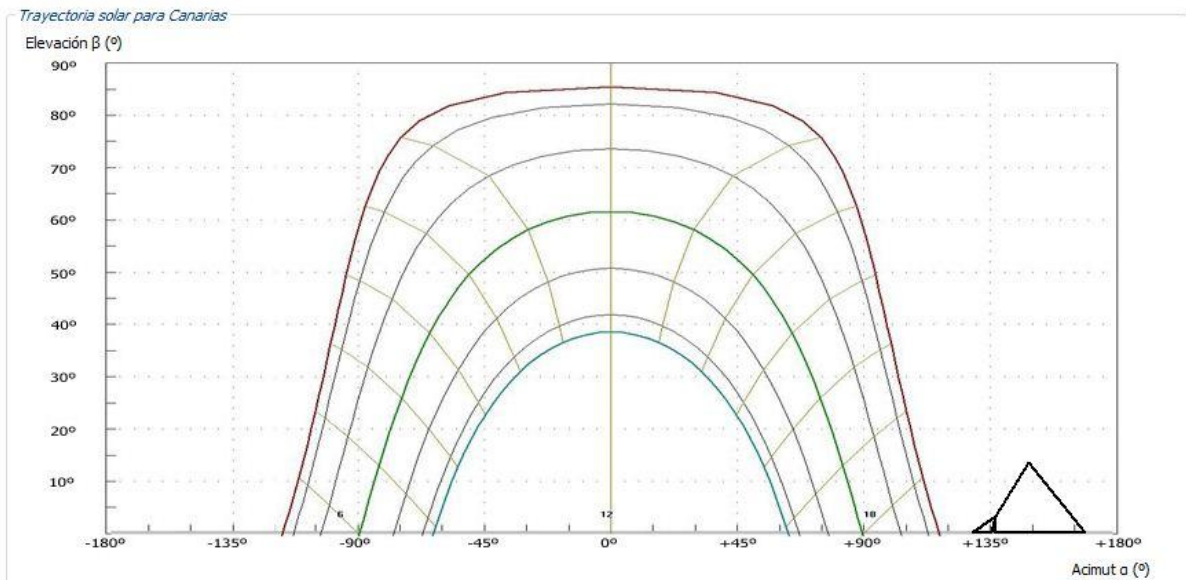


Ilustración 22. Patrón de sombras cubierta 7

Pérdidas por sombra 0 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 8

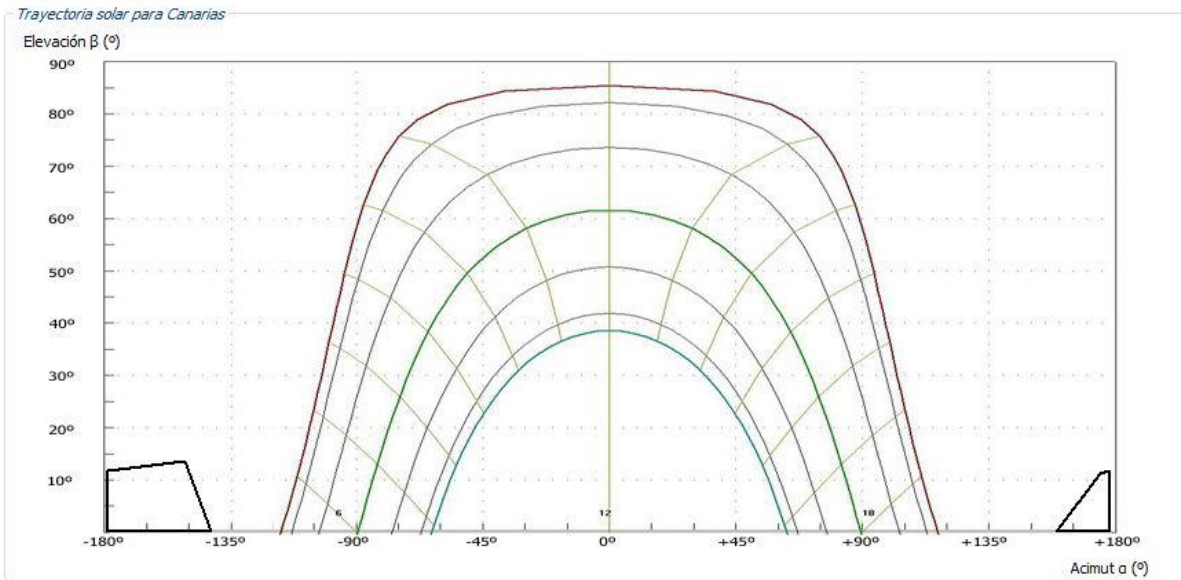


Ilustración 23. Patrón de sombras cubierta 8

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 8.1

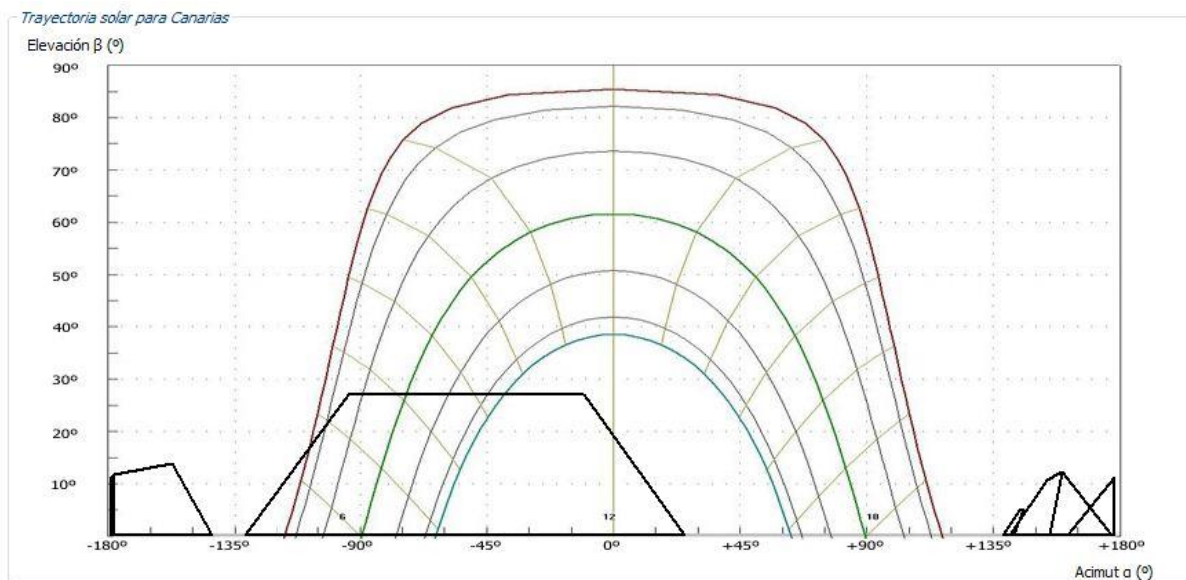


Ilustración 24. Patrón de sombras cubierta 8.1

Pérdidas por sombra 0,56 %



Cubierta 9

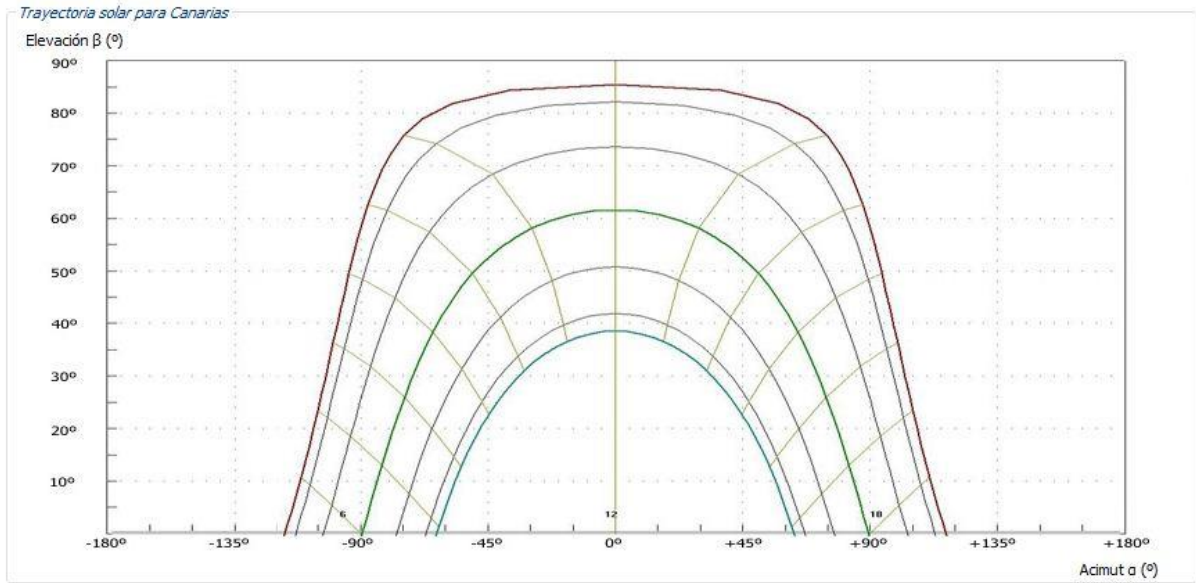


Ilustración 25. Patrón de sombras cubierta 9

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 10

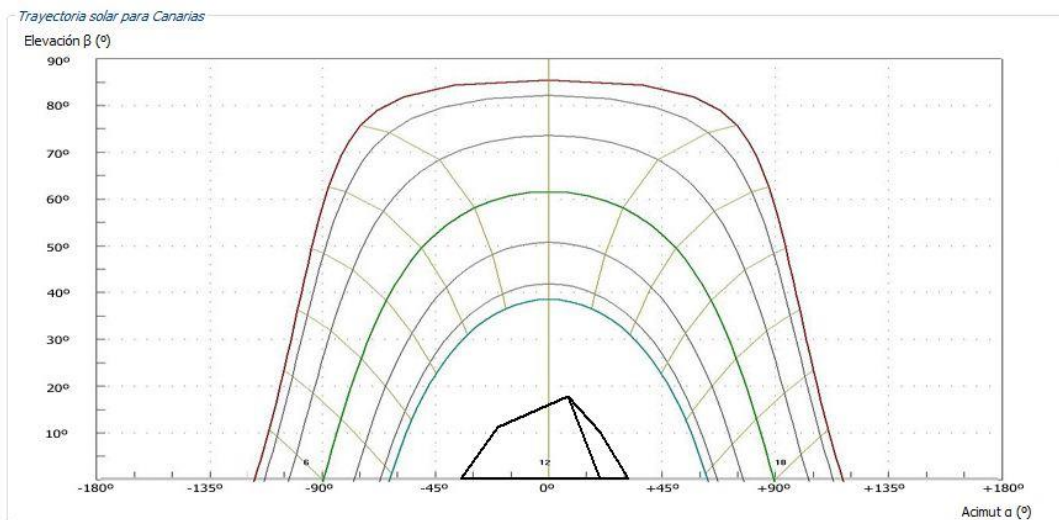


Ilustración 26. Patrón de sombras cubierta 10

Pérdidas por sombra 0 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 11

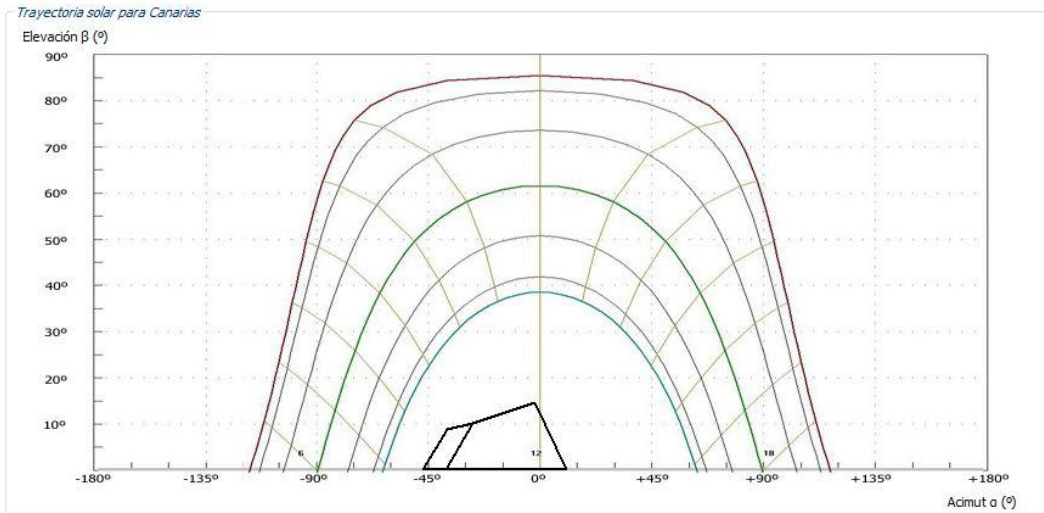


Ilustración 27. Patrón de sombras cubierta 11

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 11.1

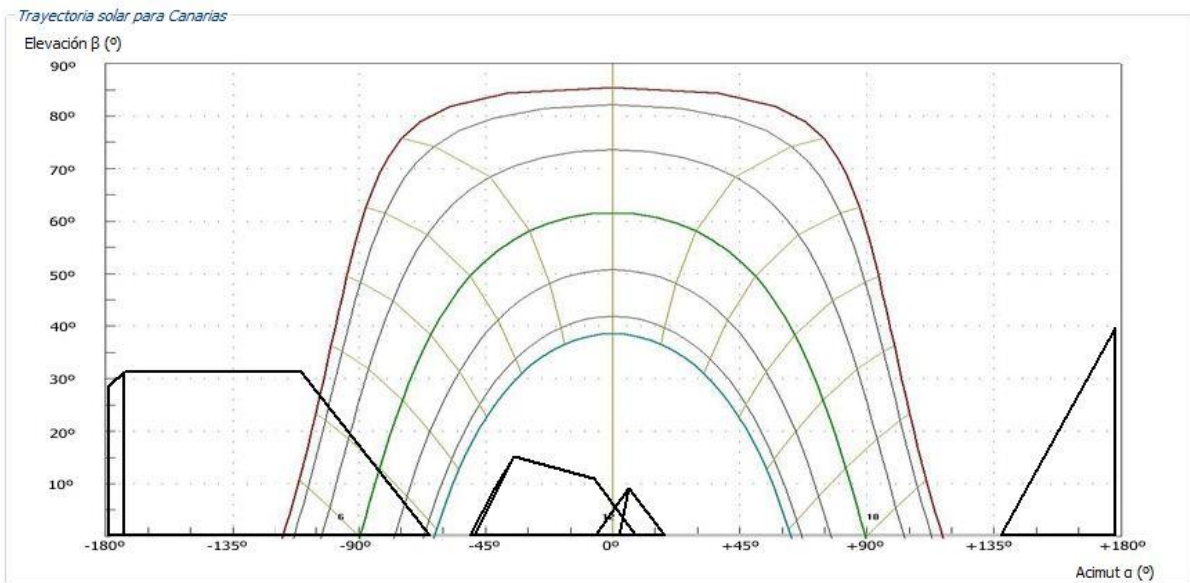


Ilustración 28 Patrón de sombras cubierta 11.1

Pérdidas por sombra 0,33 %

Cubierta 12

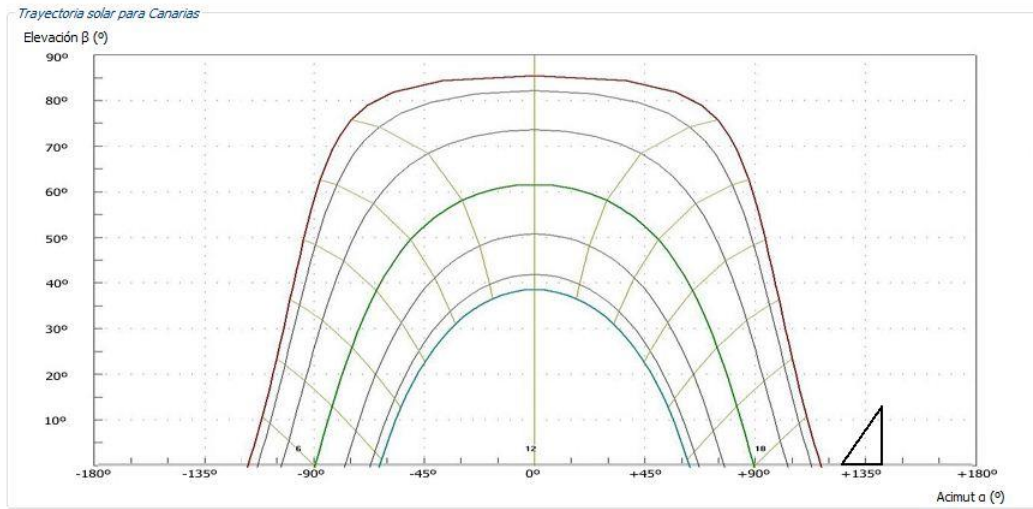


Ilustración 29. Patrón de sombras cubierta 12

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 13

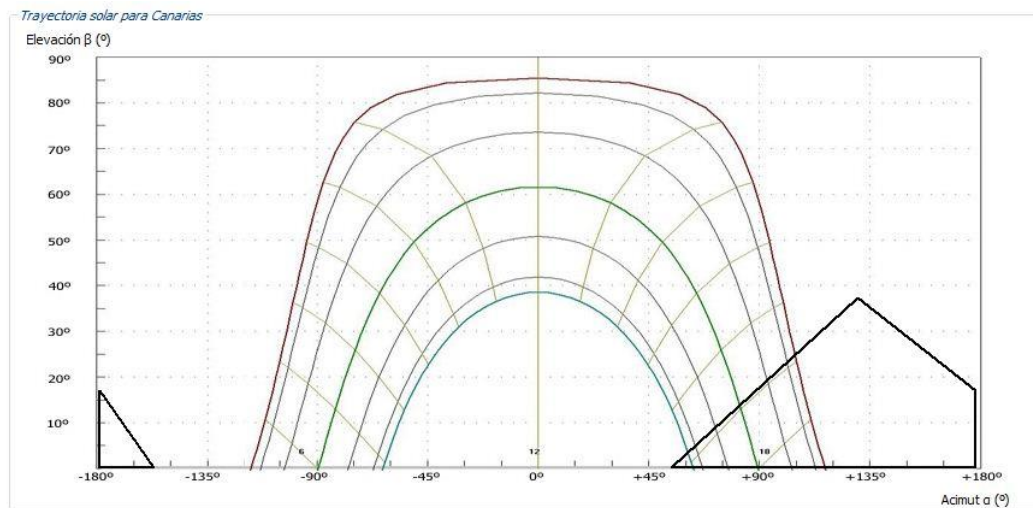


Ilustración 30. Patrón de sombras cubierta 13

Pérdidas por sombra 3,12 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 14

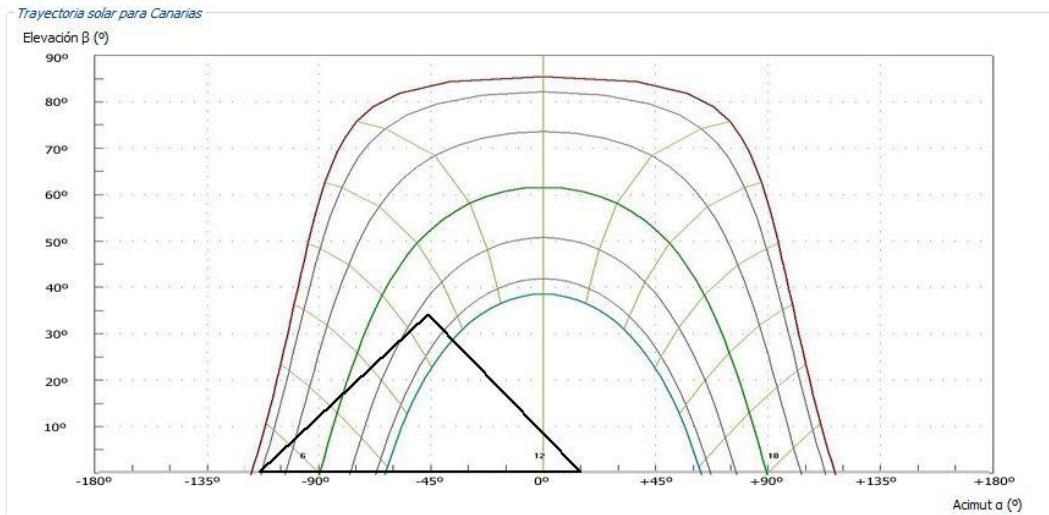


Ilustración 31. Patrón de sombras cubierta 14

Pérdidas por sombra 4,585 %

Cubierta 15

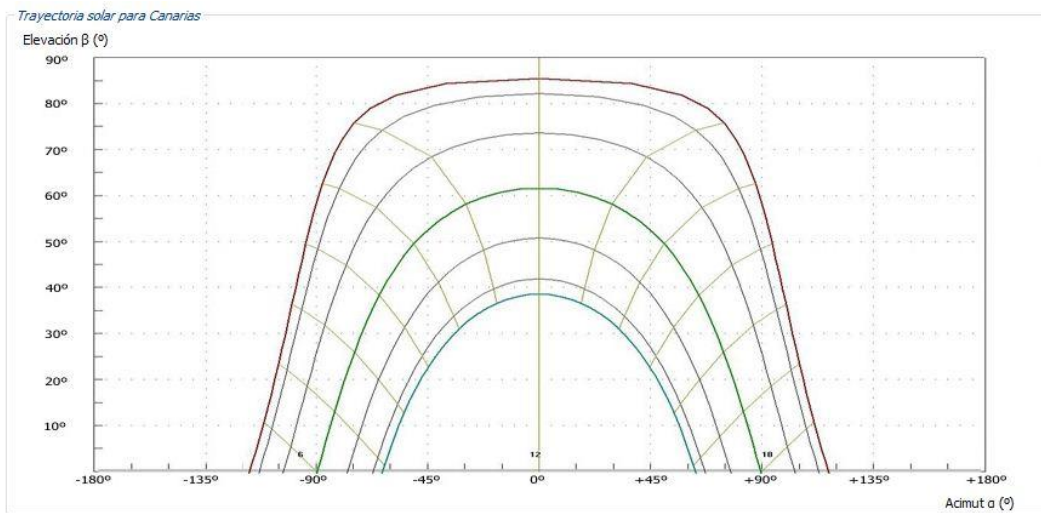


Ilustración 32. Patrón de sombras cubierta 15

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 16

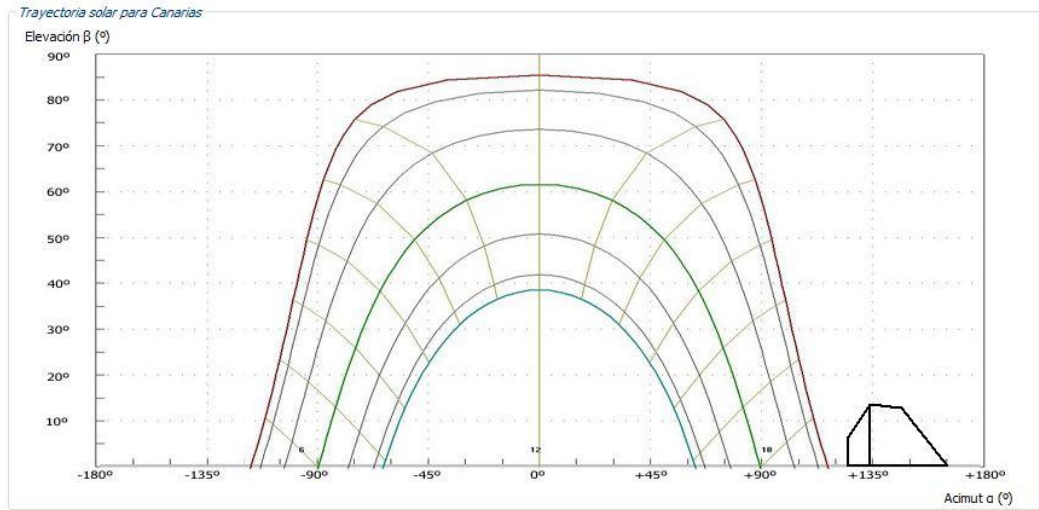


Ilustración 33. Patrón de sombras cubierta 16

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 16.1

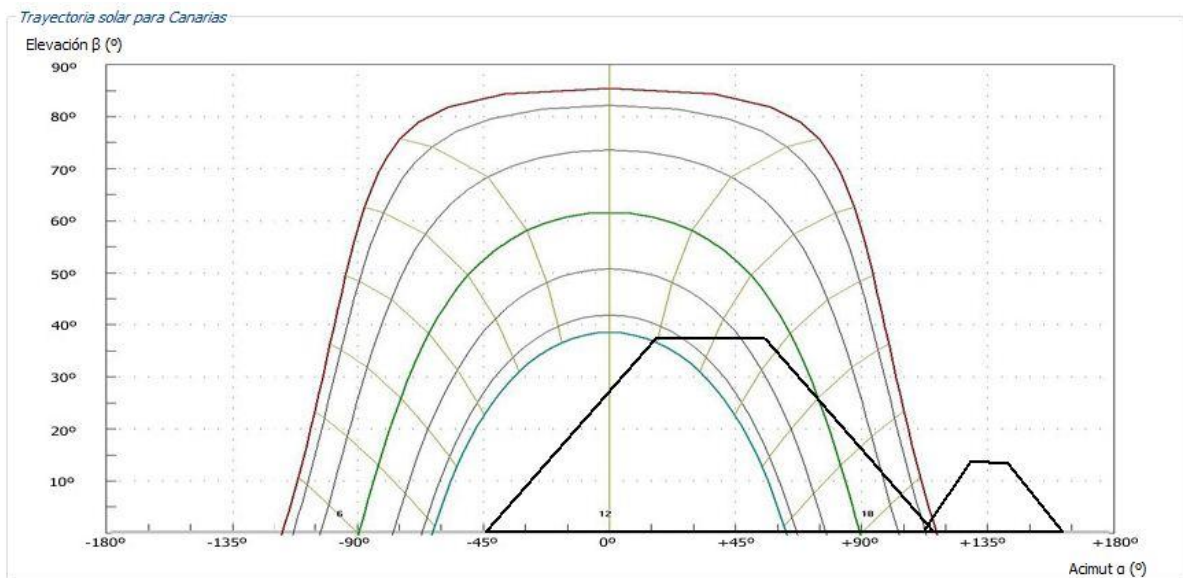


Ilustración 34. Patrón de sombras cubierta 16.1

Pérdidas por sombra 1,4 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 17

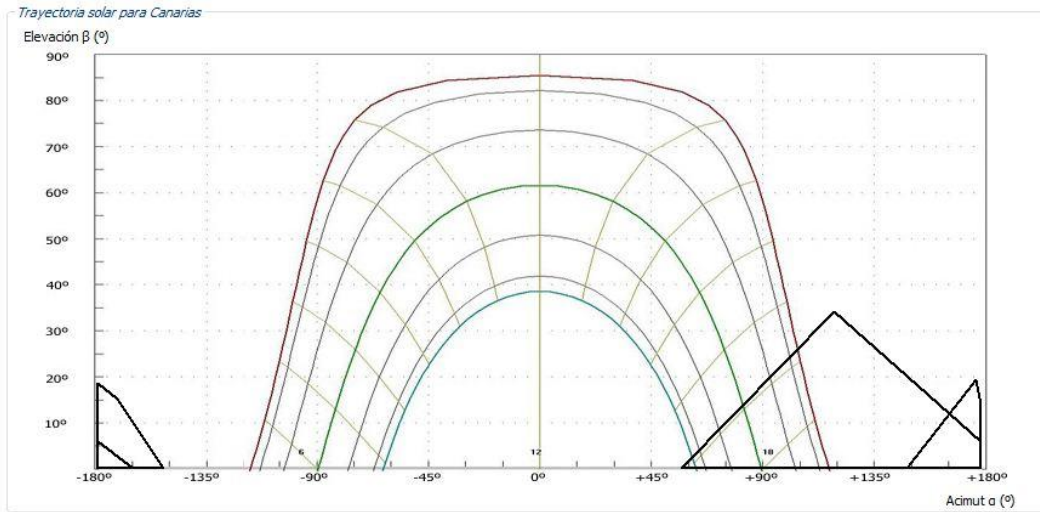


Ilustración 35. Patrón de sombras cubierta 17

Pérdidas por sombra 3,12 %

Cubierta 18

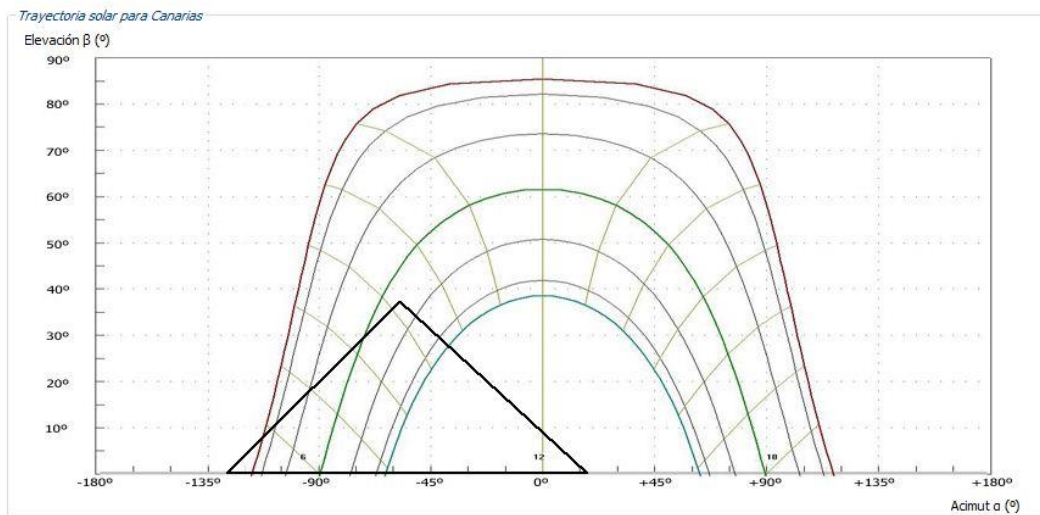


Ilustración 36. Patrón de sombras cubierta 18

Pérdidas por sombra 8,39 %

Cubierta 19

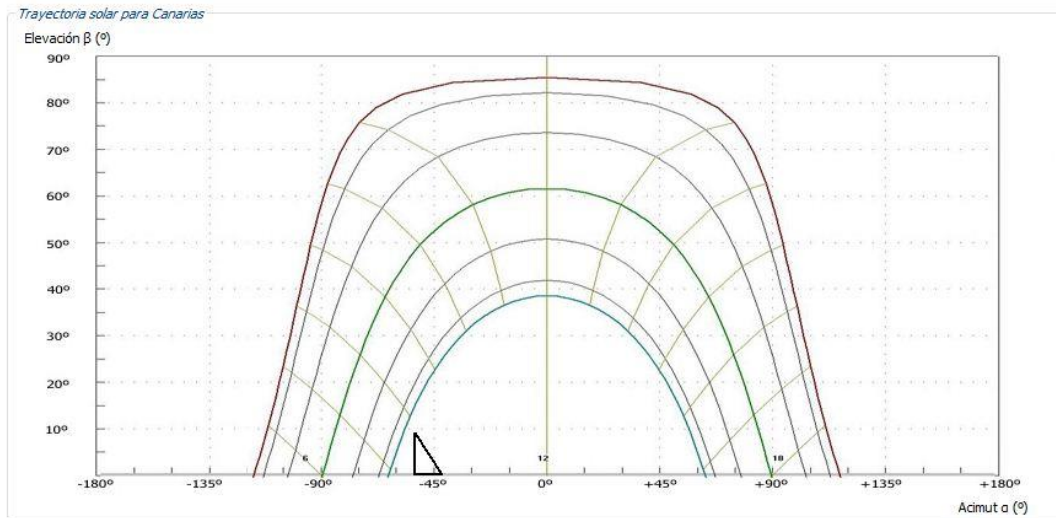


Ilustración 37. Patrón de sombras cubierta 19

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 19.1

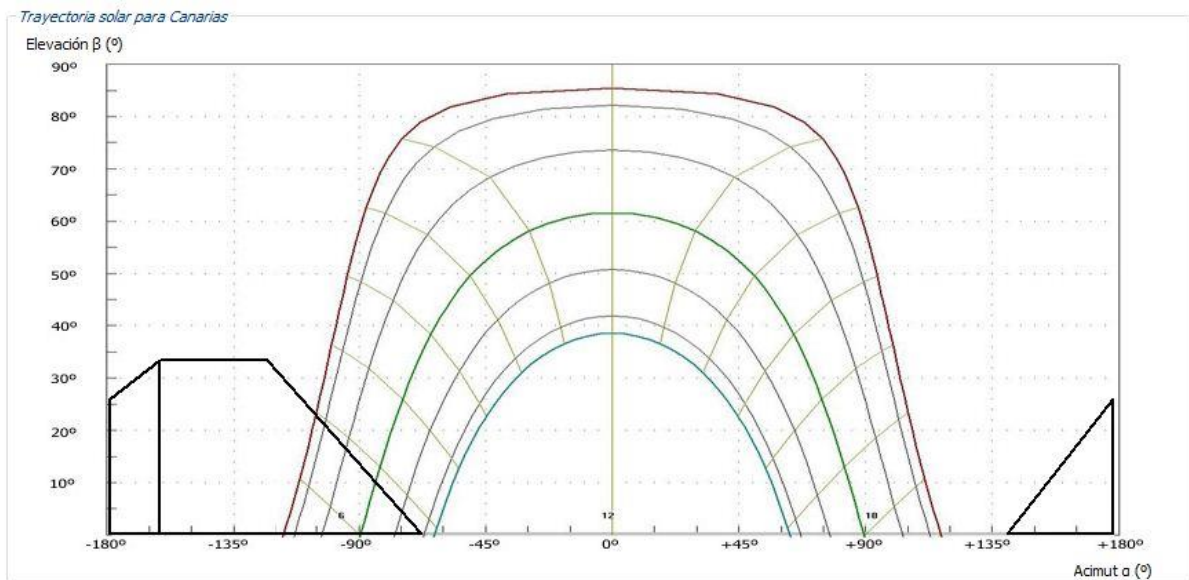


Ilustración 38. Patrón de sombras cubierta 19.1

Pérdidas por sombra 0,19 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 20

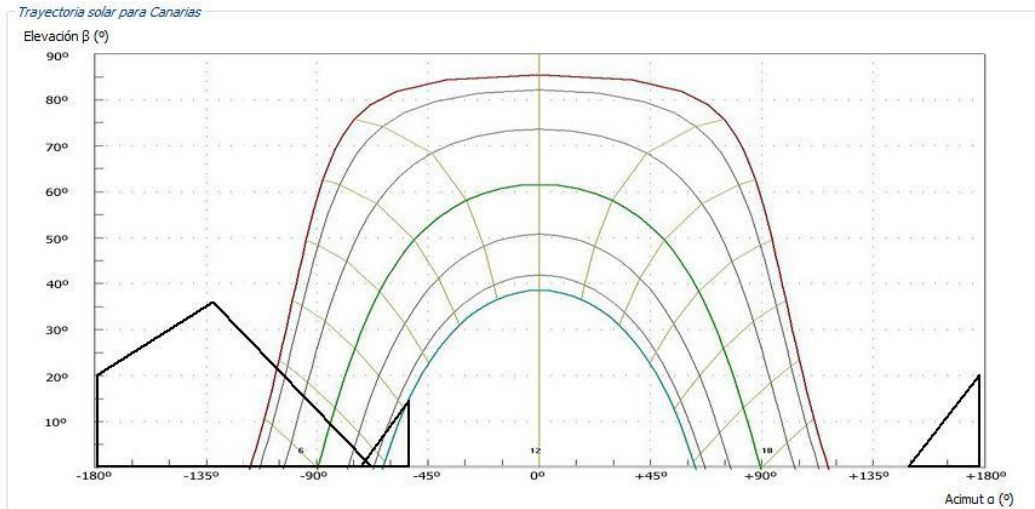


Ilustración 39. Patrón de sombras cubierta 20

Pérdidas por sombra 2,6075 %

Cubierta 21

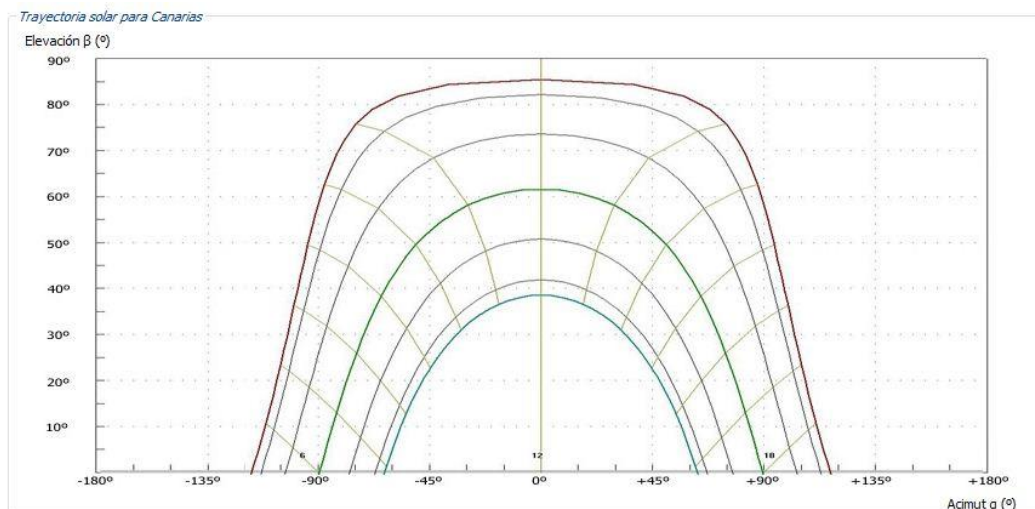


Ilustración 40. Patrón de sombras cubierta 21

Pérdidas por sombra 0 %



Cubierta 22

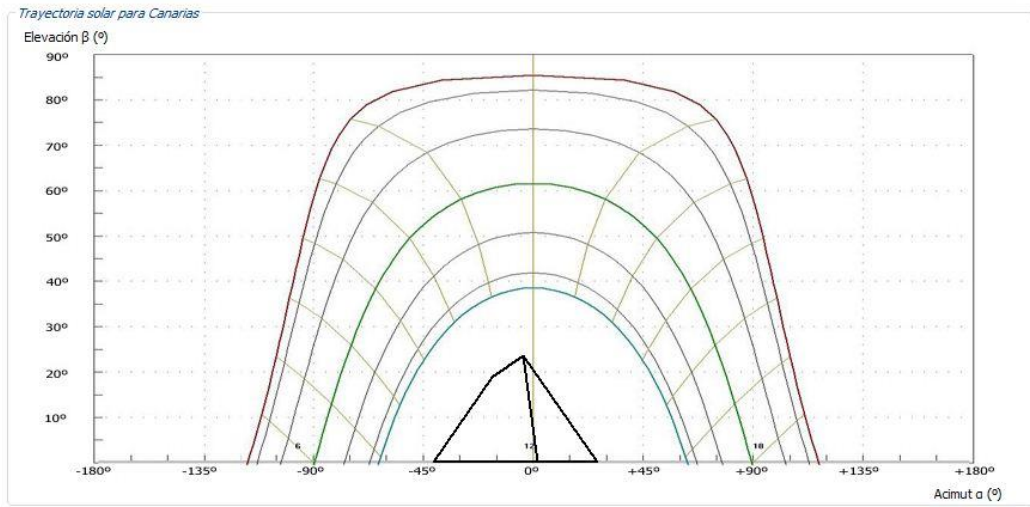


Ilustración 41. Patrón de sombras cubierta 22

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 23

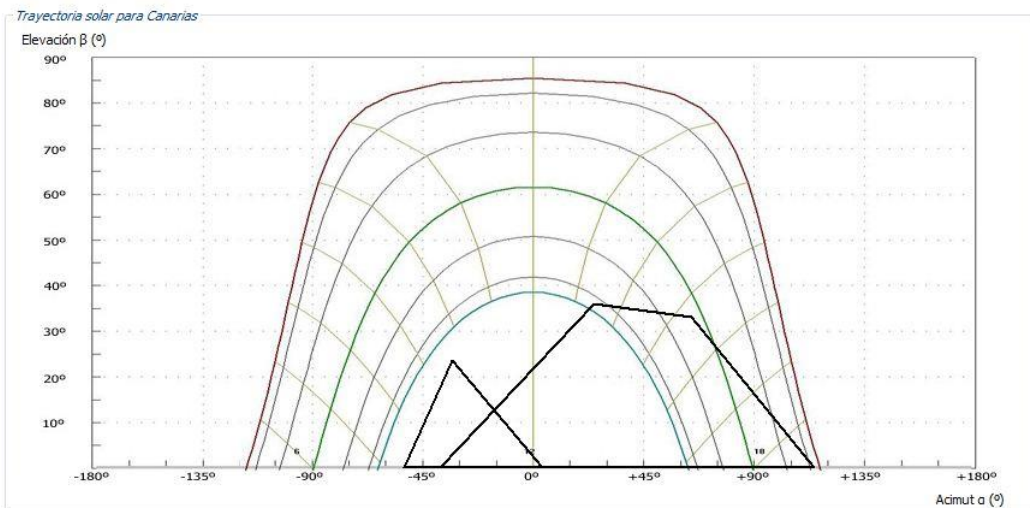


Ilustración 42. Patrón de sombras cubierta 23

Pérdidas por sombra 6,535 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 24

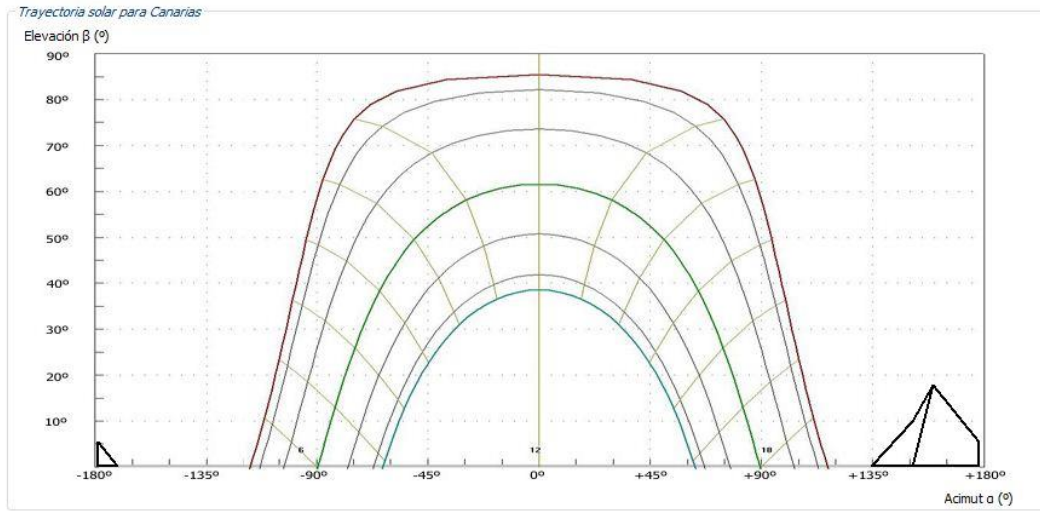


Ilustración 43. Patrón de sombras cubierta 24

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 25

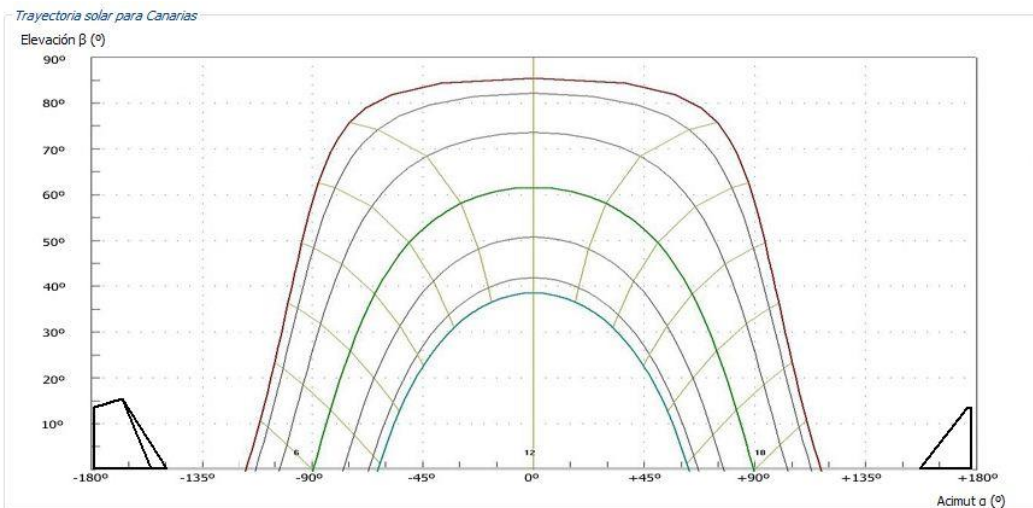


Ilustración 44. Patrón de sombras cubierta 25

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 26

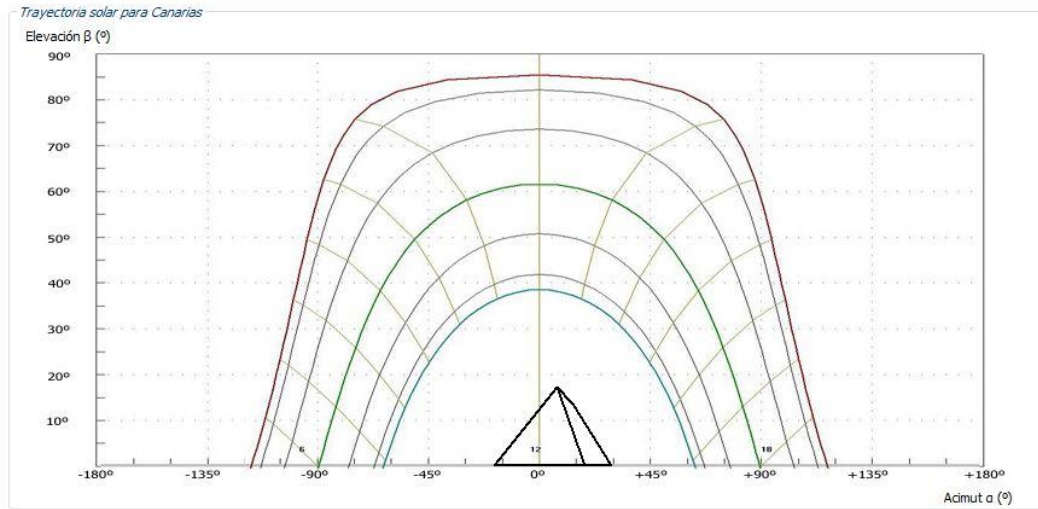


Ilustración 45. Patrón de sombras cubierta 26

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 27

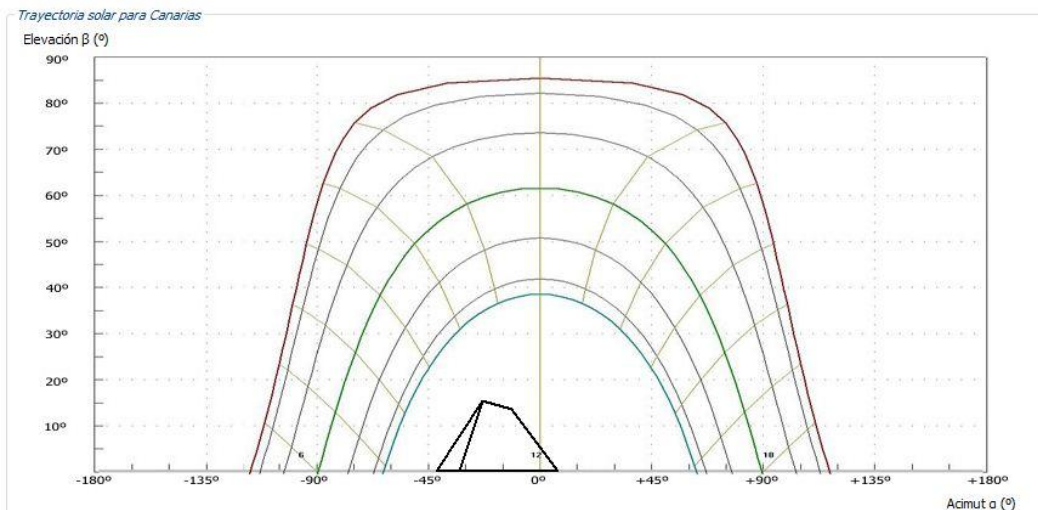


Ilustración 46. Patrón de sombras cubierta 27

Pérdidas por sombra 0 %

“Anexo Cálculos”

Cubierta 28

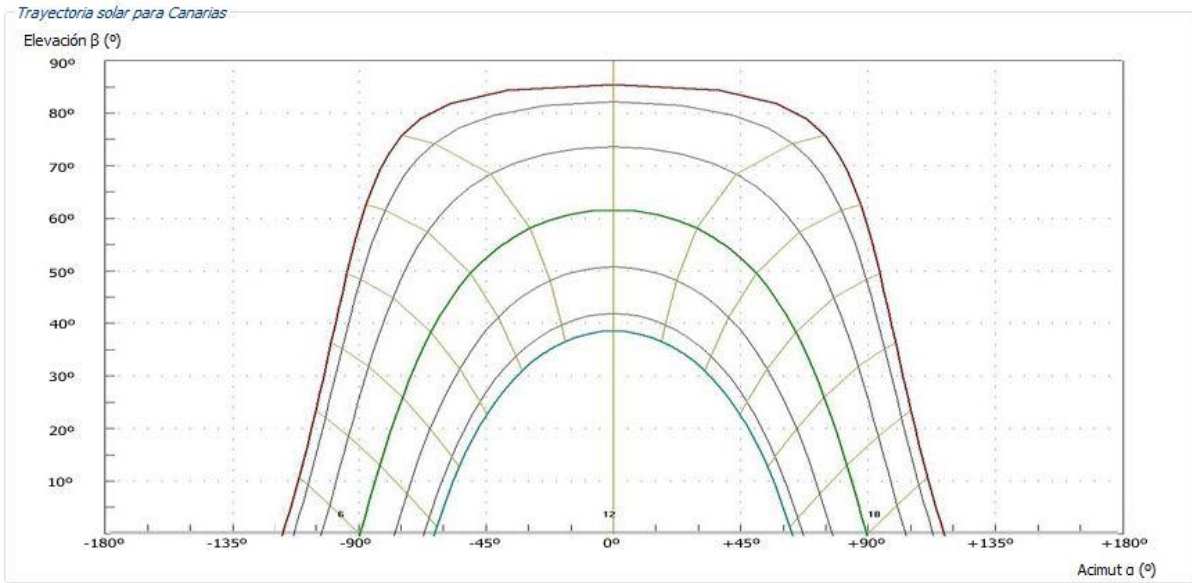


Ilustración 47. Patrón de sombras cubierta 28

Pérdidas por sombra 0 %

Cubierta 29

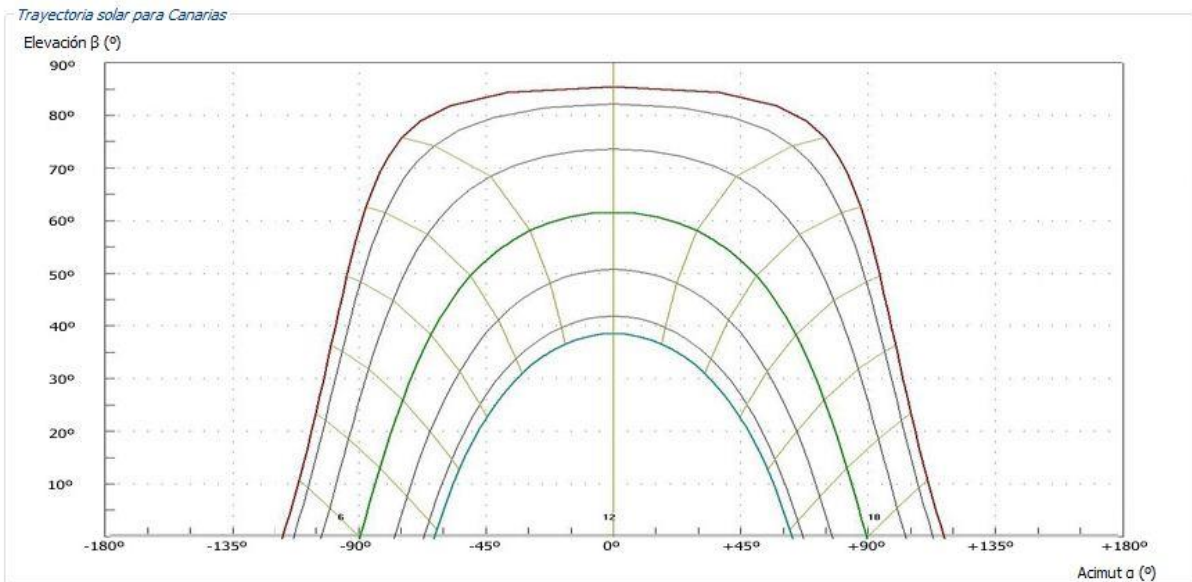


Ilustración 48. Patrón de sombras cubierta 28

Pérdidas por sombra 0 %

### **1.1.b) Pérdidas por sombra en el terreno**

Las pérdidas por sombra que se producen en el terreno dependen de cómo se coloquen las placas fotovoltaicas. Debido a la orografía del terreno se presentan varias vertientes de diseño.

Por un lado, se estudia el diseño de las placas colocadas con dirección sur e inclinación próxima a la óptima (con referencia a la energía máxima posible, es decir con pérdidas por orientación e inclinación mínimas).

En otro caso, se trabaja con las placas adoptando la forma del terreno, obteniendo diferentes tipos de instalaciones.

Se debe tener en cuenta en los dos casos que las sombras se producen por los objetos adyacentes, principalmente se debe tener en cuenta los objetos próximos que son fijos y no así la disposición de las placas ya que las mismas se colocan de forma que no se produzca sombras entre ellas.

La principal amenaza en este estudio son las construcciones anexas, es por ello que se estudian los puntos en el terreno que incumplan el límite máximo de pérdidas por sombra.

Con la ayuda del software SolidWorks se escogen los diferentes puntos de estudio, y se obtienen las medidas necesarias para obtención de los patrones de sombra.

Puesto que el terreno de estudio es muy extenso y teniendo en cuenta el principal problema de salvar las sombras producidas por el muro (véase la siguiente fotografía), los puntos a estudiar serán los próximos al mismo.



*Ilustración 49. Fotografía del muro al Oeste (14-03-2016)*

“Anexo Cálculos”

Los puntos de estudio escogidos están situados a una distancia entre seis y diez metros del muro. Se han seleccionado tres zonas de análisis, y en cada una hay un punto de estudio. Los puntos son los siguientes.



*Ilustración 50. Puntos de estudio terreno al Oeste*

Los resultados de estos puntos son los siguientes

Punto 1: Ubicado a 8'258 metro del muro, le afecta el siguiente patrón de sombras

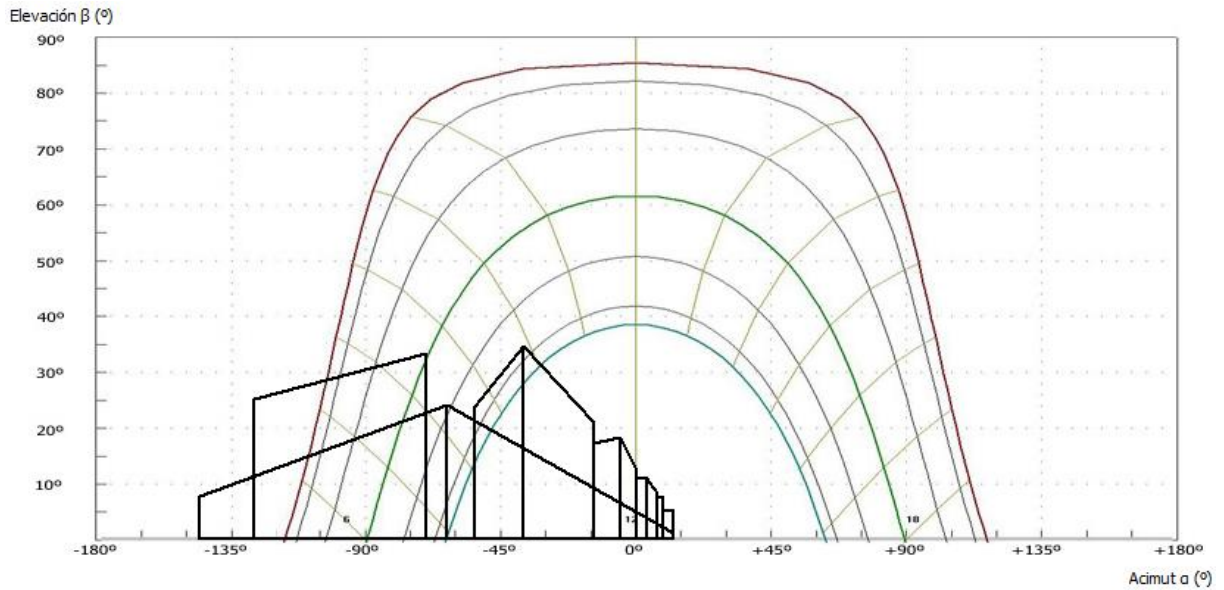


Ilustración 51. Patrón de sombras en el punto 1 del terreno

La ecuación resultante (aplicando la *Ecuación 1. Pérdidas por Sombra*), que define las pérdidas para este punto es la siguiente.

$$P_{sombra\ p1} = B_{11} + C_{11} + D_{11} + A_9 + B_9 + C_9 + D_9 * 0,75 + A_7 * 0,75 + B_7 * 0,25 + C_7 * 0,25 + A_5 * 0,25;$$

Remarcar que cada casilla (A1, B1, ..., D14) tiene valores diferentes en función de la orientación e inclinación que tengan las placas (escogiendo una tabla de referencia u otra, según proceda).

Punto 2: Situado a 9'261 metros del muro, presenta el patrón de sombras a continuación

“Anexo Cálculos”

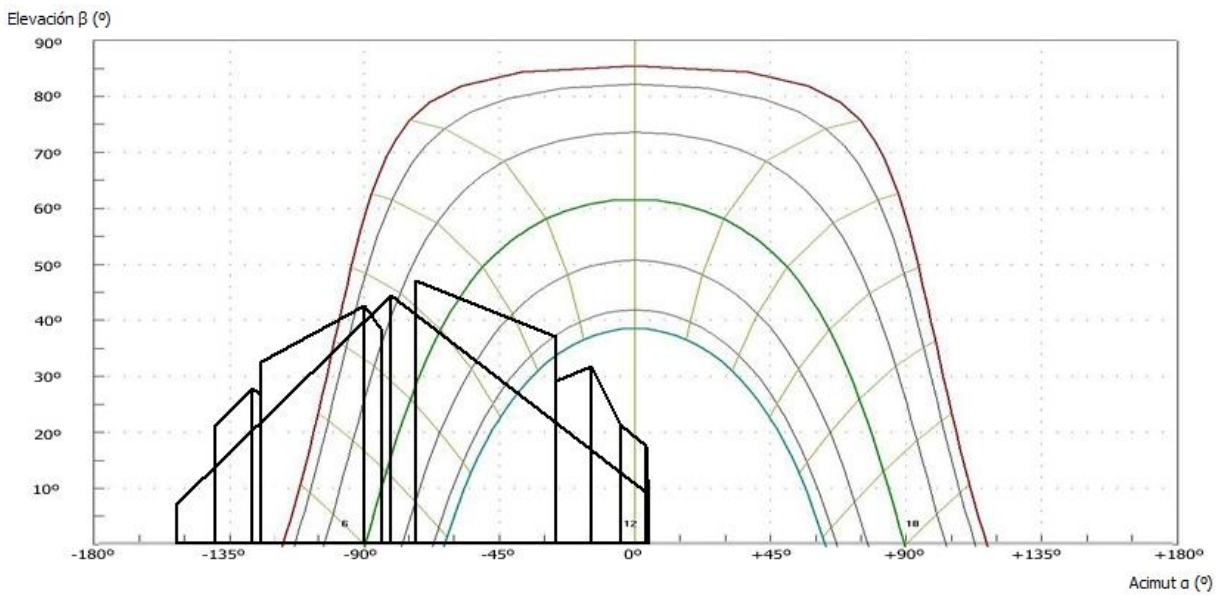


Ilustración 52. Patrón de sombras en el punto 2 del terreno

$$P_{sombra P2} = C_{13} + D_{13} + A_{11} + B_{11} + C_{11} + D_{11} + A_9 + B_9 + C_9 + D_9 + A_7 + B_7 + C_7 + D_7 * 0,75 + A_5 + B_5 * 0,75 + C_5 * 0,25 + A_3 * 0,25;$$

Punto 3: Emplazado a 7'538 metros del muro, le influye el patrón de sombra inferior.

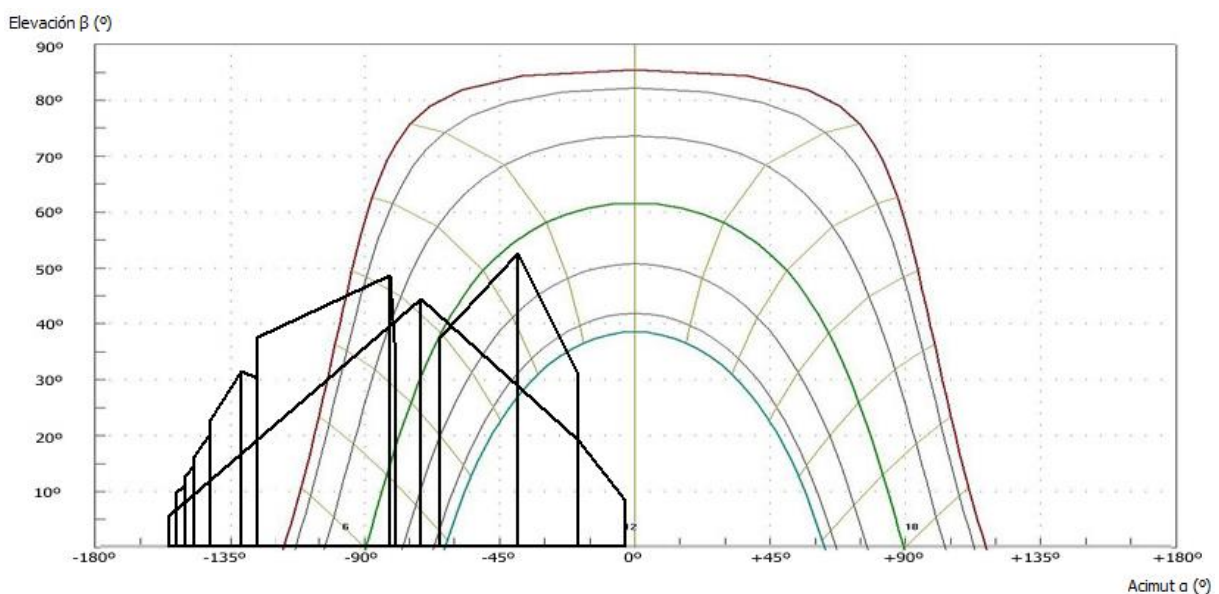


Ilustración 53. Patrón de sombras en el punto 3 del terreno

$$P_{sombra P3} = C_{13} + D_{13} + A_{11} + B_{11} + C_{11} + D_{11} + A_9 + B_9 + C_9 + D_9 + A_7 + B_7 + C_7 + D_7 + A_5 + B_5 + A_3 * 0,5 + B_3 * 0,5;$$

Cada ecuación representa a sus patrones de sombras que corresponda.



**1.1.b.1. Estudio 1. Orientación sur e inclinación óptima**

La orientación es hacia el sur (azimut = 0°) y la inclinación de 18° (la óptima es 18'13°). Con estos datos buscamos en las tablas de referencia, la que sea próxima a los mismos.

La tabla de referencia usada es la posterior.

	$\beta = 35^\circ$		$\alpha = 0^\circ$	
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
13	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,5	1,83	3,78
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,17	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,7	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Los resultados de pérdidas por sombra

$$P_{\text{sombra P1 (Estudio 1)}} = \mathbf{4,61\%}$$

$$P_{\text{sombra P2 (Estudio 1)}} = \mathbf{12,61\%}$$

$$P_{\text{sombra P3 (Estudio 1)}} = \mathbf{14,83\%}$$

“Anexo Cálculos”

**1.1.b.2. Estudio 2. Orientación e inclinación variable.**

Como se comentó con anterioridad, el terreno presentará diferentes inclinaciones, para que la integración de los módulos en el medio sea elevada. Los puntos seleccionados se encuentran en la banda de terreno de 19° de inclinación y su orientación es hacia el Oeste, 94° respecto al sur (azimut = + 94°).

La tabla de referencia cercana.

	$\beta = 35^\circ$		$\alpha = 60^\circ$	
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
13	0	0	0	0,14
11	0	0	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,7
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,4
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,2	3,18
12	0	0,09	0,52	1,96
14	0	0	0	0,55

Y las pérdidas resultantes.

$$P_{\text{sombra P1 (Estudio 2)}} = 0,64 \%$$

$$P_{\text{sombra P2 (Estudio 2)}} = 3,51 \%$$

$$P_{\text{sombra P3 (Estudio 2)}} = 4,70 \%$$

## 1.2. Introducción al cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

Lo primero que se debe conocer es la orientación que tienen los módulos y su inclinación (véase la siguiente ilustración).

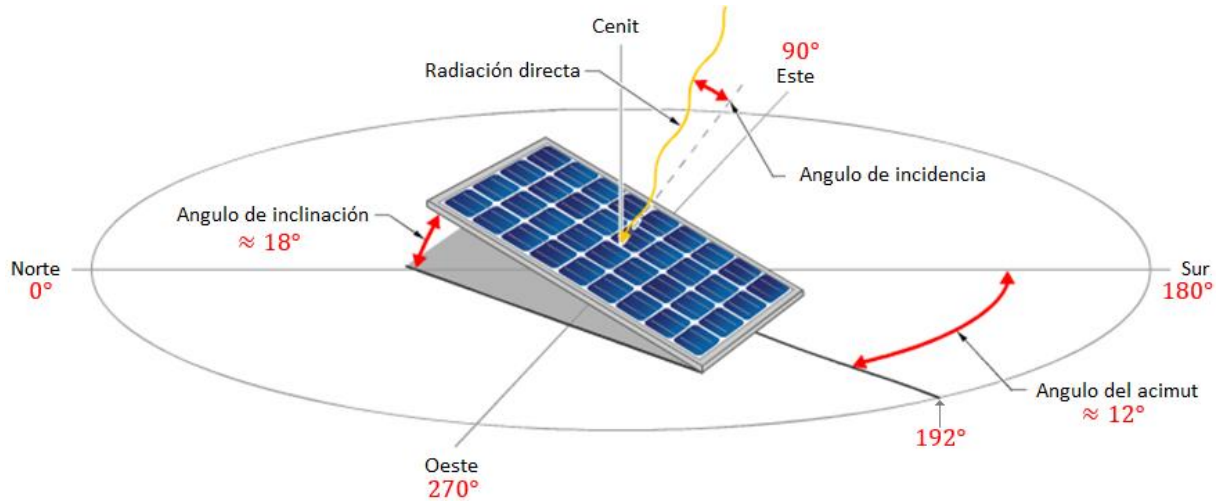


Ilustración 54. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos [solar-energia.net]

Una vez conocida la inclinación con respecto a las horizontal y el acimut (que es negativa cuando el modulo este orientado al este y positiva cuando lo esté al oeste). Se introducen estos valores en la siguiente figura.

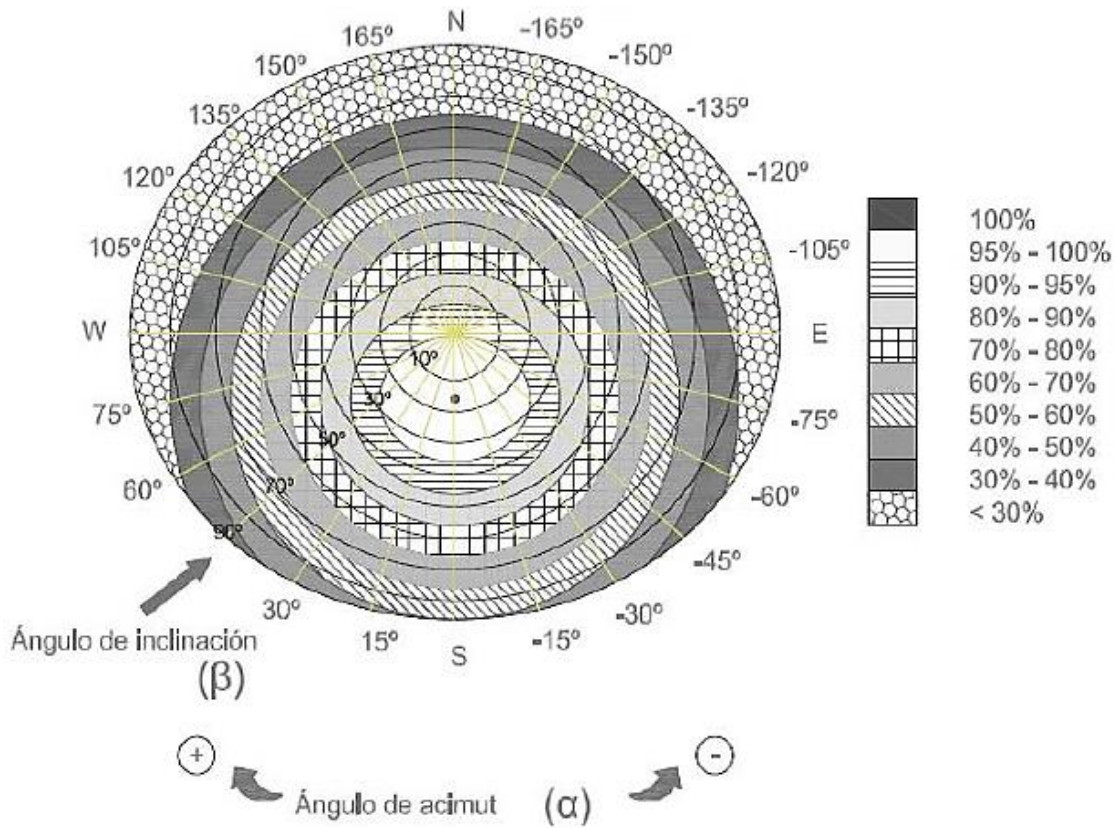


Ilustración 55. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por OI para Canarias

Seguidamente se debe tener en cuenta los límites de pérdidas por orientación e inclinación en función de cómo está colocado el modulo fotovoltaico. Los cuales deben tenerse en cuenta para marcar la curva con el mismo valor y así sacar el límite máximo y mínimo.

Tabla 8. Límites de pérdidas por orientación e inclinación [Fuente: DB HE]

	Orientación e inclinación (OI)
General	10%
Superposición	20%
Integración arquitectónica	40%

Teniendo claro el límite que se debe aplicar al tipo de placa que se va a instalar y la orientación de la placa, se calculan los límites de inclinación (mínimo y máximo) aceptables por medio de la gráfica anterior.

Se comprueba que el ángulo de inclinación de la placa a estudiar se encuentra dentro de los valores límite, cumpliéndose la siguiente condición:

*Inclinación mínima < Inclinación módulo fotovoltaico < Inclinación máxima*

En los casos en los valores de inclinación de la placa estén cercanos a los límites y como instrumento de verificación. Se hace uso de las ecuaciones siguientes:

$$P_{OI}(\%) = 100 * \left[ 1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right]; \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

*Ecuación 2. Pérdidas por Orientación e Inclinación 1*

$$P_{OI}(\%) = 100 * \left[ 1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 \right]; \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

*Ecuación 3. Pérdidas por Orientación e Inclinación 2*

- Dónde:
- $\beta$ : inclinación.
  - $\beta_{opt}$ : inclinación óptima.
  - $\alpha$ : orientación.

La inclinación óptima, se determina en función del intervalo de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Siendo su valor alguno de los siguientes valores:

- a) demanda constante anual: la latitud geográfica – 10 °;
- b) demanda preferente en invierno: la latitud geográfica + 10 °;
- c) demanda preferente en verano: la latitud geográfica – 20 °.

Se describe con la siguiente tabla.

*Tabla 9. Inclinación óptima*

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$
Diciembre	$\phi + 10$
Julio	$\phi - 20$
Anual	$\phi - 10$

Donde  $\phi$  es la latitud geográfica.

### **1.2.1. Ejemplo de cálculo de pérdidas por orientación e inclinación en la cubierta 1**

El caso a estudiar es la cubierta 1. En primer lugar, se debe conocer los valores de orientación e inclinación de las placas. Para ellos usaremos el software SolidWorks donde están representadas las cubiertas con las medidas reales.

“Anexo Cálculos”

- Orientación (azimut =  $\alpha$ ): como se ha comentado anteriormente, se toma como origen la dirección al sur y los ángulos que forma con los puntos orientados al oeste son positivos y al este son negativos. En este caso la cubierta está levemente orientada al este.

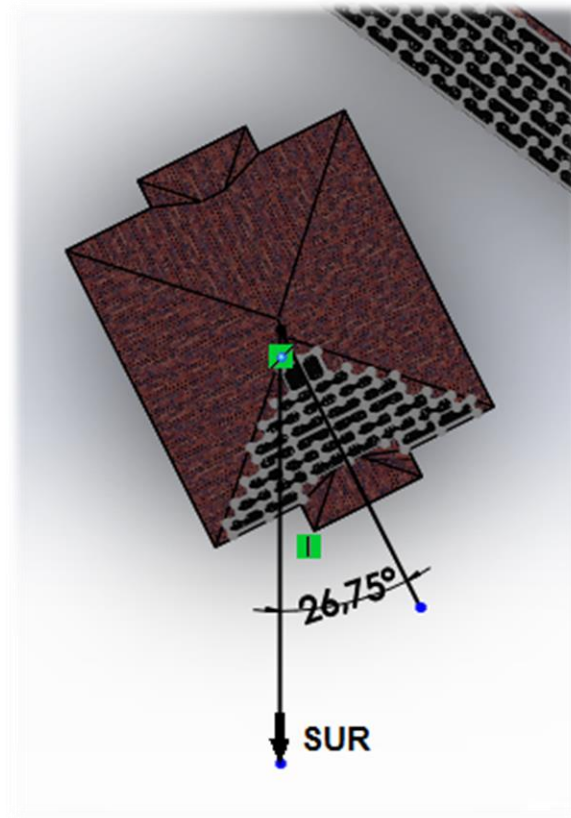


Ilustración 56. Azimut de la cubierta 1

- Inclinación: es la pendiente de la cubierta, ya que la placas están colocadas paralelas a la cubierta (superposición arquitectónica). En ángulo que forma la cubierta respecto a la horizontal son unos  $45^\circ$  (véase la siguiente proyección).

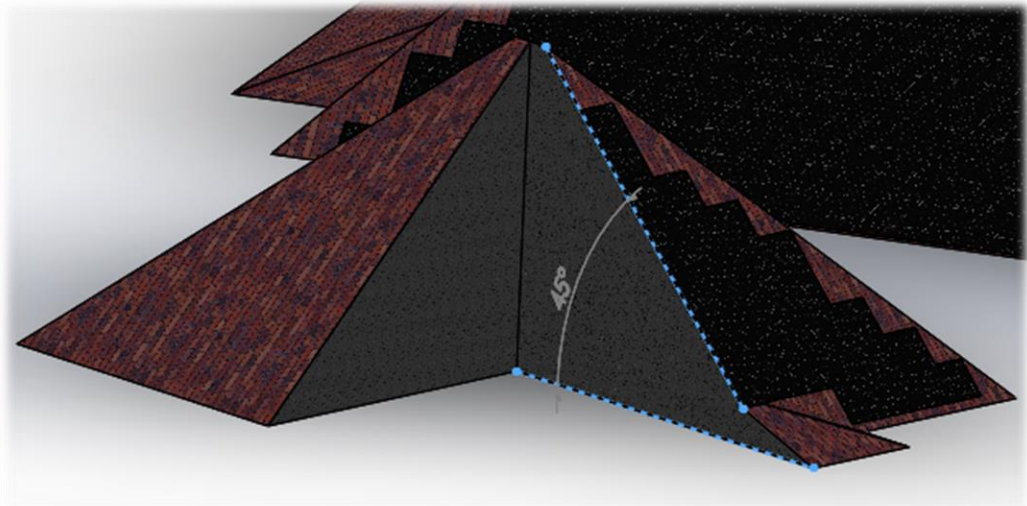


Ilustración 57. Inclinación de la cubierta 1

Con estos dos valores, se busca el punto correspondiente en la siguiente gráfica:

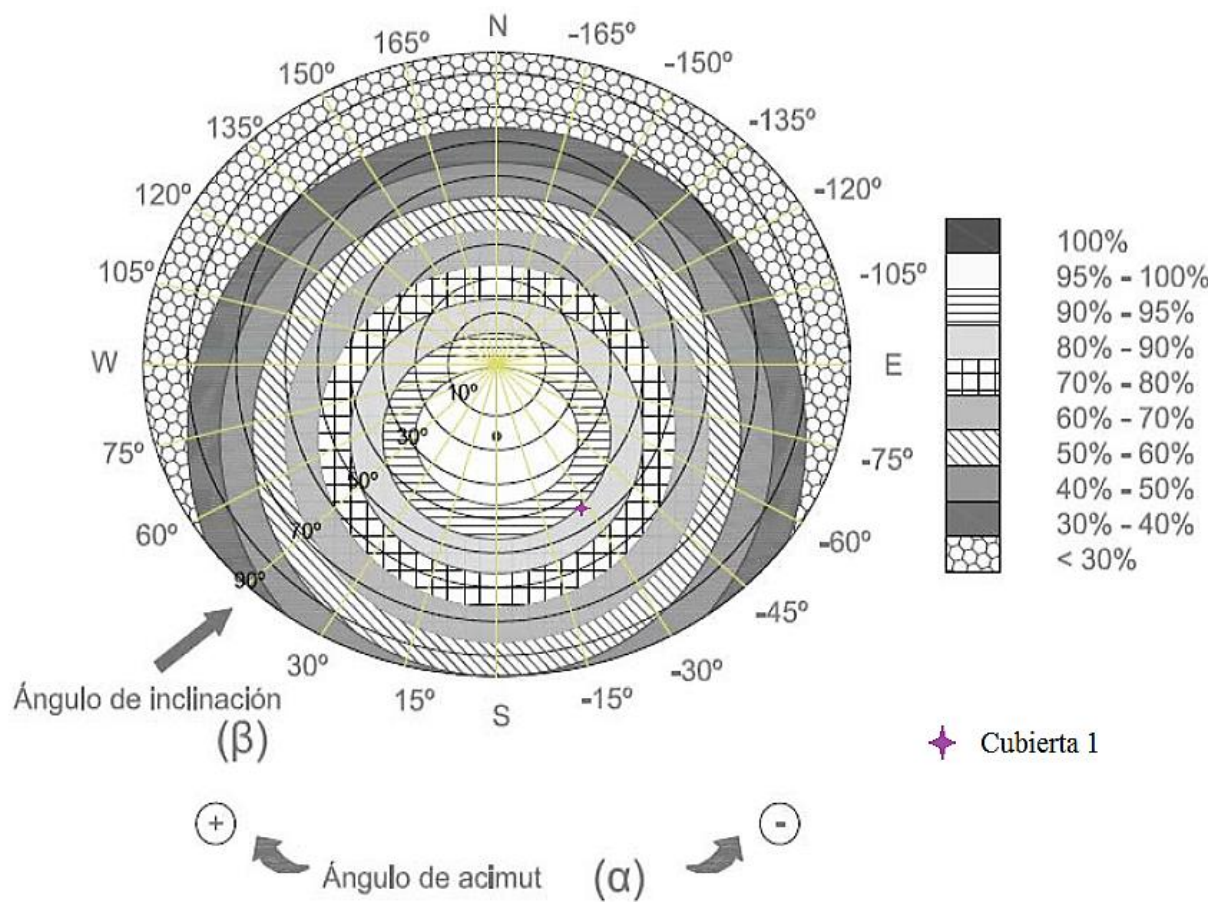


Ilustración 58. Cúmberta 1 en la gráfica de pérdidas de OI

“Anexo Cálculos”

Como se observa a la derecha de la ilustración en punto en la gráfica está situado en exterior del “anillo” de radiación del 90 % al 95 %, por tanto, en la cubierta 1 se obtiene una radiación solar del 90 %. Es decir, las pérdidas por inclinación y orientación son del 10 %.

Lo primero que podemos observar es si unas pérdidas por orientación e inclinación del 10% están dentro del límite para la condición de instalación de los módulos de esta cubierta 1, por superposición arquitectónica, y como se observó anteriormente, este límite está marcado al 20%, por tanto, cumple con la premisa.

Para la obtención de un resultado preciso de pérdidas se realiza el siguiente paso. Habiendo determinado el ángulo de acimut del captador, se calculan los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida.

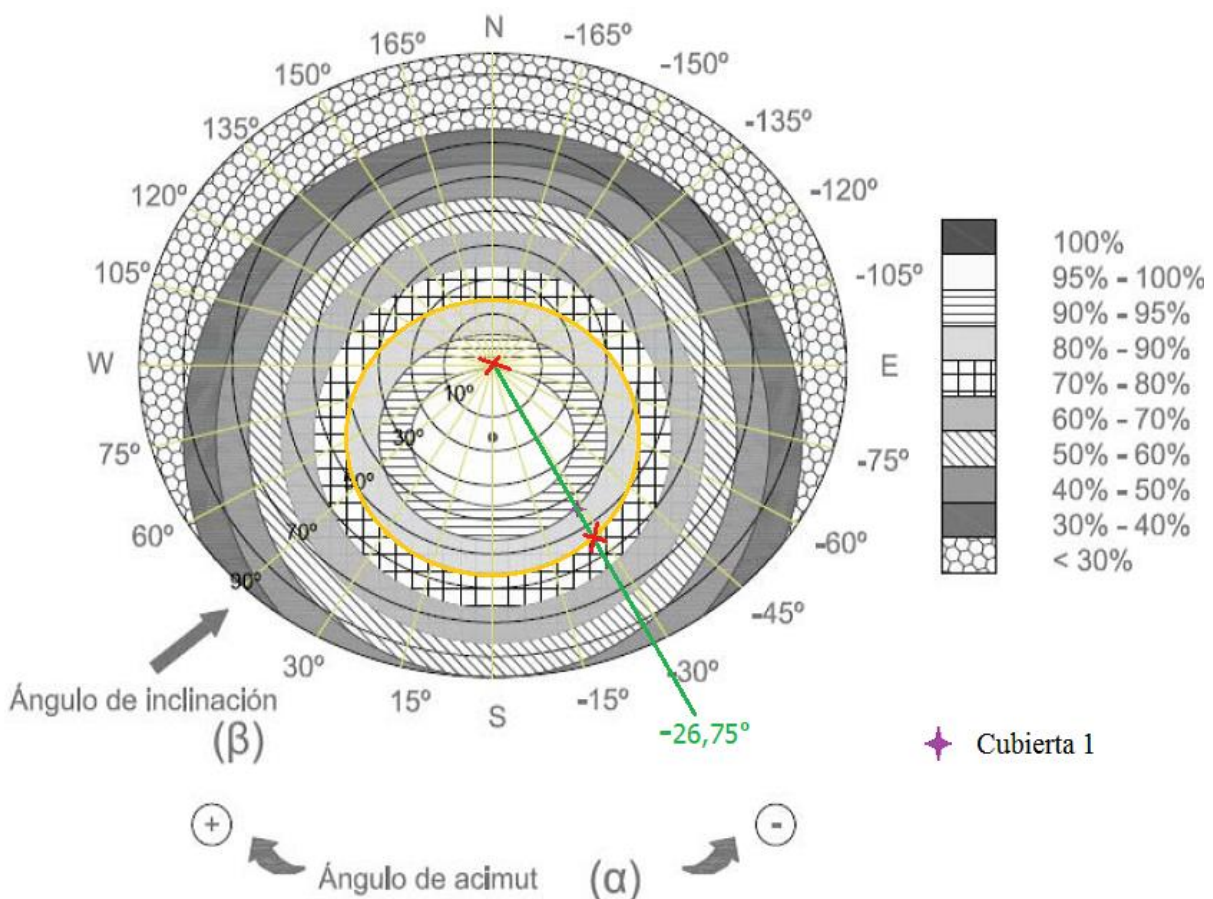


Ilustración 59. Límites de inclinación cubierta 1 sobre la gráfica de pérdidas OI

La circunferencia naranja representa el máximo porcentaje de pérdidas permitidos para el tipo de instalación (superpuestas arquitectónicamente = 20%) y la línea verde representa la orientación de la cubierta 1. Los límites de inclinación están marcados por las cruces rojas



donde se cortan estas 2 líneas, siendo el valor de máxima inclinación de  $55^\circ$  y el valor de inclinación mínima de  $0^\circ$ , debido a que el trazo de orientación no se corta después del origen.

*Inclinación máxima:  $55^\circ$*

*Inclinación mínima:  $0^\circ$*

Se comprueba que el ángulo de inclinación de la cubierta se encuentra dentro de los valores límite, cumpliéndose la siguiente condición:

*Inclinación mínima < Inclinación cubierta 1 < Inclinación máxima*

$$0^\circ < 45^\circ < 55^\circ$$

Para obtener un cálculo exacto de las pérdidas y como instrumento de verificación en casos cercanos al límite, se usa una de las ecuaciones de pérdidas por orientación e inclinación. En el caso de la cubierta 1 se utiliza la primera ecuación, ya que cumple con las condiciones de inclinación:

$$15^\circ < \beta = 45^\circ < 90^\circ$$

$$P_{OI}(\%) = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]; \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Dónde:

- $\beta$ :  $45^\circ$
- $\beta_{opt}$ :  $18,13^\circ$
- $\alpha$ :  $-26,75^\circ$

El valor de inclinación óptima se debe a que la instalación tiene una demanda aproximadamente constante anual. Por tanto, el valor óptimo es la latitud geográfica  $- 10^\circ$ .

Sustituyendo valores se calcula finalmente las pérdidas exactas por orientación e inclinación para la cubierta 1:

$$P_{OI}(\%) = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (45^\circ - 18,13^\circ)^2 + 3,5 * 10^{-5} * (-26,75^\circ)^2] = 5,92\%$$

Comprobamos así que la cubierta 1 tiene unas pérdidas por orientación e inclinación inferiores a los límites establecidos, para este caso de superposición, del 20%.

“Anexo Cálculos”

**1.2.a) Pérdidas por orientación e inclinación en las cubiertas**

En primer lugar, se debe recordar la premisa del cliente de no interferir en la estética del hotel, por lo que se opta por colocar las placas apoyadas a la superficie de las cubiertas, adoptando la inclinación de las mismas.

En la gráfica de radiación solar específica para Canarias mostrada, se representan todas las cubiertas de los edificios que forman parte del complejo hotelero.

Las cubiertas han sido representadas por grupos. Las cubiertas tipo A son las que pertenecen al edificio que está orientado de diferente modo que el resto y tienen una inclinación de 45°, las cubierta tipo B son el resto de cubiertas con inclinación de 45° y por ultimo las tipo C son las cubiertas que presentan una inclinación de 20°.

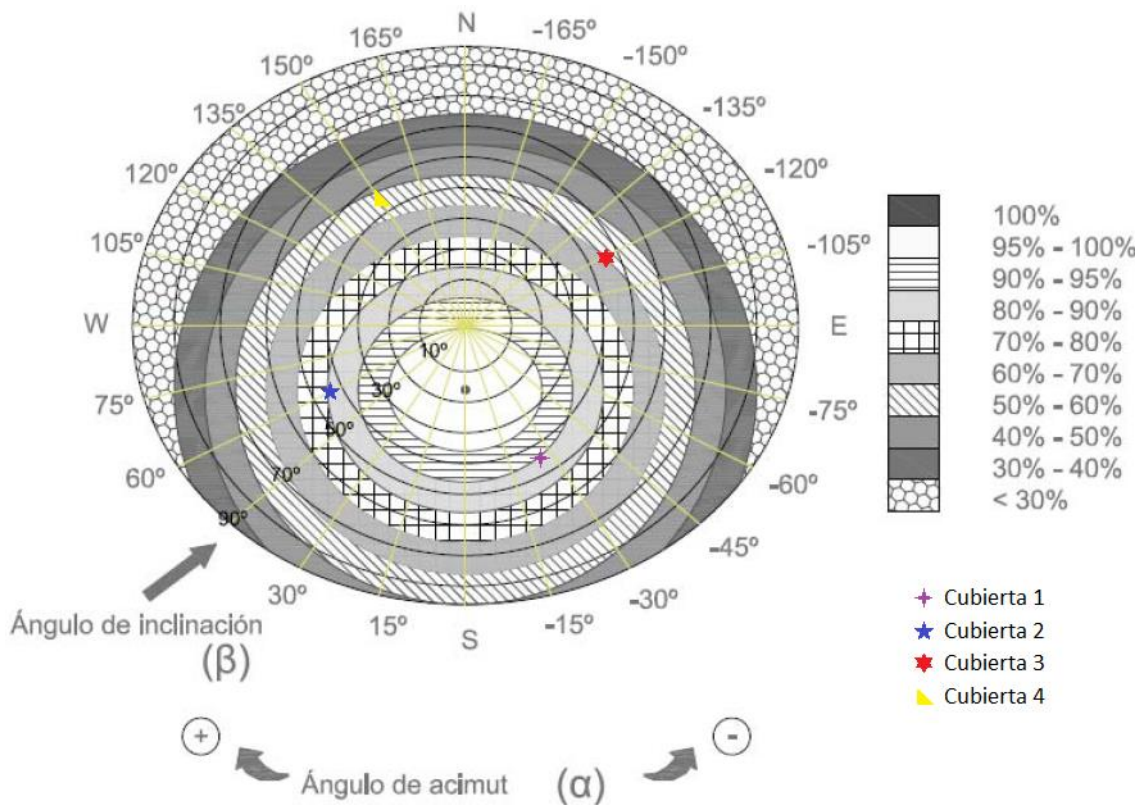


Ilustración 60. Cubierta tipo A

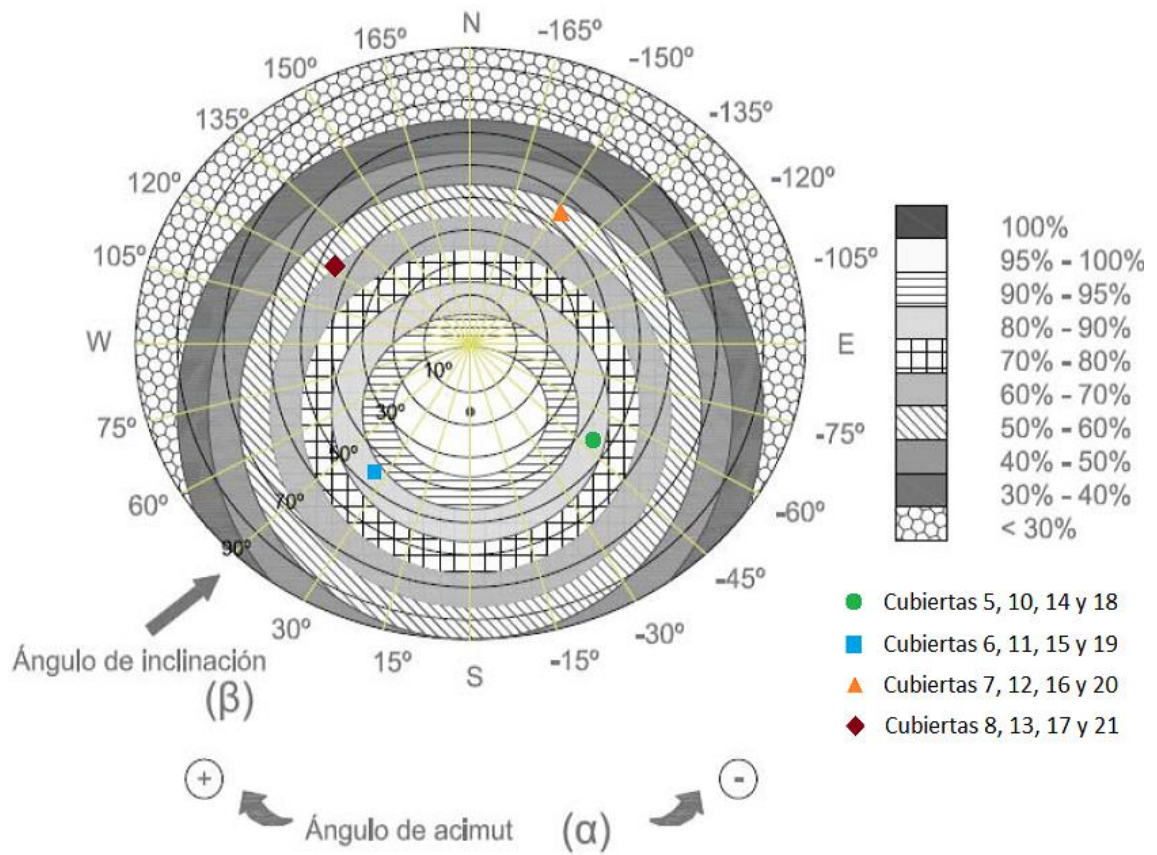


Ilustración 61. Cubiertas tipo B

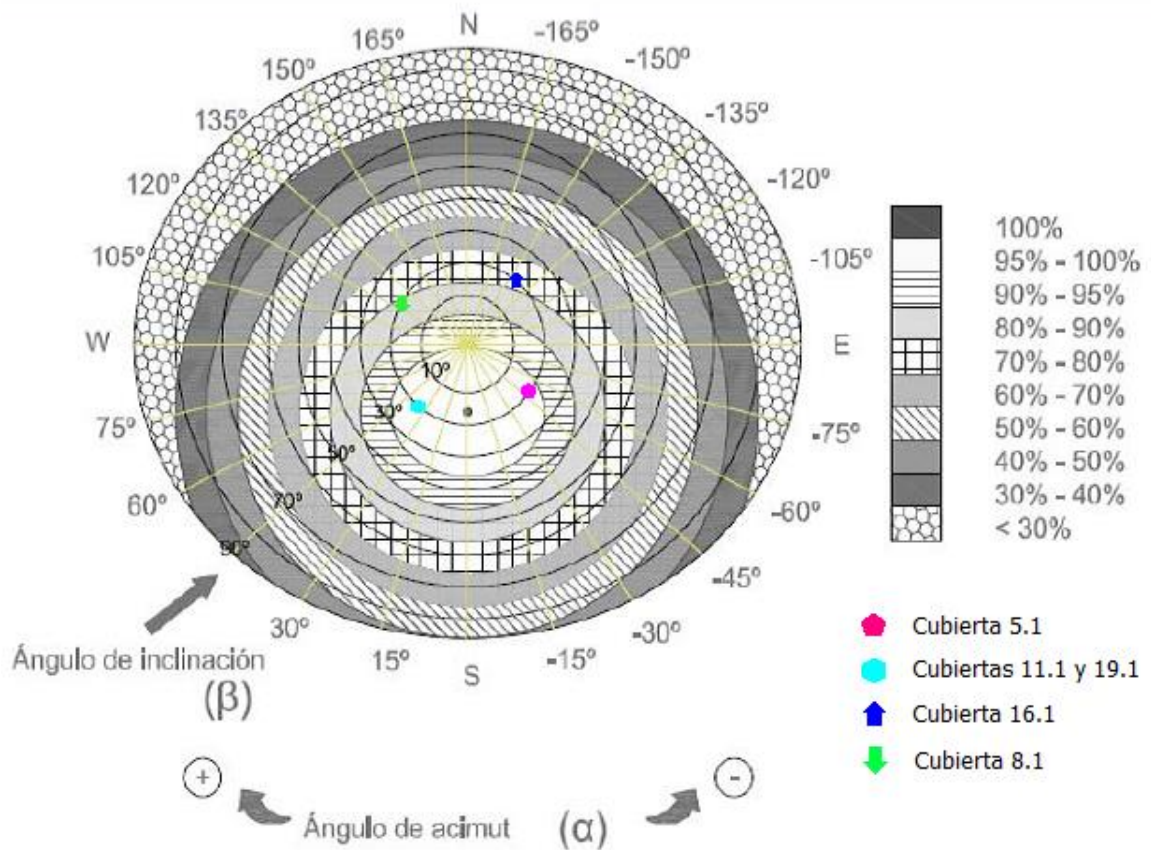


Ilustración 62. Cubiertas tipo C

## “Anexo Cálculos”

Las pérdidas que se deducen de la gráfica anterior, pueden observarse en la siguiente tabla. Cabe destacar que los valores son aproximados.

Tabla 10. Pérdidas aproximadas por OI en cubiertas

Cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Aceptable
1	9	SI
2	19	SI
3	40	NO
4	45	NO
5, 10, 14, 18, 22 y 26	17	SI
6, 11, 15, 19, 23 y 27	12	SI
7, 12, 16, 20, 24 y 28	47	NO
8, 13, 17, 21, 25 y 29	40	NO
9	0	SI
5.1	4,5	SI
8.1	18	SI
11.1	3	SI
16.1	20	NO
19.1	3	SI

Puesto que las pérdidas no pueden ser mayores al 20% (limitada por la colocación de las placas superpuestas a las cubiertas). Se debe descartar las cubiertas que tengan un porcentaje de pérdidas igual o superior al comentado.

Lo siguiente que se debe comprobar es el ángulo de inclinación de los módulos, que es coincidente con los ángulos de las cubiertas. Para el caso de las cubiertas anteriores hay dos inclinaciones, a 20° y 45°. Observando las ecuaciones de cálculo de pérdidas por OI, se usa la que se adapte a estas inclinaciones, por tanto, la ecuación que cumple la premisa de inclinación entre 15 y 90° ( $15^\circ < \beta < 90^\circ$ ), debiendo utilizarse la *Ecuación 2. Pérdidas por Orientación e Inclinación 1*.

Finalmente, se obtiene esta tabla con las cubiertas que son aptas para el diseño por el método de cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.

Tabla 11. Pérdidas en cubiertas por OI precisas

Cubiertas	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Aceptable
2	22,67	NO
16.1	73,39	NO

Recordar que el valor de  $\beta$  óptima se utiliza el valor de la latitud geográfica menos  $10^\circ$ , debido a que el consumo eléctrico es aproximadamente constante a lo largo del año.

La combinación de las dos tablas anteriores (tablas 10 y 11), ofrece el resultado final de pérdidas OI en las cubiertas.

Tabla 12. Pérdidas en cubiertas por OI finales

Cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Aceptable
1	9	SI
2	22,67	NO
3	40	NO
4	45	NO
5, 10, 14, 18, 22 y 26	18,54	SI
6, 11, 15, 19, 23 y 27	12	SI
7, 12, 16, 20, 24 y 28	47	NO
8, 13, 17, 21, 25 y 29	40	NO
9	0	SI
5.1	4,5	SI
8.1	18	SI
11.1	3	SI
16.1	73,39	NO
19.1	3	SI

“Anexo Cálculos”

### 1.2.b) Pérdidas por orientación e inclinación en el terreno

Para este cálculo se han realizado diferentes estudios, a continuación, se muestran los resultados obtenidos en cada uno.

El primer estudio que se propone, es la colocación de los paneles dispuestos con orientación sur y a la inclinación cercana a la óptima a lo largo de todo el terreno.

En el segundo estudio propuesto, se colocan los módulos de forma que se adaptan a la forma del terreno, con diferente tipo de orientaciones e inclinaciones.

#### 1.2.b.1. Estudio 1. Orientación sur e inclinación óptima

La inclinación es igual a la latitud geográfica menos  $10^\circ$ , puesto que el resultado obtenido de esta operación son  $18,13^\circ$ , se debe aproximar a una inclinación numérica entera, para permitir su colocación por los instaladores. Los módulos por tanto tienen una  $\beta$  de  $18^\circ$ . Proyectando el punto con orientación sur e inclinación de  $18^\circ$ , obtenemos el siguiente resultado.

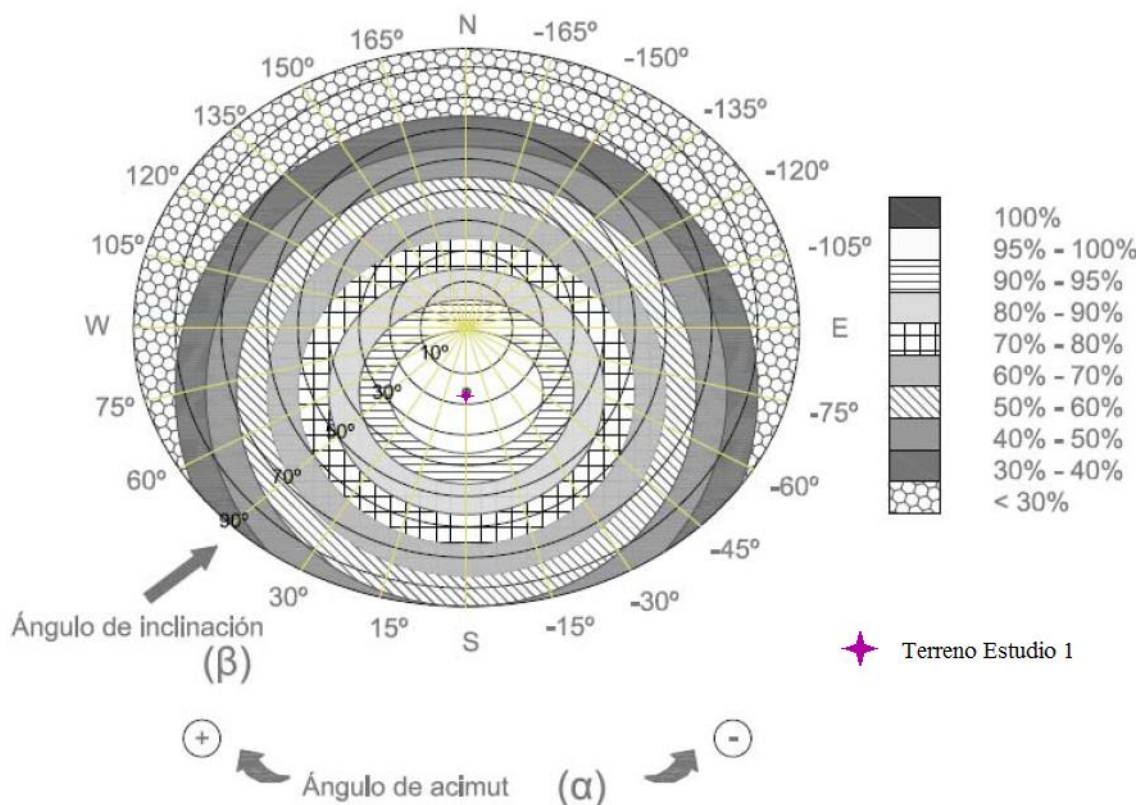


Ilustración 63. Pérdidas en terreno (estudio 1) por OI

Las pérdidas por orientación e inclinación son prácticamente nulas.

Tabla 13. Pérdidas en terreno por OI precisas (Estudio 2)

Terreno	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Aceptable
Estudio 1	0	SI

**1.2.b.2 Estudio 2. Orientación e inclinación variable.**

Adaptándose al terreno, se presentan diferentes casos:

Por la parte sur-oeste del hotel se encuentra la mayor superficie útil al efecto de colocación de módulos fotovoltaicos. En las siguientes representaciones se muestran el relieve aproximado del terreno citado.



Ilustración 64. Orografía terreno sur-oeste 1

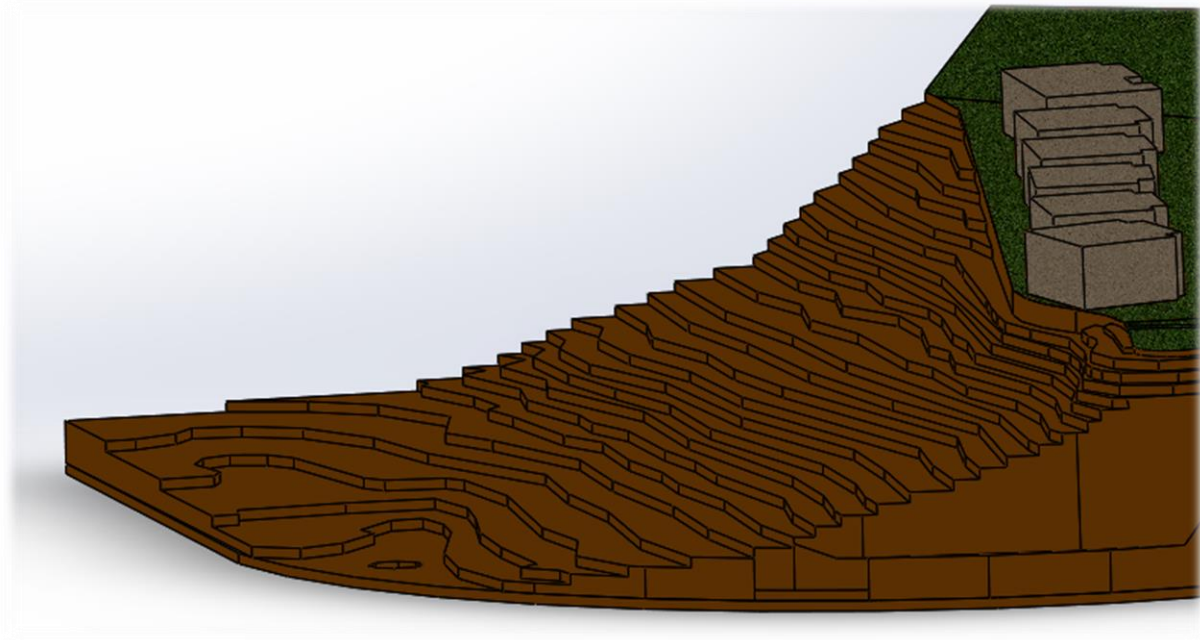


Ilustración 65. Orografía terreno sur-oeste 2

Puesto que este caso, las placas se adaptan a la forma del terreno, se observa que las características del mismo son cambiantes, se deben plantear diferentes inclinaciones. Se puede observar una zona con poca inclinación, otra con una inclinación intermedia y la última con mayor inclinación.

Además, se van a tener en cuenta las medidas de las placas fotovoltaicas, para establecer el ancho de cada una de las inclinaciones.

Los excesos o defectos de tierra, que puedan producirse por las dos condiciones anteriores, se soluciona por medio de una obra civil.

El resultado adoptado es el siguiente:

Tabla 14. Placas en terreno (Estudio 2)

	Inclinación $\beta$	Orientación $\alpha$
Placas Terreno 1	5°	94°
Placas Terreno 2	9°	94°
Placas Terreno 3	19°	94°

La visualización del terreno, posterior a la obra civil, sería:



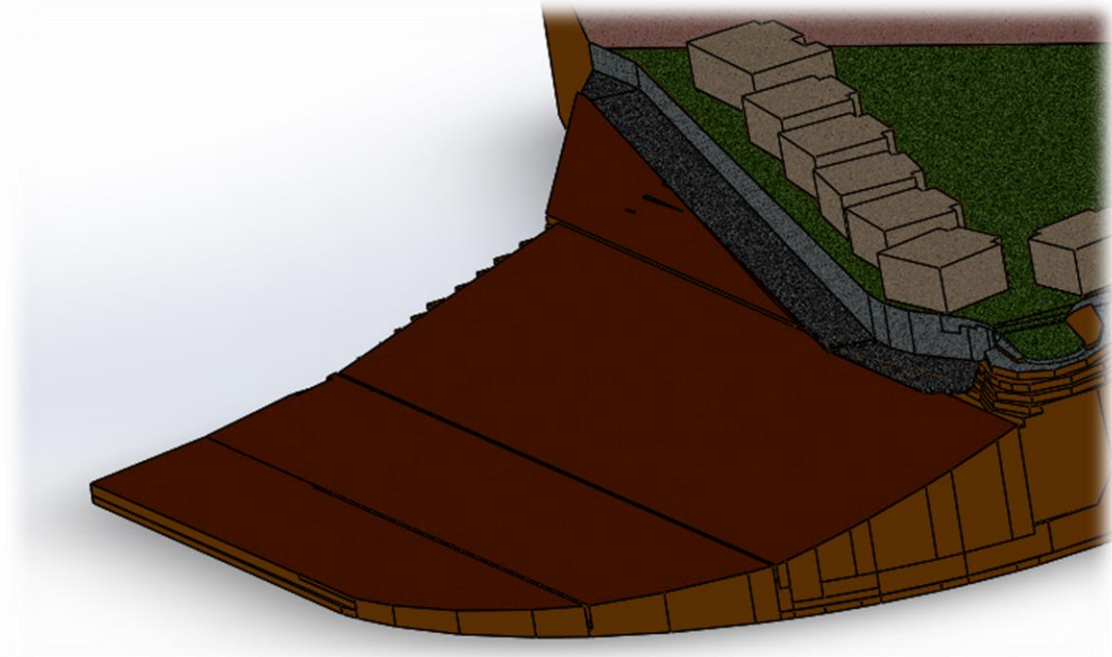


Ilustración 66. Terreno con obra civil

La primera franja, de izquierda a derecha, tiene 5° de inclinación; la segunda tiene 9°; y la tercera y cuarta tiene 19°. La orientación es la que presenta la pendiente debida por el relieve, unos + 94° (orientado al oeste y con el sur como referencia).

Los resultados de las pérdidas por orientación e inclinación para los puntos de estudio son:

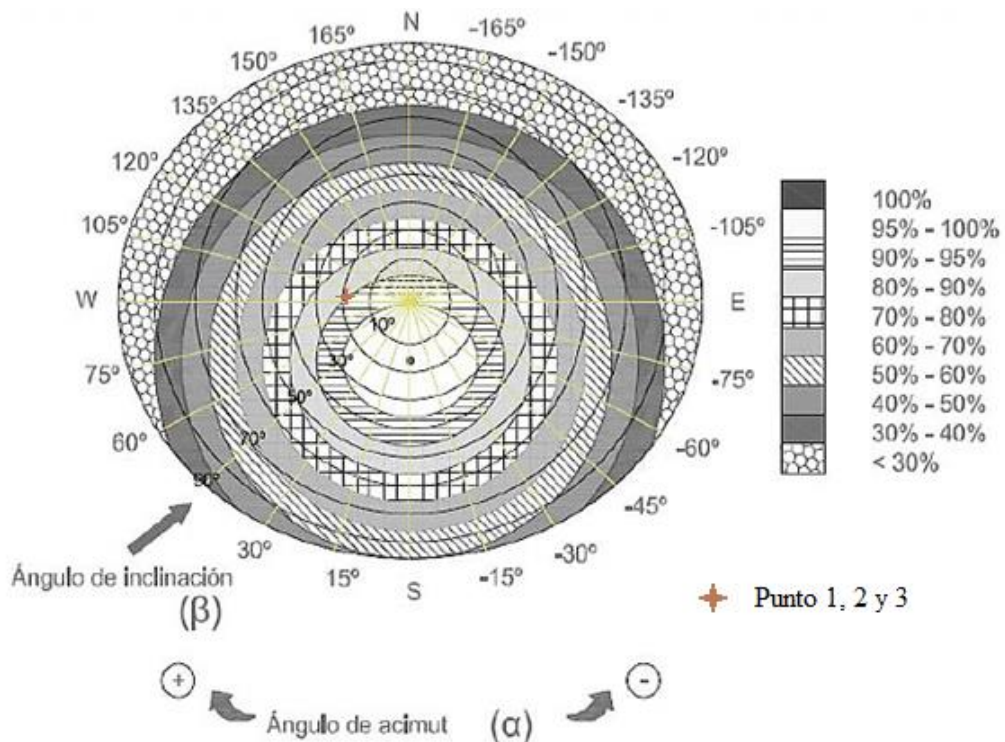


Ilustración 67. Pérdidas en terreno por OI (Estudio 2)

Tabla 15. Pérdidas OI terreno (Estudio 2)

Terreno	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Aceptable
Puntos 1, 2 y 3	10	SI

El valor resultante está en el límite.

### 1.3. Pérdidas totales(OI+S)

Por último, se calcula las pérdidas totales. Las pérdidas totales se calculan sumando las pérdidas por orientación e inclinación y las pérdidas por sombras. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombra y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

#### 1.3.a) Pérdidas totales en las cubiertas

En la siguiente tabla se muestran los resultados para cada cubierta, marcado con el color verde las cubiertas que cumple con los todos límites establecidos en la tabla anterior.

Tabla 16. Pérdidas totales cubiertas

Calculo de pérdidas totales (%)			
Cubiertas	Pérdidas por orientación e inclinación (OI)	Pérdidas por sombras (S)	Pérdidas totales (OI + S)
1	5,92	0	5,92
2	17,42	0	17,42
3	40	1,915	41,915
4	45	0	45
5	13,29	0	13,29
5.1	9,92	0,425	10,345

6	8,17	2,015	10,185
7	47	0	47
8	40	0	40
8.1	56,38	0,56	59,94
9	0	0	0
10	13,29	0	13,29
11	8,17	0	8,17
11.1	4,8	0,33	5,13
12	47	0	47
13	40	0	40
14	13,29	4,585	17,875
15	8,17	0	8,17
16	47	0	47
16.1	73,39	1,4	74,79
17	40	0	40
18	13,29	8,39	21,68
19	8,17	0	8,17
19.1	4,8	0,19	4,99
20	47	0	47
21	40	0	40
22	13,29	0	13,29
23	8,17	6,535	14,705
24	47	0	47
25	40	0	40
26	13,29	0	13,29
27	8,17	0	8,17

Solo las cubiertas que cumplan con todos los límites de pérdidas establecidos por la norma, son elegidas para la colocación de paneles fotovoltaicos instalados en superposición. En la siguiente tabla se muestran sólo dichas cubiertas.

Tabla 17. Pérdidas totales de las cubiertas válidas para la instalación de paneles fotovoltaicos

Cálculo de pérdidas totales (%)
---------------------------------

## "Anexo Cálculos"

Cubiertas	Pérdidas por orientación e inclinación (OI)	Pérdidas por sombras (S)	Pérdidas totales (OI + S)
1	5,29	0	5,29
2	17,42	0	17,42
5	13,29	0	13,29
5.1	9,92	0,425	10,345
6	8,17	2,015	10,185
9	0	0	0
10	13,29	0	13,29
11	8,17	0	8,17
11.1	4,8	0,33	5,13
14	13,29	4,585	17,875
15	8,17	0	8,17
18	13,29	8,39	21,68
19	8,17	0	8,17
19.1	4,8	0,19	4,99
22	13,29	0	13,29
23	8,17	6,535	14,705
26	13,29	0	13,29
27	8,17	0	8,17

**1.3.b. Pérdidas totales en el terreno**

Puesto que hay dos casos de estudio.

**1.3.b.1. Estudio 1. Orientación sur e inclinación óptima**

Tabla 18. Pérdidas totales en terreno (Estudio 1)

Cálculo de pérdidas totales (%)			
Terreno	Pérdidas por orientación e inclinación (OI)	Pérdidas por sombras (S)	Pérdidas totales (OI + S)
Estudio 1.1	0	4,61	4,61
Estudio 1.2	0	12,61	12,61
Estudio 1.3	0	14,48	14,84

**1.3.b.1. Estudio 2. Orientación e inclinación variable**

Tabla 19. Pérdidas totales en terreno (Estudio 2)

Cálculo de pérdidas totales (%)			
Terreno	Pérdidas por orientación e inclinación (OI)	Pérdidas por sombras (S)	Pérdidas totales (OI + S)
Estudio 2.1	10	0,64	10,64
Estudio 2.2	10	3,51	13,51
Estudio 2.3	10	4,70	14,70

Como conclusión, para los puntos de estudio 1, 2 y 3 del terreno, podemos concluir que las pérdidas totales están próximas, hay poca diferencia entre ellos. Pero en el estudio 1 no es válido el punto 2 y 3 por sombra, por lo que se puede concluir que con orientación e inclinación variable es posible aumentar el aprovechamiento del terreno y esto se debe a que en el estudio 2, los paneles están orientados hacia el Oeste, lo que disminuye las pérdidas por la mañana (que son las horas afectadas por la sombra del muro). Aunque estos resultados no son aplicables a todo el terreno. Finalmente, cabe añadir que, hay que tener en cuenta otros factores como el aprovechamiento del terreno, las especificaciones del cliente, etc.

Además, se establecerá que debe de guardarse una distancia de 7,5 metros con respecto al muro para evitar sobrepasar los límites del punto crítico (punto 3). Esta área que no es válida, será aprovechada construyendo una pista, que será utilizada para labores de mantenimiento.

**2. Inversores**

Inversor, - Transforma la energía continua producida por los módulos en corriente alterna de las mismas características que la red.

El fundamento para el dimensionamiento del inversor es el llamado ratio de potencia nominal. Esto es, la relación de la potencia de cc máxima del inversor y la potencia máxima del generador fotovoltaico conectado. En instalaciones típicas con orientación sur, la rentabilidad óptima suele darse con un ligero subdimensionamiento del inversor. Por ejemplo, en Alemania, tiene un valor en torno al 90 %. El motivo: la potencia máxima del inversor se requiere siempre solo a determinadas horas del día, y solo si a la vez las condiciones de irradiación son las ideales. Prescindir del 10 % superior de la potencia del inversor reduce el rendimiento energético de la

“Anexo Cálculos”

instalación en únicamente un 0,2 %, mientras que el ahorro de costes de inversión con una potencia del inversor reducida prevalece.

En cuanto el generador fotovoltaico difiera claramente de la orientación óptima, deja de aplicarse la “regla de oro” del 90 % para el ratio de potencia nominal. En lugar de eso, puede ser importante subdimensionar mucho más el inversor para alcanzar el rendimiento energético rentable y óptimo del 99,8 %. Lo primero que debe conocerse es la potencia pico real del generador fotovoltaico. Añadir que las placas se agruparan en función de la orientación e inclinación, así las placas que tengan una inclinación y/u orientación diferente no pueden estar conectadas al mismo inversor.

Para el cálculo de la potencia pico debe conocerse el valor “Nominal Maximun Power” ( $P_{max}$ =Potencia nominal máxima) correspondiente a la placa seleccionada y multiplicar ese valor por el número de paneles que componen el generador fotovoltaico.

$$P_{gen\ máx} = P_{max} \cdot n_p$$

*Ecuación 4. Potencia pico real del generador fotovoltaico*

Dónde:

- $P_{max}$  = Potencia nominal máxima (parámetro dado por el fabricante del módulo solar) (W).
- $n_p$  = número de placas fotovoltaicas.

Para calcular el número de inversores, se usa el valor obtenido anteriormente (potencia pico del generador), se divide entre la potencia máxima en corriente continua (entrada) del inversor escogido ( $P_{cc}$ ), este parámetro viene dado por el manual del mismo. Además, la potencia del inversor o inversores, será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico. Véase la siguiente ecuación.

$$P_{gen\ máx} \cdot F_{pot} = n_i \cdot P_{cc}$$

*Ecuación 5. Relación entre el los inversores y el generador fotovoltaico*

Dónde:  $P_{pico}$  = potencia pico real del generador fotovoltaico (W)

$F_{por}$  = Ratio de potencia nominal

$n_i$  = número de inversores

$P_{cc}$  = potencia máxima de entrada al inversor (W)

Por último, es necesario explicar los pasos que se dan para obtener el número de inversores.

El primer paso es el de suponer un ratio de potencia nominal mayor al 80%, con esta suposición, la potencia pico real y la potencia máxima de entrada al inversor, se obtiene el número de inversores necesario. Puesto que el valor resultante puede que no sea entero, es necesario redondear, preferiblemente por arriba para aumentar el ratio de potencia nominal. El último paso, sería recalcular el ratio de potencia nominal.

Cabe añadir que, para el dimensionado de los inversores, se debe tener en cuenta parámetros como el rendimiento energético (rating), la rentabilidad o la potencia nominal de CA.

Primero debe conocerse el número de entradas de punto de máxima potencia (MPP = Maximum Power Point) que tiene el inversor, normalmente A y B. Lo siguiente es conocer los strings (también llamados canales) por entrada de MPP, lo usual es que tenga 3 canales por punto de máxima potencia. Lo que haría un total de 6 canales (A:3/ B:3) por inversor (estos valores no son fijos y pueden variar en función modelo de inversor, solo han sido mostrado para aclarar términos).

El siguiente paso es dimensionar los strings. Se calculan el número de módulos que se conectan a cada inversor, con una simple división. Finalmente se calcula el número de módulos por string, dividiendo el número de módulos por inversor por el número total de strings (los de A más los de B), teniendo en cuenta que el número máximo de módulos fotovoltaicos por string y el mínimo (está determinado por los parámetros del inversor y preferentemente se trabajan con valores cercano al máximo). Esta labor conlleva un proceso de redondeo que requiere repetir los pasos una y otra vez, hasta dar con la solución óptima.

$$n_{p/i} = \frac{n_p}{n_i}$$

*Ecuación 6. Cálculo del número de placas conectadas por inversor*

Dónde: -  $n_p$  = número de paneles fotovoltaicos.

-  $n_i$  = número de inversores.

$$n_{p/string} = \frac{n_{p/i}}{s}$$

*Ecuación 7. Cálculo del número de módulos por string*

“Anexo Cálculos”

Dónde: -  $n_{p/i}$  = número de módulos por inversor.

-  $s$  = número de strings (canales).

Una vez, esté claro los módulos por canal en cada inversor, se deben realizar una serie de comprobaciones.

- Tensión de punto de máxima potencia del string según la temperatura de las células predefinida durante el diseño ( $V_{diseño\ max}$ ).

$$V_{CC\ min} < V_{diseño\ max} < V_{CC\ max}$$

*Ecuación 8. Comprobación tensión máxima de diseño*

Dónde: -  $V_{CC\ min}$  = Tensión de CC mínima del inversor (parámetro dado por el fabricante del inversor) (V).

-  $V_{CC\ max}$  = Tensión de CC máxima o tensión de entrada máxima (valor ofrecido por el fabricante del inversor) (V).

-  $V_{diseño\ max}$  = Tensión de punto de máxima potencia del string según la temperatura de las células predefinidas durante el diseño (V).

$$V_{diseño\ max} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{diseño} - T_{STC})}{100}$$

*Ecuación 9. Cálculo tensión máxima de diseño*

Dónde: -  $V_{mp}$  = voltaje óptimo de operación (parámetro dado por el fabricante del módulo) (V).

-  $n_p$  = número de placas.

-  $C_{oc}$  = coeficiente de temperatura (valor concedido por el fabricante de la panel) (%).

-  $T_{diseño}$  = temperatura de diseño (°).

-  $T_{STC}$  = temperatura bajo operación estandar de ensayo (Standard Test Conditions) (dato cedido por el manual del módulo fotovoltaico) (°).



- Tensión en vacío del string con una temperatura de las células mínima y predefinida. ( $V_{vacío}$ ).

$$V_{CC\ min} < V_{vacío} < V_{CC\ max}$$

*Ecuación 10. Comprobación tensión en vacío*

Dónde: -  $V_{CC\ min}$  = Tensión de CC mínima del inversor (parámetro dado por el fabricante del inversor) (V).

-  $V_{CC\ max}$  = Tensión de CC máxima o tensión de entrada máxima (valor ofrecido por el fabricante del inversor) (V).

-  $V_{vacío}$  = Tensión en vacío del string con una temperatura de las células mínima predefinida (V).

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_o\ mín - T_{STC})}{100}$$

*Ecuación 11. Cálculo tensión en vacío*

Dónde: -  $V_{oc}$  = voltaje en vacío (valor emitido por el fabricante de la placa fotovoltaica) (V).

-  $n_p$  = número de placas.

-  $C_{oc}$  = coeficiente de temperatura (dato concedido por el fabricante del panel) (%).

-  $T_o\ mín$  = temperatura de operación mínima (°).

-  $T_{STC}$  = temperatura bajo operación estándar de ensayo (Standard Test Conditions) (dato obtenido del manual del módulo fotovoltaico) (°).

- Intensidad de corriente continua máxima en cada entrada (Ay B).

$$I_{MPP\ max} < I_{CC\ max}$$

*Ecuación 12. Comprobación intensidad máxima en cada entrada*

Dónde: -  $I_{CC\ máx}$  = Intensidad de CC máxima o de entrada (parámetro dado por el fabricante del inversor) (A).

“Anexo Cálculos”

-  $I_{MPP \text{ máx}}$  = Intensidad de corriente continua máxima en cada entrada (A y B).

$$I_{MPP \text{ máx}} = I_{mp} \cdot n_s$$

*Ecuación 13. Cálculo de intensidad de CC máxima de entrada*

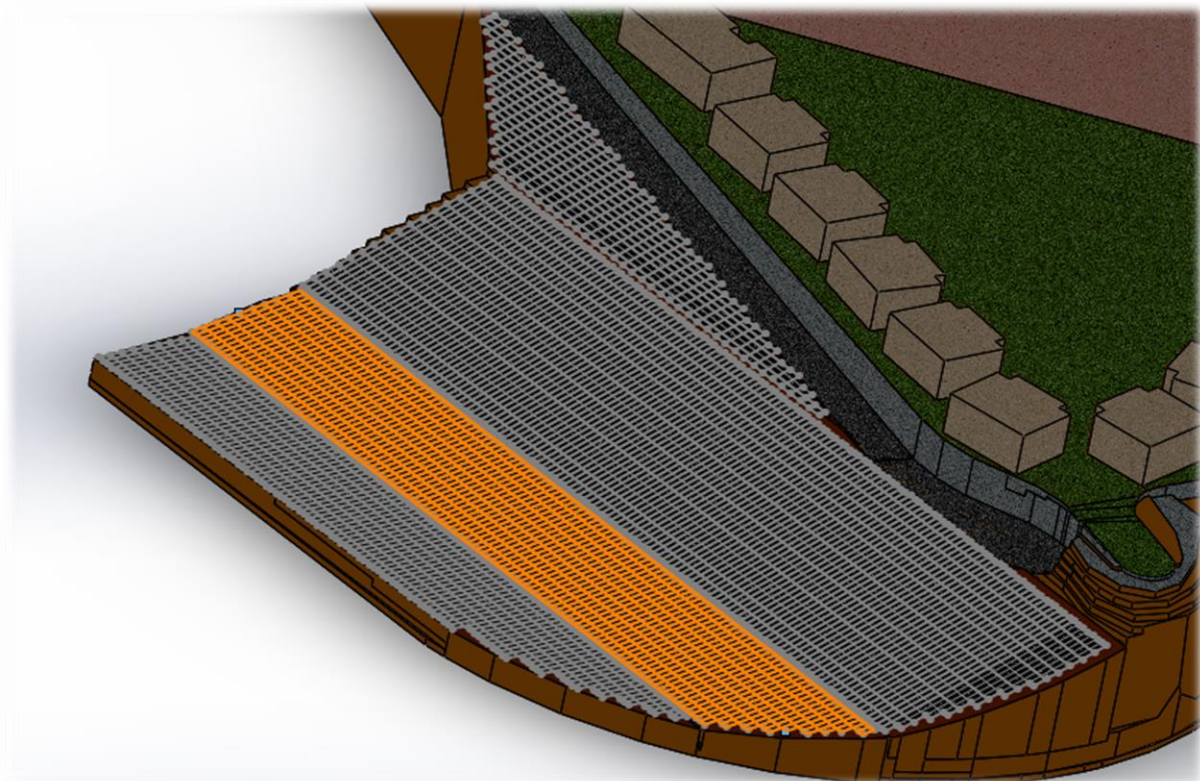
Dónde: -  $I_{mp}$  = Intensidad óptima de operación (dato emitido por el fabricante del módulo fotovoltaico) (A).

-  $n_s$  = número de strings o canales por entrada.

A continuación, se mostrará un ejemplo para aclarar algunas de las operaciones.

### 2.1. Ejemplo dimensionado de inversores.

Para este ejemplo usaremos el subproyecto 2 del terreno, marcado en la siguiente ilustración.



*Ilustración 68. Subproyecto 2 (marcado en naranja)*

El subproyecto 2 consta de 1052 paneles que forman el generador fotovoltaico, que están orientados hacia el Oeste, en concreto a  $94^\circ$  grados con respecto al sur y tienen una inclinación de  $9^\circ$ .

Paso 1. Potencia pico real del generador fotovoltaico.

Datos del panel escogido:

CS6X-310P (Canadian Solar)		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Potencia máx nominal (Pmax) [W]	310	W
Voltaje óptimo operación (Vmp) [V]	36,4	V
Intensidad óptima operación (Imp) [A]	8,52	A
Volt en vacío (Voc) [V]	44,9	V
Intensidad cortocircuito (Isc) [A]	9,08	A

$$P_{gen\ máx} = P_{max} \cdot n_p;$$

$$P_{gen\ máx} = 310\ W \cdot 1052 = \mathbf{326.120\ W};$$

Paso 2. Número de inversores.

Datos del inversor escogido

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máx de CC (cos $\phi$ =1)	25550	W	
Tensión de entrada máx.	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín.	150	V	

$$P_{gen\ máx} \cdot F_{pot} = n_i \cdot P_{CC};$$

2.1. Supongo un factor de potencia de 0,9 (90%):

$$n_i = \frac{P_{gen\ máx} \cdot F_{pot}}{P_{CC}} = \frac{326.120\ W \cdot 0,9}{25.550\ W} = 11,48\ inversores$$

2.2. Se redondea el valor a 12 inversores y se recalcula el factor de potencia:

"Anexo Cálculos"

$$n_i \cong 12 \text{ inversores}$$

$$F_{pot} = \frac{n_i \cdot P_{CC}}{P_{gen\ max}} = \frac{12 \cdot 25550\ W}{326.120\ W} = 0,9401\ (94,01\%)$$

Paso 3. Número de módulos por inversor.

$$n_{p/i} = \frac{n_p}{n_i} = \frac{1052}{12} = 87,6 \text{ paneles/inversor}$$

Se redondea por abajo, si se hiciera por arriba, faltarían paneles. Por tanto, el número de paneles por inversor serían 87.

$$n_{p/i} \cong 87 \text{ paneles/inversor}$$

$$n_p = n_{p/i} \cdot n_i = 87 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}} \cdot 12 \text{ inversores} = 1044 \text{ paneles}$$

El total de paneles que se pueden conectar a los inversores calculados son 1044. Los 8 restantes, para llegar a 1052 serán conectados a otro inversor.

Por tanto, se repetirán los pasos 1 y 2 para este inversor.

\*Paso 1. Potencia pico real del generador fotovoltaico (8 paneles).

Datos del panel escogido:

CS6X-310P (Canadian Solar)		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Potencia máx nominal (Pmax) [W]	310	W
...		

$$P_{gen\ máx} = P_{max} \cdot n_p;$$

$$P_{gen\ máx} = 310\ W \cdot 8 = 2.480\ W;$$

\*Paso 2. Número de inversores.

Datos del inversor escogido

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máx de CC (cos $\phi = 1$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx.	1000	V	
...			

Es evidente que un inversor es suficiente para albergar las 8 placas.

$$P_{gen\ max} \cdot F_{pot} = n_i \cdot P_{CC};$$

\*Paso 2.1. Cálculo el factor de potencia de:

$$n_i \cong 1 \text{ inversores}$$

$$F_{pot} = \frac{n_i \cdot P_{CC}}{P_{gen\ max}} = \frac{1 \cdot 25550\ W}{2.480\ W} = 10,3024 \text{ (1030,24 \%)}$$

El factor de potencia indica que el inversor está sobredimensionado en exceso para las soportar los 8 módulos fotovoltaicos.

Aunque, los canales de los 12 inversores calculados se pueden dimensionar para albergar 87 paneles por inversor, se modificará 1 de los inversores para buscarle "hueco" a los 8 paneles restantes. Por tanto, 11 inversores llevarán 87 por inversor, el inversor restante alojará los 8 paneles restantes, es decir 95 paneles.

\*\*Paso 1:

CS6X-310P (Canadian Solar)		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Potencia máx nominal (Pmax) [W]	310	W
...		

$$P_{gen\ máx} = P_{max} \cdot n_p;$$

$$P_{gen\ máx} = 310\ W \cdot 95 = 29.450\ W;$$

\*\*Paso 2. Número de inversores.

“Anexo Cálculos”

Datos del inversor escogido

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máx de CC (cos $\phi = 1$ ) ( $P_{CC}$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx.	1000	V	
...			

Se comprobará el factor de potencia, con los 95 paneles para el inversor número 12.

$$P_{gen\ max} \cdot F_{pot} = n_i \cdot P_{CC};$$

\*\*Paso 2.1. Cálculo el factor de potencia de:

$$n_i = 1 \text{ inversores}$$

$$F_{pot} = \frac{n_i \cdot P_{CC}}{P_{gen\ max}} = \frac{1 \cdot 25.550\ W}{29.450\ W} = 0,8676 \text{ (86,76 \%)}$$

\*\*Paso 3. Número de módulos por inversor.

$$n_{p/i} = 95 \text{ paneles/inversor}$$

Paso 4. Dimensionar los strings.

Datos del inversor:

Sunny Tripower 25000TL		
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (cos $\phi = 1$ )	25550	W
Tensión de entrada máx.	1000	V
Corriente máxima de entrada: A	33	A
Corriente máxima de entrada: B	33	A
Nº de entradas de MPP independientes	2	

A (Strings por entrada)	(A:3)	
B (Strings por entrada)	(B:3)	

Puesto que el total de canales (strings) son 6 (3 por cada punto de máxima potencia: A y B), se divide el número de placas por inversor por el número de canales. Hay que ir probando si el resultado obtenido cumple con el intervalo  $5 < n_{p/string} < 21$ .

4.1 Para  $s = 6$ :

$$n_{p/string} = \frac{n_p}{s} = \frac{87 \text{ paneles}}{6} = 14,5 \text{ paneles por string};$$

4.2 Para  $s = 5$ :

$$n_{p/string} = \frac{n_p}{s} = \frac{87 \text{ paneles}}{5} = 17,4 \text{ paneles por string};$$

4.3 Para  $s = 4$ :

$$n_{p/string} = \frac{n_p}{s} = \frac{87 \text{ paneles}}{4} = 21,75 \text{ paneles por string};$$

Con los 4 canales no sería suficiente, vamos a utilizar 5 (así nos ajustamos a la premisa acercarnos al mayor). La forma de constituir las entradas, será por ejemplo 3 canales en A y 2 canales en B.

Debido a que el número de paneles por string ha de ser entero y en cada entrada de un mismo canal (A o B) deben estar conectados el mismo número de módulos:

$$\begin{cases} A = 3 \text{ (17 paneles)} \\ B = 2 \text{ (18 paneles)} \end{cases}$$

\*\*4.1 Para  $s = 6$ :

$$n_{p/string} = \frac{n_p}{s} = \frac{95 \text{ paneles}}{6} = 15,8\hat{3} \text{ paneles por string};$$

\*\*4.2 Para  $s = 5$ :

“Anexo Cálculos”

$$n_{p/string} = \frac{n_p}{s} = \frac{95 \text{ paneles}}{5} = 19 \text{ paneles por string};$$

\*\*4.3 Para s = 4:

$$n_{p/string} = \frac{n_p}{s} = \frac{95 \text{ paneles}}{4} = 23,75 \text{ paneles por string};$$

Puesto que con 4 canales no sería suficiente, vamos a utilizar 5 (así nos ajustamos a la premisa acercarnos al mayor. La forma de organizar las entradas, será por ejemplo 3 canales en A y 2 canales en B.

Debido a que el número de paneles por string ha de ser entero y en cada entrada de un mismo canal (A o B) deben estar conectados el mismo número de módulos:

$$\begin{cases} A = 3 \text{ (19 paneles)} \\ B = 2 \text{ (19 paneles)} \end{cases}$$

Por último, deben realizarse las comprobaciones correspondientes.

Comprobaciones:

Antes de realizar los cálculos, explicaré como funciona eléctricamente un conjunto de inversor y módulos fotovoltaicos.

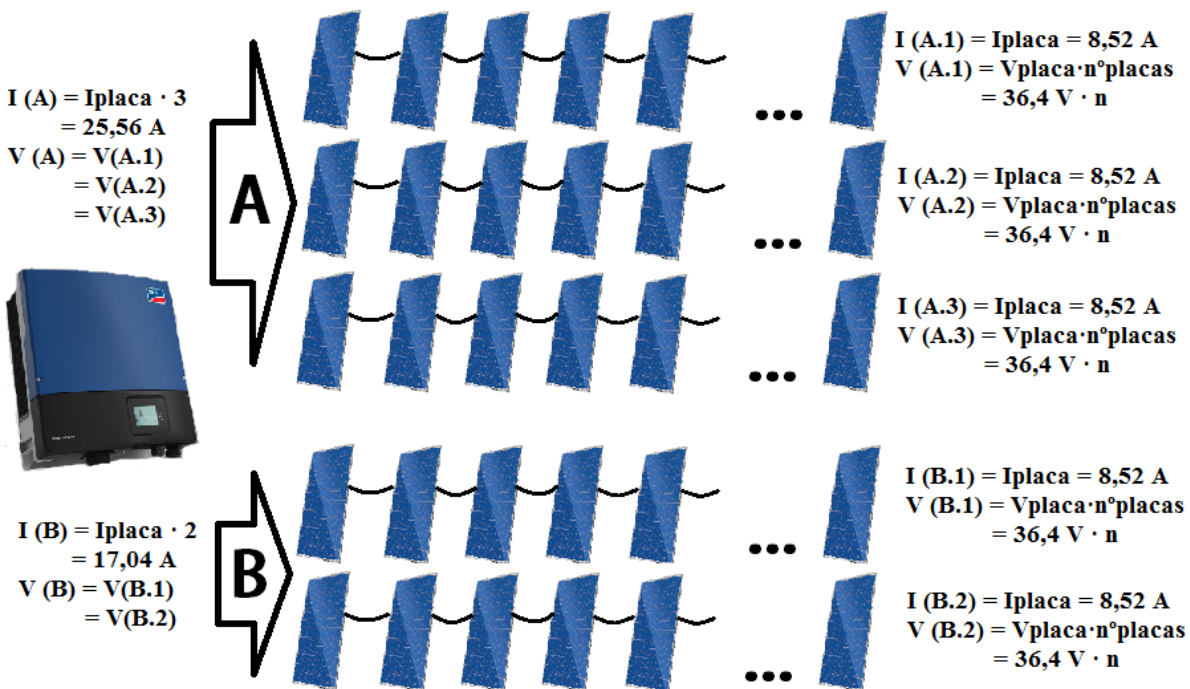


Ilustración 69. Ejemplo del funcionamiento eléctrico básico de un inversor y los módulos



En el ejemplo se presenta un inversor que tiene 2 entradas (A y B) y cada una de las entradas tienen 3 string, pero en este caso se usan los 3 canales de la entrada A y 2 canales de la entrada B. La corriente que circula por cada string es la equivalente a la intensidad del panel fotovoltaico y la tensión es el equivalente al sumatorio de tensiones de todos los módulos que se conecten al string. Por otro lado, la corriente que circula por cada entrada es el sumatorio de intensidades de todas los canales de dicha entrada y la tensión es la equivalente a la que circula por cada uno de los string de la entrada.

Se puede concluir con estas premisas que, en cada uno de los string de la misma entrada deben colocarse el mismo número de paneles, ya que están en serie y por cada uno debe circular la misma corriente. Además, en cada string deben colocarse paneles que tengan las mismas características de corriente. Las entradas de los inversores son independientes entre sí.

Inversor 1. Sunny Tripower 25000TL (A:3x17; B:2x18)

$$\triangleright V_{CC \text{ mín}} < V_{\text{diseño máx}} < V_{CC \text{ máx}}$$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC ( $\cos \phi = 1$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = 150 \text{ V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = 1000 \text{ V}$$

- Tensión de punto de máxima potencia del string según la temperatura de las células predefinida durante el diseño (25°).

Datos del panel fotovoltaico.

CS6X-310P		
<b>Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)</b>		
Pot máxima nominal ( $P_{m\acute{a}x}$ ) [W]	310	W
Volt. óptimo oper. ( $V_{mp}$ ) [V]	36,4	V
Temperatura de diseño [ $^{\circ}$ ] ( $T_{STC}$ )	25	$^{\circ}C$
...		
<b>Características en función de la temperatura</b>		
Coefficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / $^{\circ}C$
...		

En la entrada A:

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{dise\tilde{n}o} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 17 + 36,4\ V \cdot 17 \cdot (-0,31) \cdot (25^{\circ} - 25^{\circ})}{100}$$

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \mathbf{618,8\ V}$$

**150 V < 618,8 V < 1000 V** Por tanto, ¡si cumple!

En entrada B:

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{dise\tilde{n}o} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 18 + 36,4\ V \cdot 18 \cdot (-0,31/^{\circ}C) \cdot (25 - 25)^{\circ}C}{100}$$

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \mathbf{655,2\ V}$$

**150 V < 655,2 V < 1000 V** ¡Cumple!

➤  $V_{CC\ m\acute{i}n} < V_{vac\acute{i}o} < V_{CC\ m\acute{a}x}$

- Datos del inversor.

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)
---

<b>Entrada (CC)</b>			
Potencia máxima de CC ( $\cos \phi = 1$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = 150 \text{ V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = 1000 \text{ V}$$

- Tensión en vacío del string con una temperatura de las células mínima predefinida ( $V_{\text{vacío}}$ ).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
<b>Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)</b>		
Pot máx nominal ( $P_{\text{máx}}$ ) [W]	310	W
Volt en vacío ( $V_{oc}$ ) [V]	44,9	V
Temp. de Operación mínima [ $^{\circ}$ ]	-40	$^{\circ}\text{C}$
...		
<b>Características en función de la temperatura</b>		
Coefficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	$\% / ^{\circ}\text{C}$
...		

En la entrada A:

$$V_{\text{vacío}} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{o \text{ mín}} - T_{STC})}{100}$$

$$V_{\text{vacío}} = \frac{100 \cdot 44,9 \text{ V} \cdot 17 + 44,9 \cdot 17 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{\text{vacío}} = 917,10 \text{ V}$$

“Anexo Cálculos”

**150 V < 917, 10 < 1000 V** Por ende, ¡si cumple!

En entrada B:

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{o\text{ mín}} - T_{STC})}{100}$$

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot 44,9\text{ V} \cdot 18 + 44,9 \cdot 18 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{vacío} = 971,05\text{ V}$$

**150 V < 971,05 V < 1000 V** ¡Cumple!

➤  $I_{MPP\text{ máx}} < I_{CC\text{ máx}}$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)		
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (cos $\phi$ =1)	25550	W
Corriente máxima de entrada: A	33	A
Corriente máxima de entrada: B	33	A

$$I_{CC\text{ máx}} = 33\text{ A} = I_{CC\text{ máx A}} = I_{CC\text{ máx B}}$$

- Intensidad de corriente continua máxima en cada entrada (Ay B).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Pot máx nominal (P <sub>máx</sub> ) [W]	310	W
Int. óptima oper. (Imp) [A]	8,52	A
...		

En la entrada A:

$$I_{MPP \text{ máx } A} = I_{mp} \cdot n_{s A}$$

$$I_{MPP \text{ máx } A} = 8,52 A \cdot 3 \text{ string} = \mathbf{25,56 A}$$

**25,56 A < 33 A** Por tanto, ¡Cumple!

En la entrada B:

$$I_{MPP \text{ máx } B} = I_{mp} \cdot n_{s B} = 8,52 A \cdot 2 \text{ string} = \mathbf{17,04 A}$$

**17,04 A < 33 A** ¡Cumple!

Inversor 2. Sunny Tripower 25000TL (A:3x19; B:2x19)

➤  $V_{CC \text{ mín}} < V_{\text{diseño máx}} < V_{CC \text{ máx}}$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC (cos $\phi$ =1)	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = \mathbf{150 V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = \mathbf{1000 V}$$

- Tensión de punto de máxima potencia del string según la temperatura de las células predefinida durante el diseño (25°).

Datos del panel fotovoltaico.

CS6X-310P		
<b>Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)</b>		
Pot máxima nominal ( $P_{m\acute{a}x}$ ) [W]	310	W
Volt. óptimo oper. ( $V_{mp}$ ) [V]	36,4	V
Temperatura de diseño [ $^{\circ}$ ] ( $T_{STC}$ )	25	$^{\circ}C$
...		
<b>Características en función de la temperatura</b>		
Coefficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / $^{\circ}C$
...		

En la entrada A:

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{dise\tilde{n}o} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 19 + 36,4\ V \cdot 19 \cdot (-0,31) \cdot (25^{\circ} - 25^{\circ})}{100}$$

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \mathbf{691,6\ V}$$

**150 V < 691,6 V < 1000 V** Por tanto, ¡si cumple!

En entrada B:

Puesto que tiene el mismo número de paneles, el resultado es exactamente el mismo que el anterior

$$V_{dise\tilde{n}o\ m\acute{a}x\ en\ A} = \mathbf{691,6\ V}$$

**150 V < 691,6 V < 1000 V** ¡Cumple!

➤  $V_{CC\ m\acute{i}n} < V_{vac\acute{i}o} < V_{CC\ max}$

- Datos del inversor.

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)		
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máxima de CC ( $\cos \phi = 1$ )	25550	W

Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = 150 \text{ V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = 1000 \text{ V}$$

- Tensión en vacío del string con una temperatura de las células mínima predefinida ( $V_{\text{vacío}}$ ).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
<b>Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)</b>		
Pot máx nominal ( $P_{\text{máx}}$ ) [W]	310	W
Volt en vacío ( $V_{oc}$ ) [V]	44,9	V
Temp. de Operación mínima [ $^{\circ}$ ]	-40	$^{\circ}\text{C}$
...		
<b>Características en funcion de la temperatura</b>		
Coefficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / $^{\circ}\text{C}$
...		

En la entrada A:

$$V_{\text{vacío}} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{o \text{ mín}} - T_{STC})}{100}$$

$$V_{\text{vacío}} = \frac{100 \cdot 44,9 \text{ V} \cdot 19 + 44,9 \cdot 19 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{\text{vacío}} = 1025,0 \text{ V}$$

**150 V < 1025,0 < 1000 V** Por ende, ¡No cumple!

“Anexo Cálculos”

En entrada B:

Como tiene el mismo número de módulos, la tensión es la misma.

$$V_{vacío} = 1025,0 V$$

$$150 V < 1025,0 V < 1000 V \text{ ¡No cumple!}$$

$$\text{➤ } I_{MPP \text{ máx}} < I_{CC \text{ máx}}$$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)		
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (cos $\phi = 1$ )	25550	W
Corriente máxima de entrada: A	33	A
Corriente máxima de entrada: B	33	A

$$I_{CC \text{ máx}} = 33 A = I_{CC \text{ máx} A} = I_{CC \text{ máx} B}$$

- Intensidad de corriente continua máxima en cada entrada (Ay B).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Pot máx nominal ( $P_{máx}$ ) [W]	310	W
Int. óptima oper. ( $I_{mp}$ ) [A]	8,52	A
...		

En la entrada A:

$$I_{MPP \text{ máx} A} = I_{mp} \cdot n_s A$$

$$I_{MPP \text{ máx} A} = 8,52 A \cdot 3 \text{ string} = 25,56 A$$

$$25,56 A < 33 A \text{ Por tanto, ¡Cumple!}$$



En la entrada B:

$$I_{MPP \text{ máx } B} = I_{mp} \cdot n_{s B} = 8,52 \text{ A} \cdot 2 \text{ string} = 17,04 \text{ A}$$

**17,04 A < 33 A** ¡Cumple!

Puesto que en este inversor una de las comprobaciones no cumple, hay que dimensionar de nuevo los inversores.

Ya que esta labor es tediosa y existen medios para realizar estos dimensionamientos, se procederá al uso de dicho software a partir de ahora en adelante.

Con ayuda de software online de sunnydesignweb, se ha llegado a la siguiente solución

- 11 inversores Sunny Tripower 25000TL (A:3x18; B:2x17)
- 1 inversor Sunny Tripower 25000TL (A:3x16; B:2x18)

Las comprobaciones pertinentes.

Inversor 1. Sunny Tripower 25000TL (A:3x18; B:2x17)

$$\triangleright V_{CC \text{ mín}} < V_{\text{diseño máx}} < V_{CC \text{ máx}}$$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC (cos $\phi$ =1)	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = 150 \text{ V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = 1000 \text{ V}$$

## “Anexo Cálculos”

- Tensión de punto de máxima potencia del string según la temperatura de las células predefinida durante el diseño (25°).

Datos del panel fotovoltaico.

CS6X-310P		
<b>Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)</b>		
Pot máxima nominal ( $P_{m\acute{a}x}$ ) [W]	310	W
Volt. óptimo oper. ( $V_{mp}$ ) [V]	36,4	V
Temperatura de diseño [°] ( $T_{STC}$ )	25	°C
...		
<b>Características en función de la temperatura</b>		
Coeficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / °C
...		

En la entrada A:

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{diseño} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 18 + 36,4\ V \cdot 18 \cdot (-0,31) \cdot (25^\circ - 25^\circ)}{100}$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = 655,2\ V$$

**150 V < 655,2 V < 1000 V** Por tanto, ¡si cumple!

En entrada B:

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{diseño} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 17 + 36,4\ V \cdot 17 \cdot (-0,31/^\circ C) \cdot (25 - 25)^\circ C}{100}$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = 618,8\ V$$

**150 V < 618,8 V < 1000 V** ¡Cumple!

➤  $V_{CC\ min} < V_{vacío} < V_{CC\ max}$

- Datos del inversor.

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC (cos $\phi = 1$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC\ máx}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC\ mín}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC\ mín} = 150\ V$$

$$V_{CC\ máx} = 1000\ V$$

- Tensión en vacío del string con una temperatura de las células mínima predefinida ( $V_{vacío}$ ).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Pot máx nominal ( $P_{máx}$ ) [W]	310	W
Volt en vacío ( $V_{oc}$ ) [V]	44,9	V
Temp. de Operación mínima [°]	-40	°C
...		
Características en función de la temperatura		
Coefficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / °C
...		

En la entrada A:

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{o\ min} - T_{STC})}{100}$$

“Anexo Cálculos”

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot 44,9 \text{ V} \cdot 18 + 44,9 \cdot 18 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{vacío} = 971,05 \text{ V}$$

**150 V < 971,05 V < 1000 V** Por ende, ¡si cumple!

En entrada B:

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_o \text{ mín} - T_{STC})}{100}$$

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot 44,9 \text{ V} \cdot 17 + 44,9 \cdot 17 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{vacío} = 917,10 \text{ V}$$

**150 V < 917,10 V < 1000 V** ¡Cumple!

➤  $I_{MPP \text{ máx}} < I_{CC \text{ máx}}$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)		
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (cos $\phi$ =1)	25550	W
Corriente máxima de entrada: A	33	A
Corriente máxima de entrada: B	33	A

$$I_{CC \text{ máx}} = 33 \text{ A} = I_{CC \text{ máx A}} = I_{CC \text{ máx B}}$$

- Intensidad de corriente continua máxima en cada entrada (Ay B).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Pot máx nominal (P <sub>máx</sub> ) [W]	310	W
Int. óptima oper. (Imp) [A]	8,52	A

...		
-----	--	--

En la entrada A:

$$I_{MPP \text{ máx } A} = I_{mp} \cdot n_{s A}$$

$$I_{MPP \text{ máx } A} = 8,52 A \cdot 3 \text{ string} = \mathbf{25,56 A}$$

**25,56 A < 33 A** Por tanto, ¡Cumple!

En la entrada B:

$$I_{MPP \text{ máx } B} = I_{mp} \cdot n_{s B} = 8,52 A \cdot 2 \text{ strig} = \mathbf{17,04 A}$$

**17,04 A < 33 A** ¡Cumple!

Inversor 2. Sunny Tripower 25000TL (A:3x16; B:2x18)

➤  $V_{CC \text{ mín}} < V_{\text{diseño máx}} < V_{CC \text{ máx}}$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC ( $\cos \phi = 1$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = \mathbf{150 V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = \mathbf{1000 V}$$

## “Anexo Cálculos”

- Tensión de punto de máxima potencia del string según la temperatura de las células predefinida durante el diseño (25°).

Datos del panel fotovoltaico.

CS6X-310P		
<b>Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)</b>		
Pot máxima nominal ( $P_{m\acute{a}x}$ ) [W]	310	W
Volt. óptimo oper. ( $V_{mp}$ ) [V]	36,4	V
Temperatura de diseño [°] ( $T_{STC}$ )	25	°C
...		
<b>Características en función de la temperatura</b>		
Coeficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / °C
...		

En la entrada A:

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{diseño} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 16 + 36,4\ V \cdot 16 \cdot (-0,31) \cdot (25^\circ - 25^\circ)}{100}$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \mathbf{582,4\ V}$$

**150 V < 582,4 V < 1000 V** Por tanto, ¡sí cumple!

En entrada B:

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot V_{mp} \cdot n_p + V_{mp} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{diseño} - T_{STC})}{100};$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \frac{100 \cdot 36,4\ V \cdot 18 + 36,4\ V \cdot 18 \cdot (-0,31) \cdot (25^\circ - 25^\circ)}{100}$$

$$V_{diseño\ máx\ en\ A} = \mathbf{655,2\ V}$$

**150 V < 655,2 V < 1000 V** ¡Cumple!

$$\triangleright V_{CC \text{ mín}} < V_{\text{vacío}} < V_{CC \text{ max}}$$

- Datos del inversor.

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)			
Entrada (CC)			
Potencia máxima de CC (cos $\phi = 1$ )	25550	W	
Tensión de entrada máx. ( $V_{CC \text{ máx}}$ )	1000	V	
Rango de tensión MPP	390	800	V
Tensión asignada de entrada	600	V	
Tensión de entrada mín. ( $V_{CC \text{ mín}}$ )	150	V	
...			

$$V_{CC \text{ mín}} = 150 \text{ V}$$

$$V_{CC \text{ máx}} = 1000 \text{ V}$$

- Tensión en vacío del string con una temperatura de las células mínima predefinida ( $V_{\text{vacío}}$ ).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Pot máx nominal ( $P_{\text{máx}}$ ) [W]	310	W
Volt en vacío ( $V_{oc}$ ) [V]	44,9	V
Temp. de Operación mínima [ $^{\circ}$ ]	-40	$^{\circ}\text{C}$
...		
Características en función de la temperatura		
Coeficiente de temp ( $C_{oc}$ )	-0,31	% / $^{\circ}\text{C}$
...		

En la entrada A:

$$V_{\text{vacío}} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_{o \text{ mín}} - T_{STC})}{100}$$

“Anexo Cálculos”

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot 44,9 \text{ V} \cdot 16 + 44,9 \cdot 16 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{vacío} = 863,16 \text{ V}$$

**150 V < 863,16 < 1000 V** Por consiguiente, ¡Cumple!

En entrada B:

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot V_{oc} \cdot n_p + V_{oc} \cdot n_p \cdot C_{oc} \cdot (T_o \text{ mín} - T_{STC})}{100}$$

$$V_{vacío} = \frac{100 \cdot 44,9 \text{ V} \cdot 18 + 44,9 \cdot 18 \cdot (-0,31/^{\circ}\text{C}) \cdot (-40^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100}$$

$$V_{vacío} = 971,05 \text{ V}$$

**150 V < 971,05 V < 1000 V** ¡Si cumple!

➤  $I_{MPP \text{ máx}} < I_{CC \text{ máx}}$

- Datos del inversor

Sunny Tripower 25000TL (Canadian Solar)		
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (cos $\phi = 1$ )	25550	W
Corriente máxima de entrada: A	33	A
Corriente máxima de entrada: B	33	A

$$I_{CC \text{ máx}} = 33 \text{ A} = I_{CC \text{ máx A}} = I_{CC \text{ máx B}}$$

- Intensidad de corriente continua máxima en cada entrada (Ay B).

Datos de la placa fotovoltaica.

CS6X-310P		
Electrical Data / STC (Stándar Test Condition)		
Pot máx nominal ( $P_{\text{máx}}$ ) [W]	310	W
Int. óptima oper. ( $I_{\text{mp}}$ ) [A]	8,52	A



...		
-----	--	--

En la entrada A:

$$I_{MPP \text{ máx } A} = I_{mp} \cdot n_{s A}$$

$$I_{MPP \text{ máx } A} = 8,52 A \cdot 3 \text{ string} = 25,56 A$$

**25,56 A < 33 A** Por tanto, ¡Cumple!

En la entrada B:

$$I_{MPP \text{ máx } B} = I_{mp} \cdot n_{s B} = 8,52 A \cdot 2 \text{ strig} = 17,04 A$$

**17,04 A < 33 A** ¡Cumple!

El resultado final queda reflejado en la siguiente tabla.

Tabla 20. Resultado Inversores calculados para subproyecto 2

Proyecto	Inversores	Entradas
Subproyecto 2	11 x Sunny Tripower 25000TL	A:3x18; B:2x17
(1052 placas)	1 x Sunny Tripower 25000TL	A:3x16; B:2x18

Y el resultado obtenido por medio del software de Sunny Design Web.

Distribuidos por el terreno.

Tabla 21. Resultados de SunnyDesignWeb de los inversores en el terreno

Generador fotovoltaico del terreno	Unidades	Inversor	Entradas
Subproyecto 1	8	STP 25000TL-30	A: 3x17; B: 2x18
	1	STP 20000TL-30	A: 3x16; B: 1x11
Subproyecto 2	11	STP 25000TL-30	A: 3x18; B: 2x17
	1	STP 25000TL-30	A: 3x16; B:2x18
Subproyecto 3	28	STP 25000TL-30	A: 3x17; B: 2x16
	1	STP 25000TL-30	A: 3x18; B:2x18

“Anexo Cálculos”

Comparando los resultados obtenidos mediante el cálculo, con los valores del software, se puede observar que los valores coinciden con exactitud.

Dispuesto por las cubiertas.

*Tabla 22. Resultados de SunnyDesignWeb de los inversores de toda la instalación*

Generador fotovoltaico de las cubiertas	Unidades	Inversor	Entradas
Cubierta 1	1	STP 9000TL-20	A: 1x15; B: 1x15
Cubierta 2	1	STP 15000TL-10	A: 2x16; B: 1x11
Cubierta 5	1	STP 20000TL-30	A: 3x16; B: 1x11
Cubierta 5.1	1	STP 8000TL-20	A: 1x16; B: 1x12
Cubierta 6	1	STP 20000TL-30	A: 2x18; B: 2x17
Cubierta 9	1	STP 8000TL-20	A: 1x14; B: 1x14
Cubierta 10	1	STP 6000TL-20	A: 1x19
Cubierta 11	1	STP 15000TL-10	A: 2x16; B: 1x16
Cubierta 14	1	STP 20000TL-30	A: 2x16; B: 1x17
Cubierta 15	2	STP 10000TL-20	A: 1x18; B: 1x17
	1	STP 10000TL-20	A: 1x17; B: 1x14
Cubierta 18	1	STP 6000TL-20	A: 1x19
Cubierta 19	1	STP 9000TL-20	A: 1x17; B: 1x13
Cubierta 22	1	STP 15000TL-10	A: 2x20
Cubierta 23	1	STP 5000TL-20	A: 1x17
Cubierta 26	1	STP 5000TL-20	A: 1x18
Cubierta 27	1	STP 15000TL-10	A: 2x15; B: 1x12

### 3. Secciones

#### 3.1. Introducción

La primera condición para dimensionar los cables de conexión está establecida en la REBT, por la instrucción para instalaciones generadoras de baja tensión, ITC-BT-40. Los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no debe ser superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

El procedimiento de cálculo se realiza obteniendo la sección mediante 2 métodos; utilizando el criterio de intensidad máxima que circula por los cables y el criterio de la máxima caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior. Se comparan las 2 secciones obtenidas y se elige la mayor.

#### *Criterio de caída de tensión admisible*

Para los cálculos de la caída de tensión, se tiene en cuenta el anexo II de la REBT, donde se establecen las siguientes fórmulas, según si las fases de la línea

Para sistemas monofásicos:

$$\Delta U = 2 (R + X \tan \phi) (P / U1)$$

Caída de tensión para sistemas trifásicos:

$$\Delta U_{III} = (R + X \tan \phi) * (P / U1)$$

Dónde: R: Resistencia de la línea en  $\Omega$

X: Reactancia de la línea en  $\Omega$

U1: Tensión nominal en V.

P: Potencia transportada por la línea en W.

$\tan \phi$ : tangente del ángulo correspondiente al factor de potencia.

“Anexo Cálculos”

Para secciones menores o iguales de 120 mm<sup>2</sup>, la contribución a la caída de tensión por efecto de la reactancia es despreciable frente al efecto de la resistencia. Por lo que es posible simplificar las ecuaciones de la forma siguiente:

Para sistemas monofásicos:

$$\Delta U = (2 * R * P) / U_1$$

Para sistemas trifásicos:

$$\Delta U_{III} = (R * P) / U_1$$

El cálculo de la resistencia de un cable se realiza igual para los dos sistemas expuestos:

$$R = c * \rho_{\theta} * L / S$$

Dónde:  $\rho_T$ : resistividad del conductor a la temperatura de servicio prevista ( $T$ ).

L: longitud del cable en metros.

S: sección del cable en mm<sup>2</sup>.

c: incremento para corriente alterna. (se puede tomar 1,02).

Para los cálculos en corriente continua no se tiene en cuenta el valor del incremento c.

El valor de la resistividad depende del material del cableado y la temperatura de servicio prevista para el conductor. Con estos datos se sustituyen valores en la siguiente ecuación.

$$\rho_T = \rho_{20} * (1 + \alpha * (T - 20))$$

Dónde: T: temperatura de servicio prevista para el conductor.

*Tabla 23. Valores de la resistividad y del coeficiente de temperatura para el cobre*

Material	$\rho_{20}[\Omega * \text{mm}^2/\text{m}]$	$\alpha[^\circ\text{C}^{-1}]$
Cobre	0,018	0,00392

Para instalaciones de baja tensión tanto interiores como de enlace es admisible despreciar el efecto piel y el efecto de proximidad, así como trabajar con el inverso de la resistividad que se denomina conductividad ( $\gamma$ , en unidades  $\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$ ). Aplicando estos criterios la fórmula de caída de tensión queda reducida de la manera siguiente:

Para sistemas monofásicos:

$$\Delta U = \frac{2 * P * L}{S * \gamma * U1}$$

Para sistemas trifásicos:

$$\Delta U_{III} = \frac{P * L}{\gamma * U1 * S}$$

El término de la conductividad, depende de la resistividad ( $\rho$ ), y esta a su vez de la temperatura (T). Escoger valores de conductividad eléctrica a otra temperatura suele ser un error muy frecuente.

Un error muy frecuente es considerar utilizar el valor de conductividad para una temperatura de 20°C, pues al margen de la temperatura ambiente en la que se encuentran se calientan por efecto Joule y podríamos llegar a errores del 28 % si consideráramos la conductividad a 20°C.

Para calcular valores de conductividad ( $\gamma$ ) a cualquier temperatura, solo hay que tener en cuenta que este valor es la inversa de la resistividad, por lo tanto, la fórmula para calcular dicho término que definida como la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{1}{\rho_T} = \frac{1}{\rho_{20} * (1 + \alpha * (T - 20))}$$

Para un cálculo más real de la temperatura estimada de servicio del conductor existe la siguiente fórmula:

$$T = T_0 + (T_{\text{máx}} - T_0) * (I / I_{\text{máx}})^2$$

Dónde: T: temperatura real estimada en el conductor.

“Anexo Cálculos”

$T_{m\acute{a}x}$ : temperatura máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento.

$T_0$  : temperatura ambiente del conductor.

I: intensidad prevista para el conductor.

$I_{m\acute{a}x}$ : intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación.

La temperatura máxima admisible del conductor ( $T_{m\acute{a}x}$ ) está condicionada al tipo de aislamiento del conductor. Para los aislamientos termoplásticos (PVC) esta temperatura se fija en 70°C y para los aislamientos termoestables (XLPE o similar) en 90°C.

La temperatura ambiente ( $T_0$ ) se establece en 25°C para cables enterrados y 40°C para cables al aire.

El valor de la intensidad máxima ( $I_{m\acute{a}x}$ ) debe ser incrementado en un 25% según indica el punto 5 de la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de BT) del REBT.

Por lo tanto, la fórmula para calcular la sección de los cables por el método de la caída de tensión admisible queda definida a continuación.

Para sistemas monofásicos:

$$S = \frac{2 * P * L}{\Delta U * \gamma * U1}$$

Para sistemas trifásicos:

$$S = \frac{P * L}{\Delta U_{III} * \gamma * U1}$$

Si la potencia transportada por la línea no es un dato de partida se puede calcular mediante las siguientes fórmulas.

Para sistemas monofásicos:

$$P = I * U1 * \cos \phi$$

Para sistemas trifásicos:

$$P = \sqrt{3} * I * U1 * \cos \phi$$

Donde:  $\cos \phi$ : factor de potencia

### ***Criterio de intensidad máxima***

Atendiendo al método de cálculo de la sección por intensidad máxima, se escogerá la intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico como intensidad máxima del generador. Este valor de intensidad esta tomado para condiciones estándar de diseño a una temperatura de 25°C, por lo que deberá corregirse tomando como las condiciones de temperatura máxima del lugar de la instalación, de modo que el cableado quede dimensionado para el peor de los casos.

Intensidad cortocircuito del generador:

$$I_{CC} = I_{SC} + I_{SC} * (T_{max} - 25^{\circ}C) * \text{Coeficiente de temperatura}$$

Cuando las condiciones de la instalación son distintas a los estándares tomadas como base para la confección de la Tabla 1 (Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento) del REBT, hay más de un circuito en la misma canalización, hay influencia de los armónicos o se alimenta a receptores concretos, se tomarán los siguientes factores de corrección.

Factor de corrección por temperatura para aislamientos termoestables

$$K = \sqrt{\frac{90 - T_a}{90 - 40}}$$

Donde:  $T_a$ : temperatura máxima de ambiente registrada para la localización de la instalación.

Factor de corrección por agrupamiento:

El calentamiento mutuo de los cables, cuando varios circuitos coinciden en la misma canalización, obliga a considerar un factor de corrección adicional para tener en cuenta la mayor

“Anexo Cálculos”

dificultad para disipar el calor generado, ya que esta situación equivale a una mayor temperatura ambiente. En el REBT se encuentra la siguiente tabla extraída de la norma UNE 20 460-5-523.

Tabla 24. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos

Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1	0.8	0.7	0.65	0.55	0.55	0.55	0.5	0.5	0.45	0.4	0.4
Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1	0.85	0.8	0.75	0.75	0.7	0.7	0.7	0.7	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores		
Capa única en el techo	0.95	0.8	0.7	0.7	0.65	0.65	0.65	0.6	0.6			
Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1	0.9	0.8	0.75	0.75	0.75	0.75	0.7	0.7			
Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1	0.9	0.8	0.75	0.75	0.75	0.75	0.7	0.7			
Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines), etc.	1	0.85	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.

Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.

Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.

Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas



de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.

Nota 5. Si un número se compone de “n” conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como “n/2” circuitos de dos conductores o “n/3” circuitos de tres conductores cargados.

Es importante señalar que, si una línea está calculada para cable multiconductor, se pueden utilizar cables unipolares puesto que los circuitos constituidos por agrupación de cables unipolares soportan mayor intensidad admisible que si se utiliza cable multiconductor.

Estos factores deben utilizarse para modificar las intensidades indicadas en la tabla 1 de la ITC-BT-19, esta tabla nos indica las intensidades máximas admisibles para una determinada sección de cable según el tipo de instalación, tipos de cable y agrupamiento de estos. La tabla 1 de esta ITC corresponde al apartado 11.2 de la norma UNE 20.460 -5-523.

Tabla 25. Intensidades admisibles

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A		Conductores aislados en trayes empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multicables en trayes empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en trayes o en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multicables en trayes o en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multicables discolamente sobre la pared <sup>1)</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multicables al aire libre <sup>2)</sup> Distancia a la pared no inferior a 0,5D <sup>3)</sup>					3x PVC		2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto con la pared <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>						2x PVC			3x XLPE o EPR <sup>6)</sup>		
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>5)</sup>								3x PVC <sup>6)</sup>		3x XLPE o EPR <sup>6)</sup>	
		mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Cobre</b>		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	16	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	58	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35	77	86	96	104	110	119	131	144	154	166	206
		50	94	103	113	123	133	145	159	179	188	206	250
		70			148	160	171	188	202	234	244	264	321
		95			188	194	207	230	245	271	296	301	391
		120			208	225	240	267	284	314	348	355	455
	150			234	260	278	310	330	363	404	404	525	
	185			268	297	317	354	386	415	464	464	601	
	240			315	350	374	419	455	480	552	552	711	
	300			360	404	433	484	524	565	640	640	821	

- 1) A partir de 25 mm<sup>2</sup> de sección.
- 2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
- 3) O en bandeja no perforada.
- 4) O en bandeja perforada.
- 5) D es el diámetro del cable.

Nota: Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.









Puesto que esta tabla carece de algunos valores de intensidad admisible y esta se presenta en una calidad poco legible, Vamos a utilizar la tabla A.52-1 bis - Intensidades admisibles (en amperios) al aire (40 °C) de la norma UNE 20460-5-523 (nov. 2004) que se encuentra en el

catálogo de PRYSMIAN de baja tensión. Los valores que no aparecen en la tabla 1 de la ITC-BT-19 han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE 20460-5-523.

Tabla 26. Intensidades admisibles-Catálogo Prysmian

TABLA A.52-1bis:

**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	467	516	547	640	674	713	

“Anexo Cálculos”

### 3.1.1. Ejemplo de secciones en la instalación de la cubierta 5

Se calculan las secciones para los grupos generadores situados en la cubierta número 5 se dimensionará la parte de corriente continua desde el grupo placas fotovoltaicas conectadas en serie hasta el inversor. Y la parte de corriente alterna desde el inversor hasta el controlador dinámico de potencia(CDP-G) y desde este circutor hasta el contador.

A continuación, se enuncian los datos necesarios para el dimensionamiento de las secciones.

Temperatura ambiente máxima recogida: 36°C

Tipo de cable: P-Sun 2.0

- Aislamiento: termoestable (XPLE)
- Material: cobre

Tipo de instalación: tendido en bandeja rejilla (instalación tipo F)

Características del Generador:

- Fabricante: Canadian Solar Inc.
- Módulo FV: CS6X-315P-FG
- Intensidad de cortocircuito: 9.18 A
- Intensidad nominal de operación: 8.61 A
- Tensión nominal de operación: 36.6 V
- Coeficiente de temperatura para la tensión: -0.31 % / °C
- Coeficiente de temperatura para la intensidad: 0,053 % / °C
- Temperatura de diseño: 25°C

**Tramo1- Placas fotovoltaicas-inversor-Corriente continua**

Comenzaremos dimensionando la parte de corriente continua, el cableado entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Las combinaciones del número de paneles fotovoltaicos por canal y el número de string ha sido optimizado por el programa de cálculo Sunny Design Web. Cada inversor cuenta con 2 canales de entrada, A y B.

Canal A:

Número de paneles en serie de cada string (cadena): 16

Número de string (cadenas de paneles en serie): 3

La intensidad de la línea será el producto de las intensidades en el punto de máxima potencia de cada panel multiplicado por el número de string. los paneles en serie son recorridos por la misma intensidad. Esta intensidad debe calcularse para la temperatura máxima de ambiente.

Intensidad de cortocircuito del panel:

$$I_{CC} = I_{SC} + I_{SC} * (T_{max} - 25^{\circ}C) * Coeficiente\ de\ temperatura$$

Sustituyendo valores

$$I_{CC} = 9.18\ A + 9.18\ A * (36^{\circ}C - 25^{\circ}C) * \frac{0,053}{100} \frac{1}{^{\circ}C} = 9.23\ A$$

Multiplicando esta intensidad por el número de string se obtiene la intensidad máxima de la línea:

$$I_{max.L} = 9.23A * 3 = 27.70A$$

Vamos a calcular los factores de corrección por temperatura y agrupamiento. Teniendo en cuenta que el tipo de aislamiento del cable utilizado es termoestable se calcula el factor de corrección por temperatura.

$$K = \sqrt{\frac{90 - 36}{90 - 40}} = 1.04$$

Para cables expuestos al sol aplicar un factor de corrección de 0,9 sobre la intensidad admisible.

“Anexo Cálculos”

Para calcular el factor de corrección por agrupamiento se conoce que el tipo de instalación es tipo F y la disposición de los cables es una capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales con 3 cables multiconductores 1 por cada string.

Buscando en la “Tabla 24. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos.” Con las condiciones mencionadas sale un factor de corrección de 0.8 sobre la intensidad admisible.

Se ha de tener en cuenta también que, según dicta la ITC-BT-40 se debe incrementar un 25% la intensidad máxima del generador.

La intensidad máxima que circula por los conductores será:

$$I_{max} = \frac{27.70A * 1,25}{0,9 * 0,8 * 1,04} = 46.24A$$

Para buscar la intensidad admisible debemos tener en cuenta que la instalación es tipo F y el tipo de cable es termoestable multiconductor monofásico (XPLE2). Se buscar la intensidad inmediata superior a la intensidad máxima calculada anteriormente.

Vamos a utilizar la tabla A.52-1 bis - Intensidades admisibles (en amperios) al aire (40 °C) de la norma UNE 20460-5-523 (nov. 2004) que se encuentra en el catálogo de PRYSMIAN de baja tensión.

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo o según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
<b>F</b>								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	<b>6</b>	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	<b>59</b>
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	467	516	547	640	674	713

Con el método de la intensidad máxima la tabla A.52 bis, nos lleva a sección de 6 mm<sup>2</sup> con una intensidad admisible 59A. Se debe cumplir la siguiente condición:

$$I_{max} < I_{adm}$$

Se cumple condición anterior, tal que:

$$46.24A < 59A$$

“Anexo Cálculos”

Ahora se va a calcular la sección por el criterio de caída de tensión. Como dicta la ITC-BT-40 la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.

La caída de tensión se reparte entre la parte del circuito de corriente continua y la parte de corriente alterna.

Caída de tensión CC	1.0%
Caída de tensión CA	0.5%

Vamos a calcular la tensión nominal de la línea( $U_1$ ). Como los paneles están conectados en serie en cada string la tensión de cada string y por tanto la de la línea principal de corriente continua será la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de cada panel.

$$U_{1_{cc}} = \text{Número de paneles en serie de cada string} * \text{Tensión nominal de operación}$$

Sustituyendo valores:

$$U_{1_{cc}} = 16 * 36.6V = 585.6V$$

El tramo que estamos examinando es el de corriente continua por lo tanto la caída de tensión máxima será un 1%.

$$\Delta U = 0.01 * U_{1_{cc}} = 5.856V$$

Para calcular valores de conductividad ( $\gamma$ ), se necesita calcular la temperatura estimada de servicio del conductor.

$$T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) * (I / I_{m\acute{a}x})^2$$

Sustituyendo valores:

$$T = 40^{\circ}C + (90^{\circ}C - 40^{\circ}C) * \left(\frac{1}{1.25}\right)^2 = 72^{\circ}C$$

Para calcular la resistividad se utiliza la siguiente fórmula:

$$\gamma = \frac{1}{\rho_T} = \frac{1}{\rho_{20} * (1 + \alpha * (T - 20))}$$



Sustituyendo valores:

$$\gamma = \frac{1}{\rho_T} = \frac{1}{0.018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} * (1 + 0.00392^\circ\text{C}^{-1} * (72^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}))} = 46.15 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}$$

Este valor de resistividad será el mismo para todos los cables conductores calculados para este proyecto.

La fórmula para calcular la sección de la línea de un sistema monofásico, se utiliza la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * P * L}{\Delta U * \gamma * U1}$$

Introduciendo la fórmula para calcular la potencia transportada por la línea y que el factor de potencia es igual a 1, la ecuación anterior queda reducida de la forma siguiente

$$S = \frac{2 * I * L}{\Delta U * \gamma}$$

La intensidad nominal de la línea será:

$$I = 8.61\text{A} * 3 = 25.83\text{A}$$

La longitud de cable será 10 metros.

Sustituyendo valores:

$$S = \frac{2 * 25.83\text{A} * 10\text{m}}{5.824\text{V} * 48.75 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}} = 1.9\text{mm}^2$$

Este valor debe aproximarse a una sección comercial superior, por tanto, la sección obtenida por este criterio es 2.5mm<sup>2</sup>

“Anexo Cálculos”

Finalmente nos queda:

Criterio	Sección calculada[mm <sup>2</sup> ]
Intensidad máxima	6
Caída de tensión admisible	2.5

La sección escogida será 6mm<sup>2</sup>, ya que es el valor mayor y cumple las 2 condiciones exigidas por la normativa nos establece unos mínimos de diseño.

La sección del cable instalado en el módulo fotovoltaico es de 4mm<sup>2</sup> por lo tanto si la sección calculada fuera inferior a esta cifra, se mantendrá la sección del cable integrado en el panel.

### ***Tramo 2. Inversor- Contador-Corriente alterna trifásica***

Características del inversor:

- Fabricante: Sunny Tripower
- Modelo: STP 20000TL-30
- Potencia de salida: 20000 W
- Tensión de línea – trifásica: 400 V
- Factor de potencia: 1

Primero se calculará la sección por el criterio de intensidad máxima de la línea. Para ello despejamos la intensidad de la fórmula de potencia para sistemas trifásicos

$$P = \sqrt{3} * I * U1 * \cos \phi$$

Despejando la I y sustituyendo valores:

$$I = \frac{20000W}{\sqrt{3} * 400V * 1} = 28.87A$$

Para calcular la intensidad máxima que puede recorrer la línea se aplicaran los mismos factores de corrección que para la corriente continua, exceptuando el factor de agrupamiento. Por cada

canalización podrán ir a alojados hasta 20 cables conductores. Buscamos en el catálogo PRYSMIAN en factor de agrupamiento para este número de cables.

TABLA A.52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	



Ilustración 70. factores de agrupamiento

Por lo tanto la intensidad máxima sería

$$I_{max} = \frac{28.87A * 1,25}{0,9 * 0,7 * 1,04} = 55.07A$$

Con este dato y conociendo que la instalación es tipo F y el tipo de cable es termoestable multiconductor trifásico (XPLE3). Se busca en la tabla A.52-1 bis la intensidad inmediata superior a la intensidad máxima calculada. Buscando que se cumpla la siguiente condición

$$I_{max} < I_{adm}$$

“Anexo Cálculos”

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
<b>A1</b>			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
<b>A2</b>		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
<b>B1</b>					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
<b>B2</b>				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
<b>C</b>						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
<b>D*</b>		<b>VER SIGUIENTE TABLA</b>											
<b>E</b>						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
<b>F</b>							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
<b>Cobre</b>	mm <sup>2</sup>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	<b>10</b>	34	37	40	44	50	52	54	60	65	<b>68</b>	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	177	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

la sección calculada por este método son 10mm<sup>2</sup> cumpliéndose la condición anterior:

$$I_{max} < I_{adm} = 55.07A < 68A$$

A continuación, se calculará la sección por el criterio de caída de tensión admisible. Recordando que la caída de tensión para la parte de corriente alterna ha quedado fijada en un 0.5% de la tensión nominal. Por tanto, la caída de tensión para este tramo será la siguiente:

$$\Delta U_{III} = 0.005 * U_{1cc} = 0.005 * 400V = 2V$$

El valor de resistividad será el mismo que para el tramo de corriente continua. Y se mantendrá constante para toda instalación.

$$\gamma = \frac{1}{\rho_T} = \frac{1}{0.018 \frac{\Omega * mm^2}{m} * (1 + 0.00392^{\circ}C^{-1} * (72^{\circ}C - 20^{\circ}C))} = 46.15 \frac{m}{\Omega mm^2}$$

Sabiendo que la longitud del cable para este tramo son 90 metros, se calcula la sección con la fórmula para sistemas trifásicos.

$$S = \frac{P * L}{\Delta U_{III} * \gamma * U1}$$

Sustituyendo valores;

$$S = \frac{20000W * 90m}{2V * 46.15 \frac{m}{\Omega \text{ mm}^2} * 400V} = 48.75 \text{ mm}^2$$

La sección calculada por este criterio, aproximando a un valor comercial, son 50mm<sup>2</sup>

Finalmente nos queda:

Criterio	Sección calculada[mm <sup>2</sup> ]
Intensidad máxima	10
Caída de tensión admisible	50

Buscamos la intensidad admisible en la tabla A.52-1 bis para una sección de 50mm<sup>2</sup>.

$$I_{adm}(50 \text{ mm}^2) = 175A$$

Se utilizará para este tramo la sección de 50mm<sup>2</sup> que además de cumplir el criterio de caída de tensión admisible también cumple con la condición para la intensidad máxima.

$$I_{max} < I_{adm} = 55.07A < 175A$$

### 3.2.a) Resultado cálculos de secciones para los tramos de corriente continua

Para realizar los cálculos de las secciones mediante los criterios de intensidad máxima y caída de tensión admisible se ha utilizado el programa de cálculo Excel. A continuación, se presentan el cálculo para las placas instaladas en las cubiertas de los edificios. La configuración del número de generadores y el número de string que van a cada canal del inversor se ha seleccionado por el programa de cálculo Sunny Design Web. Al igual que para la cubierta 5 el modelo de placas solares utilizado en todas las fachadas es el modelo CS6X-315P-FG.

## “Anexo Cálculos”

Tabla 27. Cálculo de secciones para las cubiertas por el criterio de caída de tensión admisible.

Ubicación	Cubiertas (C)	Canal	Nº de string	Nº de módulos	Intensidad de la línea [A]	Tensión de la línea [V]	Longitud[m]	Potencia de línea [W]	Máxima caída de tensión [V]	Sección Calculada [mm <sup>2</sup> ]	Sección cables paneles[mm <sup>2</sup> ]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]
Edificio 1	C 1	A	1	15	8,61	549	10	4726,89	5,49	0,6797	4	0,9329	0,1699
		B	1	15	8,61	549	10	4726,89	5,49	0,6797	4	0,9329	0,1699
	C 2	A	2	16	17,22	585,6	10	10084,032	5,856	1,2744	4	1,8657	0,3186
		B	1	6	8,61	219,6	10	1890,756	2,196	1,6992	4	0,9329	0,4248
Edificio 2	C 5	A	3	16	25,83	585,6	10	15126,048	5,856	1,9116	4	2,7986	0,4779
		B	1	11	8,61	402,6	10	3466,386	4,026	0,9268	4	0,9329	0,2317
	C 5.1	A	1	16	8,61	585,6	20	5042,016	5,856	1,2744	4	1,8657	0,3186
		B	1	12	8,61	439,2	20	3781,512	4,392	1,6992	4	1,8657	0,4248
	C 6	A	2	18	17,22	658,8	20	11344,536	6,588	2,2656	4	3,7314	0,5664
		B	2	17	17,22	622,2	25	10714,284	6,222	2,9986	4	4,6643	0,7496
	C 9	A	1	16	8,61	585,6	10	5042,016	5,856	0,6372	4	0,9329	0,1593
		B	1	12	8,61	439,2	10	3781,512	4,392	0,8496	4	0,9329	0,2124
Edificio 3	C 10	A	1	13	8,61	475,8	20	4096,638	4,758	1,5685	4	1,8657	0,3921
		B	1	6	8,61	219,6	20	1890,756	2,196	3,3984	4	1,8657	0,8496
	C 11	A	2	16	17,22	585,6	25	10084,032	5,856	3,1860	4	4,6643	0,7965
		B	1	16	8,61	585,6	25	5042,016	5,856	1,5930	4	2,3321	0,3982
	C 11.1	A	1	18	8,61	658,8	25	5672,268	6,588	1,4160	4	2,3321	0,3540
Edificio 4	C 14	A	2	16	17,22	585,6	20	10084,032	5,856	2,5488	4	3,7314	0,6372
		B	1	17	8,61	622,2	20	5357,142	6,222	1,1994	4	1,8657	0,2999
	C 15	A	2	17	17,22	622,2	35	10714,284	6,222	4,1980	6	4,3533	0,6997

		B	1	16	8,61	585,6	35	5042,016	5,856	2,2302	4	3,2650	0,5575
		A	2	17	17,22	622,2	35	10714,284	6,222	4,1980	6	4,3533	0,6997
		B	1	17	8,61	622,2	35	5357,142	6,222	2,0990	4	3,2650	0,5248
Edificio 5	C 18	A	1	13	8,61	475,8	25	4096,638	4,758	1,9606	4	2,3321	0,4902
		B	1	6	8,61	219,6	25	1890,756	2,196	4,2480	6	1,5548	0,7080
	C 19	A	1	15	8,61	549	30	4726,89	5,49	2,0390	4	2,7986	0,5098
		B	1	15	8,61	549	30	4726,89	5,49	2,0390	4	2,7986	0,5098
	C 19.1	A	1	18	8,61	658,8	40	5672,268	6,588	2,2656	4	3,7314	0,5664
Edificio 6	C 22	A	2	16	17,22	585,6	30	10084,032	5,856	3,8232	4	5,5971	0,9558
		B	1	8	8,61	292,8	30	2521,008	2,928	3,8232	4	2,7986	0,9558
	C 23	A	1	17	8,61	622,2	40	5357,142	6,222	2,3989	4	3,7314	0,5997
Edificio 7	C 26	A	1	18	8,61	658,8	10	5672,268	6,588	0,5664	4	0,9329	0,1416
	C 27	A	2	16	17,22	585,6	20	10084,032	5,856	2,5488	4	3,7314	0,6372
		B	1	10	8,61	366	20	3151,26	3,66	2,0390	4	1,8657	0,5098

## “Anexo Cálculos”

Para todos los circuitos se ha elegido una sección de 4mm<sup>2</sup>, ya que esta es la sección del cable instalado en las placas desde su fabricación. Como vemos en la tabla anterior solo se debe modificar la sección de las placas de la cubierta 18 que van al canal B de su inversor y las secciones del canal A de ambos inversores utilizados en la cubierta 15, para que cumpla con el 1% de caída de tensión admisible.

En la siguiente tabla se muestran los valores de sección calculados bajo el criterio de intensidad máxima. Se recuerda que para calcular la intensidad máxima de la línea se ha escogido con intensidad del panel de cortocircuito a la máxima temperatura ambiente registrada en Santa Cruz de Tenerife. De este modo se calcula la intensidad que puede recorrer la línea en el peor de los casos.

Intensidad de cortocircuito del panel:

$$I_{CC} = I_{SC} + I_{SC} * (T_{max} - 25^{\circ}C) * Coeficiente\ de\ temperatura$$

Sustituyendo valores

$$I_{CC} = 9.18A + 9.18 A * (36^{\circ}C - 25^{\circ}C) * \frac{0,053}{100} \frac{1}{^{\circ}C} = 9.23 A$$

La intensidad máxima de la línea será la intensidad de cortocircuito multiplicada por el n° de string designado a cada canal del inversor

Multiplicando esta intensidad por el número de string se obtiene la intensidad máxima de la línea:

$$I_{max.L} = 9.23A * n^{\circ}\ de\ string$$

Esta intensidad debe corregirse como se explicó en el ejemplo de cálculo de la cubierta 5, con los factores de corrección siguientes:

Tabla 28. Factores de corrección para corriente continua

Factores de corrección	Valores
Agrupamiento (Fa)	0,8
Temperatura(K)	1,04
Cables expuestos al sol(Fs)	0,9
Tipo de instalación ITC-BT-40(Fi)	1,25



Formula intensidad máxima de la línea modificada por los factores de corrección:

$$I_{max.mod.} = \frac{I_{max.L} * F_i}{F_a * K * F_s}$$

En la siguiente tabla se muestran estos valores de intensidad máxima para los grupos generadores instalados en las cubiertas.

Tabla 29. Cálculo de secciones para las placas instaladas en las cubiertas – criterio intensidad máxima.

Cubiertas (C)	Canal	nº de string	nº de módulos	Int. de cortocircuito para T=36	Int. Max. con factores de corrección [A]	Int. admisible para S=4mm2 [A]	Sección asignada [mm2]
C 1	A	1	15	9,234	15,4139	46	4
	B	1	15	9,234	15,4139	46	4
C 2	A	2	16	18,467	30,8277	46	4
	B	1	6	9,234	15,4139	46	4
C 5	A	3	16	27,701	46,2416	46	6
	B	1	11	9,234	15,4139	46	4
C 5.1	A	1	16	9,234	15,4139	46	4
	B	1	12	9,234	15,4139	46	4
C 6	A	2	18	18,467	30,8277	46	4
	B	2	17	18,467	30,8277	46	4
C 9	A	1	16	9,234	15,4139	46	4
	B	1	12	9,234	15,4139	46	4
C 10	A	1	13	9,234	15,4139	46	4
	B	1	6	9,234	15,4139	46	4
C 11	A	2	16	18,467	30,8277	46	4
	B	1	16	9,234	15,4139	46	4
C 11.1	A	1	18	9,234	15,4139	46	4
C 14	A	2	16	18,467	30,8277	46	4
	B	1	17	9,234	15,4139	46	4
C 15	A	2	17	18,467	30,8277	46	4
	B	1	16	9,234	15,4139	46	4
	A	2	17	18,467	30,8277	46	4
	B	1	17	9,234	15,4139	46	4

## "Anexo Cálculos"

C 18	A	1	13	9,234	15,4139	46	4
	B	1	6	9,234	15,4139	46	4
C 19	A	1	15	9,234	15,4139	46	4
	B	1	15	9,234	15,4139	46	4
C 19.1	A	1	18	9,234	15,4139	46	4
C 22	A	2	16	18,467	30,8277	46	4
	B	1	8	9,234	15,4139	46	4
C 23	A	1	17	9,234	15,4139	46	4
C 26	A	1	18	9,234	15,4139	46	4
C 27	A	2	16	18,467	30,8277	46	4
	B	1	10	9,234	15,4139	46	4

Como se observa en la tabla anterior las intensidades máximas de todos los circuitos están por debajo de la intensidad admisible para una sección de 4mm<sup>2</sup>, excepto el canal A de la cubierta 5 que debe tener una sección de 6 mm<sup>2</sup>, como se explicó en el ejemplo de cálculo.

Del mismo modo que se ha realizado los cálculos para las cubiertas se realizarán para las placas en el terreno, teniendo en cuenta que, las placas montadas en el terreno son el modelo CS6X-310P, con las siguientes características:

- Fabricante: Canadian Solar Inc.
- Módulo FV: CS6X-310P
- Intensidad de cortocircuito: 9.08 A
- Intensidad nominal de operación: 8.52 A
- Tensión nominal de operación: 36.4 V
- Coeficiente de temperatura para la tensión: -0.31 % / °C
- Coeficiente de temperatura para la intensidad: 0,053 % / °C
- Temperatura de diseño: 25°C

Tabla 30. Cálculo de secciones para las placas instaladas en el terreno - criterio caída de tensión admisible

Ubicación	Inversores	Canal	Nº de string	Nº de módulos	Intensidad de la línea [A]	Tensión de la línea [V]	Longitud [m]	Potencia de línea [W]	Máxima caída de tensión [V]	Sección Calculada [mm2]	Sección cables paneles [mm2]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]
Subproyecto 1	8 x STP 25000TL-30	A	3	17	25,56	618,8	10	15816,528	6,188	1,7901	4	2,7693	0,4475
		B	2	18	17,04	655,2	10	11164,608	6,552	1,1271	4	1,8462	0,2818
	1 x STP 20000TL-30	A	3	16	25,56	582,4	10	14886,144	5,824	1,9020	4	2,7693	0,4755
		B	1	11	8,52	400,4	10	3411,408	4,004	0,9222	4	0,9231	0,2305
Subproyecto 2	11 x STP 25000TL-30	A	3	18	25,56	655,2	10	16746,912	6,552	1,6907	4	2,7693	0,4227
		B	2	17	17,04	618,8	10	10544,352	6,188	1,1934	4	1,8462	0,2984
	1 x STP 25000TL-30	A	3	16	25,56	582,4	10	14886,144	5,824	1,9020	4	2,7693	0,4755
		B	2	18	17,04	655,2	10	11164,608	6,552	1,1271	4	1,8462	0,2818
Subproyecto 3	28 x STP 25000TL-30	A	3	17	25,56	618,8	10	15816,528	6,188	1,7901	4	2,7693	0,4475
		B	2	16	17,04	582,4	10	9924,096	5,824	1,2680	4	1,8462	0,3170
	1 x STP 25000TL-30	A	3	18	25,56	655,2	10	16746,912	6,552	1,6907	4	2,7693	0,4227
		B	2	17	17,04	618,8	10	10544,352	6,188	1,1934	4	1,8462	0,2984

“Anexo Cálculos”

Según el criterio de caída admisible podemos mantener la sección de 4 mm<sup>2</sup>, del cable instalado en el módulo fotovoltaico. Ahora se presenta los resultados de dimensionado según el criterio de intensidad máxima.

Tabla 31. Cálculo de secciones para las placas instaladas en el terreno - criterio intensidad máxima

Proyecto	Inversores	Canal	n° de string	n° de módulos	Intensidad de cortocircuito para T=36	Intensidad máxima con factores de corrección [A]	Intensidad tabulada [A]	Sección [mm <sup>2</sup> ]
Sub Proyecto 1	8 x STP 25000TL-30	A	3	17	27,3988	45,7378	46	4
		B	2	18	18,2658	30,4919	34	2,5
	1 x STP 20000TL-30	A	3	16	27,3988	45,7378	46	4
		B	1	11	9,1329	15,2459	25	1,5
Sub Proyecto 2	11 x STP 25000TL-30	A	3	18	27,3988	45,7378	46	4
		B	2	17	18,2658	30,4919	34	2,5
	1 x STP 25000TL-30	A	3	16	27,3988	45,7378	46	4
		B	2	18	18,2658	30,4919	34	2,5
Sub Proyecto 3	28 x STP 25000TL-30	A	3	17	27,3988	45,7378	46	4
		B	2	16	18,2658	30,4919	34	2,5
	1 x STP 25000TL-30	A	3	18	27,3988	45,7378	46	4
		B	2	17	18,2658	30,4919	34	2,5

Analizando los valores de las secciones según el criterio de intensidad máxima, se comprueba que se puede mantener la sección de 4mm<sup>2</sup> para todas las placas instaladas en el terreno, ya que esta sección cumple en todos los casos, ya sea por el criterio de intensidad máxima o caída de tensión admisible.

### **3.2.b) Resultado cálculos de secciones para los tramos de corriente alterna**

Al igual que en el apartado de corriente continua se debe dimensionar las secciones por los 2 criterios que marca la ITC-BT-40 con respecto a la intensidad máxima que puede recorrer la línea y caída de tensión máxima admisible. El tramo a dimensionar será desde el inversor hasta el contador bidireccional pasando por el controlador dinámico de potencia(CDP-G). El tramo que va desde el contador hasta el centro de transformación eléctrica quedara dimensionado con la potencia escogida para dimensionar el tramo 2. Debido a que la longitud de este cable será menor que la del tramo 2 se podrán mantener las secciones calculadas para dicha línea. La función del controlador dinámico de potencia CDP-G es la de regular la producción de los inversores solares para garantizar, en la instalación fotovoltaica el autoconsumo instantáneo, o bien, la inyección controlada a red.

La potencia transportada por esta línea será en trifásico y la máxima caída de tensión permitida será un 0.5% de la tensión de línea(400V). Se presenta a continuación el cálculo de secciones por el criterio de máxima tensión admisible.

Tabla 32. Cálculo de secciones para corriente alterna - criterio caída de tensión admisible

Subproyecto	Inversores	Potencia salida en CA [W]	Intensidad de línea en trifásica [A]	Longitud [m]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Secciones comerciales [mm <sup>2</sup> ]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]
Subproyecto 1	8 x STP 25000TL-30	25000	36,084	250	169,29	185	1,830	0,4575
	1 x STP 20000TL-30	20000	28,868	250	135,432	150	1,806	0,4514
Subproyecto 2	11 x STP 25000TL-30	25000	36,084	250	169,290	185	1,830	0,4575
	1 x STP 25000TL-30	25000	36,084	250	169,290	185	1,830	0,4575
Subproyecto 3	28 x STP 25000TL-30	25000	36,084	250	169,290	185	1,830	0,4575
	1 x STP 25000TL-30	25000	36,084	250	169,290	185	1,830	0,4575
Cubierta 1	1 x STP 9000TL-20	9000	12,990	100	24,378	25	1,950	0,4876
Cubierta 2	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	100	40,630	50	1,625	0,4063
Cubierta 5	1 x STP 20000TL-30	20000	28,868	90	48,756	50	1,950	0,4876
Cubierta 5.1	1 x STP 8000TL-20	8000	11,547	90	19,502	25	1,560	0,3900
Cubierta 6	1 x STP 20000TL-30	20000	28,868	90	48,756	50	1,950	0,4876

Cubierta 9	1 x STP 8000TL-20	8000	11,547	90	19,502	25	1,560	0,3900
Cubierta 10	1 x STP 6000TL-20	6000	8,660	100	16,252	25	1,300	0,3250
Cubierta 11	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	100	40,630	50	1,625	0,4063
Cubierta 11.1	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	100	13,543	16	1,692	0,4232
Cubierta 14	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	125	50,787	70	1,451	0,3628
Cubierta 15	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	125	50,787	70	1,451	0,3628
	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	125	50,787	70	1,451	0,3628
Cubierta 18	1 x STP 6000TL-20	6000	8,660	165	26,816	35	1,532	0,3831
Cubierta 19	1 x STP 9000TL-20	9000	12,990	165	40,223	50	1,608	0,4022
Cubierta 19.1	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	165	22,346	25	1,787	0,4469
Cubierta 22	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	165	67,039	70	1,915	0,4788
Cubierta 23	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	165	22,346	25	1,787	0,4469
Cubierta 26	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	165	26,816	35	1,532	0,3831

“Anexo Cálculos”

Cubierta 27	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	165	67,039	70	1,9153	0,4788
-------------	-----------------------	-------	--------	-----	--------	----	--------	--------



Ahora se comparan estos resultados con las secciones calculadas por intensidad máxima. Para calcular esta intensidad máxima se recuerda que hay que aplicar los mismos factores de corrección que para la corriente continua. La intensidad máxima que puede recorrer la línea se deducirá de la potencia activa máxima que puede generar cada inversor. De tal modo que;

Fórmula de potencia para sistemas trifásicos:

$$P_{max} = \sqrt{3} * I * U1 * \cos \phi$$

Despejando la I:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} * 400V * \cos \phi}$$

Esta intensidad debe corregirse como se explicó en los cálculos para corriente continua con los factores de corrección siguientes:

Tabla 33. Factores de corrección para corriente alterna

Factores de corrección	Valores
Agrupamiento (Fa)	0,7
Temperatura(K)	1,04
Cables expuestos al sol(Fs)	0,9
Tipo de instalación ITC-BT-40(Fi)	1,25

Formula intensidad máxima de la línea modificada por los factores de corrección:

$$I_{max.mod.} = \frac{I_{max} * F_i}{F_a * K * F_s}$$

Para buscar la intensidad admisible superior inmediata a la intensidad admisible, se hará uso de la tabla A.52-1 bis - Intensidades admisibles (en amperios) al aire (40 °C) de la norma UNE 20460-5-523 (nov. 2004) que se encuentra en el catálogo de PRYSMIAN de baja tensión. Teniendo en cuenta que nuestra instalación serán cables multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal (instalación tipo F) y el tipo de cable que se va utilizar tiene un asilamiento termoestable para un sistema trifásico (XPLE3), la columna número 11 es donde se encuentran las intensidades admisibles para este caso.

“Anexo Cálculos”

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
F							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C			XLPE2 90 °C
Cobre	mm <sup>2</sup>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

A continuación, se presenta la tabla con las secciones calculadas por el criterio de intensidad máxima y se comparan con los resultados anteriores calculados por medio del criterio de caída de tensión admisible.

Tabla 34. Cálculo de secciones para corriente alterna - criterio intensidad máxima vs. criterio caída de tensión admisible

Proyecto	Inversores	Potencia de salida en CA [W]	Intensidad máxima de línea en trifásica [A]	Intensidad máxima de línea en trifásica corregida con factores de corrección [A]	Intensidad admisible superior inmediata [A]	Sección comercial calculada por el criterio de intensidad máxima [mm <sup>2</sup> ]	Secciones comerciales calculada por el criterio de caída de tensión admisible [mm <sup>2</sup> ]
Subproyecto 1	8 x STP 25000TL-30	25000	36,084	68,842	91	16	185
	1 x STP 20000TL-30	20000	28,868	55,074	68	10	150
Subproyecto 2	11 x STP 25000TL-30	25000	36,084	68,842	91	16	185
	1 x STP 25000TL-30	25000	36,084	68,842	91	16	185
Subproyecto 3	28 x STP 25000TL-30	25000	36,084	68,842	91	16	185
	1 x STP 25000TL-30	25000	36,084	68,842	91	16	185
Cubierta 1	1 x STP 9000TL-20	9000	12,990	24,783	29	2,5	25
Cubierta 2	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	50
Cubierta 5	1 x STP 20000TL-30	20000	28,868	55,074	68	10	50
Cubierta 5.1	1 x STP 8000TL-20	8000	11,547	22,030	29	2,5	25
Cubierta 6	1 x STP 20000TL-30	20000	28,868	55,074	68	10	50

“Anexo Cálculos”

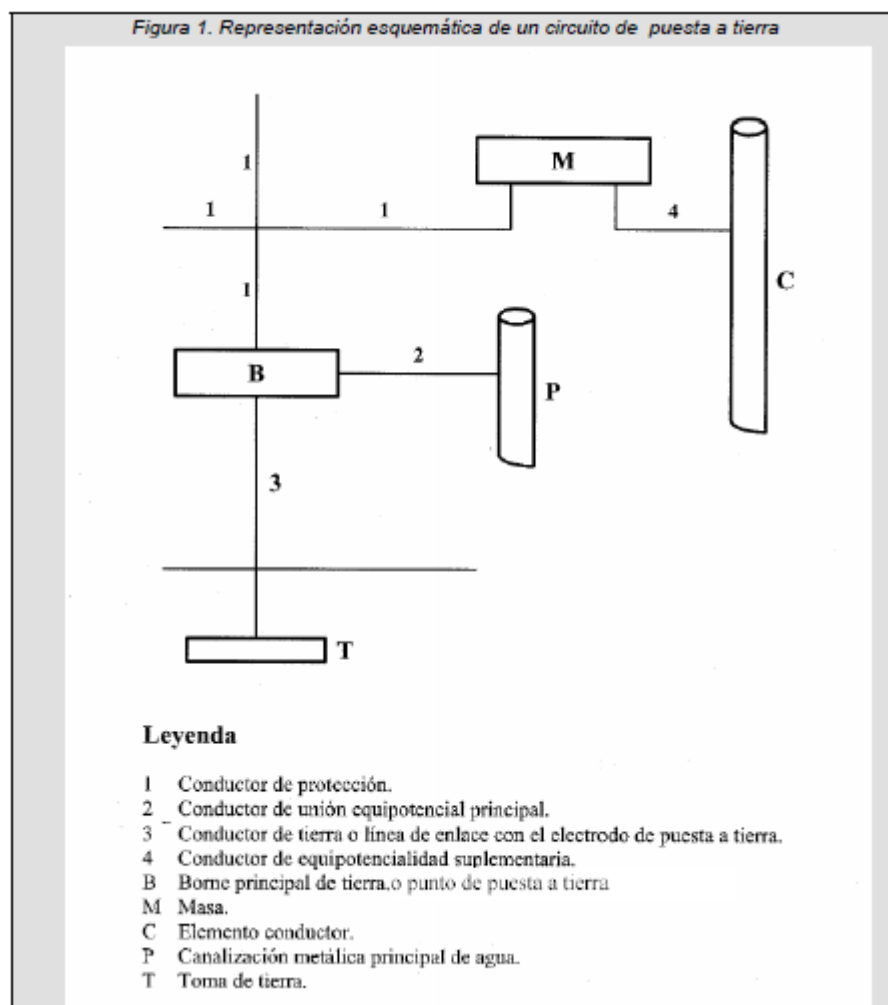
Cubierta 9	1 x STP 8000TL-20	8000	11,547	22,030	29	2,5	25
Cubierta 10	1 x STP 6000TL-20	6000	8,660	16,522	21	1,5	25
Cubierta 11	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	50
Cubierta 11.1	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	16
Cubierta 14	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	70
Cubierta 15	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	70
	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	70
Cubierta 18	1 x STP 6000TL-20	6000	8,660	16,522	21	1,5	35
Cubierta 19	1 x STP 9000TL-20	9000	12,990	24,783	29	2,5	50
Cubierta 19.1	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	13,768	21	1,5	25
Cubierta 22	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	70
Cubierta 23	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	13,768	21	1,5	25
Cubierta 26	1 x STP 5000TL-20	5000	7,217	13,768	21	1,5	35
Cubierta 27	1 x STP 15000TL-10	15000	21,651	41,305	49	6	70

Como se puede observar en las 2 últimas columnas las secciones calculadas por el criterio de intensidad máxima son inferiores a las calculadas por el criterio de caída de tensión admisible. Por lo tanto, la sección de los cables para los tramos de corriente alterna quedarán fijadas por lo calculado según este último criterio.

#### 4. Puesta a tierra

Se trata de la unión de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

A continuación, se adjunta una imagen con el esquema de conexión de puesta a tierra y los componentes de este circuito.



“Anexo Cálculos”

### ***Calculo de resistencias***

La ITC-BT-24 marca como tensión límite convencional para corriente alterna de 24V eficaces, para instalaciones a la intemperie. Para este proyecto la toma de conexión a tierra será mediante un esquema TT (neutro a tierra), como establece la normativa en España.

A continuación, vamos a calcular el valor máximo de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas. Para ello se despejará este valor de la siguiente fórmula:

$$R_A * I_A \leq U$$

Donde:  $R_A$ : suma de resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección.

$I_A$ : corriente que asegura el funcionamiento automático de los dispositivos de protección.

U: tensión de contacto límite convencional (24V)

El valor de  $I_A$  corresponde al valor de intensidad diferencial residual del mayor interruptor diferencial de la instalación (300mA). A continuación, se calcula el valor máximo de  $R_A$

$$R_A \leq \frac{24V}{0.3A} = 80\Omega$$

El tipo de electrodo que se utilizará son picas verticales enterradas de una longitud de 2 metros. Debido a la naturaleza del terreno se ha considerado un valor medio de resistividad de  $500 \Omega * m$ , este valor ha sido extraído de la tabla 4 de la ITC-BT-18. La resistencia total de la puesta a tierra deberá ser inferior a  $80\Omega$ . Con estos datos es posible estimar la resistencia del electrodo.

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Donde:  $\rho$ : resistividad del terreno

L: longitud de la pica

Sustituyendo:

$$R = \frac{500 \Omega * m}{2m} = 250 \Omega$$

Como la resistencia total debe ser menor que  $80 \Omega$ , se dispondrán 4 picas en paralelo dando lugar a:

$$R_T = \frac{1}{\frac{1}{250} + \frac{1}{250} + \frac{1}{250} + \frac{1}{250}} = 62.5 \Omega$$

Por lo tanto, se colocará 4 picas de 2 metros dispuestas en paralelo en el tramo de corriente alterna para cada inversor.

### ***Conductores de protección***

Estos conductores sirven para unir eléctricamente las masas de la instalación con ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Para el cableado se debe tener en cuenta la Tabla 2. de la ITC-BT-18 en la que se disponen las secciones mínimas de los conductores de protección en función de la sección de los conductores de fase.

*Tabla 35. Relación entre conductores de fase y conductores de protección*

Sección de los conductores de fase de la instalación(S). [mm <sup>2</sup> ]	Sección mínima de los conductores protectores(Sp). [mm <sup>2</sup> ]
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Este conductor de protección es el que irá conectado a la tierra a nivel del suelo, estableciendo la tierra de la parte de la instalación de corriente alterna a través de los bornes. Para este conductor se usará un cable con aislamiento RV-K 0,6/1kV. Este tipo de aislamiento es el mismo que el de los conductores activos.

*Tabla 36. secciones de los conductores de protección para corriente alterna*

Proyecto	Inversores	S [mm <sup>2</sup> ]	Sp [mm <sup>2</sup> ]
Subproyecto 1	8 x STP 25000TL-30	185	92,5
	1 x STP 20000TL-30	150	75
Subproyecto 2	11 x STP 25000TL-30	185	92,5

## "Anexo Cálculos"

	1 x STP 25000TL-30	185	92,5
Subproyecto 3	28 x STP 25000TL-30	185	92,5
	1 x STP 25000TL-30	185	92,5
Cubierta 1	1 x STP 9000TL-20	25	16
Cubierta 2	1 x STP 15000TL-10	50	25
Cubierta 5	1 x STP 20000TL-30	50	25
Cubierta 5.1	1 x STP 8000TL-20	25	16
Cubierta 6	1 x STP 20000TL-30	50	25
Cubierta 9	1 x STP 8000TL-20	25	16
Cubierta 10	1 x STP 6000TL-20	25	16
Cubierta 11	1 x STP 15000TL-10	50	25
Cubierta 11.1	1 x STP 15000TL-10	16	16
Cubierta 14	1 x STP 15000TL-10	70	35
Cubierta 15	1 x STP 15000TL-10	70	35
	1 x STP 15000TL-10	70	35
Cubierta 18	1 x STP 6000TL-20	35	17,5
Cubierta 19	1 x STP 9000TL-20	50	25
Cubierta 19.1	1 x STP 5000TL-20	25	16
Cubierta 22	1 x STP 15000TL-10	70	35
Cubierta 23	1 x STP 5000TL-20	25	16
Cubierta 26	1 x STP 5000TL-20	35	17,5
Cubierta 27	1 x STP 15000TL-10	70	35

***Conductores de tierra***

Estos conductores tendrán la misma sección que los conductores de protección

***Bornes de puesta a tierra***

En toda la instalación de puesta tierra debe preverse de un borne principal de tierra. Este borne principal ira conectado mediante el un puente seccionador al conductor de tierra. La sección de este puede seccionador debe ser la misma que la del conductor a tierra.

**5. Canalización**



Al igual que para el cableado dividiremos el dimensionado de las canaletas para corriente continua y para corriente alterna.

Para corriente continua:

Por cada canaleta se colocarán 3 cables como máximo y cada inversor tendrá su propia canaleta.

a) En las cubiertas

Tabla 37. Canalización para CC en las cubiertas

Cubiertas	Canal	String	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Cables	Bandejas	Ancho [mm <sup>2</sup> ]	Ancho comercial [mm <sup>2</sup> ]
C 1	A	1	4				
	B	1	4	2	1	4,51358	75
C 2	A	2	4				
	B	1	4	3	1	6,77037	75
C 5	A	3	6				
	B	1	4	4	2	8,29198	75
C 5.1	A	1	4				
	B	1	4	2	1	4,51358	75
C 6	A	2	4				
	B	2	4	4	2	6,77037	75
C 9	A	1	4				
	B	1	4	2	1	4,51358	75
C 10	A	1	4				
	B	1	4	2	1	4,51358	75
C 11	A	2	4				
	B	1	4	3	1	6,77037	75
C 11.1	A	1	4	1	1	2,25679	75
C 14	A	2	4				
	B	1	4	3	1	6,77037	75
C 15	A	2	6				
	B	1	4	3	1	8,29198	75
	A	2	6				
	B	1	4	3	1	8,29198	75
C 18	A	1	4				

## "Anexo Cálculos"

	B	1	6	2	1	5,52799	75
C 19	A	1	4				
	B	1	4	2	1	4,51358	75
C 19.1	A	1	4	1	1	2,25679	75
C 22	A	2	4				
	B	1	4	3	1	6,77037	75
C 23	A	1	4	1	1	2,25679	75
C 26	A	1	4	1	1	2,25679	75
C 27	A	2	4				
	B	1	4	3	1	6,77037	75

## b) En el terreno

Tabla 38. Canalización para CC en el terreno

Proyecto	Canal	String	Cable [mm <sup>2</sup> ]	N° Cables	Bandejas	Ancho [mm <sup>2</sup> ]	Ancho comercial [mm <sup>2</sup> ]	N° de inver.	N° de bandejas
Sub.1	A	3	4						
	B	2	4	5	2	6,77037	75	8	16
	A	3	4						
	B	1	4	4	2	6,77037	75	1	2
Sub.2	A	3	4						
	B	2	4	5	2	6,77037	75	11	22
	A	3	4						
	B	2	4	5	2	6,77037	75	1	2
Sub.3	A	3	4						
	B	2	4	5	2	6,77037	75	28	56
	A	3	4						
	B	2	4	5	2	6,77037	75	1	2

El dimensionado de las canaletas depende directamente de la sección de los cables que estarán colocados en su interior. La altura de la canaleta depende del diámetro de cable mayor que se encuentre alojado en su interior. La sección mayor en corriente continua son 6 mm<sup>2</sup> esto

corresponde a un diámetro de 2.76 mm, por lo tanto, la altura mínima de las canaletas comerciales que son 50mm es válida para estos cables.

El número total de canaletas y sus dimensiones queda representado en la siguiente tabla:

Tabla 39. Canalización para CC en toda la instalación

Proyecto	Dimensión canaletas [mm2]	Nº de canaletas	Total [m]
Cubiertas	50*75	19	190
Terreno	50*75	100	600

Para corriente alterna:

Cada canaleta conducirá un máximo de 20 cables.

a) En las cubiertas

Tabla 40. Canalización para CA en las cubiertas

Cubiertas	Inversores	Sección [mm2]	Nº de cables	Nº de canal.	Ø mayor	Ancho canaleta [mm2]	Ancho comercial [mm2]
C 1	1 x STP 9000	25	-				
C 2	1 x STP 15000	50	2	1	7,98	15,96	75
C 5	1 x STP 20000	50	-				
C 5.1	1 x STP 8000	25					
C 6	1 x STP 20000	50					
C 9	1 x STP 8000	25	4	1	7,98	31,92	75
C 10	1 x STP 6000	25	-				
C 11	1 x STP 15000	50					
C 11.1	1 x STP 5000	16	3	1	7,98	23,94	75
C 14	1 x STP 15000	70	-				
C 15	1 x STP 15000	70					
	1 x STP 15000	70	3	1	9,44	28,32	75
C 18	1 x STP 6000	35	-				
C 19	1 x STP 9000	50					
C 19.1	1 x STP 5000	25					

## "Anexo Cálculos"

C 22	1 x STP 15000	70	-				
C 23	1 x STP 5000	25	2	1	9,44	18,88	75
C 26	1 x STP 5000	35	-				
C 27	1 x STP 15000	70	2	1	9,44	18,88	75

A cada edificio se le asigna una canaleta. Para cumplir con ITC-BT-20 los conductores pertenecientes al mismo inversor estarán aislados en tubos corrugados dentro de la misma canalización.

b)En el terreno

Tabla 41. Canalización para CA en el terreno

Proyecto	Inversores	Secciones [mm <sup>2</sup> ]	Nº de cables	Nº de canal.	Ø cable [mm]	Ancho canaleta [mm <sup>2</sup> ]	Ancho comercial [mm <sup>2</sup> ]
Sub. 1	8 x STP 25000	185	8	1	15,35	122,78	150
	1 x STP 20000	150	1	1	13,82	13,82	75
Sub 2	11 x STP 25000	185	11	1	15,35	168,83	200
	1 x STP 25000	185	1	1	15,35	15,35	75
Sub 3	28 x STP 25000	185	28	2	15,35	214,87	300
	1 x STP 25000	185	1	1	15,35	15,35	75

Para determinar la altura de las canaletas volvemos a repetir el cálculo que utilizamos para corriente continua. Esta altura debe ser superior al diámetro mayor de los cables colocados en su interior. La mayor sección es de 185mm<sup>2</sup> correspondiente a un diámetro de 15.35mm, por lo tanto, la altura comercial mínima de estas canaletas, que es 50 mm, es válida para todo el cableado de corriente alterna.

A continuación, se presenta una lista de las dimensiones de las canaletas para corriente alterna, así como el número total de estas.

Tabla 42. Canalización para CA en toda la instalación

Proyecto	Dimensión canaletas [mm <sup>2</sup> ]	Nº de canaletas	Total [m]
Cubiertas	50*75	7	565

Terreno	50*75	3	750
	60*150	1	350
	60*200	1	300
	60*300	1	250

## 6. Controlador dinámico de potencia (CDP)

El CDP envía consignas de producción en potencia al inversor vía puerto de comunicación, por tanto, el CDP mide continuamente el consumo del hotel y le dice al inversor lo que tiene que producir, enfocando o des-enfocando la electrónica de potencia a su punto óptimo o no.

Dado que este proyecto permite la inyección a red, cuando la producción de la instalación fotovoltaica sea superior a la demanda de consumo del hotel, se utilizará el controlador dinámico de potencia CDP-(G) de la empresa Circutor S.A.

El CDP-G es el controlador dinámico de potencia de CIRCUTOR destinado a aplicaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo, que permite aprovechar al máximo los excedentes de generación fotovoltaica. La gama de dispositivos CDP son los encargados de regular la producción de los inversores solares para garantizar, en cualquier instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo, la inyección cero a red, o bien, la inyección controlada.

La conexión de cargas no críticas en horas de elevada insolación, permite tener una menor dependencia de la red eléctrica y una reducción de los costes energéticos.

Asignando un consumo a cada carga y una prioridad, el CDP-G es capaz de calcular y conectar automáticamente la carga adecuada a cada momento, en función del excedente disponible. Además, el CDP-G permite asignar un porcentaje de contribución de la red eléctrica para optimizar aún más la utilización de la instalación fotovoltaica.

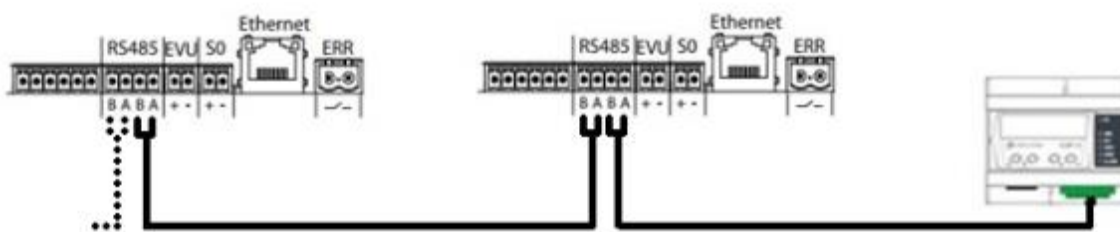
Algunas de las principales características del CDP-G son:

- Gestión de hasta 3 cargas
- Aprovechamiento de excedentes de producción fotovoltaica
- Gestionar las principales marcas de inversores (entre ellas SMA) y varios inversores por instalación

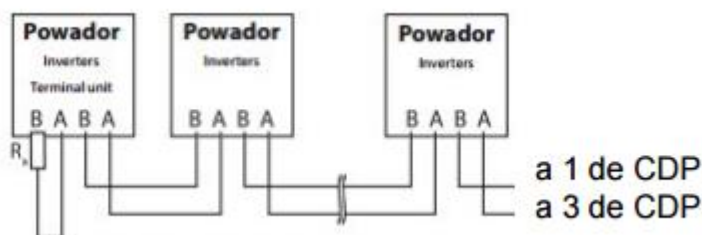
“Anexo Cálculos”

- Monitorización vía web (Smartphone, Tablet o PC)
- Datalogger y descarga de fichero .csv con datos históricos de consumos vía web
- Múltiples opciones de regulación vía web
- Pantalla con información de consumo, producción FV y consumo de red
- Comunicaciones Modbus/TCP para integración en aplicaciones SCADA.

Para realizar la conexión de varios inversores, En la siguiente figura se muestra la conexión entre el CDP y varios inversores.



Si se quiere utilizar más de un inversor, conectar los pins 1 y 2 del RS-485 con los pins 3 y 4 del siguiente inversor, y así sucesivamente hasta el último inversor. El último inversor deberá llevar la resistencia de final de bus como se muestra en la siguiente figura.



Existe un manual de conexión y configuración del CDP-G con los inversores del fabricante SMA, donde se explica que La comunicación entre el CDP y el inversor se realiza mediante un bus RS-485. Este bus RS-485 permite conectar hasta 100 inversores. Aunque este manual está dirigido a instalaciones monofásicas, la fabricante especifica que se pueden conectar el mismo número de inversores para un sistema trifásico.

Se colocará un CDP-G al cual irán conectados todos los inversores por medio de cableado multipar. Como elementos secundarios derivados de la instalación del CDP-G se instalarán 750

aproximadamente de  $2 \times 2 \times 0,51$  mm con protección de 4 mm, con sus correspondiente RS-485, un total de 138 (2 por inversor, uno de entrada y otro de salida), canalizados por medio de un tubo de PVC corrugado de 16 mm.

## 7. Dispositivos de protección y seguridad

En la instalación debe existir medidas de protección contra choques eléctricos producidos por el fallo de aislamiento de las partes activas de la instalación. Para ello se recurre al uso de dispositivos de corte automático de la alimentación, tales como, fusibles y seccionadores para la parte de corriente continua, e interruptores diferenciales y magnetotérmicos para la parte de corriente alterna.

Para la instalación de estos dispositivos de protección se ha confiado en el fabricante CHINT

### a) Tramo corriente continua

En el tramo de conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores debe ir instalado en serie un fusible y un seccionador posterior a este. Estos dispositivos deben estar dimensionados según la intensidad nominal de los módulos fotovoltaicos instalados.

Tabla 43. Cálculo de fusible de protección

Proyecto	Intensidad nominal FV [A]	Intensidad de calibre del fusible [A]	Intensidad comercial seccionador [A]	Nº de string
Cubiertas	8.61	10	36	45
Terreno	8.52	10	36	249

La intensidad de calibre no debe ser superior a la intensidad admisible del conductor, que para este caso será la referente a una sección de  $4\text{mm}^2$ .

Tabla 44. Datos de sección

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Nº de conductores con carga	Tipo de aislamiento	Intensidad admisible [A]
4	2	Termoestable	46

## “Anexo Cálculos”

Fijada la misma intensidad comercial de los fusibles correspondiente a ambos tipos de módulo fotovoltaico. Teniendo en cuenta que las líneas de conexión son monofásicas la familia de seccionadores y fusibles escogida ha sido la NH4 con las siguientes dimensiones. Tendremos el mismo número de fusibles y seccionadores como n° de string en toda la instalación.

Tabla 45. Tipo de fusible para toda la instalación

Características Fusibles			
Código	Dimensiones [mm <sup>2</sup> ]	Intensidad calibre [A]	Unidades
<b>RT29-16/gG/10</b>	8,5x31,5	10	294

Se ha seleccionado una gama económica de fusible, debido a que el calibre que se necesita para la instalación es bajo. Aun así, esta gama de fusible cuenta con un modelo capaz de soportar hasta 16 A, por si en un futuro fuera necesario instalar paneles con una intensidad de trabajo superior.

Tabla 46. Soporte de fusibles para toda la instalación.

Características soporte fusible					
Código	Dimensiones [mm]	N° de polos	Intervalo de intensidad [A]	Compatible con fusibles	Unidades
<b>WS18-1/125</b>	35	1	1-125	RT29	294

Para buscar un seccionador compatible se debe tener en cuenta que el número de polos debe ser 1, por estar trabajando en monofásica. Se ha escogido un seccionador manual que son los únicos que no están diseñados solo para corriente alterna.

Tabla 47. Seccionadores para toda la instalación

Características seccionador			
Modelo	N° de polos	Intensidad [A]	Unidades
<b>NH4-1-32</b>	1	32	294

## b) Tramo de corriente alterna

Un fallo en el aparato que hace que un conductor con tensión entre en contacto con la carcasa lo que causará un flujo de corriente en el conductor de tierra. Esta corriente puede pasar a través



de un interruptor diferencial (interruptor de circuito por falla de tierra), que cortará el suministro de electricidad en el aparato.

Después de la salida del inversor deben ir conectados a la línea un interruptor diferencia y seguidamente un interruptor magneto térmicos. La intensidad mínima de estos dispositivos de protección debe ser la intensidad de trabajo del generador (en este caso el inversor). También la intensidad nominal de los diversos interruptores automáticos será igual o inferior al valor de la intensidad admisible del conductor protegido.

Para la selección de estos interruptores se debe tener en cuenta que las líneas serán trifásicas por lo que, dicho elementos deben contar con 4 polos.

Tabla 48. Cálculo de intensidad para dimensionar diferencial y magnetotérmico

Proyecto	Inversores	Potencia salida CA [W]	$I_{\max}$ de línea corregida [A]	I comercial [A]
Sub. 1	8 x STP 25000	25000	68,842	80
	1 x STP 20000	20000	55,074	63
Sub. 2	11 x STP 25000	25000	68,842	80
	1 x STP 25000	25000	68,842	80
Sub. 3	28 x STP 25000	25000	68,842	80
	1 x STP 25000	25000	68,842	80
C 1	1 x STP 9000	9000	24,783	40
C 2	1 x STP 15000	15000	41,305	63
C 5	1 x STP 20000	20000	55,074	63
C 5.1	1 x STP 8000	8000	22,030	40
C 6	1 x STP 20000	20000	55,074	63
C 9	1 x STP 8000	8000	22,030	40
C 10	1 x STP 6000	6000	16,522	25
C 11	1 x STP 15000	15000	41,305	63
C 11.1	1 x STP 5000	5000	41,305	63
C 14	1 x STP 15000	15000	41,305	63
C 15	1 x STP 15000	15000	41,305	63
	1 x STP 15000	15000	41,305	63
C 18	1 x STP 6000	6000	16,522	25
C 19	1 x STP 9000	9000	24,783	40

## "Anexo Cálculos"

C 19.1	1 x STP 5000	5000	13,768	25
C 22	1 x STP 15000	15000	41,305	63
C 23	1 x STP 5000	5000	13,768	25
C 26	1 x STP 5000	5000	13,768	25
C 27	1 x STP 15000	15000	41,305	63

El fabricante recomienda que la corriente diferencial asignada del diferencial debe ser de al menos 100 mA, para evitar una activación no deseada durante el funcionamiento. Debido a que en el funcionamiento de un inversor sin transformador existen corrientes diferenciales que dependen de la resistencia del aislamiento y de la capacidad del generador fotovoltaico.

A continuación, se presentan los modelos que se utilizarán para los diferentes inversores y las unidades necesarias.

Tabla 49. Diferenciales y magnetotérmicos para toda la instalación

Proyecto	Inversores	Modelo interruptor diferencial	Modelo interruptor magnetotérmico	Unidades
Sub. 1	8 x STP 25000	NL1-4-80-300AS	DZ158-4-80	8
	1 x STP 20000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
Sub. 2	11 x STP 25000	NL1-4-80-300AS	DZ158-4-80	11
	1 x STP 25000	NL1-4-80-300AS	DZ158-4-80	1
Sub. 3	28 x STP 25000	NL1-4-80-300AS	DZ158-4-80	28
	1 x STP 25000	NL1-4-80-300AS	DZ158-4-80	1
C 1	1 x STP 9000	NL1-4-40-300AC	NB1-4-40B	1
C 2	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 5	1 x STP 20000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 5.1	1 x STP 8000	NL1-4-40-300AC	NB1-4-40B	1
C 6	1 x STP 20000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 9	1 x STP 8000	NL1-4-40-300AC	NB1-4-40B	1
C 10	1 x STP 6000	NL1-4-25-300AC	NB1-4-25B	1
C 11	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 11.1	1 x STP 5000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 14	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 15	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1

	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 18	1 x STP 6000	NL1-4-25-300AC	NB1-4-25B	1
C 19	1 x STP 9000	NL1-4-40-300AC	NB1-4-40B	1
C 19.1	1 x STP 5000	NL1-4-25-300AC	NB1-4-25B	1
C 22	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1
C 23	1 x STP 5000	NL1-4-25-300AC	NB1-4-25B	1
C 26	1 x STP 5000	NL1-4-25-300AC	NB1-4-25B	1
C 27	1 x STP 15000	NL1-4-63-300AC	NB1-4-63B	1

La siguiente tabla se muestran las características de los interruptores escogidos para la instalación y las unidades empleadas.

Tabla 50. Agrupación de diferenciales por gama 1

Características Interruptores diferenciales puros - serie NL1				
Código modelo	Intensidad [A]	Intensidad residual(I $\Delta$ ) [A]	Nº de polos	Unidades
NL1-4-25-300AC	25	300	4	5
NL1-4-40-300AC	40	300	4	4
NL1-4-63-300AC	63	300	4	11

En la familia de interruptores puros NL1, la intensidad nominal mayor es de 63A.

Tabla 51. Agrupación de diferenciales por gama 2

Características Interruptores diferenciales selectivos - serie NL1				
Código modelo	Intensidad [A]	Intensidad residual(I $\Delta$ ) [A]	Nº de polos	Unidades
NL1-4-80-300AS	80	300	4	49

Para la elección de los interruptores magnetotérmicos se ha tenido en cuenta las grandes longitudes que deben salvar estos conductores, por esto la curva de disparo de estos dispositivos será la tipo B, recomendada por el fabricante para estos casos.

Tabla 52. Agrupación de magnetotérmicos por gama 1

Características Interruptores automáticos magnetotérmicos - serie NB1			
Código modelo	Intensidad [A]	Nº de polos	Unidades

“Anexo Cálculos”

NB1-4-25B	25	4	5
NB1-4-40B	40	4	4
NB1-4-63B	63	4	11

En la familia de interruptores magnetotérmicos, la intensidad nominal mayor es de 63A.

*Tabla 53. Agrupación de magnetotérmicos por gama 2*

<b>Características Interruptores automáticos magnetotérmicos - serie DZ158</b>			
<b>Código modelo</b>	<b>Intensidad [A]</b>	<b>Nº de polos</b>	<b>Unidades</b>
DZ158-4-80	80	4	49

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

**Anexo Estudio de seguridad y  
salud**



## Anexo Estudio con entidad propia

Estudio de seguridad y salud.....	201
1. Objeto del estudio de Seguridad y Salud .....	201
2 Normas de seguridad aplicables a la obra .....	201
3 Descripción de las obras.....	202
3.1. Operaciones a realizar .....	202
3.2. Inicio de las obras.....	203
4 Riesgos y medidas preventivas.....	203
4.1 Movimiento de tierra. ....	203
4.2 Soportes fotovoltaicos .....	204
4.3 Módulos fotovoltaicos.....	206
4.4. Inversores .....	207
4.5 Cableado.....	207
4.6 Eléctricos .....	208
4.7 Daños a terceros.....	210
4.8 Otros riesgos .....	210
5. Planificación de acciones preventivas.....	211
5.1. Prevención de riesgos profesionales.....	211
5.2. Normas generales de seguridad para el personal.....	215
5.3. Formación.....	217
5.4. Medicina preventiva y primeros auxilios .....	217
6. Obligaciones .....	217
6.1. Obligaciones del promotor.....	217
6.2. Coordinador en materia de seguridad y salud. ....	217
6.3. Obligaciones de contratista y subcontratas .....	218
6.4. Obligaciones de los trabajadores autónomos.....	220
7. Libro de incidencia y paralización de obra .....	221
8. Disposiciones mínimas de seguridad y salud. ....	222
8.1. Resistencia y calidad de los materiales en materia de seguridad.....	222
8.2. Vías de salida y emergencia .....	222
8.3. Incendios .....	223
8.4. Ventilación.....	223
8.5. Temperatura.....	223
8.6. Espacio de trabajo .....	223

“Anexo Estudio con entidad propia”

8.7. Primeros auxilios .....	224
8.8. Servicios higiénicos.....	224
8.9. Zonas de descanso.....	224



## **Estudio de seguridad y salud**

### **1. Objeto del estudio de Seguridad y Salud**

El objeto del estudio básico de seguridad y salud es identificar los posibles puntos peligrosos durante la ejecución de la instalación para evitar accidentes mediante un proceso de prevención de riesgos laborales.

Este documento se redacta siguiendo las directrices del Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. A su vez, formará parte del proyecto de la obra, y, en aplicación de él, la entidad competente encargada de realizarlo elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio y en función de su propio sistema de ejecución de obra.

Tal estudio precisa las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, contemplando la identificación de riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de riesgos laborales que no puedan eliminarse especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia. Además, se contemplan las previsiones y las informaciones útiles necesarias para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

El plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado antes de iniciar la obra por parte del Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra.

### **2 Normas de seguridad aplicables a la obra**

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.

“Anexo Estudio con entidad propia”

- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).

### **3 Descripción de las obras.**

El ámbito de aplicación del proyecto es la ejecución de la instalación fotovoltaica en una instalación hotelera conectada a la red de baja tensión, situado en Adeje, en el sur de la isla de Tenerife, perteneciente a la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Dicha instalación requiere unas acciones directas, como son la instalación de módulos fotovoltaicos, inversores y demás elementos; y también precisa de unas acciones indirectas, como la adecuación del terreno, por medio de obra civil, con labores de movimiento de terreno, vaciado, estabilización de taludes, etc. En el próximo capítulo se enumerarán dichas acciones.

#### **3.1. Operaciones a realizar**

El plan de ejecución de obra previsto para llevar a cabo tal instalación será:

- Instalación de las estructuras encargadas de soportar de los paneles fotovoltaicos.
- Instalación de los paneles fotovoltaicos.
- Instalación de los inversores.
- Cableado de los tramos de toda la instalación.
- Verificación de los puntos anteriores, especialmente las protecciones.
- Instalación de equipos de protección y medida.
- Conexión a red eléctrica.
- Desbroce y limpieza del terreno
- Movimientos de tierra.

- Vaciados.
- Base de pavimentos
- Pavimentos
- Estabilización de taludes.

### **3.2. Inicio de las obras**

El contratista o contratistas elegidos y el Director facultativo de Obra se reunirán antes del comienzo de la ejecución de obra, y en esta reunión determinarán la forma de ejecutar la instalación, así como medidas de seguridad y demás temas pertinentes para la correcta terminación de los trabajos.

Llegadas ambas partes a un acuerdo se le notificará al Director de Obra para que la obra comience en la fecha prevista.

## **4 Riesgos y medidas preventivas**

### **4.1 Movimiento de tierra.**

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel
- Caídas de operarios a distinto nivel
- Caídas de operarios al interior de la excavación
- Caídas de objetos sobre operarios
- Caídas de materiales transportados
- Choques o golpes contra objetos
- Atrapamientos y aplastamientos por partes móviles de maquinaria
- Lesiones y/o cortes en manos y pies
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas

“Anexo Estudio con entidad propia”

- Ruido, contaminación acústica
- Vibraciones
- Ambiente pulvígeno
- Cuerpos extraños en los ojos
- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Ambientes pobres en oxígeno
- Inhalación de sustancias tóxicas
- Ruinas, hundimientos, desplomes en edificios colindantes.
- Condiciones meteorológicas adversas
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas
- Problemas de circulación interna de vehículos y maquinaria.
- Desplomes, desprendimientos, hundimientos del terreno.
- Contagios por lugares insalubres
- Derivados acceso al lugar de trabajo

#### **4.2 Soportes fotovoltaicos**

En el montaje de la estructura metálica y los soportes en cubiertas

- Caídas de altura.
- Deslizamientos.
- Caída de objetos. Trabajos superpuestos.
- Manejo de grandes piezas.
- Propios de soldaduras eléctricas y cortes con soplete.

- Electrocuciiones.
- Golpes y atrapamiento.
- Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales.
- Chispas, cortes, punzamientos y demás accidentes propios del uso de sierras y taladros.
- Propios de grúas.
- Derrumbamientos.
- Hundimientos.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.

#### ***4.2.1 Medidas preventivas de seguridad:***

Prohibido el trabajo en solitario.

Previamente, se asegurará que la zona de trabajo (cubierta) estará protegida de caídas a distinto nivel, mediante barandilla firme (150 kg/m) de 0,90 m. de altura mínima, con listón intermedio y rodapié.

En caso de no poder proceder a la colocación de la valla, los trabajadores deberán ir sujetos mediante amarre de seguridad, que irá sobre a puntos de anclaje rígidos, sólidos, con dos puntos de amarre por trabajador y que permitan la libertad de movimientos. En el caso de utilizar este método, anteponiendo las protecciones individuales sobre las colectivas, deberá ser justificado por la Dirección Facultativa.

Se guardará en todo momento un correcto orden y limpieza, retirando inmediatamente del suelo cualquier objeto punzante o peligroso.

El transporte manual de perfiles se realizará siempre con guantes y calzado de seguridad.

Se recomienda que las piezas largas sean manejadas por dos operarios.

Se comprobará previamente la ausencia de redes eléctricas y canalizaciones de gas en las proximidades.

“Anexo Estudio con entidad propia”

### **4.3 Módulos fotovoltaicos**

En la colocación de los módulos fotovoltaicos

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.
- Desprendimientos y aplastamientos.
- Contactos eléctricos (directos y/o indirectos).
- Caídas de objetos (herramientas y materiales).

#### ***4.3.1 Medidas preventivas de seguridad***

Prohibido el trabajo en solitario.

Previamente, se asegurará que la zona de trabajo de cubierta estará protegida de caídas a distinto nivel, mediante barandilla firme (150 kg/m) de 0,90 m. de altura mínima, con listón intermedio y rodapié.

En caso de no poder proceder a la colocación de la valla, los trabajadores deberán ir sujetos mediante amarre de seguridad, que irá sobre a puntos de anclaje rígidos, sólidos, con dos puntos de amarre por trabajador y que permitan la libertad de movimientos. En el caso de utilizar este método, anteponiendo las protecciones individuales sobre las colectivas, deberá ser justificado por la Dirección Facultativa.

El transporte manual de los módulos se realizará siempre por dos personas, con guantes y calzado de seguridad.

Previamente a la realización de los trabajos, se verificará que la herramienta presenta un correcto estado, quedando prohibidas las reparaciones improvisadas por los operarios.

Se seguirá lo indicado sobre manejo manual de cargas.

Se seguirá lo indicado sobre utilización de escaleras manuales.

#### **4.4. Inversores**

En la colocación de inversores, caja de protecciones y medida

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

##### ***4.4.1. Medidas preventivas de seguridad***

El cableado de los módulos se realizará con guantes aislantes.

El cableado y conexionado de los inversores sólo podrá ser realizado por personal cualificado para ello, en posesión del carné de instalador electricista.

Previamente a la realización de los trabajos, se verificará que la herramienta presenta un correcto estado, especialmente en lo relativo a su aislamiento, quedando prohibidas las reparaciones improvisadas por los operarios.

Prohibición de realizar estos trabajos en solitario.

Se señalará el riesgo eléctrico en los inversores.

En todo momento seguirá las indicaciones recogidas en el apartado sobre escaleras manuales.

El manejo manual de los inversores para su colocación, se hará siempre por dos personas.

En todo momento seguirá las indicaciones recogidas en el apartado sobre escaleras manuales.

#### **4.5 Cableado**

“Anexo Estudio con entidad propia”

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

#### ***4.5.1 Medidas preventivas de seguridad***

Prohibido el trabajo en solitario.

Previamente, se asegurará que la zona de trabajo de cubierta estará protegida de caídas a distinto nivel, mediante barandilla firme (150 kg/m) de 0,90 m. de altura mínima, con listón intermedio y rodapié.

En caso de no poder proceder a la colocación de la valla, los trabajadores deberán ir sujetos mediante amarre de seguridad, que irá sobre a puntos de anclaje rígidos, sólidos, con dos puntos de amarre por trabajador y que permitan la libertad de movimientos. En el caso de utilizar este método, anteponiendo las protecciones individuales sobre las colectivas, deberá ser justificado por la Dirección Facultativa.

El transporte manual de los módulos se realizará siempre por dos personas, con guantes y calzado de seguridad.

Previamente a la realización de los trabajos, se verificará que la herramienta presenta un correcto estado, quedando prohibidas las reparaciones improvisadas por los operarios.

Se seguirá lo indicado sobre manejo manual de cargas.

Se seguirá lo indicado sobre utilización de escaleras manuales.

## **4.6 Eléctricos**

Aplicables a varios apartados anteriores



Contactos eléctricos directos (contactos con parte de la instalación habitualmente en tensión):

- Manipulación de instalaciones, cuadros, equipos, etc. o Reparación de equipos bajo tensión.
- Contactos eléctricos indirectos (contactos con partes o elementos metálicos accidentalmente puestos en tensión):
- Defectos de aislamientos en máquinas cuyos sistemas de protección se encuentran mal calibrados o diseñados.
- Defectos de aislamiento en máquinas cuyos elementos de protección se encuentran puenteados.

#### ***4.6.1. Medidas preventivas de seguridad***

El montaje sólo podrá ser efectuado por instalador autorizado. Corresponde al coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra la verificación de dicha cualificación.

Prohibido trabajar en solitario.

La conexión de las herramientas eléctricas sólo se hará mediante tomas y alargaderas normalizadas.

Se mantendrá el lugar de trabajo limpio y libre de obstáculos, realizando al menos una limpieza diaria, al final de la jornada. Si bien no existe un riesgo significativo de incendio o explosión, se tendrá especial cuidado de eliminar la presencia de materiales o sustancias inflamables, a fin de evitar riesgo de incendio y explosión.

Diariamente, y siempre antes de la realización de los trabajos, se realizará una inspección visual para comprobar que el estado de las herramientas, sus cables y conexiones es el adecuado. Se desecharán aquellas que presenten desperfectos tales como cables sueltos, elementos mal apretados, etc.

Se seguirán las instrucciones del fabricante en cuanto al manejo, revisiones, transporte y almacenamiento de herramientas eléctricas, equipos de trabajo y equipos de protección individual.

“Anexo Estudio con entidad propia”

La iluminación no será inferior a 100 lux medidos a 2 m del suelo.

Se prohíbe el conexionado a los cuadros de suministro eléctrico sin la utilización de las clavijas adecuadas.

Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos de energía eléctrica.

Las pruebas de tensión se anunciarán convenientemente para conocimiento de todo el personal.

Para la utilización de escaleras de mano, se seguirá lo indicado.

A pesar de la desconexión de la Red, estará prohibido realizar trabajos en instalaciones de media tensión, sin que se adopten las siguientes precauciones:

Las “5 reglas de oro”:

Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión, mediante interruptoras y seccionadoras que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.

Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte.

Reconocimiento de la ausencia de tensión.

Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.

Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

Se utilizarán alfombras aislantes, vainas o caperuzas aislantes, herramientas aislantes.

Prohibido el trabajo en solitario.

Obligatorio el uso de guantes de seguridad en todo momento.

#### **4.7 Daños a terceros**

Únicamente cabe señalar los posibles riesgos derivados por razones del propio acceso de la maquinaria y transportes a la obra (las normales interferencias con respecto a la vía pública), así como la posibilidad de terceras personas en la zona de trabajo.

#### **4.8 Otros riesgos**

- Riesgos producidos por los agentes atmosféricos (condiciones climáticas adversas).
- Riesgos eléctricos (en general).
- Riesgos de incendio (en general).
- Derivados de deficiencias en maquinarias o instalaciones.

## **5. Planificación de acciones preventivas.**

### **5.1. Prevención de riesgos profesionales**

Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término. Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido (por ejemplo, por un accidente), será desechado y repuesto al momento.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente. El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

Cabe destacar las protecciones de los sistemas eléctricos y electrónicos se usan para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada, haciendo que la inversión sea menos productiva y llegando a sacar menor rendimiento de la instalación. Este tipo de fallas pueden provocar, además, daños a personal de trabajo. Por ello, la instalación debe ser provista de elementos de protección con objeto de evitar daños. Las protecciones serán diferentes para las partes de la instalación en corriente continua y en corriente alterna.

#### ***5.1.1. Equipos de protección individual (EPI)***

Los equipos de protección individual se rigen mediante lo estipulado en el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

“Anexo Estudio con entidad propia”

Se entenderá por equipo de protección individual cualquier equipo destinado a ser llevado o sujetado por el trabajador para que le proteja de uno o varios riesgos que puedan amenazar su seguridad o su salud, así como cualquier complemento o accesorio destinado a tal fin.

A su vez, los equipos de protección individual deberán utilizarse cuando existan riesgos para la seguridad o salud de los trabajadores que no hayan podido evitarse o limitarse suficientemente por medios técnicos de protección colectiva o mediante medidas, métodos o procedimientos de organización del trabajo.

Todo elemento de protección personal dispondrá de marca CE siempre que exista en el mercado. En aquellos casos en que no exista la citada marca CE, serán de calidad adecuada a sus respectivas prestaciones. El encargado del Servicio de Prevención dispondrá en cada uno de los trabajos en obra la utilización de las prendas de protección adecuadas. El personal de obra deberá ser instruido sobre la utilización de cada una de las prendas de protección individual que se le proporcionen.

### ***Protecciones de la cabeza***

- Cascos de protección: Cuando exista riesgo de golpe en la cabeza. Lo utilizarán todas las personas que participen en la instalación, incluidas las visitas.
- Protectores auditivos: Para trabajar con nivel de ruido elevado (cuando superen los 80 dBA).
- Gafas contra impactos y antipolvo: Para trabajos con proyecciones de partículas y/o polvo.
- Gafas pantalla de soldadura (cristales inactivos): Para trabajos de soldadura.
- Mascarillas y filtros recambiables: Para trabajos en ambientes contaminables (polvo, humo de soldadura, etc.)

### ***Protecciones del cuerpo***

- Monos o buzos de trabajo: Para todo tipo de trabajos (se tendrán en cuenta las reposiciones que marca el convenio colectivo provincial del sector).
- Impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.

- Mandil de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Chalecos reflectantes: Ropa de alta visibilidad para uso de señalización y posibles trabajos en vías de circulación.

#### ***Protecciones de extremidades superiores***

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes contra las agresiones químicas.
- Guantes contra las agresiones de origen eléctrico.
- Guantes contra las agresiones de origen térmico.
- Manoplas.
- Manguitos y mangas.

#### ***Protecciones de extremidades inferiores***

- Polainas de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Calzado de seguridad (puntera y suela metálica): Para trabajos con riesgo de punzamiento y/o aplastamiento.
- Calzado de seguridad (puntera metálica): Para trabajos con riesgo de aplastamiento.
- Botas impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.

#### ***Protección total del cuerpo***

- Equipos de protección contra las caídas de altura.
- Dispositivos anticaídas deslizantes.
- Arnese.
- Cinturones de sujeción.
- Dispositivos anticaídas con amortiguador.

“Anexo Estudio con entidad propia”

- Ropa de protección.
- Ropa de protección contra las proyecciones de metales en fusión y las radiaciones infrarrojas.
- Ropa de protección contra fuentes de calor intenso o estrés térmico.
- Ropa de protección contra bajas temperaturas.
- Ropa antipolvo.
- Ropa y accesorios (brazaletes, guantes) de señalización (retroreflectantes, fluorescentes).

### ***5.1.2. Sistemas de protección colectiva***

La protección colectiva, es aquélla que tiene como finalidad proteger a más de un trabajador frente a un riesgo de accidente laboral. La instalación de estos equipos y el establecimiento de un programa para su mantenimiento y utilización deben constituir una exigencia dentro del plan de emergencia y prevención de riesgos de la obra.

Será obligatorio mantener siempre las zonas de trabajo limpias, ordenadas y suficientemente iluminadas, con el objetivo de evitar que las herramientas de trabajo o el material suponga un riesgo para el trabajador. Así pues, para una buena evacuación de los operarios en caso de incendio se mantendrán libres de obstáculos las vías de evacuación. El personal deberá saber las normas de evacuación del edificio en caso de incendio y siempre deberá haber personal entrenado en el manejo de medios de extinción de incendios.

También, previamente a la iniciación de los trabajos, se establecerán puntos fijos para el enganche de los cinturones de seguridad.

### ***5.1.3. Breve aclaratoria sobre algunos sistemas de protección***

#### **Protecciones contra sobre intensidades.**

Según la ITC-BT-22, todo circuito estará protegido contra efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Las sobreintensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas: debidas a aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas eléctricas atmosféricas.

Los elementos de protección contra sobreintensidades que serán utilizados en este proyecto son:

#### Protecciones contra sobretensiones.

Para la protección contra sobretensiones, el propio inversor contiene ya fusibles y descargadores de sobretensiones transitorias y permanentes (con descargadores atmosféricos incluidos).

#### Protecciones contra contactos directos e indirectos.

Según la instrucción técnica de baja tensión de protección contra contactos directos e indirectos (ITC-BT-24) se definen dos causas posibles de paso de corriente a través del cuerpo humano.

De acuerdo con lo expuesto en la Instrucción Complementaria MI BT 001 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, se define como contacto directo el "contacto de personas con partes activas de los materiales y equipos".

Se entiende como partes activas, los conductores y piezas conductoras bajo tensión en servicio normal. Se incluye el conductor neutro o compensador de las partes a ellos conectadas.

Y, de acuerdo a la misma Instrucción Complementaria, se define como contacto indirecto el "contacto de personas con masas puestas accidentalmente en tensión".

Para ambos casos hay diferentes métodos de protección, expuestos a continuación.

## **5.2. Normas generales de seguridad para el personal.**

### ***Normas generales para la prevención de accidentes.***

“Anexo Estudio con entidad propia”

- Respetarán las consignas de Seguridad e Higiene.
- Seguirán las instrucciones dadas por los responsables.
- No utilizarán la maquinaria o herramientas ni harán ningún trabajo sin saberlo hacer correctamente (preguntarán siempre antes).
- Usarán las herramientas adecuadas en su trabajo, y cuando finalice las limpiarán y guardarán.
- Ayudarán a mantener el orden y limpieza en la obra.
- Advertirán inmediatamente a sus mandos superiores de cualquier peligro que observen en la obra.
- Observarán la señalización de obra y cumplirán su mensaje.
- No consumirán bebidas alcohólicas en su trabajo ni antes de incorporarse a él.
- No realizarán operaciones mecánicas ni eléctricas. Para ello avisarán a sus mandos para que envíen a las personas especializadas.
- Es obligatorio usar el equipo de protección individual necesario para cada trabajo, en especial el casco de seguridad y sobre todo el cinturón de seguridad en trabajos con riesgo de caída de altura, así como cuidar por su conservación.
- Es obligatorio observar y mantener todos los medios colectivos de protección dispuestos en la obra. Si por necesidades de trabajo tienen que retirar una protección, antes de irse del lugar deberán ponerla de nuevo en su sitio. De igual manera se procederá en el caso de la señalización.
- Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.

*Normas para el manejo de materiales*

- Realizar el levantamiento de cargas a mano, flexionando las piernas sin doblar la columna vertebral.



- Para transportar pesos a mano es preferible ir equilibrado llevando dos (uno en cada mano de igual peso cada uno).
- No hacer giros bruscos cuando se está cargado.
- Al girar o descargar materiales o maquinaria por rampas, nadie debe situarse en la trayectoria de la carga.

### **5.3. Formación**

Se impartirá formación en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo al personal de la obra, según lo dispuesto en la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales” y los Reales Decretos que la desarrollan.

### **5.4. Medicina preventiva y primeros auxilios**

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en el RD 486/1997 de 14 de abril.

Se deberá informar a los empleados del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.), donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

## **6. Obligaciones**

### **6.1. Obligaciones del promotor.**

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

### **6.2. Coordinador en materia de seguridad y salud.**

“Anexo Estudio con entidad propia”

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona.

El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

### **6.3. Obligaciones de contratista y subcontratas**

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

1. Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:

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

- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.

## 2. Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

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

Por tanto, todos los trabajadores que participen en el proyecto deberán haber sido informados y formados, por sus respectivas empresas, de los posibles riesgos a los que se exponen al desempeñar su trabajo y de las medidas preventivas que deberán adoptar en las distintas fases de la obra. Es precisa la toma de conciencia de que el riesgo existe y por ello son responsables de acatar las medidas de seguridad mínimas exigidas.

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

“Anexo Estudio con entidad propia”

3. Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.

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

5. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además, responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

#### **6.4. Obligaciones de los trabajadores autónomos.**

Los trabajadores autónomos están obligados a:

1. Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.

2. Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.

3. Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
4. Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
5. Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/ 1.997.
6. Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.
7. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

## **7. Libro de incidencia y paralización de obra**

En el lugar de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e

“Anexo Estudio con entidad propia”

inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

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

## **8. Disposiciones mínimas de seguridad y salud.**

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

A continuación, se especifican cuáles son las principales disposiciones mínimas de seguridad a tener en cuenta en una obra de estas características.

### **8.1. Resistencia y calidad de los materiales en materia de seguridad**

Se deberá asegurar la resistencia y buena calidad de los materiales y equipos y, en general de cualquier elemento que en cualquier desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

El acceso a cualquier superficie que conste de materiales que no ofrezcan una resistencia suficiente solo se autorizará en caso de que se proporcionen equipos o medios apropiados para que le trabajo se realice de forma segura.

### **8.2. Vías de salida y emergencia**

Requisitos a cumplir:

- Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer accesibles en todo momento y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.
- En caso de peligro, todos los lugares de trabajo deberán de poder evacuarse rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para los trabajadores.

- En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.
- Todas las puertas exteriores, ventanas practicables y pasillos de salida estarán claramente rotulados con señales indelebles y preferentemente iluminadas o fluorescentes, según lo dispuesto en el Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Dichas señales deberán fijarse en los lugares adecuados y tener resistencia suficiente.
- Las vías y salidas de emergencia, así como las vías de evacuación y las puertas que den acceso a ellas, no deberán estar obstruidas bajo ningún concepto, de modo que puedan utilizarse sin trabas en ningún momento.

### **8.3. Incendios**

Se dispondrá de extintores de polvo polivalente para la lucha contra incendios, los cuales deberán estar señalizados conforme al Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Dicha señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

### **8.4. Ventilación**

Conociendo el trabajo a realizar, y los métodos mediante los cuales se llevará a cabo el mismo, los trabajadores deberán disponer de aire limpio en cantidad suficiente.

### **8.5. Temperatura**

La temperatura debe ser la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias lo permitan, teniendo en cuenta los métodos de trabajo que se apliquen y las cargas físicas impuestas a los trabajadores. Es conveniente evitar que los trabajadores debido a la actividad a realizar sufran stress térmico.

### **8.6. Espacio de trabajo**

Las dimensiones del puesto de trabajo deberán calcularse de tal manera que los trabajadores dispongan de la suficiente libertad de movimientos para sus actividades, teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

### **8.7. Primeros auxilios**

- Será de responsabilidad de la empresa constructora garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello. Así mismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, a los trabajadores afectados o accidentados por una indisposición repentina.
- Se deberá disponer de material de primeros auxilios, debidamente señalado y de fácil acceso. (Botiquín).
- Una señalización claramente visible deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio local de urgencia.
- En concordancia con lo estipulado en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, todo el personal de las empresas que participen en el proyecto deberá haberse sometido como máximo hace un año (salvo que exista alguna otra exigencia legal más restrictiva al respecto) a un reconocimiento médico específico a su puesto de trabajo, del cual haya resultado apto. Asimismo, al personal de nueva incorporación, se le realizará un reconocimiento previo a su incorporación al puesto de trabajo.

### **8.8. Servicios higiénicos**

En el caso de que los trabajadores necesiten llevar ropa especial de trabajo se les facilitará el vestuario adecuado. Los vestuarios deberán ser de fácil acceso, tener las dimensiones suficientes y disponer de asientos e instalaciones que permitan a cada trabajador poner a secar, si fuera necesario, su ropa de trabajo. Cuando las circunstancias lo requieran (por ejemplo, sustancias peligrosas, humedad, suciedad), la ropa de trabajo se podrá guardar separada de la ropa de calle y de los objetos personales.

### **8.9. Zonas de descanso**

- Cuando lo exijan la seguridad o la salud de los trabajadores, en particular debido al tipo de actividad o el número de trabajadores, y por motivos de alejamiento de la obra, los trabajadores deberán poder disponer de locales de descanso y, en su caso, de locales de alojamiento de fácil acceso.



- Los locales de descanso o de alojamiento deberán tener unas dimensiones suficientes y estar amueblados con un número de mesas y de asientos con respaldo acorde con el número de trabajadores.
- Cuando no existan este tipo de locales se deberá poner a disposición del personal otro tipo de instalaciones para que puedan ser utilizadas como zona de descanso.
- Cuando existan locales de alojamiento fijos, deberán disponer de servicios higiénicos en número suficiente, así como de una sala para comer y otra de recreo.
- En los locales de descanso o de alojamiento deberán tomarse medidas adecuadas de protección para los no fumadores contra las molestias debidas al humo del tabaco.
- La temperatura de los locales de descanso, de los locales para el personal de guardia, de los servicios higiénicos, de los comedores y de los locales de primeros auxilios deberá corresponder al uso específico de dichos locales.
- Las ventanas, los vanos de iluminación cenitales y los tabiques acristalados deberán permitir evitar una insolación excesiva, teniendo en cuenta el tipo de trabajo y uso del local.

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## **Anexo Rentabilidad**



“Anexo Rentabilidad”

## Anexo Rentabilidad

Rentabilidad estimada.....	229
Informe Sunny Design Web.....	235

## Rentabilidad estimada

Para este estudio, el primer paso es conocer el consumo de las instalaciones.

El Jefe de Servicio Técnico del hotel ha facilitado los consumos mensuales en el año 2014. Desglosados por días. El problema es que la instalación hotelera energéticamente, se rige por la Discriminación horaria de seis periodos (P1, P2, P3, P4, P5 y P6) para Canarias en los días laborales nacionales; sábados domingos y festivos de ámbito nacional corresponde con el periodo P6 (siendo P6 el periodo económico)

	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ene:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Feb:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Mar:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Abr:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
May:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Jun:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Jul:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Ago:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Sep:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Oct:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Nov:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Dic:	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

auditorenergetico.com

Ilustración 1. Discriminación horaria para días laborales para Canarias

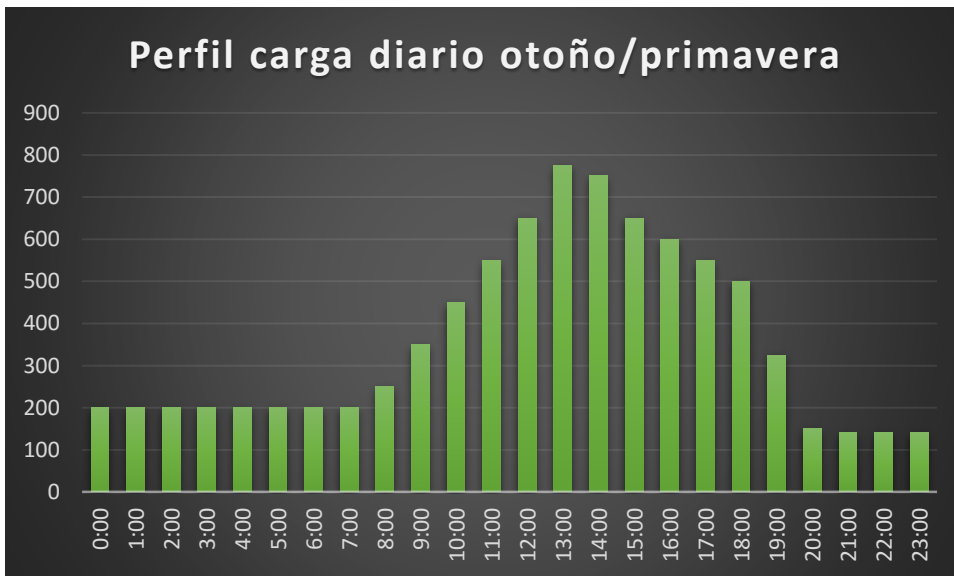
Los datos cedidos solo ofrecen el consumo total por día de cada periodo, es por ello que resulta imposible sacar las gráficas de consumo diario. Puesto que el hotel cuenta en sus instalaciones con unos equipos que le permiten establecer consumo en función de la zona horaria para cada mes y así obtener un considerable ahorro en las facturas. Estos mismos equipos serán utilizados para adaptar el consumo a la generación de energía producida en la planta fotovoltaica. De tal forma, con ayuda del software SunnyDesignWeb se implementará un sistema que permita aprovechar al máximo la energía generada.

“Anexo Rentabilidad”

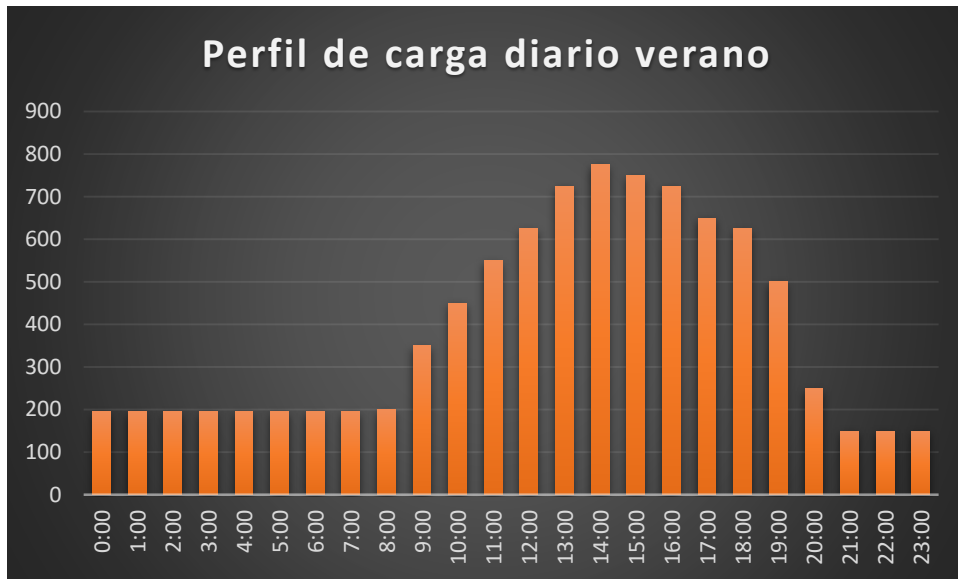
Adaptando el perfil de carga del hotel, cogiendo unos valores de consumo medios para obtener las siguientes gráficas, correspondiente a los perfiles diarios para los solsticios de verano e invierno y los equinoccios de primavera y otoño.



Gráfica 1. Perfil de carga diario para invierno



Gráfica 2. Perfil de carga diario para otoño y primavera



Gráfica 3. Perfil de carga diario para verano

Estas gráficas se fundamentan la trayectoria del sol, que se han nombrado y explicado en Anexo de Cálculo.

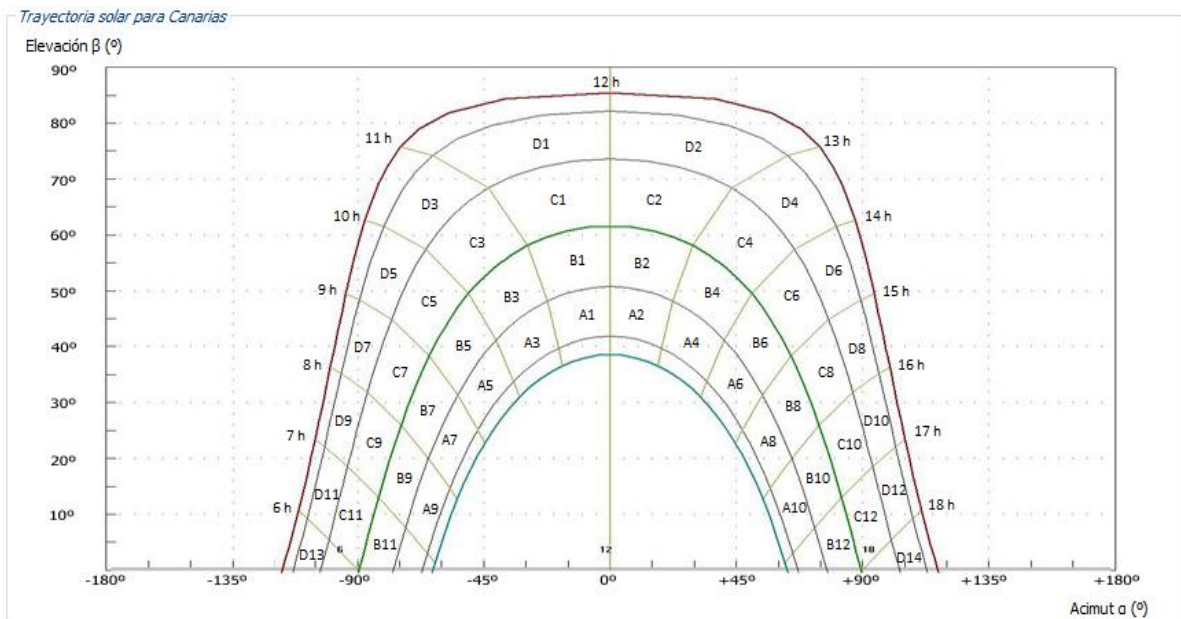


Ilustración 2. Diagrama de trayectorias aparentes del sol para Canarias [Fuente CEX3]

Los perfiles de carga se introducirán al software.

El segundo paso es introducir los valores de diseño al software, tales como los datos del proyecto (tipo de red, ubicación, etc.), el siguiente movimiento es configurar la planta

“Anexo Rentabilidad”

fotovoltaica indicando los subproyectos, el tipo de colocación de los módulos fotovoltaicos para uno (orientación e inclinación), así como el tipo de panel instalado (marcando el fabricante y el modelo), finalmente establece los inversores (Véase Anexo de Cálculos).

Se establecen las secciones y en consecuencia las pérdidas producidas en las mismas y ya es posible analizar el consumo por el software. El resultado obtenido anualmente es el siguiente.

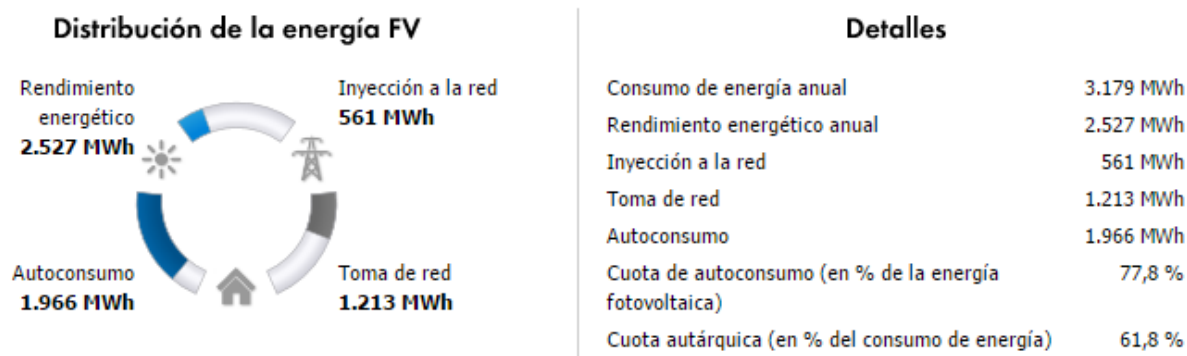


Gráfica 4. Consumo anual de la red según la hora del día

La prioridad es de descender el consumo en las horas del mediodía, donde se producen las tarifaciones de mayor coste, así como aumentar la cuota de autoconsumo.

Con la siguiente ilustración puede comprobarse la cuota de autoconsumo (resultante de restar al valor “sin autoconsumo” el valor “con autoconsumo”. Obteniendo un resultado de 1.966 MWh por año.





Gráfica 5. Detalles de la planta generadora.

Para el cálculo de la rentabilidad se utilizará el software introduciendo los valores de los presupuestos calculados en el apartado correspondiente. Se tendrán en cuenta para los costes energético los datos ofrecido por la empresa eléctrica encargada de la facturación y que además correspondan a unos de los meses desfavorables tanto porque se le apliquen la discriminación negativa como porque representen un coste por encima de la media anual.

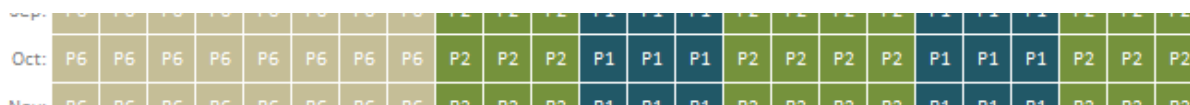


Ilustración 3. Discriminación horaria para Canarias en octubre

Como es el caso de octubre 2015. La factura ascendió a 34.284,59 €, cuando la media actual hasta eso momento era de 27.000,53 €.

Dicha facturación presenta unos consumos en el periodo 1 (P1) de 59.617 kW, en P2 de 95.816 kW y en P6 de 161.486 kW.

Lo que conlleva a un coste por kWh de 0,10818€ (incluyendo costes de contratación, etc.). Este valor será introducido en SunnyDesignWeb como el coste de la unidad de kWh, aunque no sea la realidad, es válida para entender los resultados. Añadir, que no es posible añadir en el programa la discriminación que le corresponde, por lo que se ha optado por esta solución.

Además, el reintegro económico de la energía que se produce al inyectarla a la red será de 0,08€/kWh (a la baja).

El resultado obtenido se muestra en la siguiente ilustración.

## “Anexo Rentabilidad”

<b>Detalles</b>	
Costes de consumo eléctrico ahorrados en el primer año (aprox.)	212.698 EUR
Ahorro total al cabo de 20 año(s) (aprox.)	2.910.381 EUR
Costes de consumo eléctrico ahorrados al cabo de 20 año(s) (aprox.)	6.043.636 EUR
Beneficio total de la inyección a red al cabo de 20 año(s) (aprox.)	816.814 EUR
Tiempo de amortización estimado en años (aprox.)	12
Costes de producción de electricidad a lo largo de 20 año(s) (aprox.)	0,082 EUR/kWh
Rentabilidad anual (aprox.)	3,68 %
La inversión total asciende a	2.815.332,63 EUR
El CAPEX específico de la planta fotovoltaica lista para funcionar (CAPEX/kWP) asciende a	1.852,72 EUR/kWp

Ilustración 4. Análisis de rentabilidad

En conclusión, se puede afirmar que el proyecto es rentable con una ratio de un 3,68 %. Teniendo en cuenta que este valor es a la baja, debido a la falta de datos para su cálculo se puede concluir que el proyecto es viable. Con unos ahorros de 212.698 € el primer año aproximadamente, y con beneficio obtenidos de la inyección a red, se puede estimar una recuperación de la inversión (2.815.332,63 €) en 12 años.

Se adjunta el informe con los resultados de la web en pdf.

Para finalizar, el proceso para realizar esta labor de manera precisa, en condiciones de disposición de los perfiles exactos de carga diario, sería dando los siguientes pasos:

1. Usar los valores de consumo reales por horas al día, para cada uno de los meses del año e implementarlos en gráficas de consumo mensuales.
2. Calcular la energía producida por medio de la formula presente en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV - julio 2011)

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

*Ecuación 1. Energía inyectada*

Donde: -  $G_{dm}(\alpha, \beta)$  = valor medio mensual y anual de la irradiación sobre el plano del generador Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (en nuestro caso no nos afectaría porque ninguna placa sobrepasa este valor). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador, tal y como se definen en el Anexo de Cálculos.

-  $PR$  = Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta (cambiante lo largo del día):

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

-  $P_{mp}$  = Potencia pico del generador [W]

-  $G_{CEM}$  = establecido para los fabricantes de paneles en 1 kW/m<sup>2</sup> (en condiciones estándar de diseño)

3. Finalmente se comparan los valores de los dos puntos anteriores y se realizan las labores de estudio de rentabilidad.

# Autoconsumo

Nombre del proyecto: FINAL

Emplazamiento: Spain / Santa Cruz de Tenerife

Número del proyecto:

## Indicaciones de autoconsumo

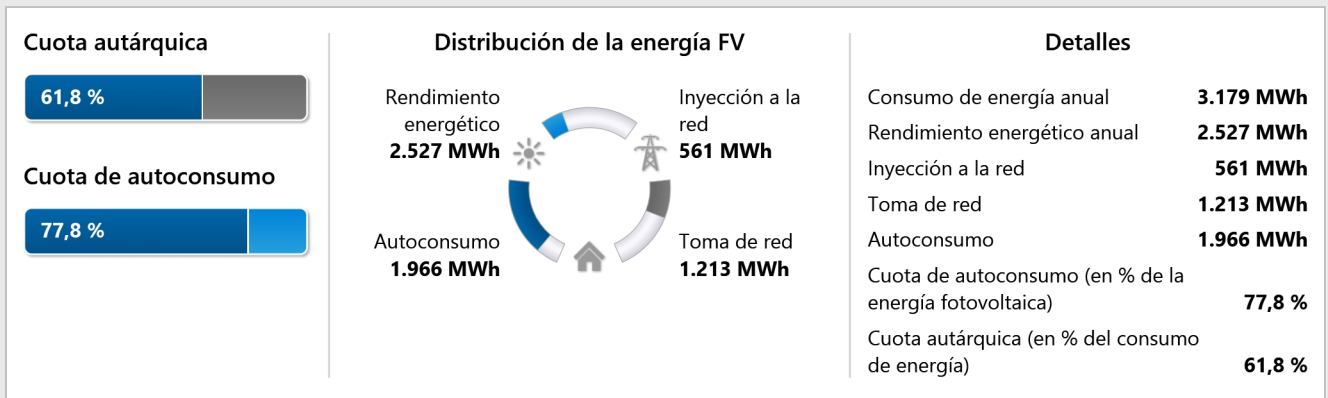
Perfil de carga: **MODIFICADO**

Consumo de energía anual: **3179 MWh**

## Optimización del autoconsumo

## Resultado

### Sin optimización del autoconsumo



Los resultados mostrados son valores estimados que se determinan matemáticamente. SMA Solar Technology AG no se responsabiliza del autoconsumo real que difiera del indicado aquí. El autoconsumo se determina a partir del comportamiento de consumo individual, que a su vez, puede diferir del perfil de carga empleado para el cálculo.

Version: 3.50.2.R / 12/07/2016

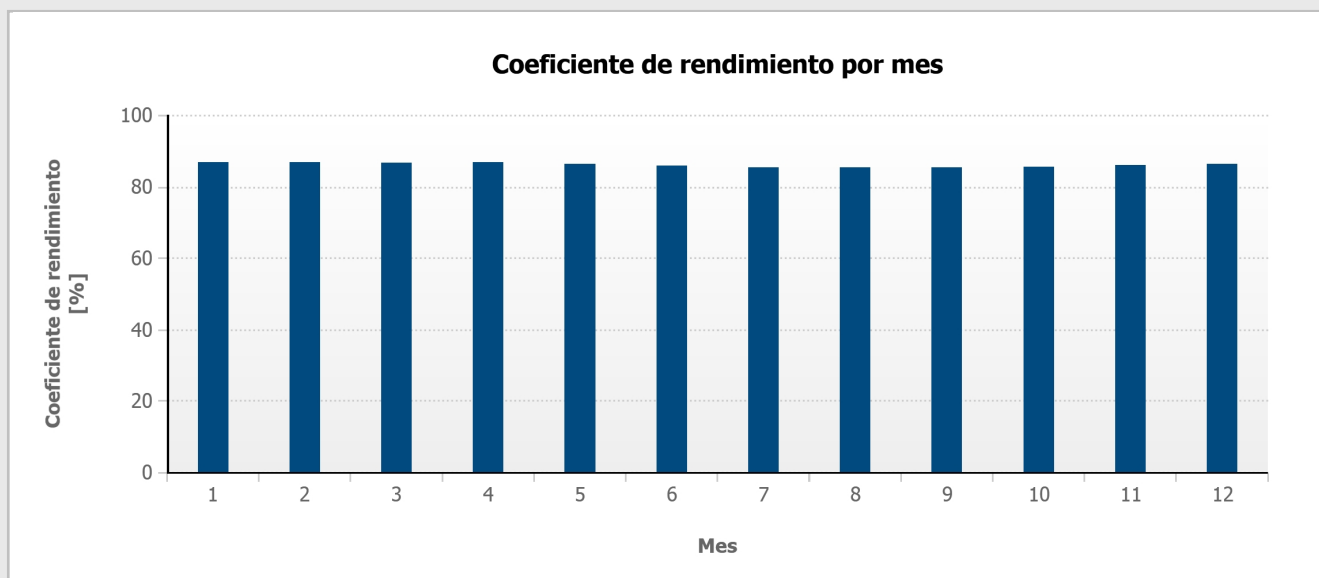
## Valores mensuales

Nombre del proyecto: FINAL

Emplazamiento: Spain / Santa Cruz de Tenerife

Número del proyecto:

### Diagrama



### Tabla

Mes	Rendimiento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Inyección a red [kWh]	Toma de red [kWh]
1	147907 (6,8 %)	136230	11678	127582
2	158599 (6,7 %)	133642	24957	106111
3	211903 (8,4 %)	162818	49085	102977
4	235145 (9,0 %)	174078	61067	83142
5	273124 (9,9 %)	199410	73714	82166
6	279771 (9,8 %)	198588	81183	76842
7	297987 (10,4 %)	210918	87069	73693
8	267001 (9,8 %)	189151	77850	79679
9	211869 (8,5 %)	162664	49205	94557
10	179011 (7,9 %)	152350	26661	113444
11	138858 (6,8 %)	124940	13918	130681
12	126253 (6,1 %)	121363	4890	142449

Version: 3.50.2.R / 12/07/2016

# Análisis del consumo y de la evolución de la carga

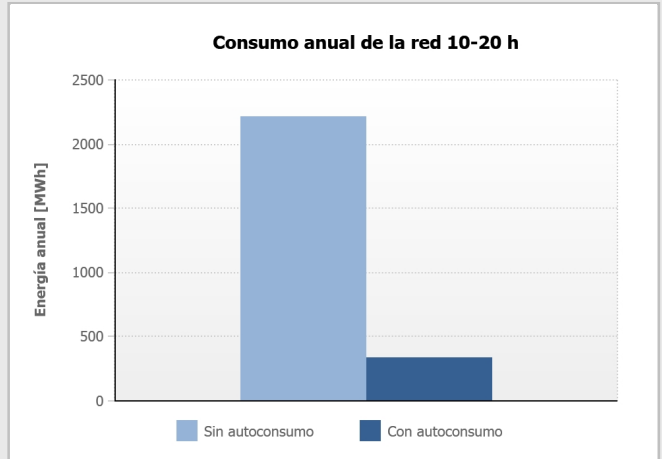
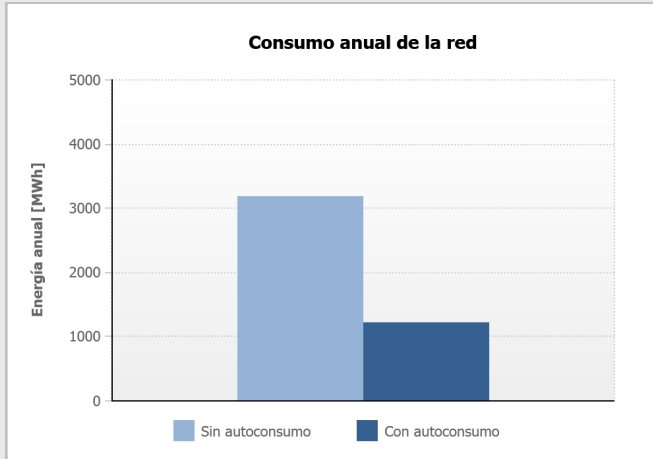
Nombre del proyecto: FINAL

Emplazamiento: Spain / Santa Cruz de Tenerife

Número del proyecto:

## Consumo de la red

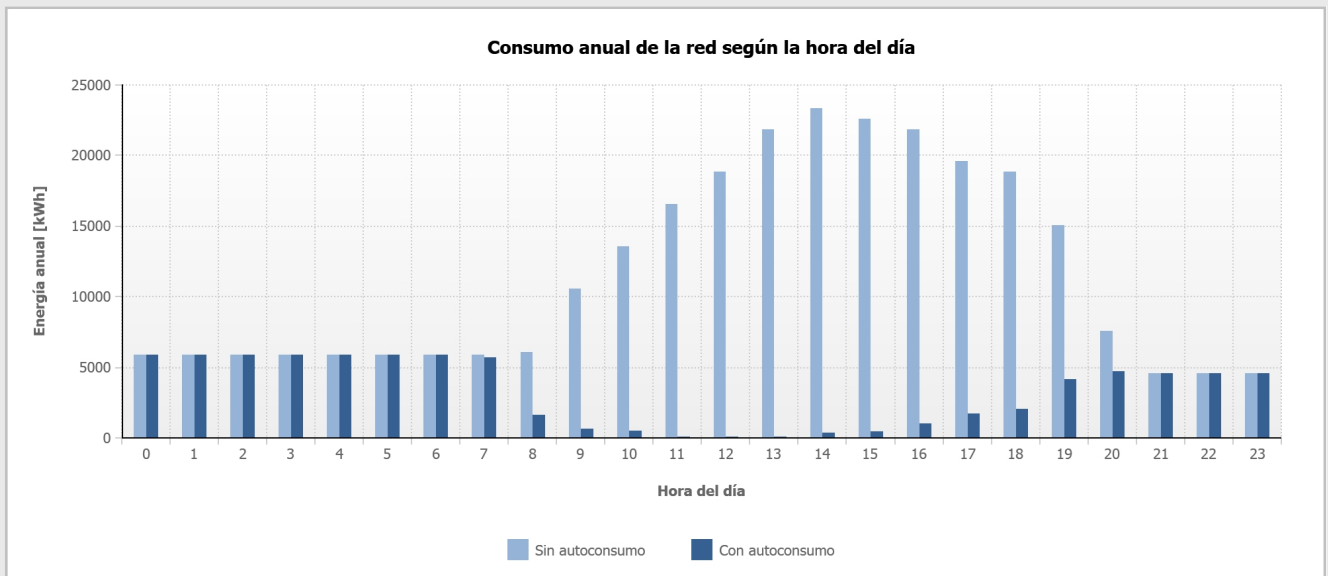
El diagrama de la izquierda muestra cuánta energía se ha obtenido de la red pública (consumo de la red) en un año, con y sin autoconsumo. El diagrama de la derecha muestra el consumo de la red de un año en un momento determinado de un día.



	Consumo anual de la red	Consumo anual de la red 10-20 h
<b>Sin autoconsumo</b>	3.179 MWh	2.209 MWh
<b>Con autoconsumo</b>	1.213 MWh	334 MWh

## Consumo de la red/hora del día

El diagrama muestra cuánta energía se ha obtenido de la red pública (consumo de la red) en un año a una determinada hora del día.



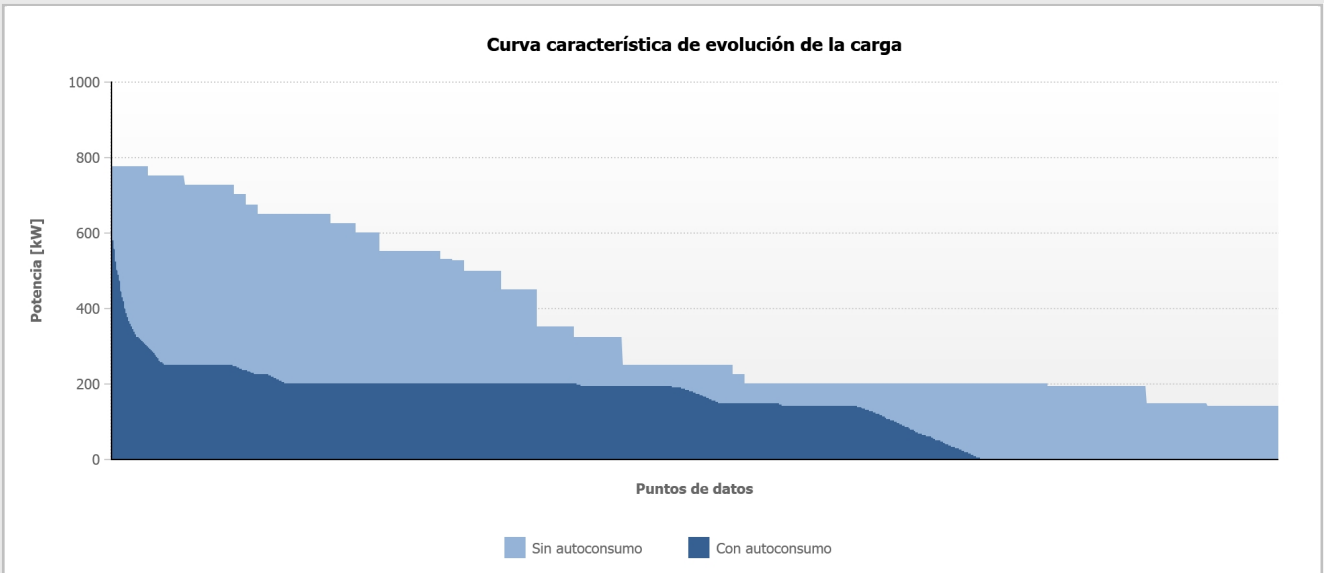
	Consumo anual de la red	Junio - Junio
<b>Sin autoconsumo</b>	3.179 MWh	275 MWh
<b>Con autoconsumo</b>	1.213 MWh	76.842 kWh

Version: 3.50.2.R / 12/07/2016

# Análisis del consumo y de la evolución de la carga

## Curva característica de evolución de la carga

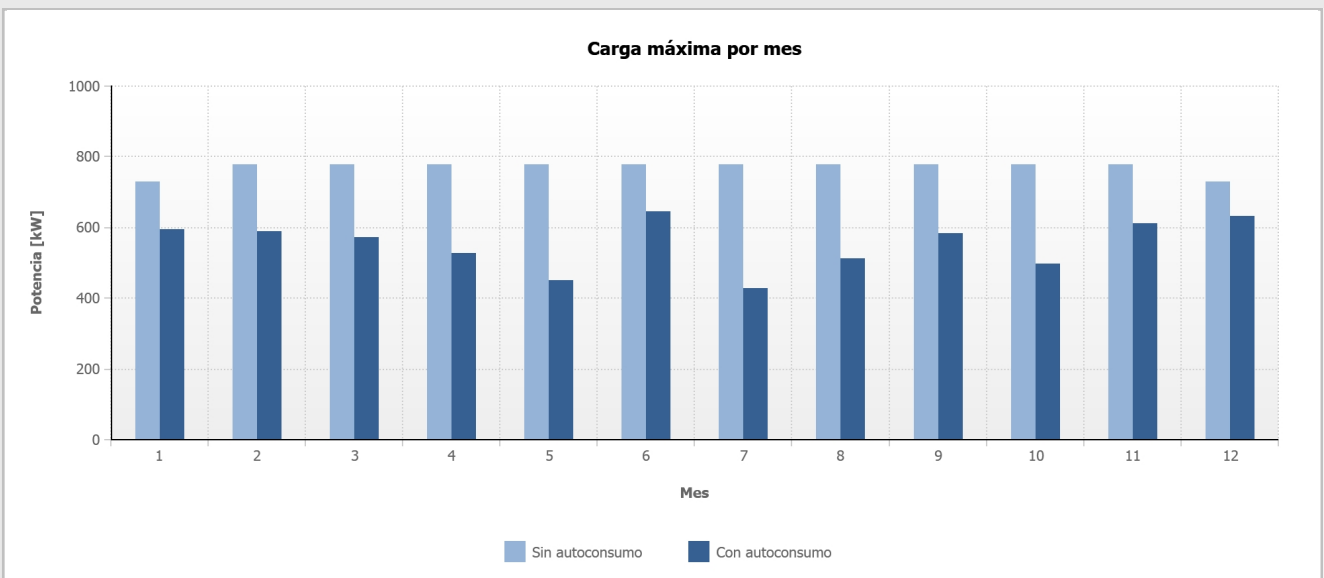
El diagrama muestra la distribución de la potencia obtenida de la red pública en forma de curva característica de evolución de la carga, con y sin autoconsumo. Los valores de potencia de un año están ordenados por tamaño. La curva característica de evolución de la carga ofrece información sobre la frecuencia de la carga punta, la carga mínima y la carga básica.



	Sin autoconsumo	Con autoconsumo
<b>Valores de potencia superiores al límite de carga</b>	---	--- (---)
<b>Potencia máxima</b>	775,000 kW	642,415 kW
<b>Consumo de la red superior al límite de carga</b>	---	---
<b>Consumo total de la red</b>	3.179 MWh	1.213 MWh

## Potencia máxima

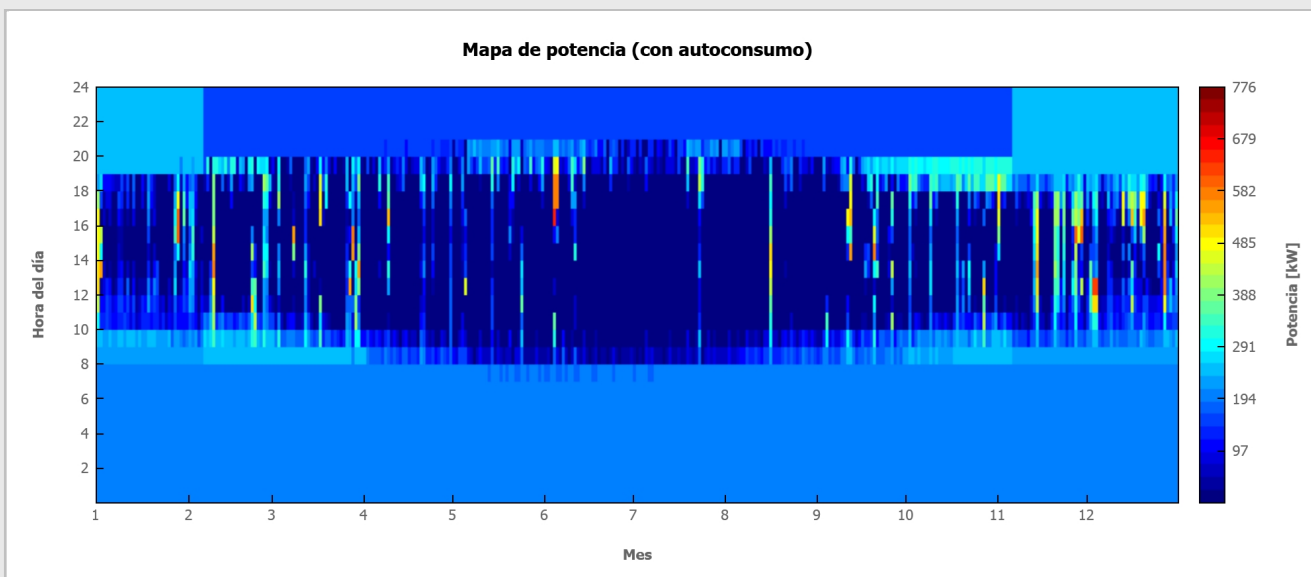
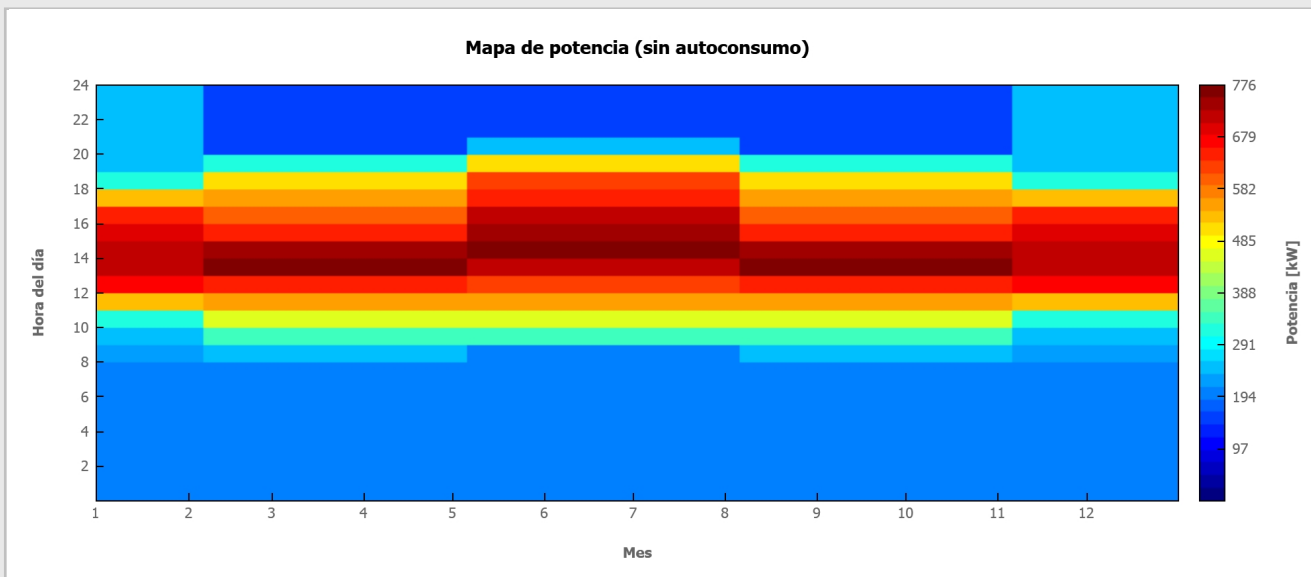
El diagrama muestra la potencia máxima obtenida de la red pública por mes durante un año. Esta carga punta se utiliza en algunas tarifas eléctricas como potencia de facturación mensual.



# Análisis del consumo y de la evolución de la carga

## Mapa de potencia

El mapa de calor muestra con qué frecuencia y a qué hora del día se dan los valores de potencia en un año.



Los resultados mostrados son valores estimados que se determinan matemáticamente. SMA Solar Technology AG no se responsabiliza del autoconsumo real que difiera del indicado aquí. El autoconsumo se determina a partir del comportamiento de consumo individual, que a su vez, puede diferir del perfil de carga empleado para el cálculo.

Version: 3.50.2.R / 12/07/2016



# Análisis de la rentabilidad

**Nombre del proyecto:** FINAL

Número del proyecto:

**Emplazamiento:** Spain / Santa Cruz de Tenerife

Detalles	
Costes de consumo eléctrico ahorrados en el primer año (aprox.)	<b>212.698 EUR</b>
Ahorro total al cabo de 20 año(s) (aprox.)	<b>2.910.381 EUR</b>
Costes de consumo eléctrico ahorrados al cabo de 20 año(s) (aprox.)	<b>6.043.636 EUR</b>
Beneficio total de la inyección a red al cabo de 20 año(s) (aprox.)	<b>816.814 EUR</b>
Tiempo de amortización estimado en años (aprox.)	<b>12</b>
Costes de producción de electricidad a lo largo de 20 año(s) (aprox.)	<b>0,082 EUR/kWh</b>
Rentabilidad anual (aprox.)	<b>3,68 %</b>
La inversión total asciende a	<b>2.815.332,63 EUR</b>
El CAPEX específico de la planta fotovoltaica lista para funcionar (CAPEX/kWp) asciende a	<b>1.852,72 EUR/kWp</b>

## Comparación costes de energía anuales

Hoy sin planta FV

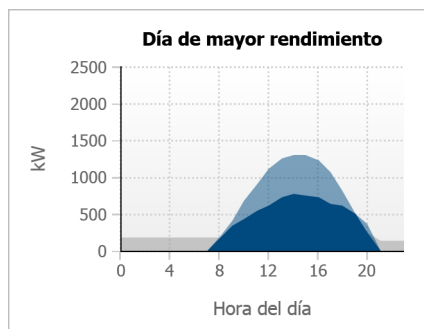
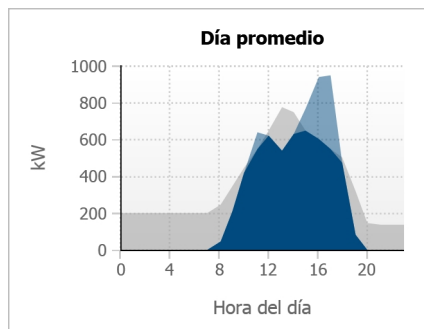
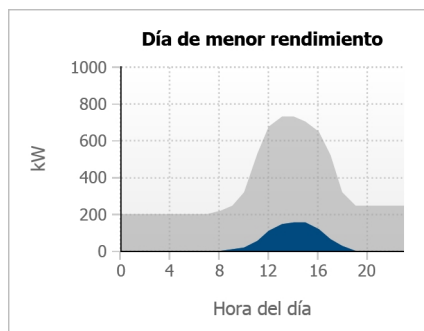
**343.956 EUR**

Dentro de 20 año(s) sin planta FV

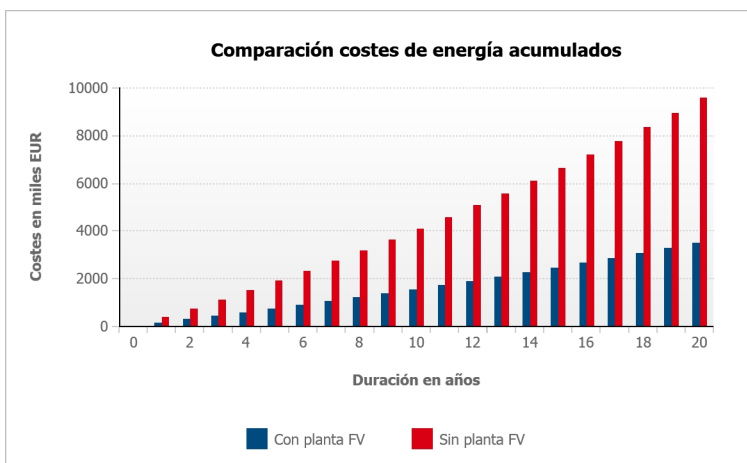
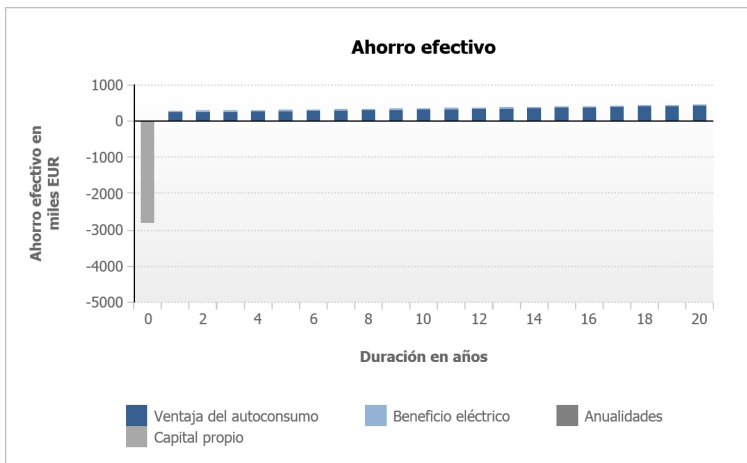
**621.222 EUR**

Hoy con planta FV

**131.257 EUR**



Consumo de energía  
Energía fotovoltaica máx. disponible  
Energía fotovoltaica utilizada



Version: 3.50.2.R / 12/07/2016

# Análisis de la rentabilidad

Nombre del proyecto: FINAL

Emplazamiento: Spain / Santa Cruz de Tenerife

Número del proyecto:

## Estructura de costes

### Costes del sistema FV

Los costes totales de los módulos fotovoltaicos ascienden a **1.159.423,45 EUR**

La degradación media de la potencia de los módulos fotovoltaicos es del **0,50 %**

Los costes totales de los inversores y la monitorización de la planta ascienden a **247.024,70 EUR**

Los costes de planificación e instalación ascienden a **1.408.884,48 EUR**

Los costes fijos anuales ascienden a **42.229,99 EUR**

La inversión total asciende a **2.815.332,63 EUR**

El CAPEX específico de la planta fotovoltaica lista para funcionar (CAPEX/kWP) asciende a **1.852,72 EUR/kWp**

### Financiación

La moneda es **EUR**

La cuota de capital propio es del **100 %**

La cuota de capital ajeno es del **0 %**

La subvención asciende a **0,00 EUR**

La tasa de inflación es del **3,00 %**

El periodo de análisis de la rentabilidad es de **20 año(s)**

Tipo de crédito elegido: **Préstamo a interés fijo**

La duración del crédito es de **10 año(s)**

El periodo de carencia es de **0 año(s)**

El tipo de interés es del **4,0 %**

### Costes de consumo eléctrico y remuneración

El precio del consumo eléctrico asciende a **0,10818 EUR/kWh**

No se tienen en cuenta las tarifas especiales

La inflación eléctrica anual es del **3,0 %**

La remuneración asciende a **0,08000 EUR/kWh**

La remuneración tiene una duración de **20 año(s)**

La deducción o remuneración durante la autoalimentación es de **0,00000 EUR/kWh**

El beneficio eléctrico una vez transcurrido el periodo de remuneración asciende a **0,00000 EUR/kWh**

Version: 3.50.2.R / 12/07/2016

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## Planos

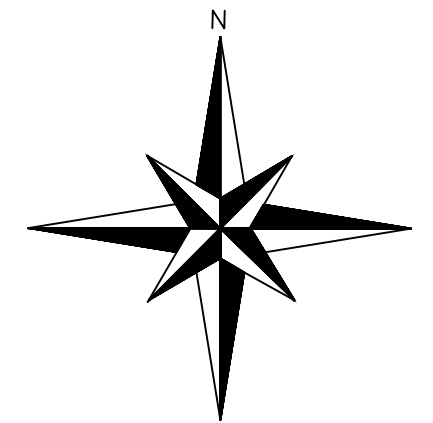
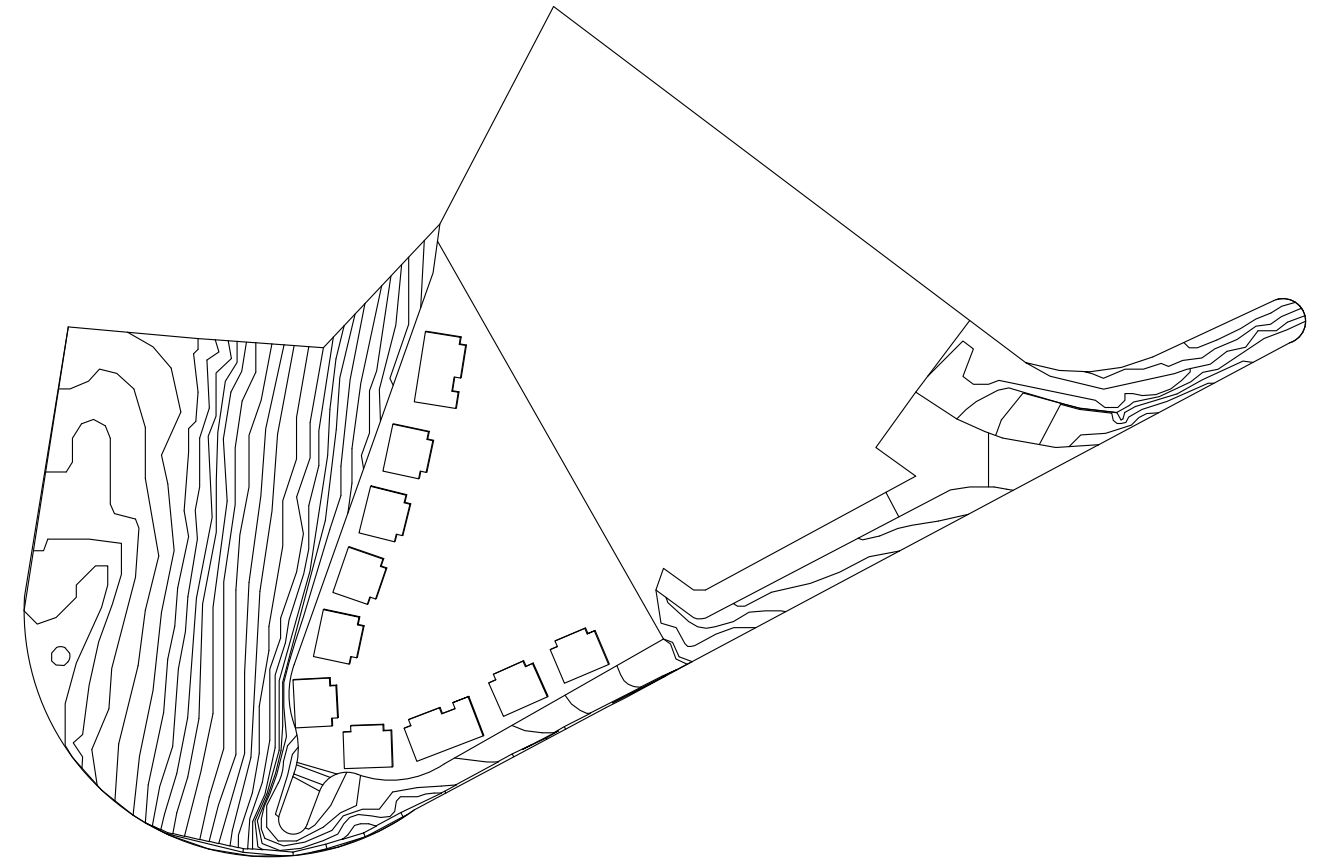
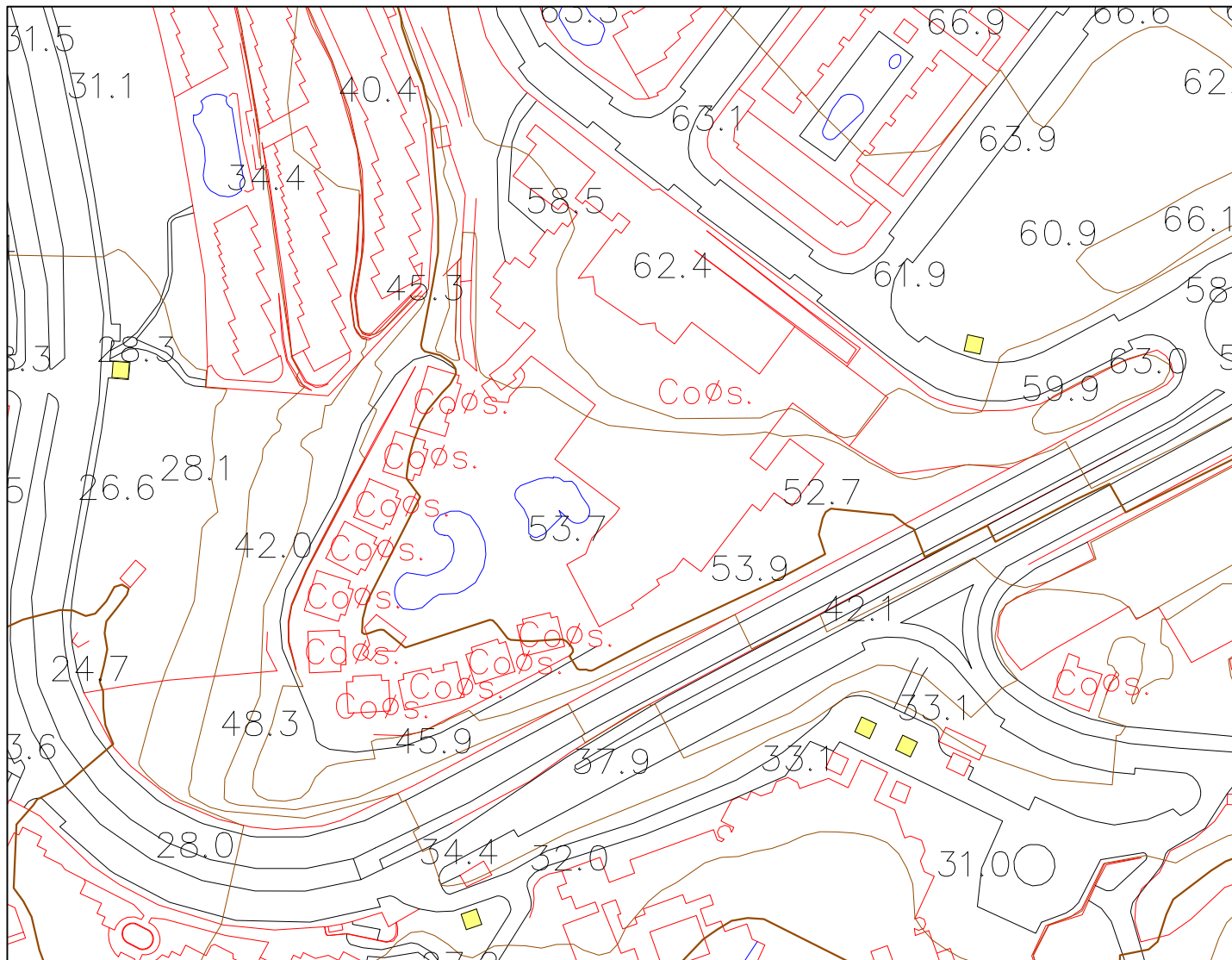


“Planos”

## Planos

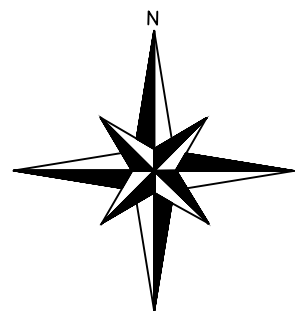
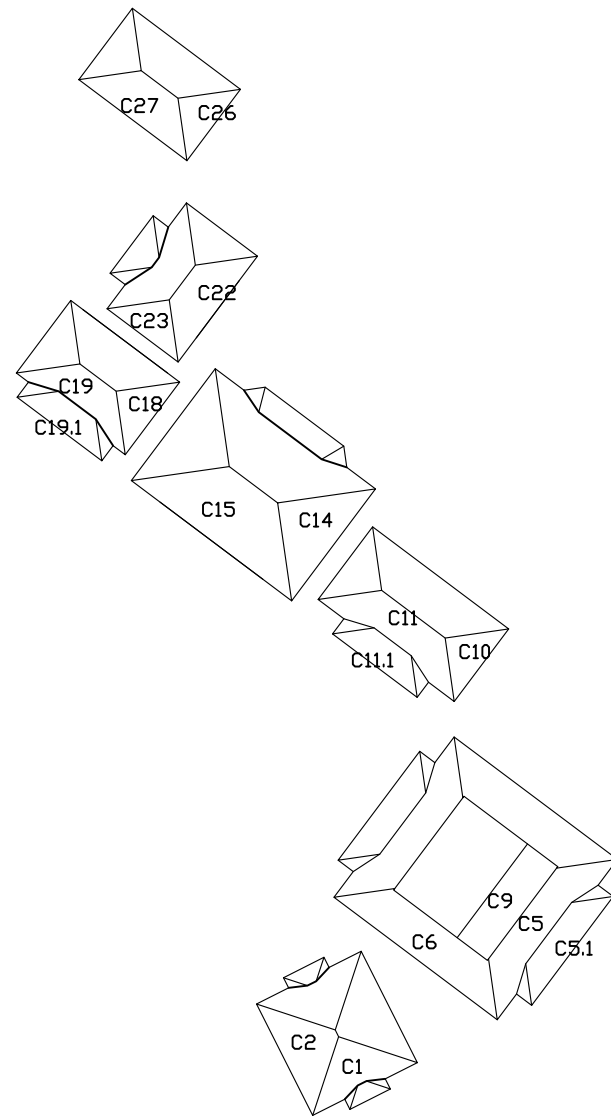
1. Situación .....	247
1.1. Situación terreno .....	247
1.2. Situación cubiertas .....	248
2. Soportes.....	249
2.1. Soportes subproyecto 1.....	249
2.2. Soportes subproyecto 2.....	250
2.3. Soportes subproyecto 3.....	251
3. Unifilares terreno .....	252
3.1. Unifilar terreno subproyecto 1 .....	252
3.1. Unifilar terreno subproyecto 2 .....	253
3.1. Unifilar terreno subproyecto 3 .....	254
4. Unifilares cubiertas.....	255
4.1. Unifilar cubierta 1 .....	255
4.2. Unifilar cubierta 2 .....	256
4.3. Unifilar cubierta 5 .....	257
4.4. Unifilar cubierta 5.1 .....	258
4.5. Unifilar cubierta 6 .....	259
4.6. Unifilar cubierta 9 .....	260
4.7. Unifilar cubierta 10.....	261
4.8. Unifilar cubierta 11.....	262
4.9. Unifilar cubierta 11.1.....	263
4.10. Unifilar cubierta 14 .....	264
4.11. Unifilar cubierta 15.....	265
4.12. Unifilar cubierta 18.....	266
4.13. Unifilar cubierta 19.....	267
4.14. Unifilar cubierta 19.1.....	268
4.15. Unifilar cubierta 22.....	269
4.16. Unifilar cubierta 23.....	270
4.17. Unifilar cubierta 26.....	271
4.18. Unifilar cubierta 27.....	272
5. Obra civil.....	273
5.1. Acondicionamiento previo .....	273
5.1. Movimiento de tierras .....	274

5.3. Taludes .....	275
6. Instalaciones.....	276
6.1. Subproyecto 1 .....	276
6.2. Subproyecto 2 .....	277
6.3. Subproyecto 3 .....	278
6.4. Edificio 1 .....	279
6.5. Edificio 2 .....	280
6.6. Edificio 3 .....	281
6.7. Edificio 4 .....	282
6.8. Edificio 5 .....	283
6.9. Edificio 6 .....	284
6.10. Edificio 7 .....	285
7. Canalizaciones .....	286
7.1. Canalización CC terreno .....	286
7.2. Canalización CC cubiertas.....	287
7.3. Canalización CA terreno .....	288
7.4. Canalización CA cubiertas .....	289
8. Ejemplo.....	290
8.1. Inversor en terreno .....	290



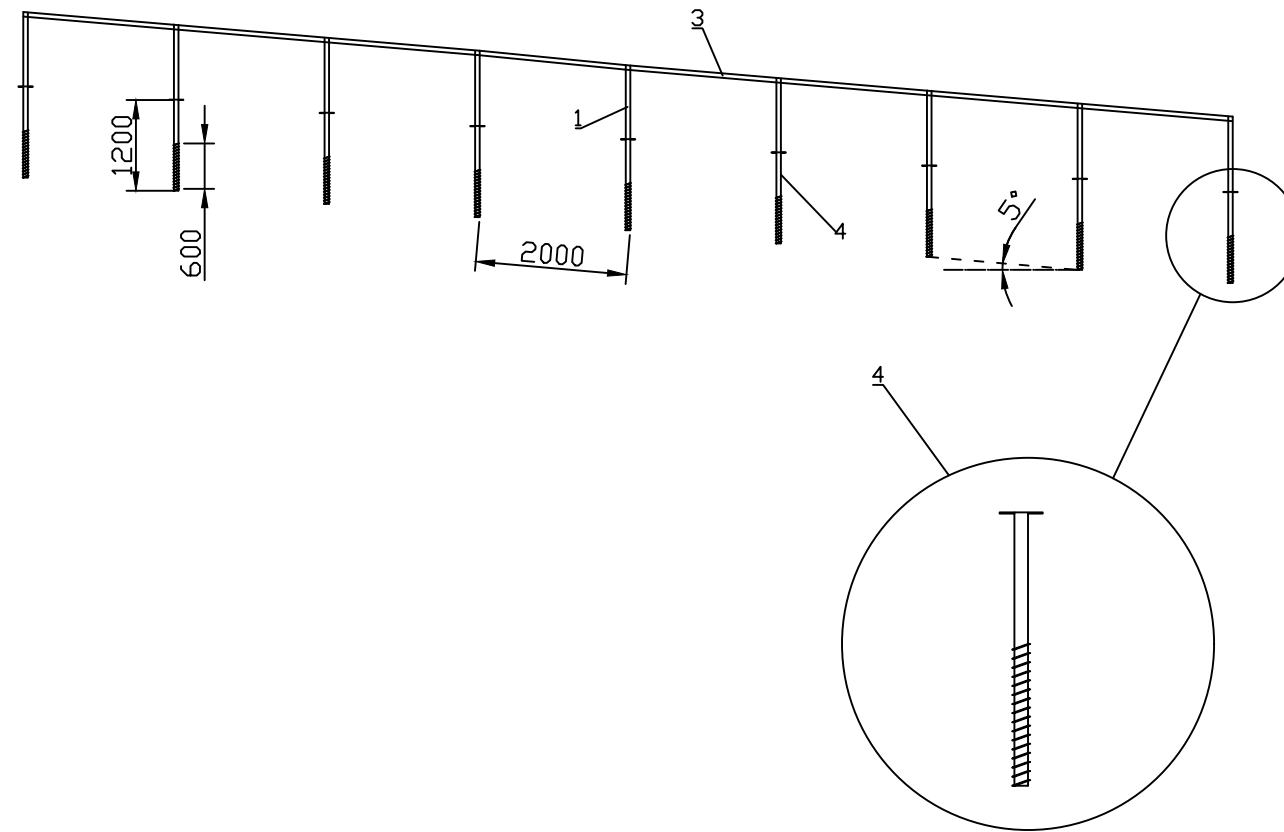
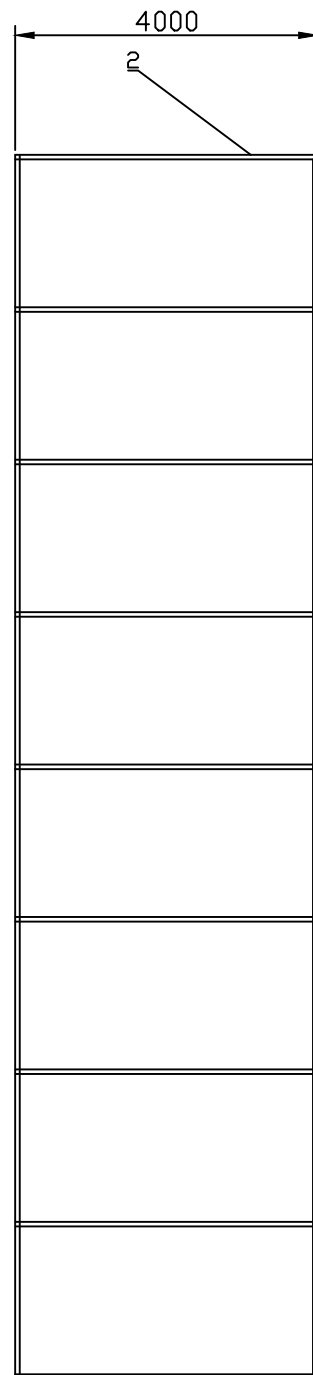
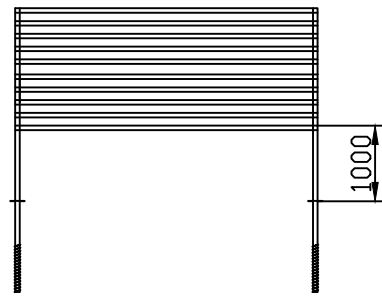
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
<i>Dibujado</i>	Fecha	Autores		
	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:2000	SITUACIÓN DEL TERRENO			Nº P.: 1.1 Nom.Arch:

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:1000	SITUACIÓN CUBIERTAS			Nº P.: 1.2 Nom.Arch:

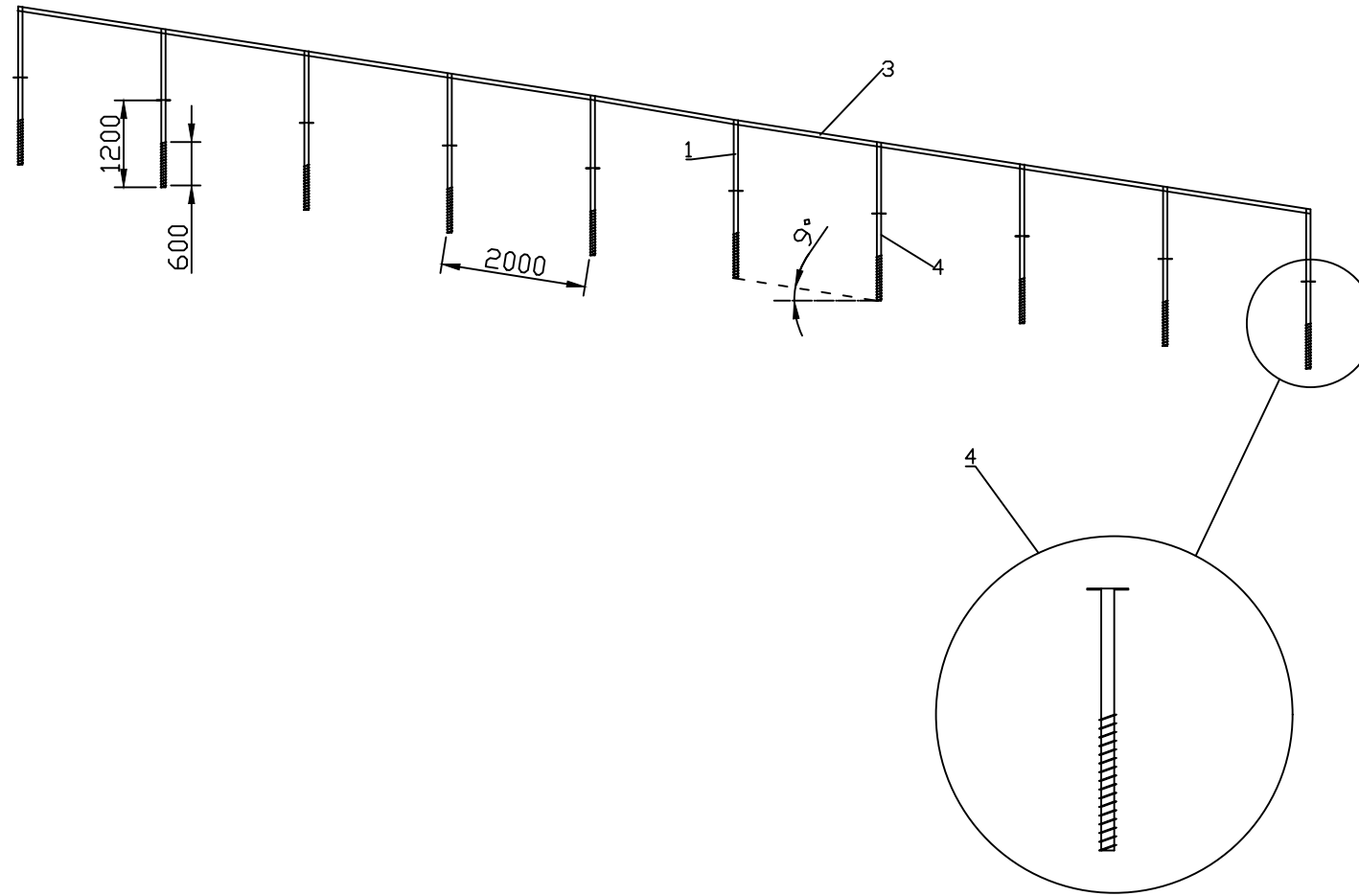
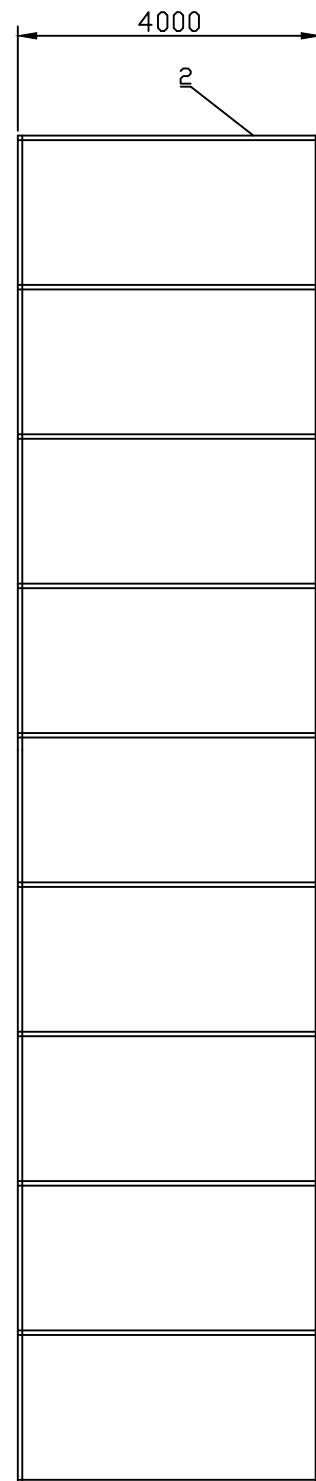
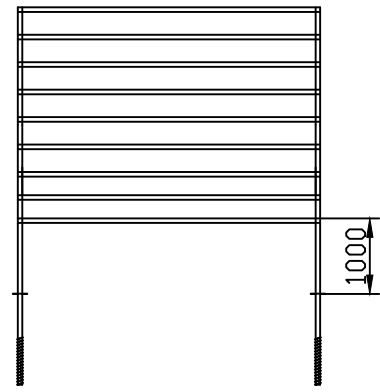




- 1.VIGA CUADRADA HUECA (18X) 1000X60X60X4mm
- 2.VIGA CUADRADA HUECA (9X) 4000X60X60X4mm
- 3.VIGA CUADRADA HUECA (2X) 16000X60X60X4mm
- 4.TORNILLO CIMENTACIÓN CONCRETE LESS 1200mmXØ76mm (ROSCA 600mmXØ96)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
Dibujado	Fecha JUL-2016	Autores P. PADILLA F.RODRIGUEZ	
			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:100	SOPORTES TERRENO SUBPROYECTO 1		Nº P.: 2.1 Nom.Arch:

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna

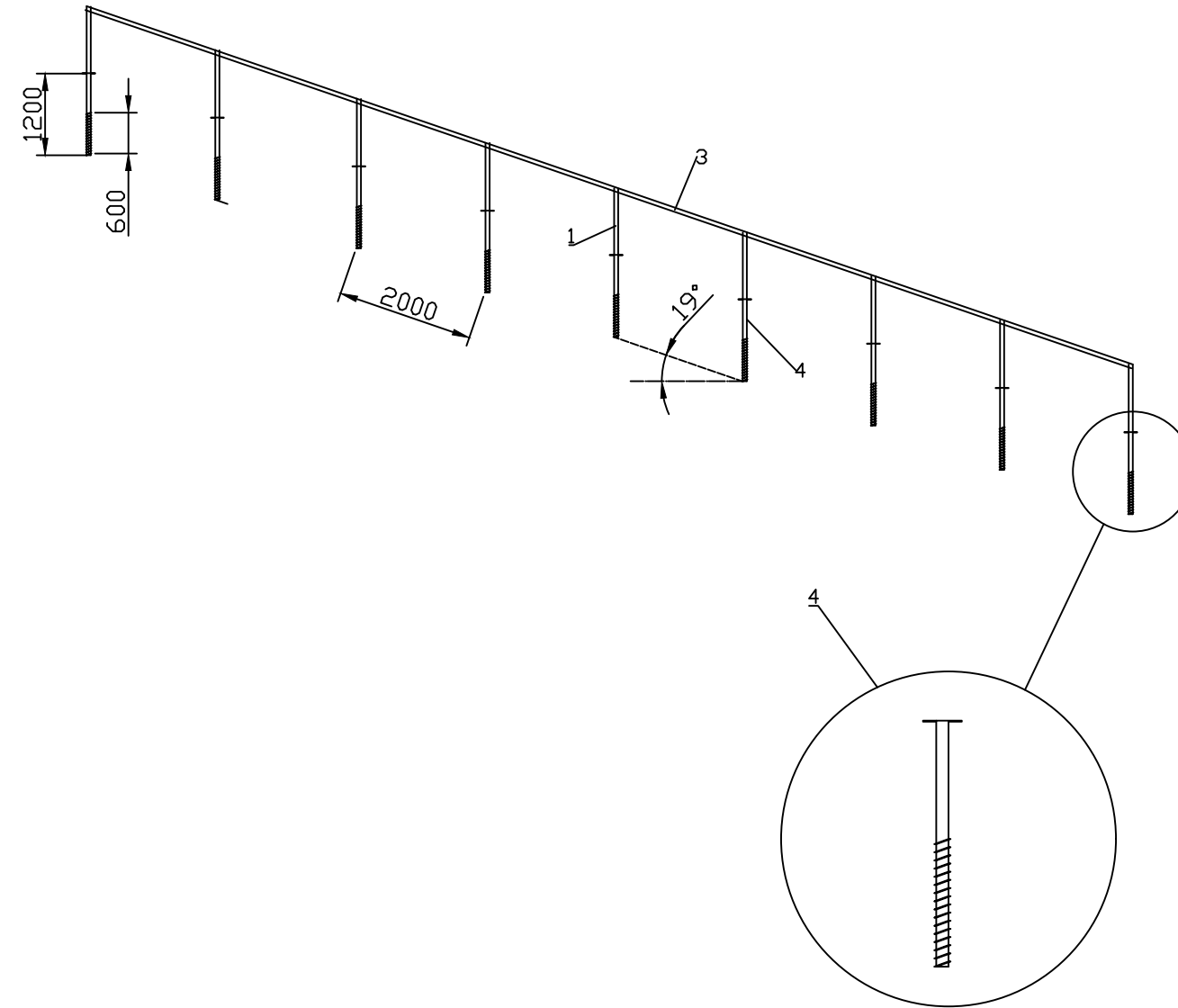
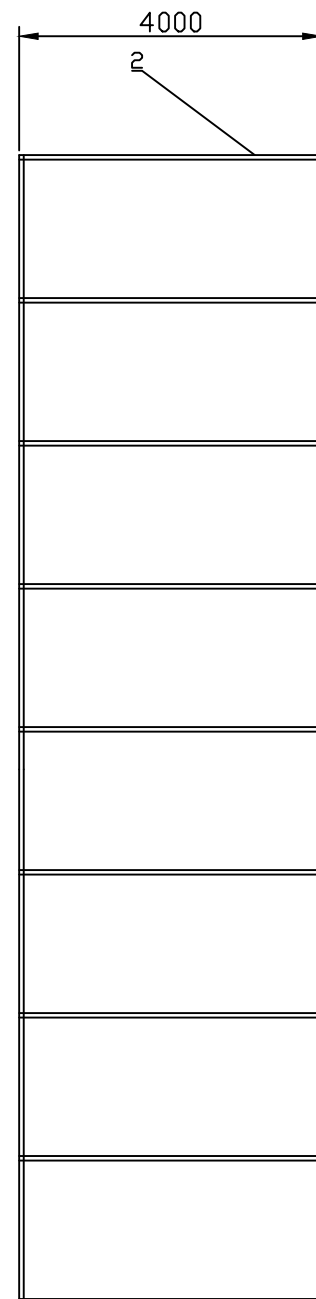
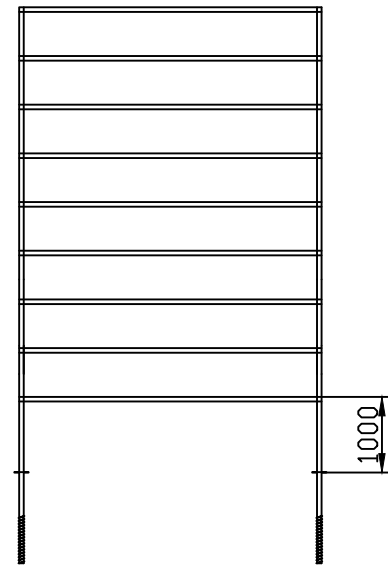


- 1.VIGA CUADRADA HUECA (20X) 1000X60X60X4mm
- 2.VIGA CUADRADA HUECA (10X) 4000X60X60X4mm
- 3.VIGA CUADRADA HUECA (2X) 19000X60X60X4mm
- 4.TORNILLO CIMENTACIÓN CONCRETE LESS 1200mmXØ76mm (ROSCA 600mmXØ96)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
<i>Dibujado</i>	Fecha	Autores	
	JUL-2016	P. PADILLA	F.RODRIGUEZ
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:100	SOPORTE TERRENO SUBPROYECTO 2		Nº P.: 2.2  Nom.Arch:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna



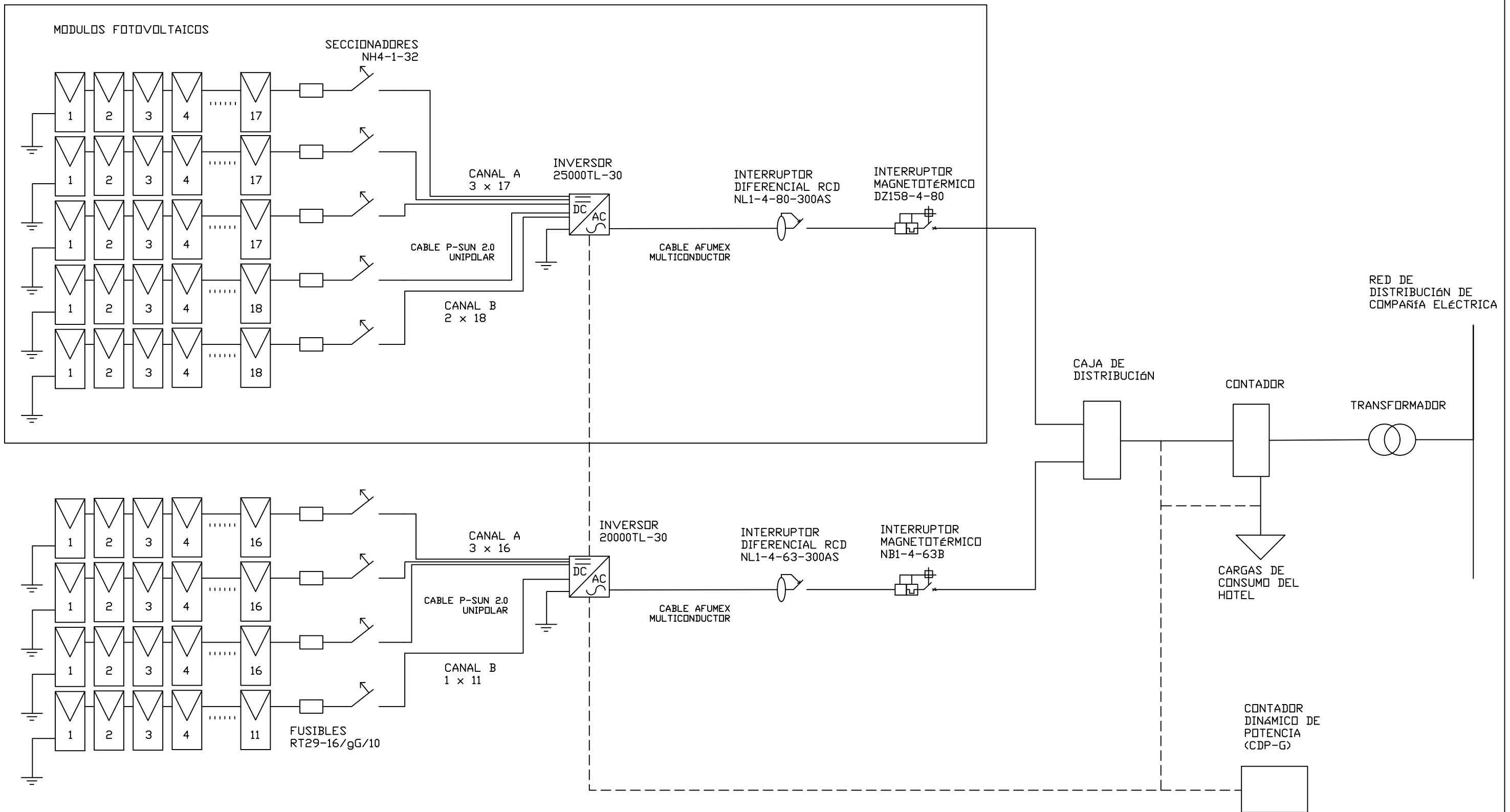
- 1.VIGA CUADRADA HUECA (18X) 1000X60X60X0mm
- 2.VIGA CUADRADA HUECA (9X) 4000X60X60X4mm
- 3.VIGA CUADRADA HUECA (2X) 16000X60X60X4mm
- 4.TORNILLO CIMENTACIÓN CONCRETE LESS 1200mmX76mm (RDSCA 600mmX96)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
Dibujado	Fecha	Autores	
	JUL-2016	P. PADILLA	F.RODRIGUEZ
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:100	SOPORTE TERRENO SUBPROYECTO 3		Nº P.: 2.3 Nom.Arch:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna

8x

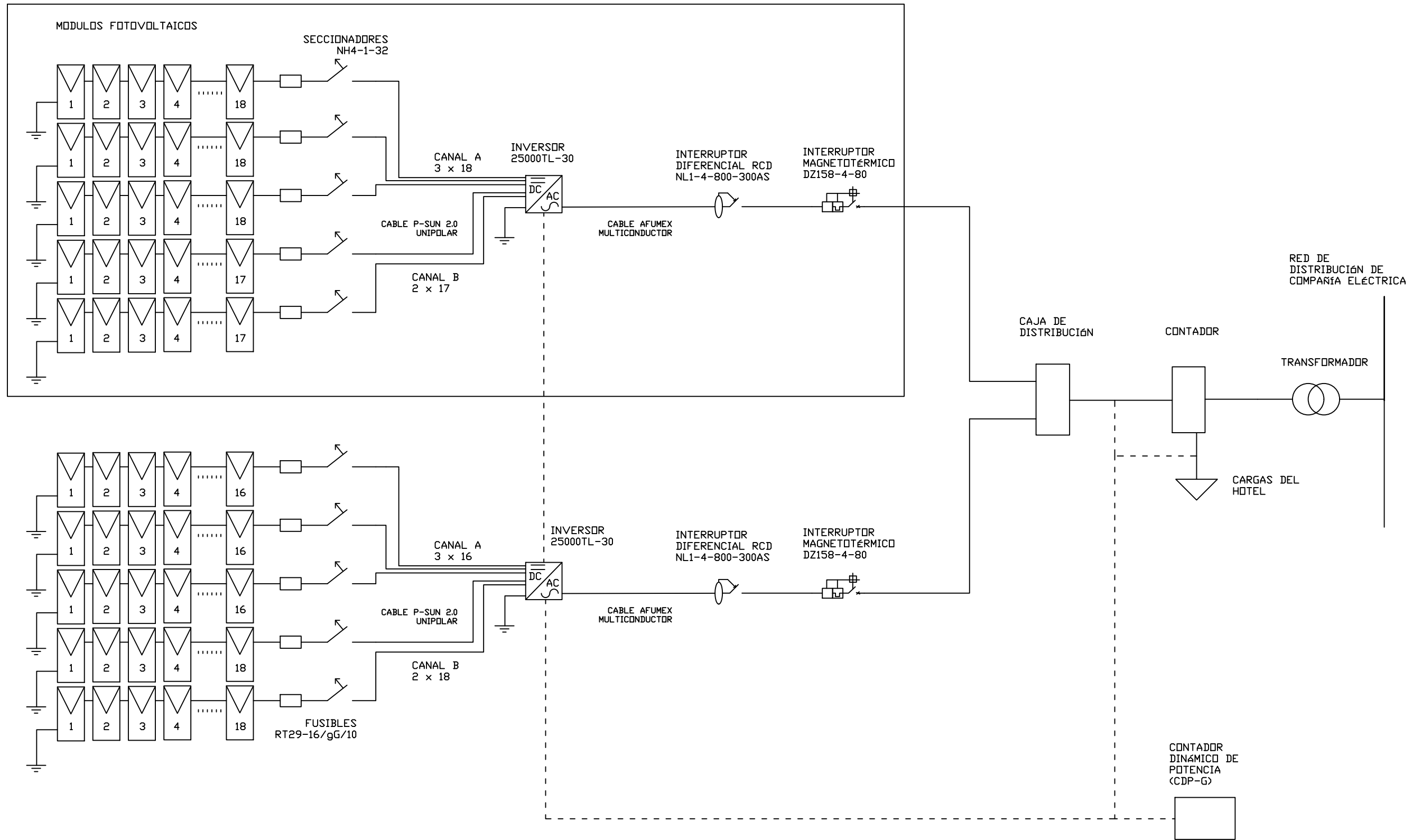


ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
Dibujado	Fecha	Autores	
	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	UNIFILAR TERRENO SUBPROYECTO 1		Nº P.: 3.1 Nom.Arch:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna

11x

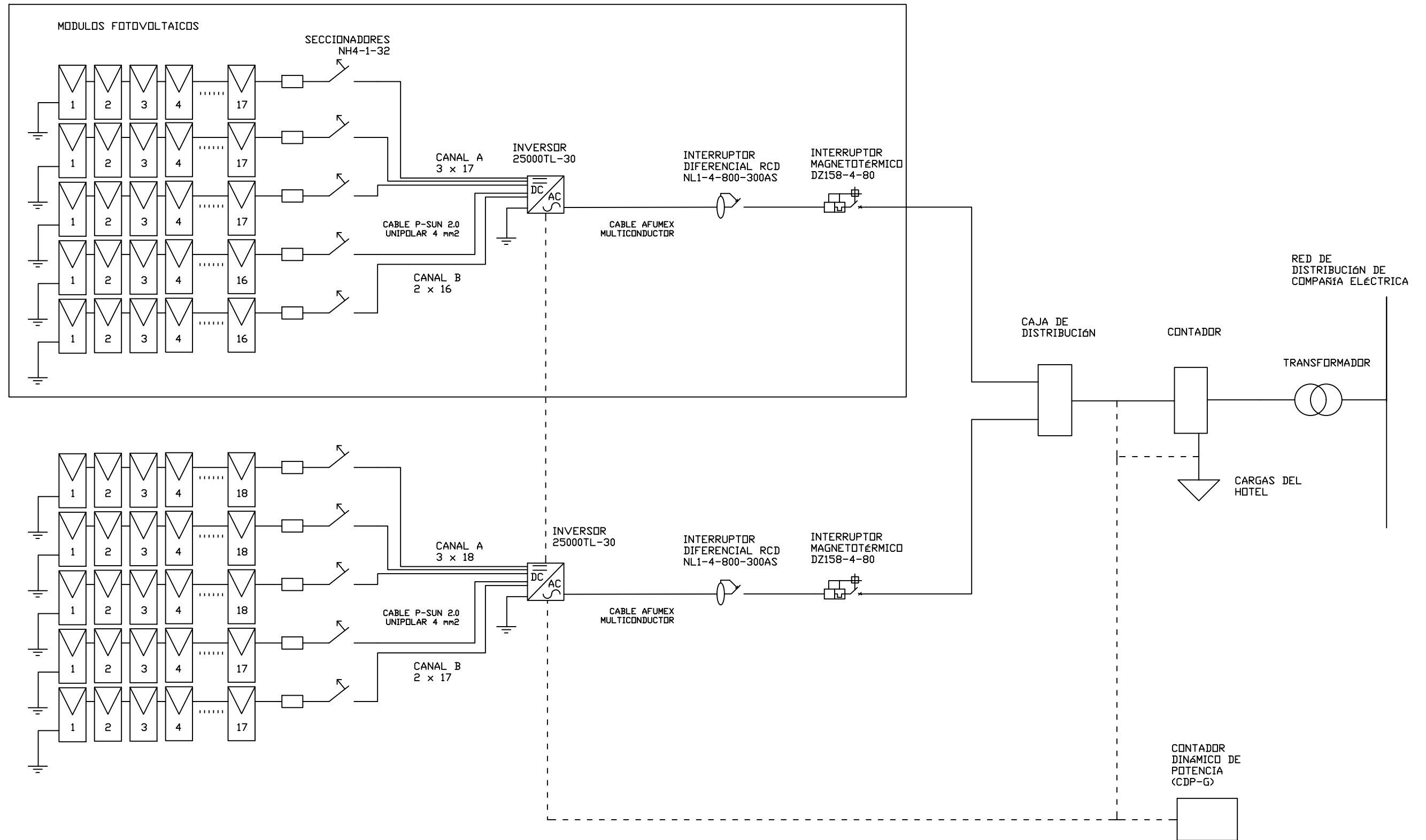


ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
Dibujado	Fecha	Autores	
	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	UNIFILAR TERRENO SUBPROYECTO 2		Nº P.: 3.2  Nom.Arch:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna

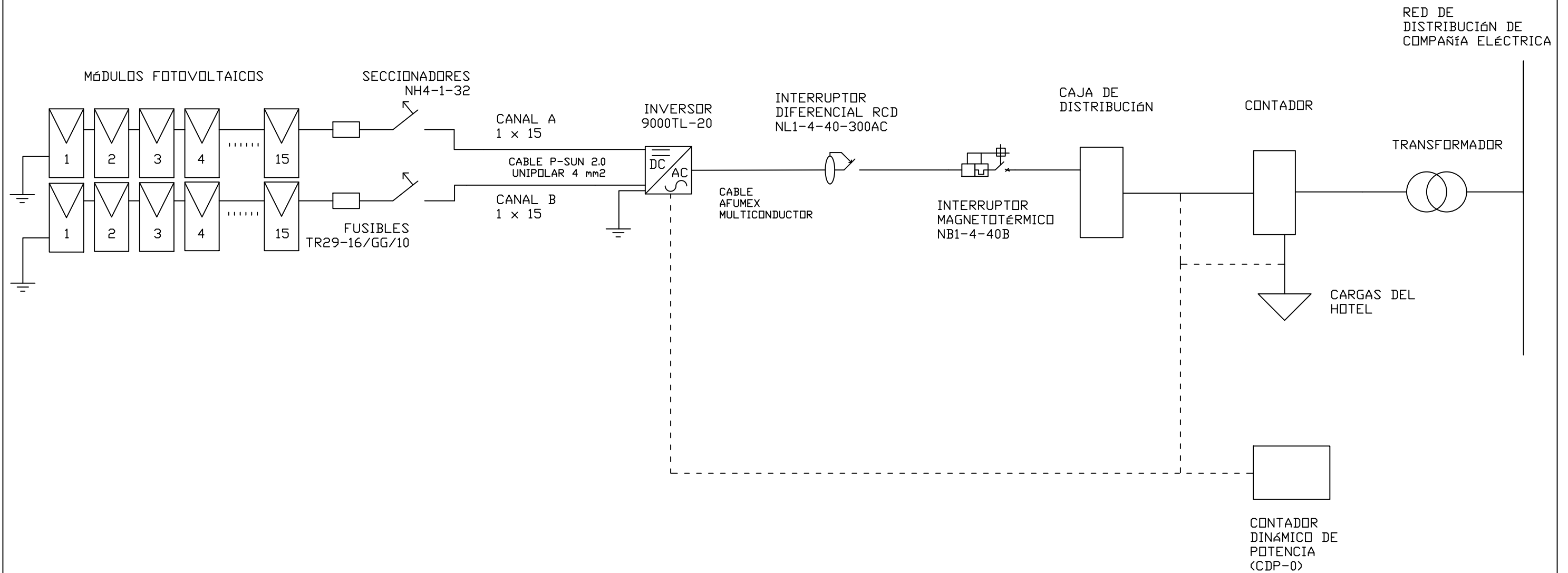
28x




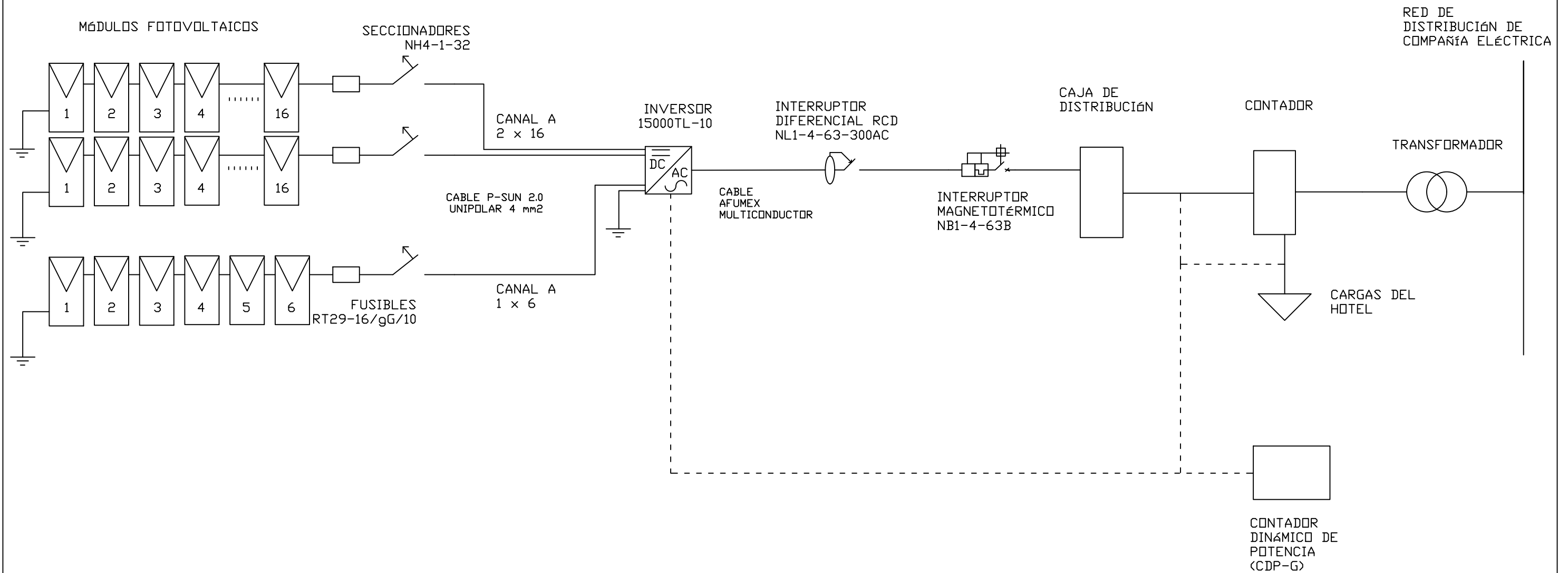
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
Dibujado	Fecha	Autores	
	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	UNIFILAR TERRENO SUBPROYECTO 2		Nº P.: 3.3  Nom.Arch:



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
Grado en Ingeniería Mecánica  
Universidad de La Laguna

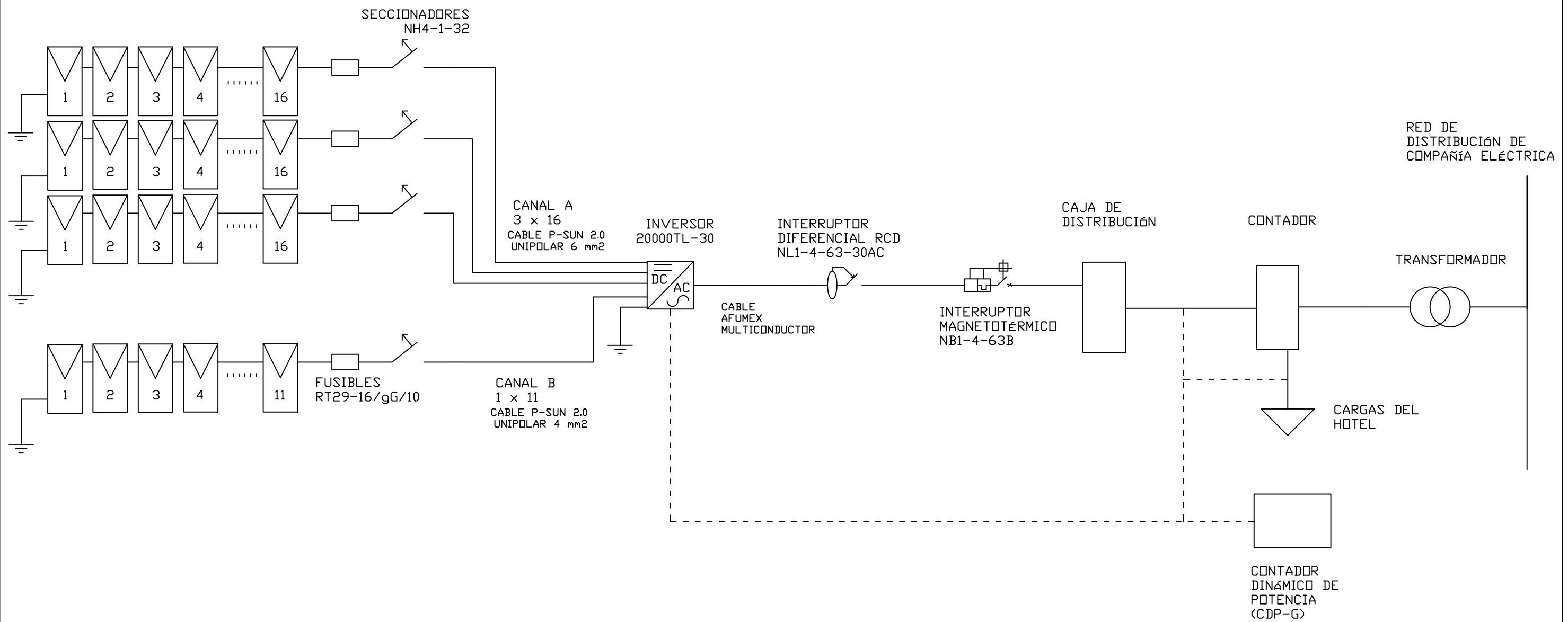



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
Dibujado	Fecha	Autores		
	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 1			Nº P.: 4.1 Nom.Arch:
				ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>

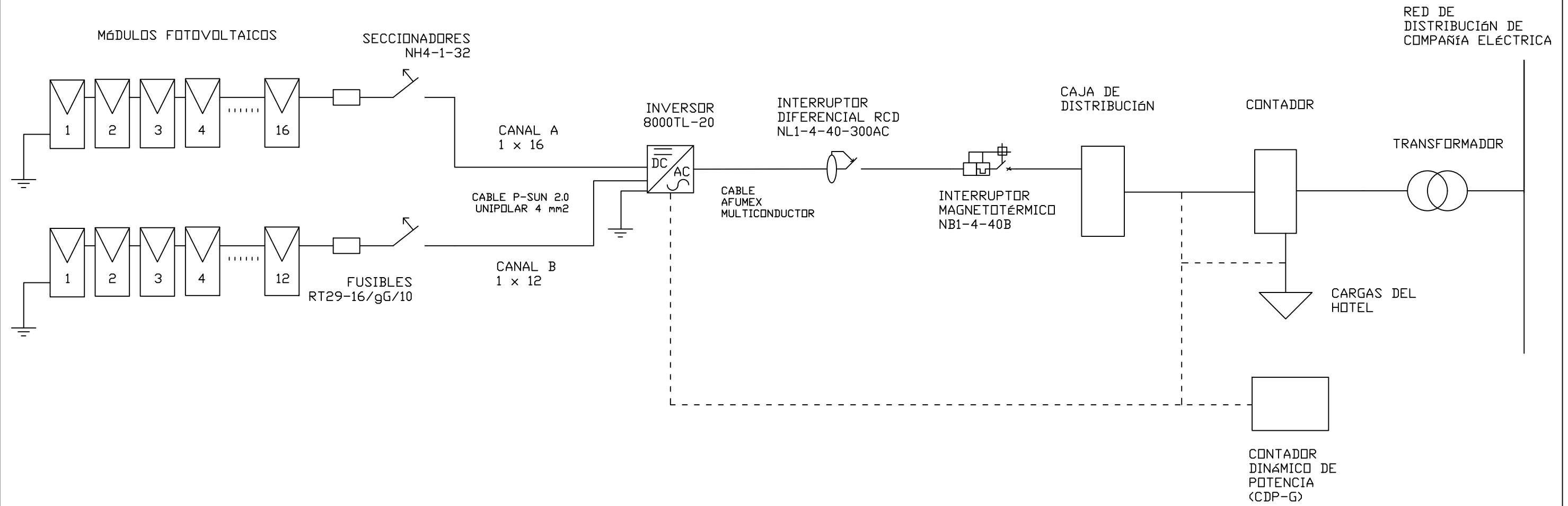



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 2			Nº P.: 4.2  Nom.Arch:

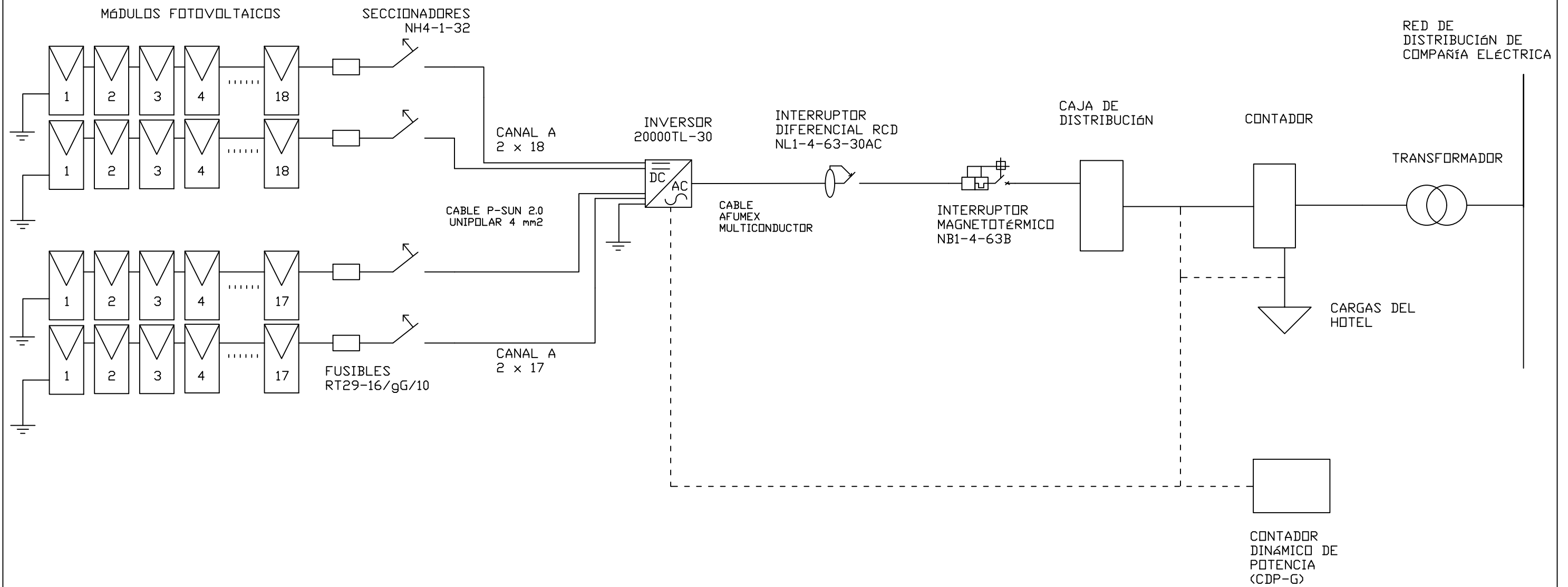





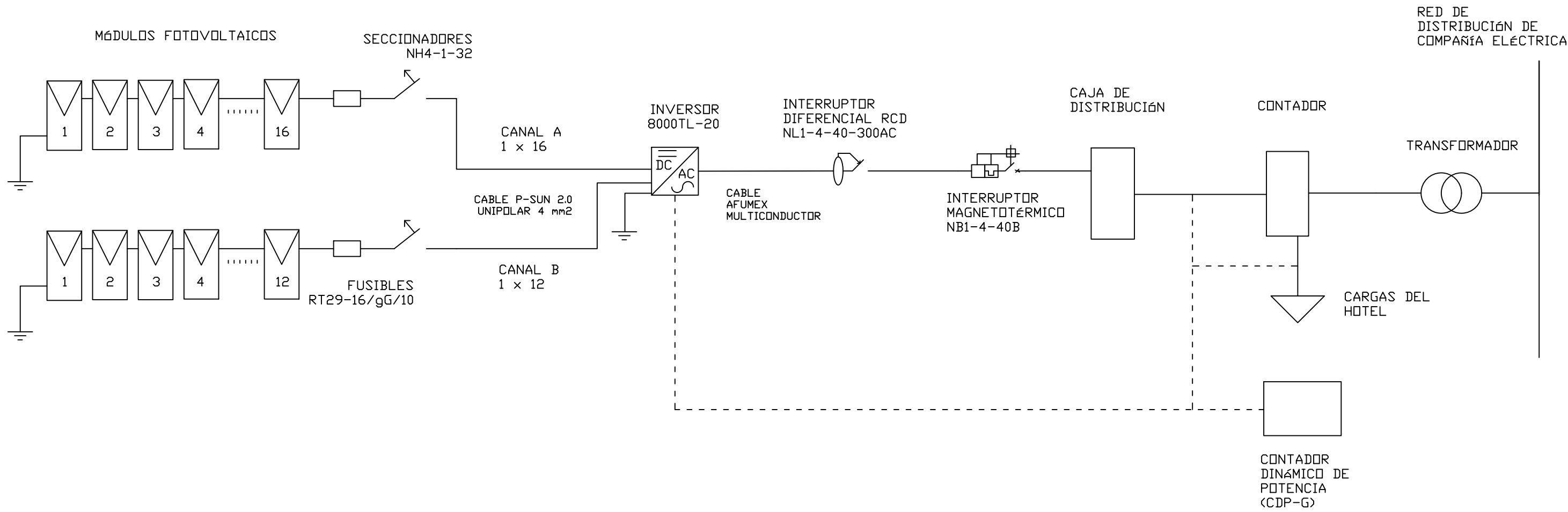
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
Dibujado	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 5			Nº P.: 4.3 Nom.Arch:




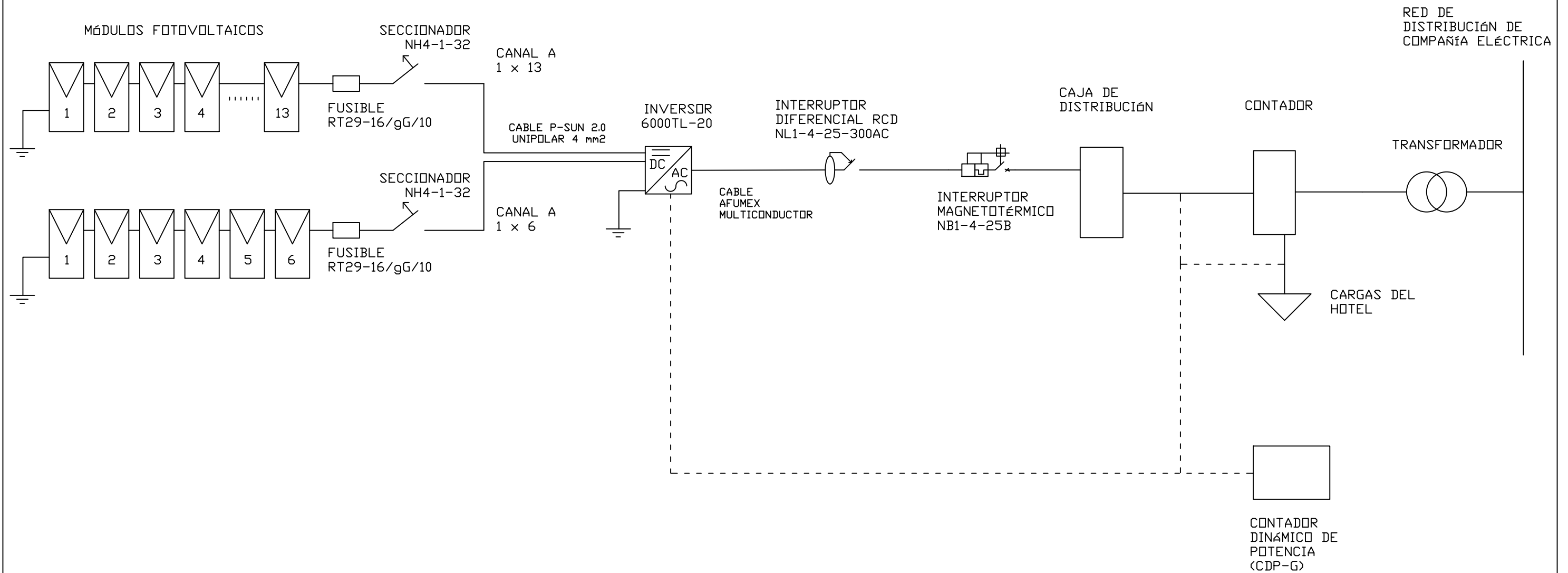
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 5.1			Nº P.: 4.4  Nom.Arch:




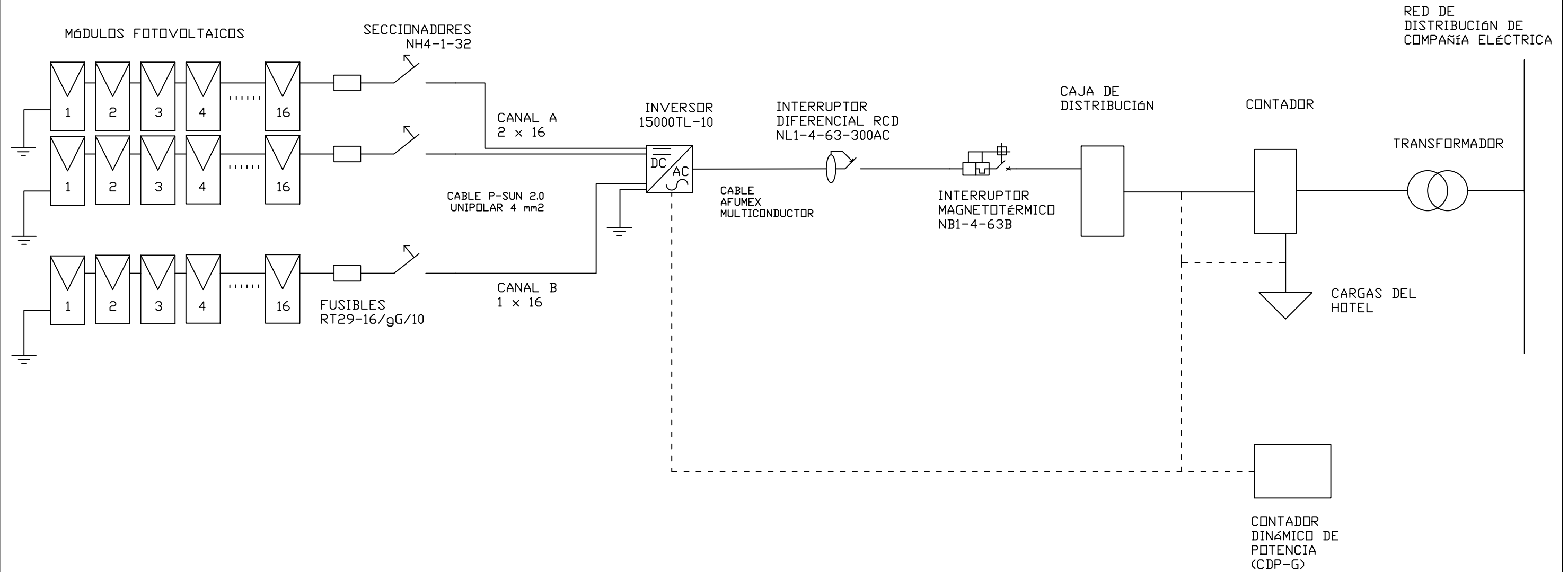
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
<i>Dibujado</i>	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 6			Nº P.: 4.5  Nom.Arch:




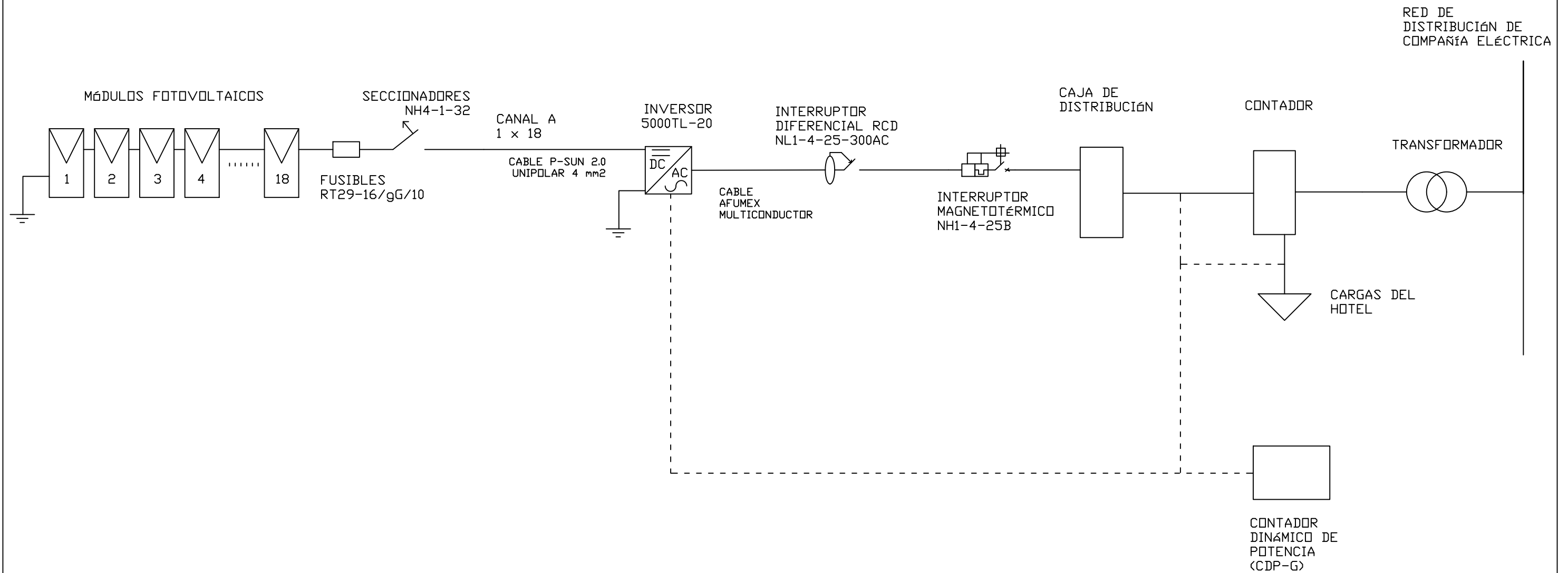
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 9			Nº P.: 4.6  Nom.Arch:




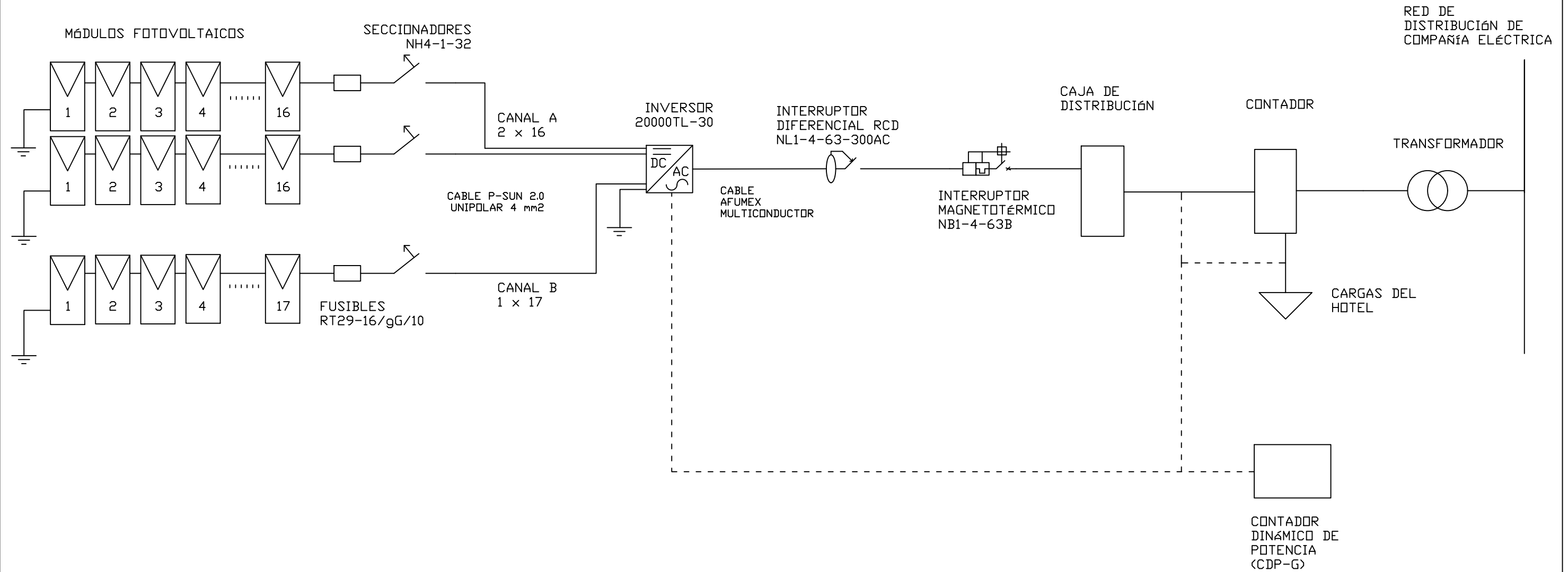
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 10			Nº P.: 4.7 Nom.Arch:




ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 11			Nº P.: 4.8  Nom.Arch:

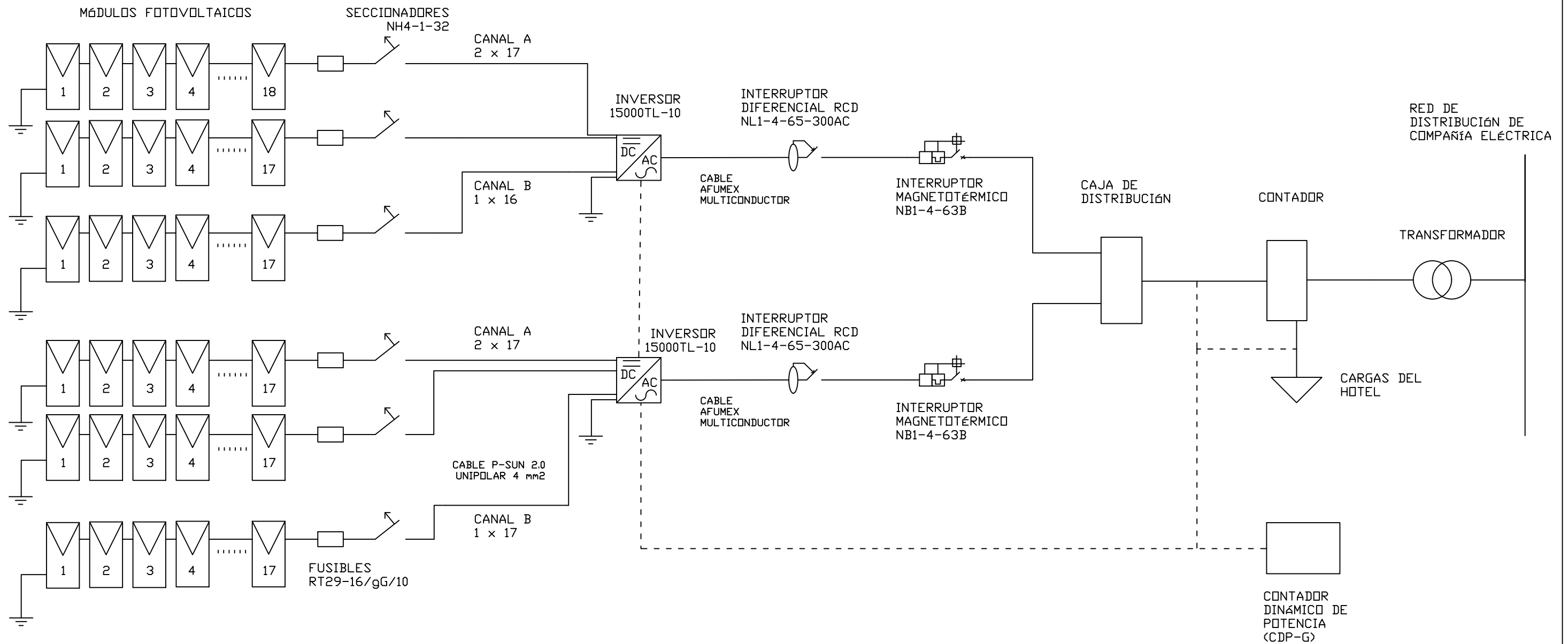



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 11.1			Nº P.: 4.9 Nom.Arch:

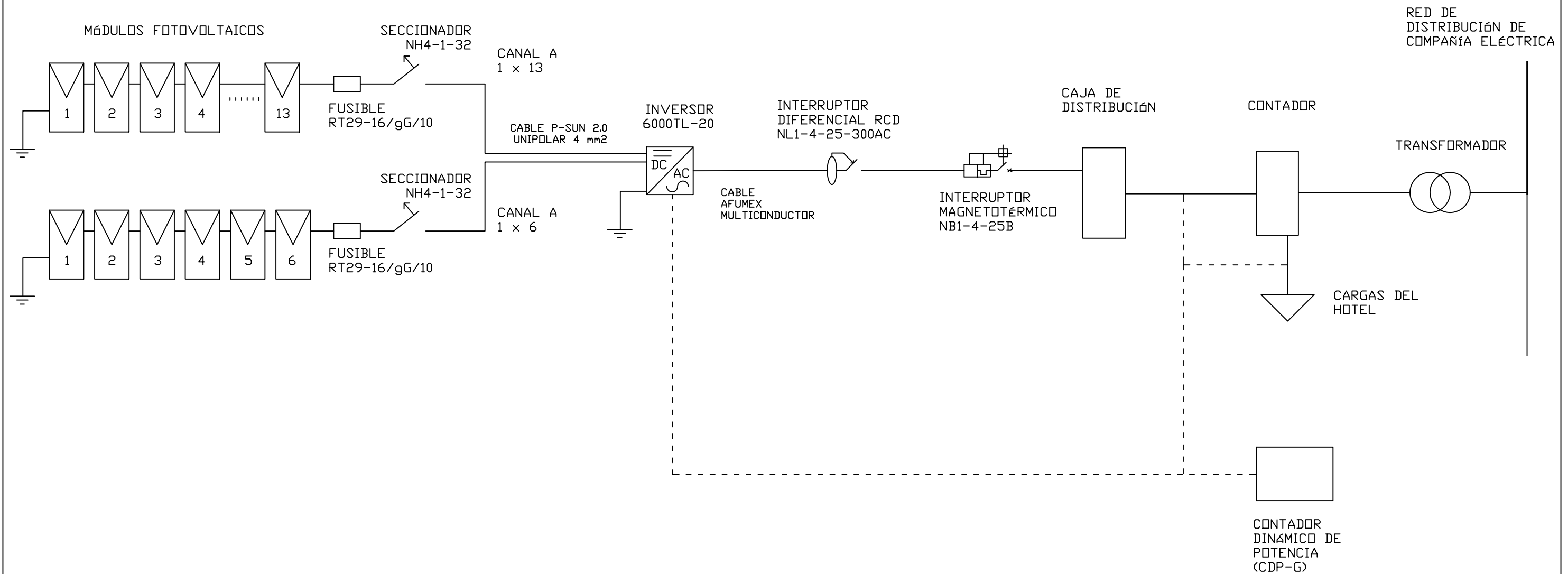


ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 14			Nº P.: 4.10  Nom.Arch:

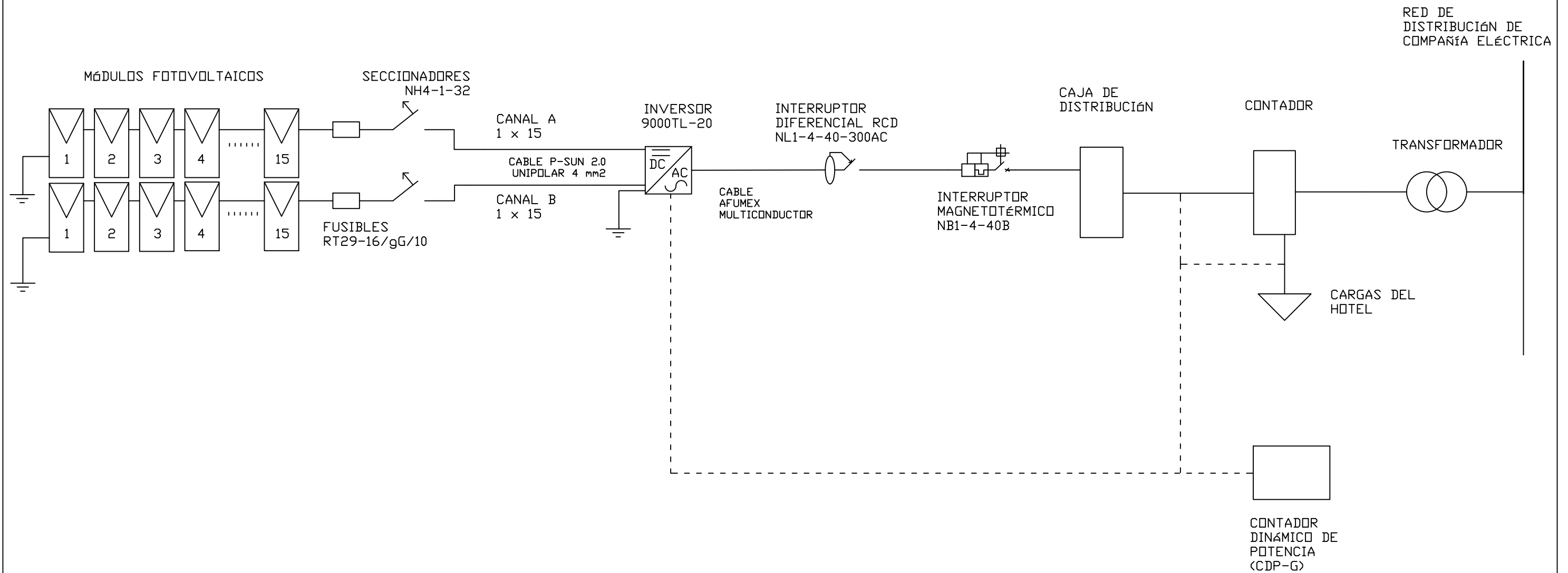





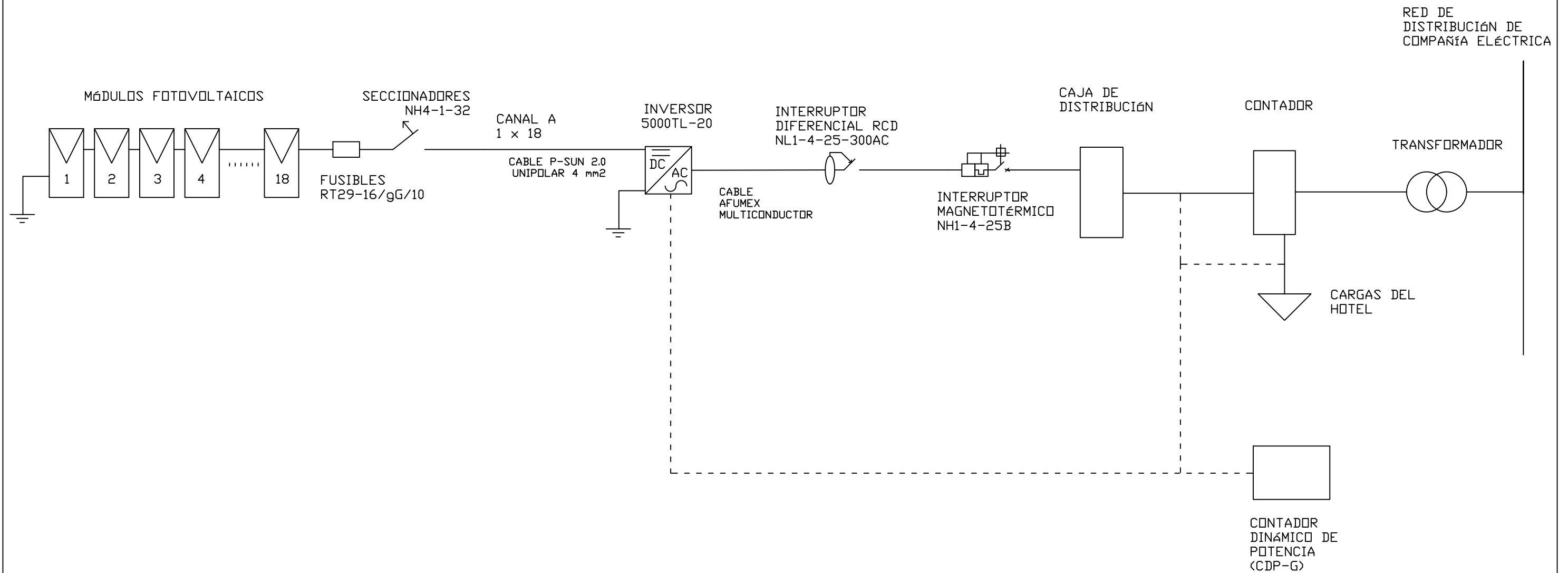
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
Dibujado	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 15			Nº P.: 4.11 Nom.Arch:




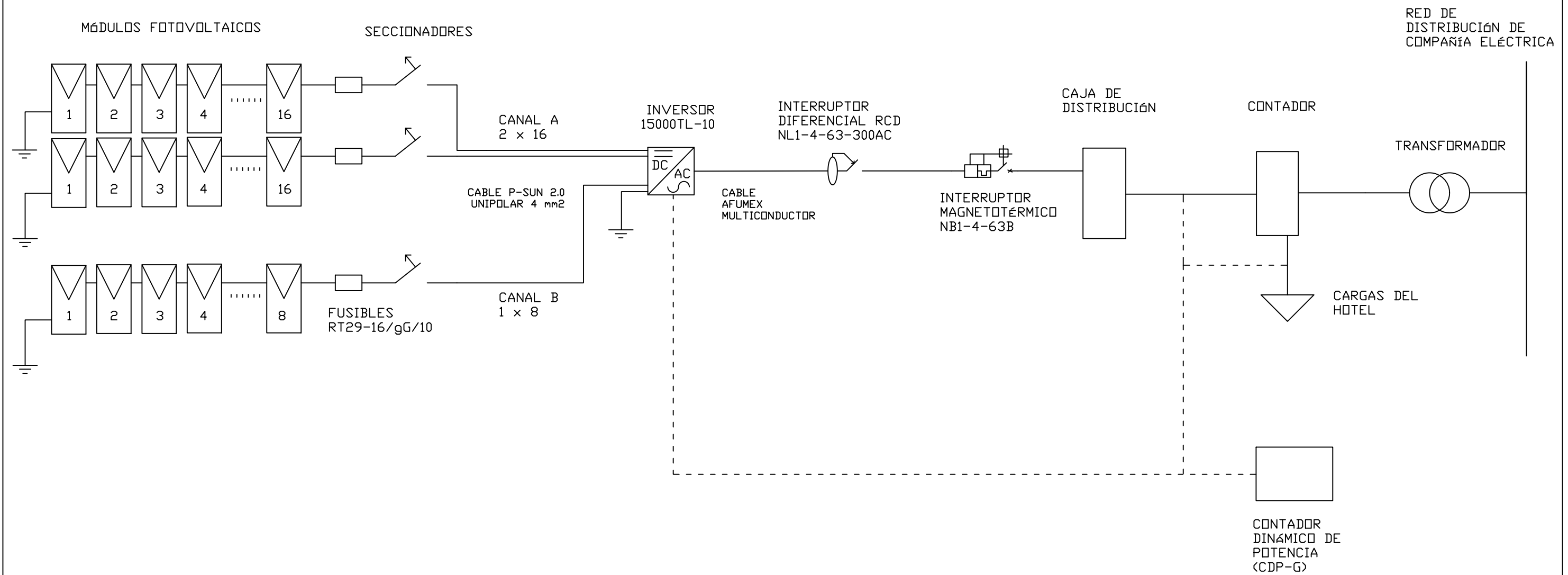
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 18			Nº P.: 4.12  Nom.Arch:




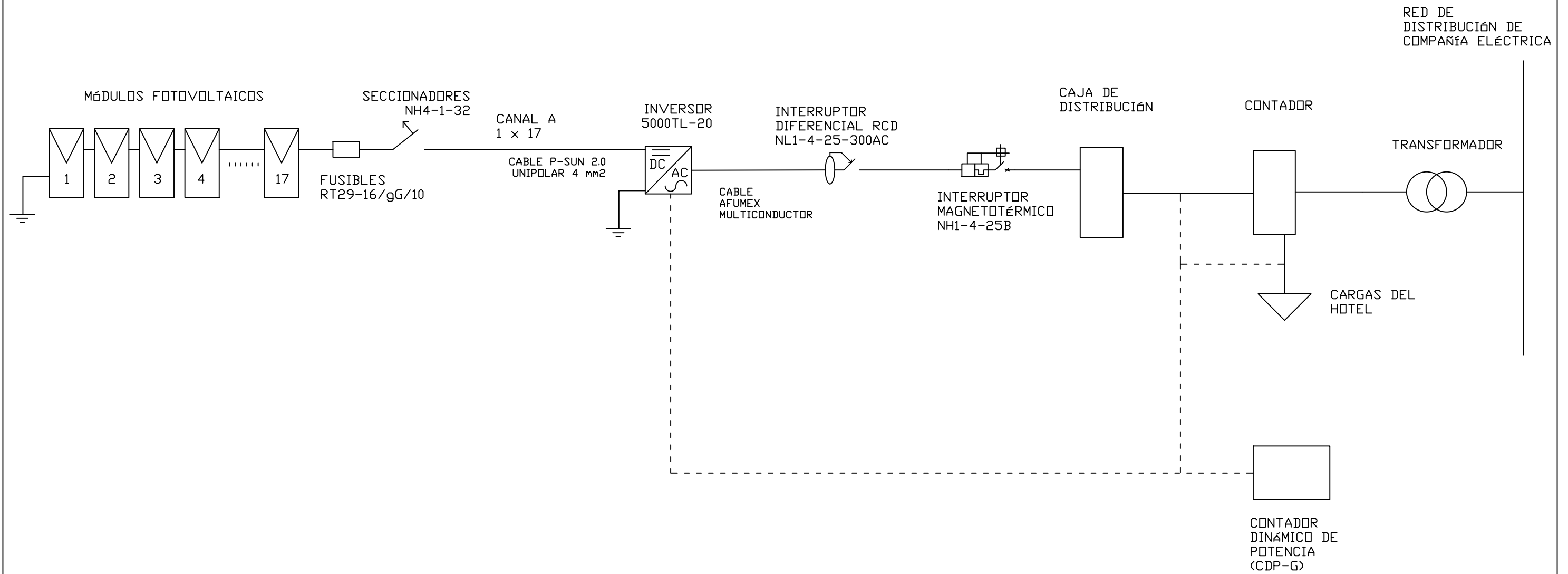
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 19			Nº P.: 4.13  Nom.Arch:




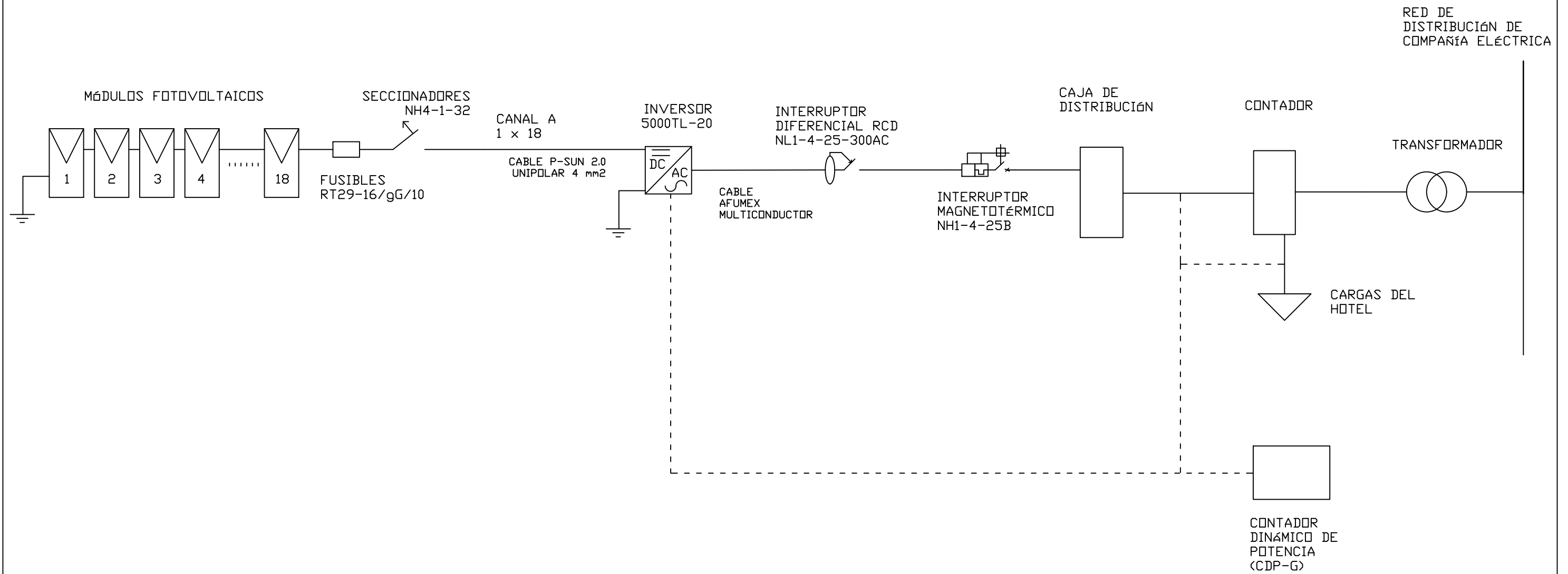
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 19.1			Nº P.: 4.14  Nom.Arch:




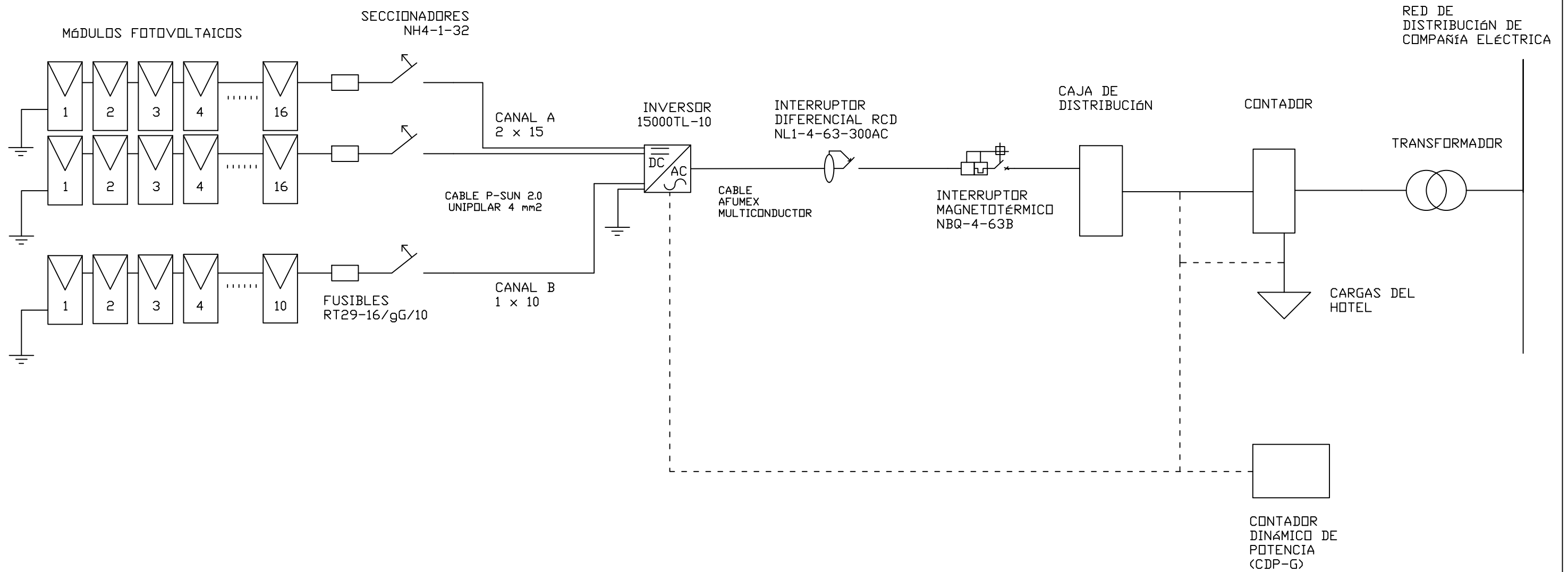
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Dibujado	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 22			Nº P.: 4.15 Nom.Arch:




ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 23			Nº P.: 4.16  Nom.Arch:

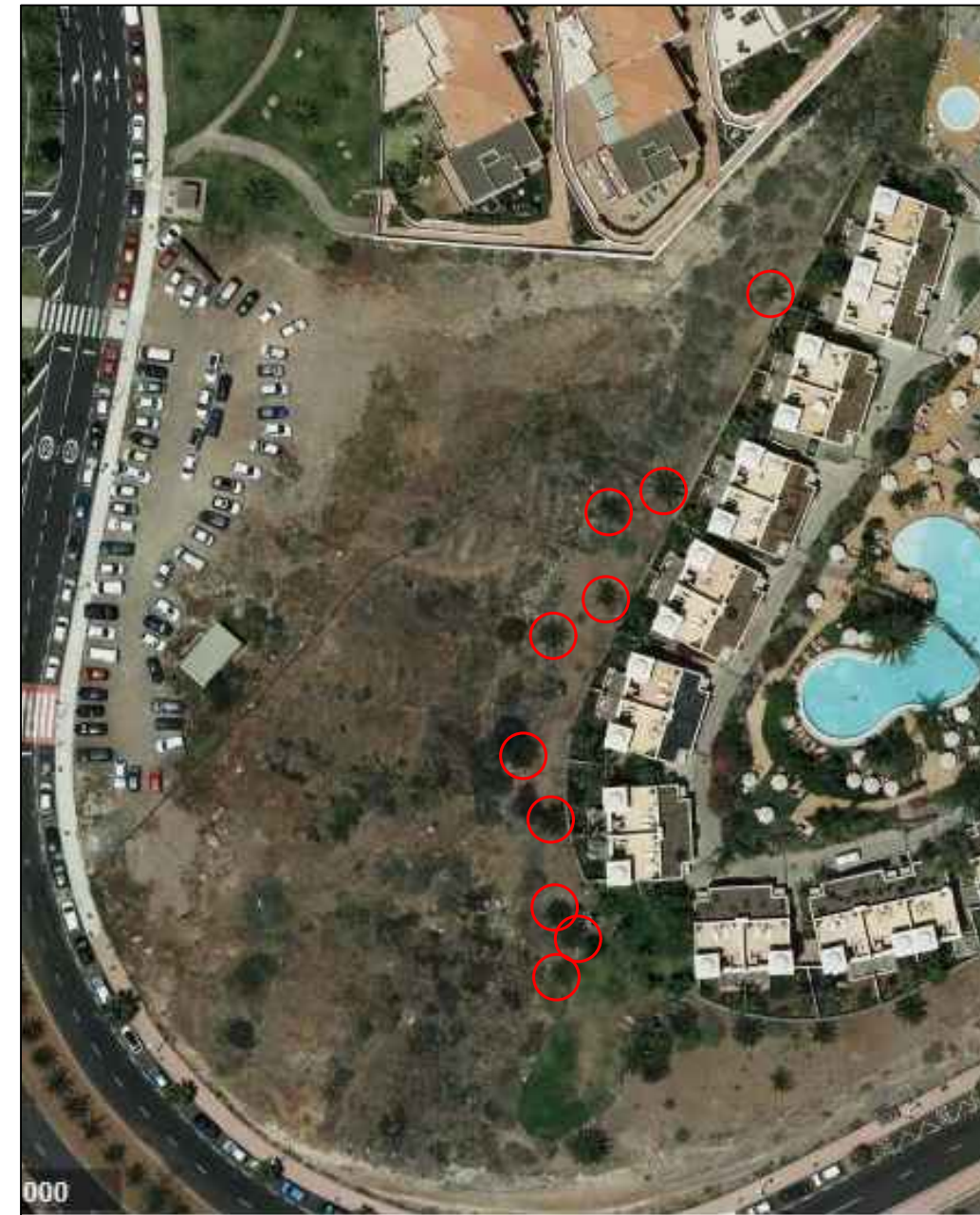
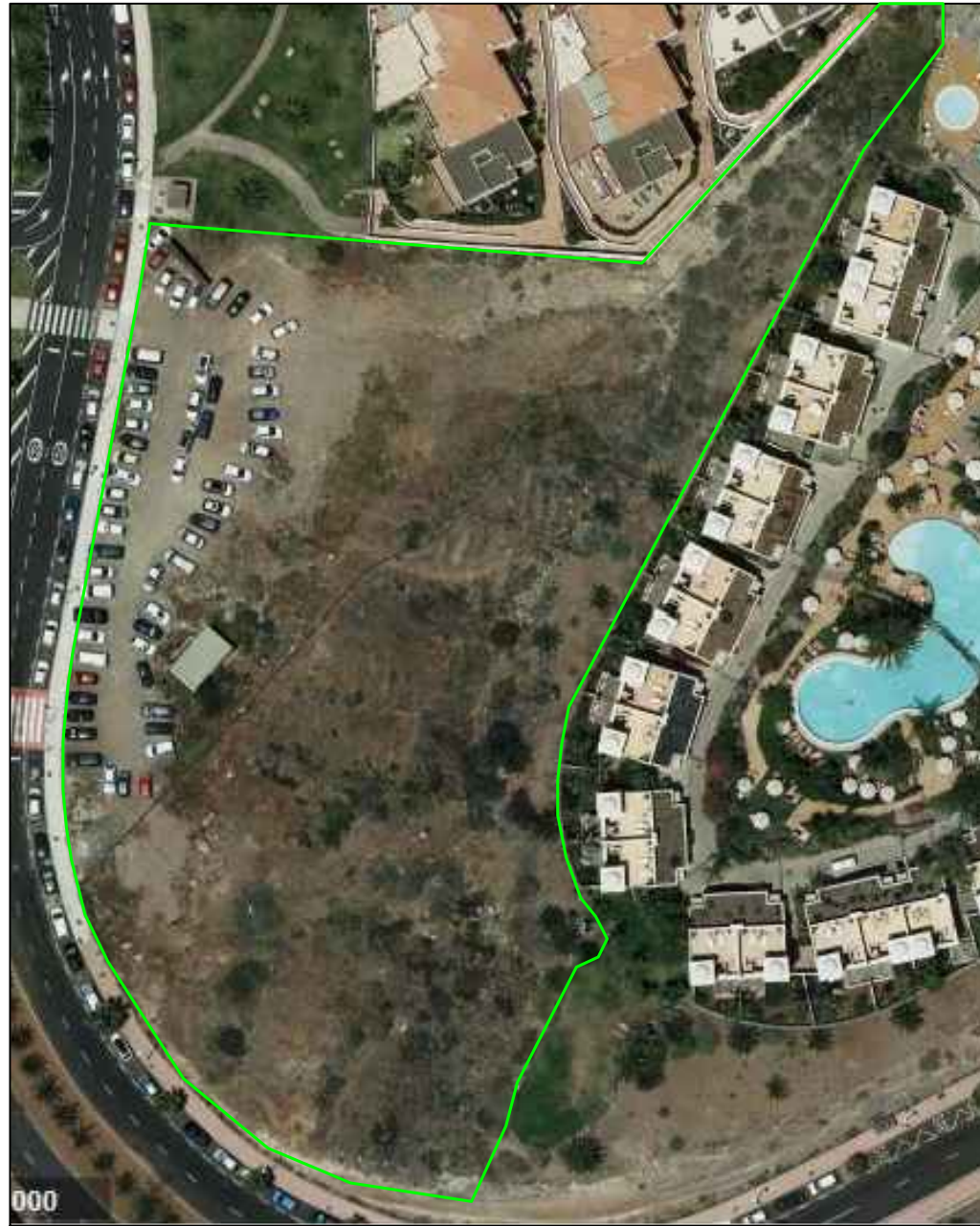


ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 26			Nº P.: 4.17  Nom.Arch:

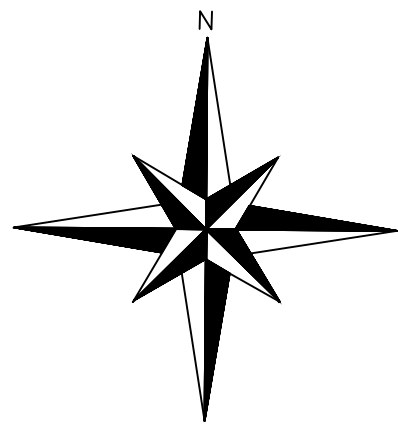


ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: S/E	UNIFILAR CUBIERTA 27			Nº P.: 4.18  Nom.Arch:

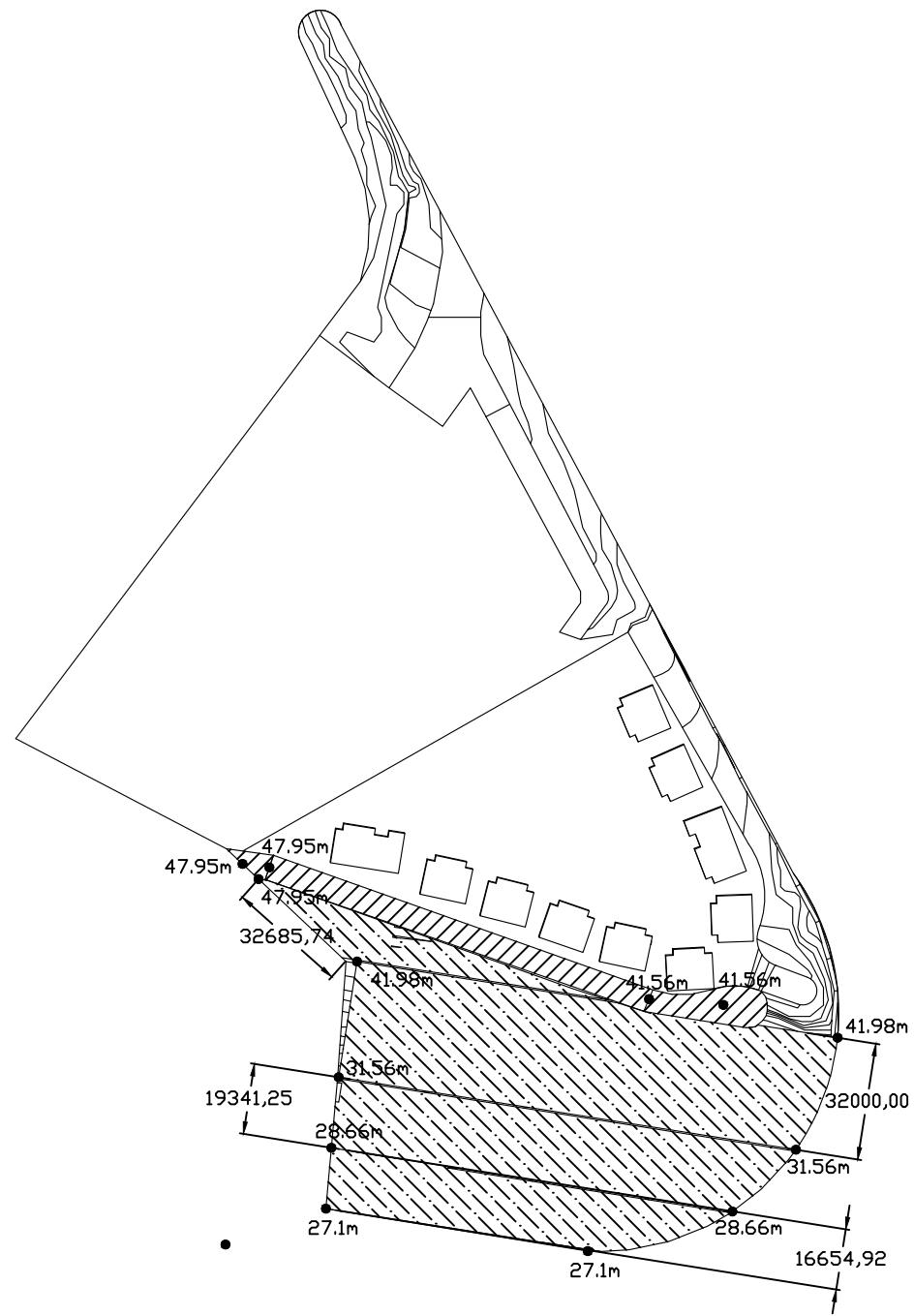




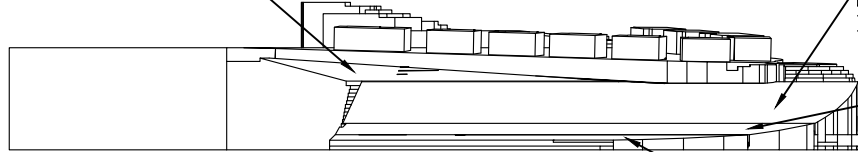
- DESBROCE Y LIMPIEZA DEL ÁREA MARCADA 9105 m<sup>2</sup>
- TALADO DE ARBOLES (10 PALMERAS)



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
<i>Dibujado</i>	Fecha JUL-2016	Autores P. PADILLA F. RODRIGUEZ		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
		<i>Id. s. normas</i> UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:1000	OBRA CIVIL TERRENO-ACONDICIONAMIENTO PREVI0		Nº P.: 5.1  Nom.Arch:	



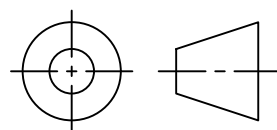
ORIENTACIÓN 94°  
INCLINACIÓN 19°



ORIENTACIÓN 94°  
INCLINACIÓN 19°

ORIENTACIÓN 94°  
INCLINACIÓN 9°

ORIENTACIÓN 94°  
INCLINACIÓN 5°



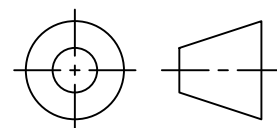
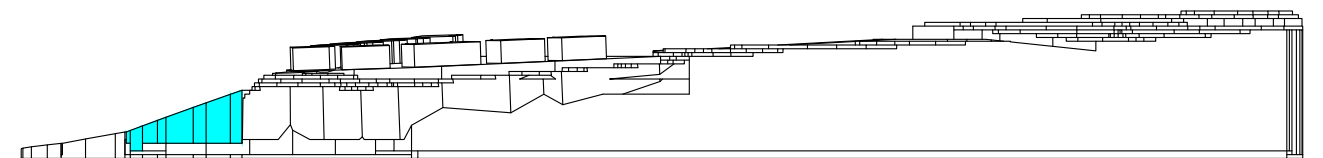
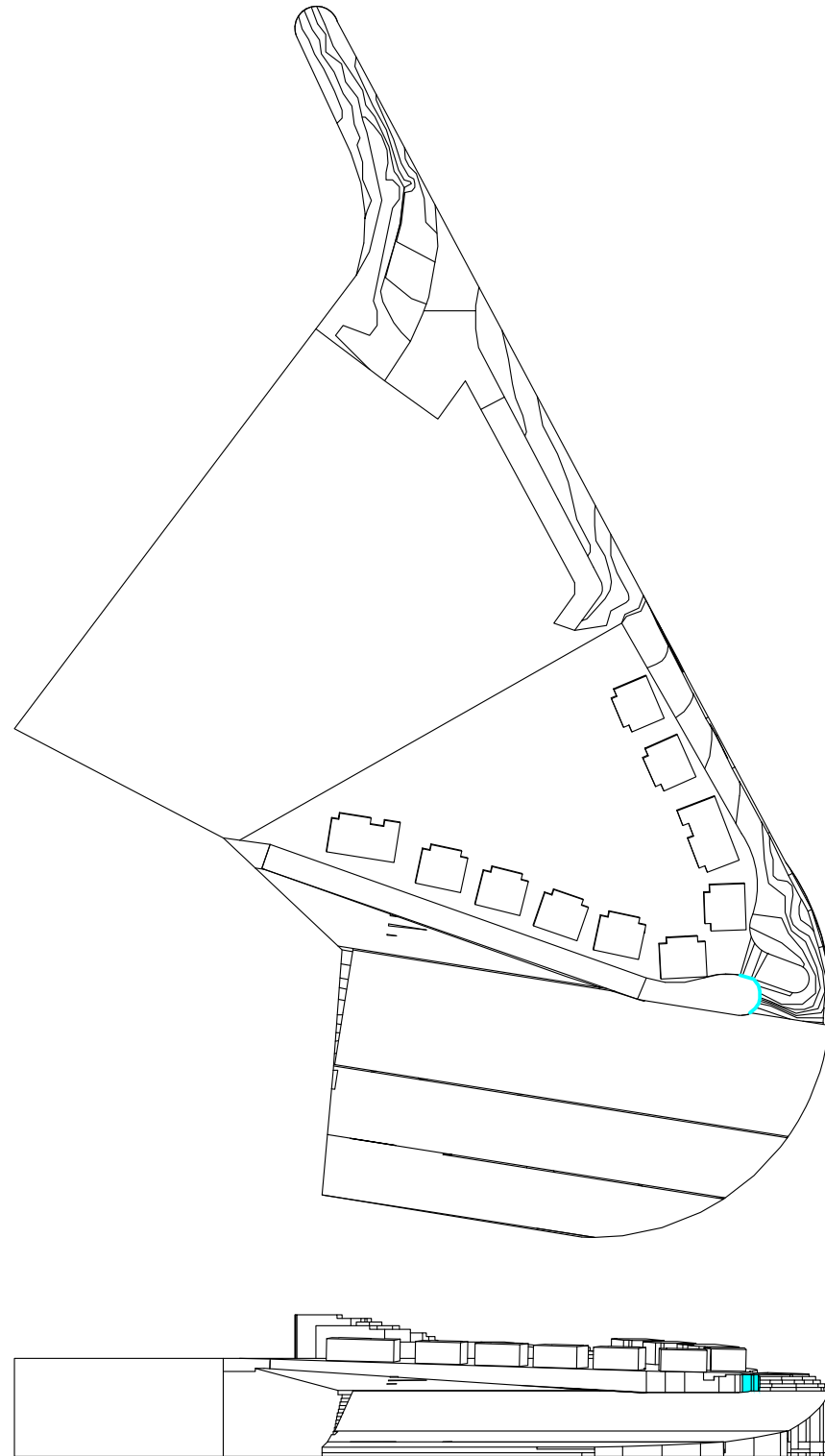
- PISTA DE MANTENIMIENTO
  - VACIADO 3010 m<sup>3</sup>
  - PAVIMENTO 1051 m<sup>2</sup>
  - CAPA ACABADO PAVIMENTO 1051 m<sup>2</sup>

- TERRENO PARA PLACAS
  - BASE PAVIMENTO RELLENO DE VACIADO COMPACTADO 3010 m<sup>3</sup>
  - BASE PAVIMENTO RELLENO DE PRÉSTAMO COMPACTADO 1506 m<sup>3</sup>

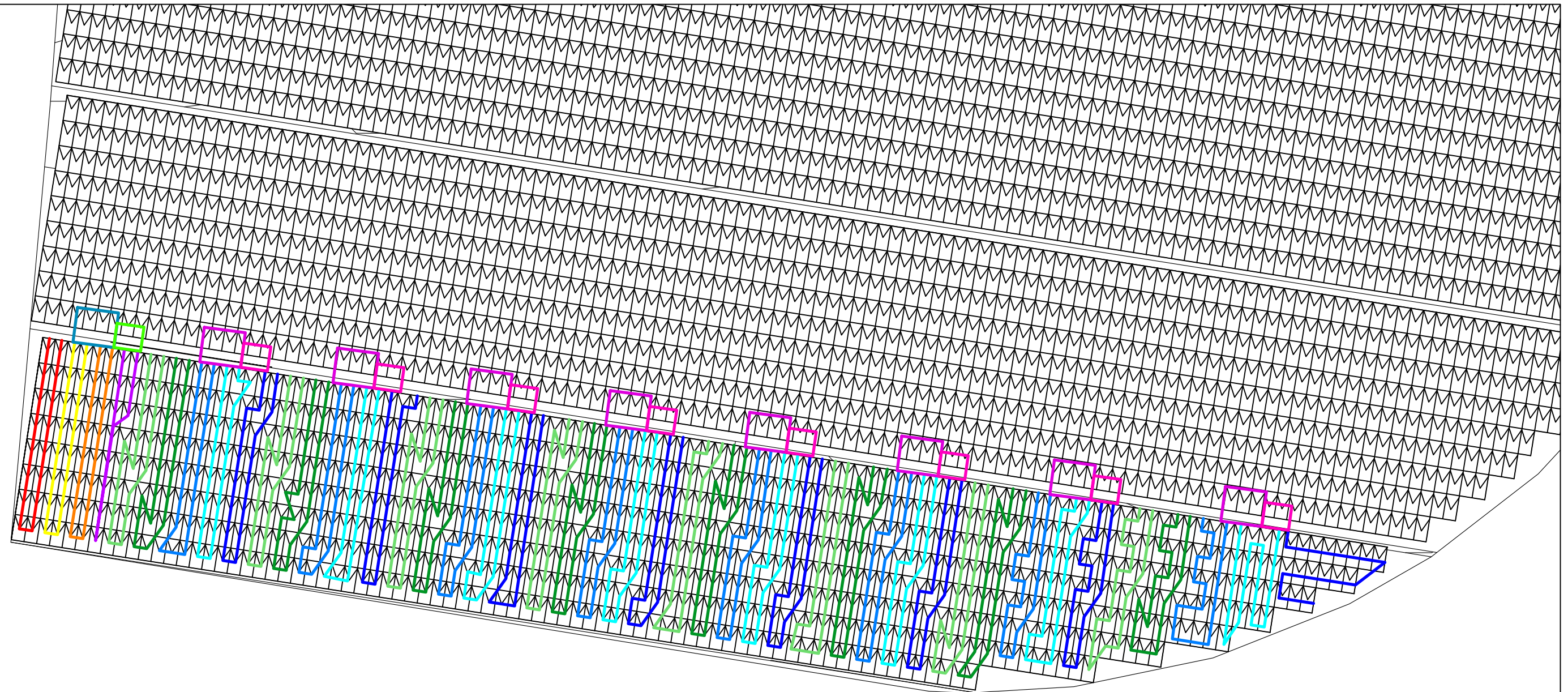
NOTAS:  
 LAS COTAS REPRESENTADAS EN METROS SON COTAS DE ALTITUD  
 CON RESPECTO AL MAR  
 LA ORIENTACIÓN ES EL ÁNGULO QUE SE FORMA CON RESPECTO A  
 LA DRIETACIÓN SUR, PASANDO POR EL DESTE

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
Dibujado	Fecha JUL-2016	Autores P. PADILLA	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
		F.RODRIGUEZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:2000	OBRA CIVIL TERRENO-MOVIMIENTO TIERRAS		Nº P.: 5.2  Nom.Arch:

■ ESTABILIZACIÓN DE TALUDES 390 m<sup>2</sup>



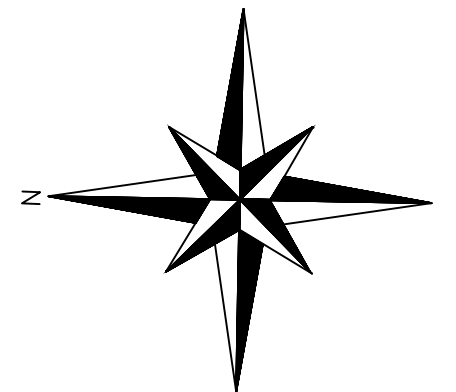
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
<i>Dibujado</i>	Fecha	Autores		
	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
ESCALA: 1:2000	OBRA CIVIL TERRENO-TALUDES			Nº P.: 5.3  Nom.Arch:



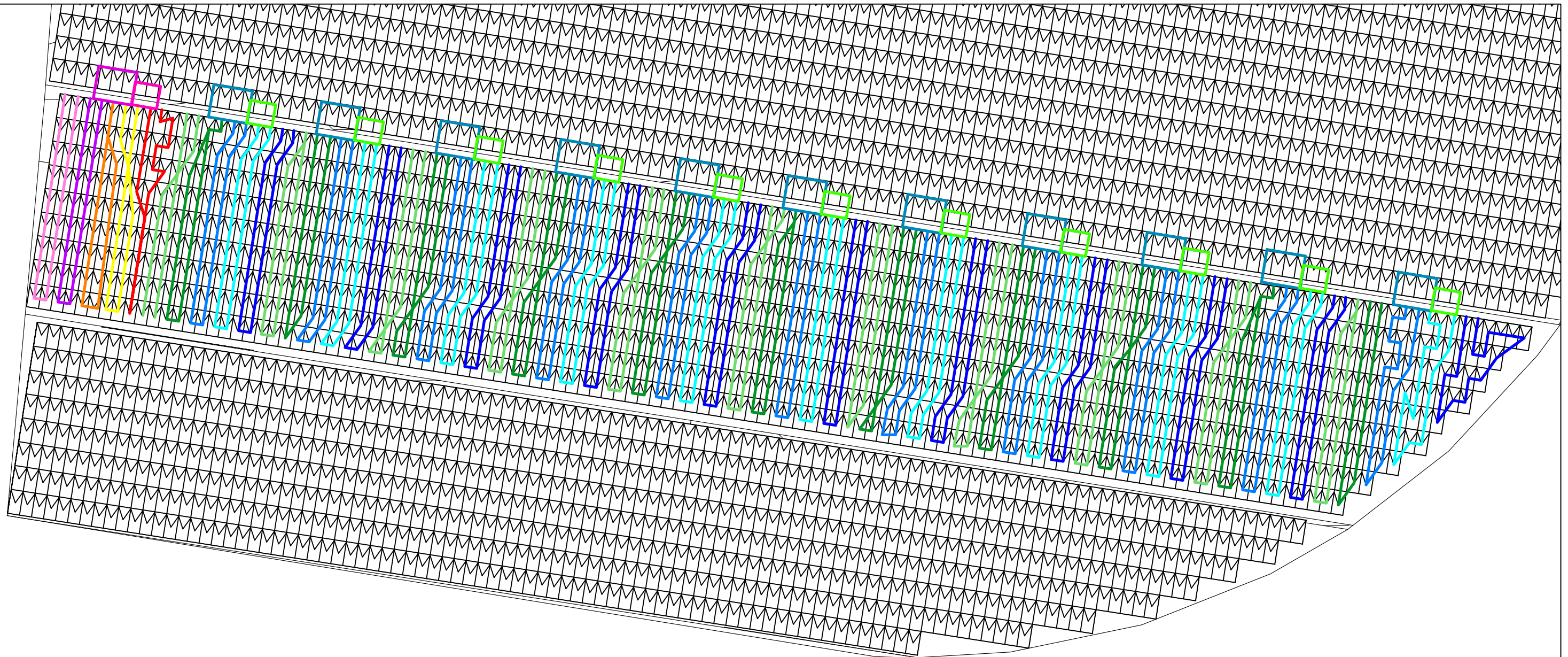
- INVERSOR TIPO 1 (INSTALADOS EN LA ESTRUCTURA DE LAS PLACAS)
- CAJA DE CONEXIÓN TIPO 1. ALBERGA FUSIBLES Y SECCIONADORES DE CADA STRING (INSTALADA ANEXO AL INVERSOR)
- INVERSOR TIPO 2 (INSTALADOS EN LA ESTRUCTURA DE LAS PLACAS)
- CAJA DE CONEXIÓN TIPO 2. ALBERGA FUSIBLES Y SECCIONADORES DE CADA STRING (INSTALADA ANEXO AL INVERSOR)
  
- STRING 1 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 2 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 3 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 1 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 2 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 1
  
- STRING 1 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 2 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 3 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 1 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 2

INVERSOR TIPO 1  
8xSTP 25000TL-30  
A: 3x17  
B: 2x18

INVERSOR TIPO 2  
1xSTP 20000TL-30  
A: 3x16  
B: 1x11



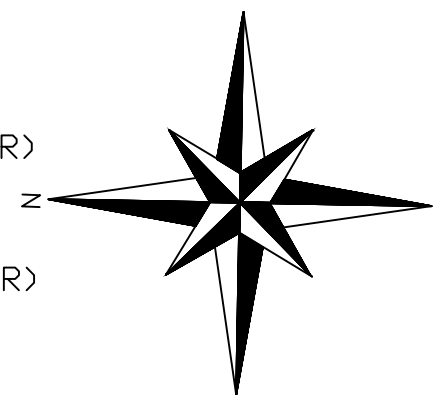
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 3:1000	INSTALACIÓN SUBPROYECTO 1		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
			Nº P.: 6.1  Nom.Arch:



- INVERSOR TIPO 1 (INSTALADOS EN LA ESTRUCTURA DE LAS PLACAS)
- CAJA DE CONEXIÓN TIPO 1. ALBERGA FUSIBLES Y SECCIONADORES DE CADA STRING (INSTALADA ANEXO AL INVERSOR)
- INVERSOR TIPO 2 (INSTALADOS EN LA ESTRUCTURA DE LAS PLACAS)
- CAJA DE CONEXIÓN TIPO 2. ALBERGA FUSIBLES Y SECCIONADORES DE CADA STRING (INSTALADA ANEXO AL INVERSOR)
  
- STRING 1 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 2 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 3 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 1 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 2 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 1
  
- STRING 1 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 2 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 3 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 1 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 2 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 2

INVERSOR TIPO 1  
11xSTP 25000TL-30  
A: 3x18  
B: 2x17

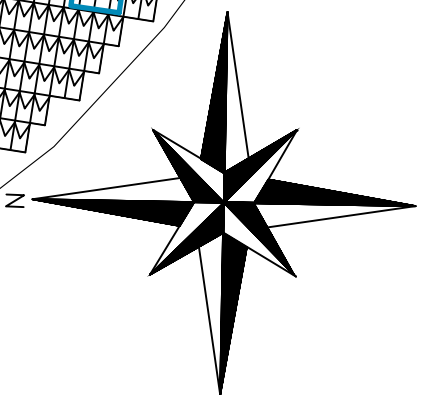
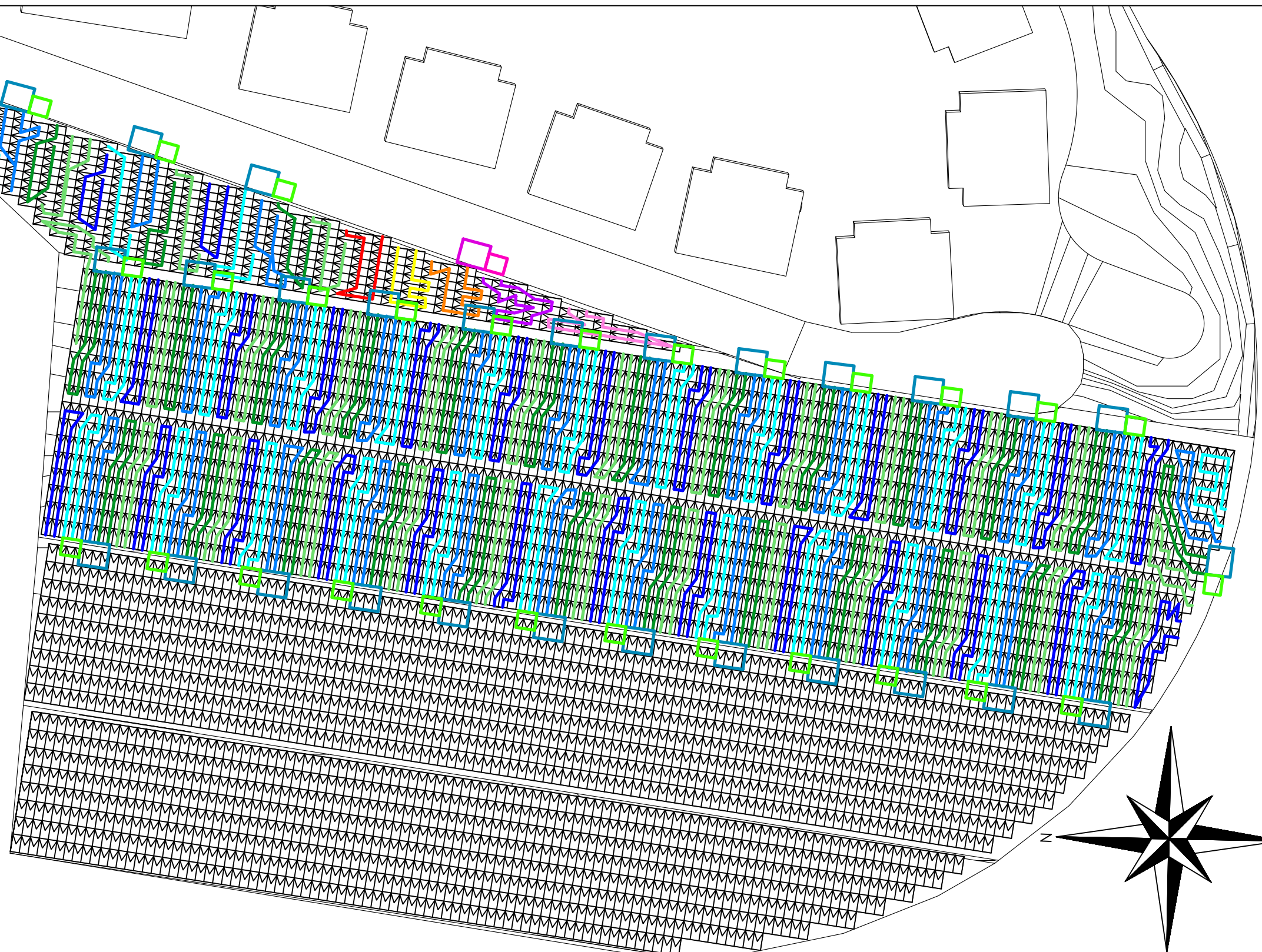
INVERSOR TIPO 2  
1xSTP 25000TL-30  
A: 3x16  
B: 2x18



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 3:1000	INSTALACIÓN SUBPROYECTO 2		Nº P.: 6.2  Nom.Arch:

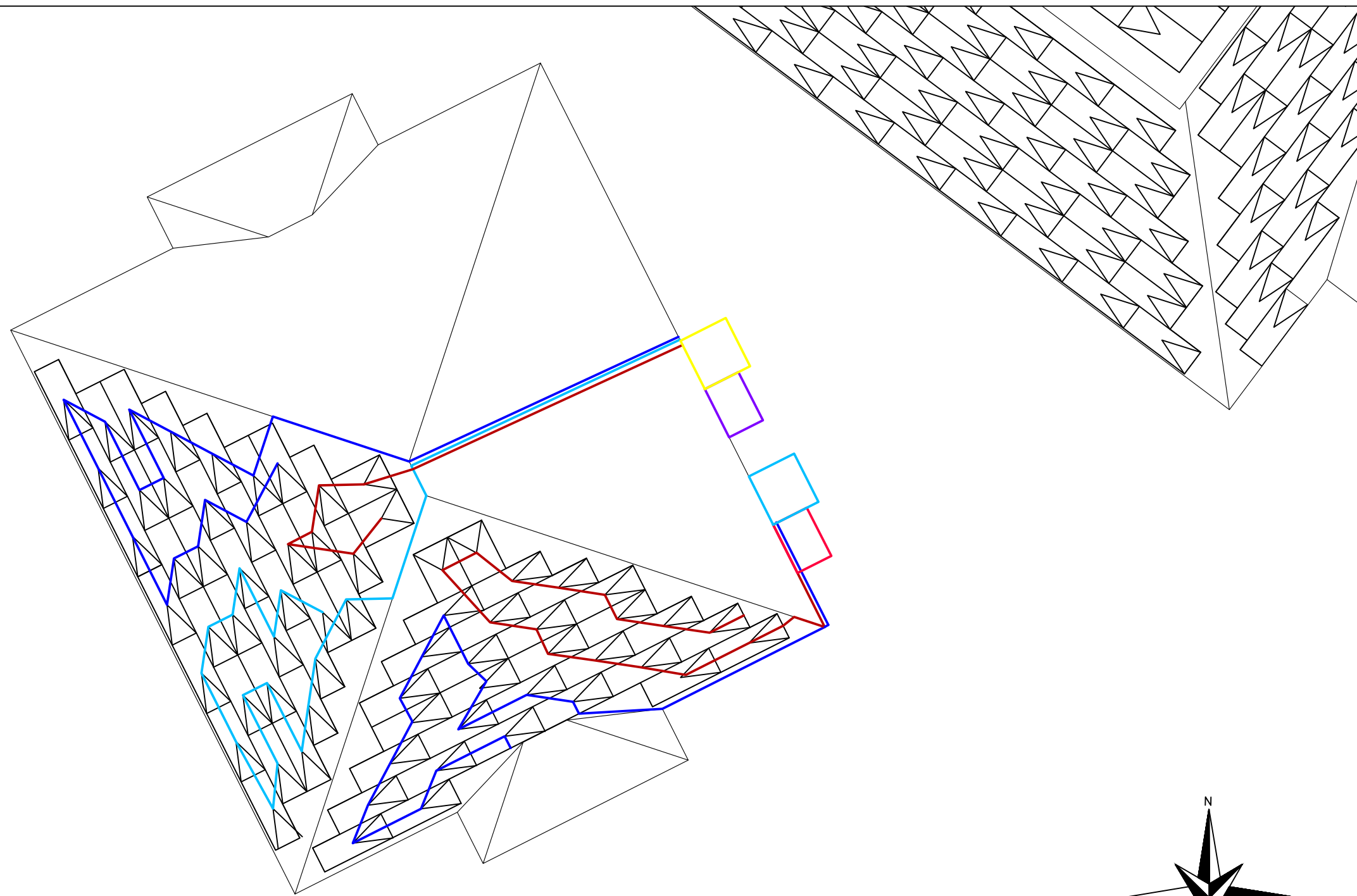
- STRING 1 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 2 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 3 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 1 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 2 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 1
- STRING 1 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 2 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 3 DEL CANAL A DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 1 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 2
- STRING 2 DEL CANAL B DEL INVERSOR TIPO 2

INVERSOR TIPO 1      INVERSOR TIPO 2  
 28xSTP 25000TL-30    1xSTP 25000TL-30  
 A: 3x17                A: 3x18  
 B: 2x16                B: 2x17




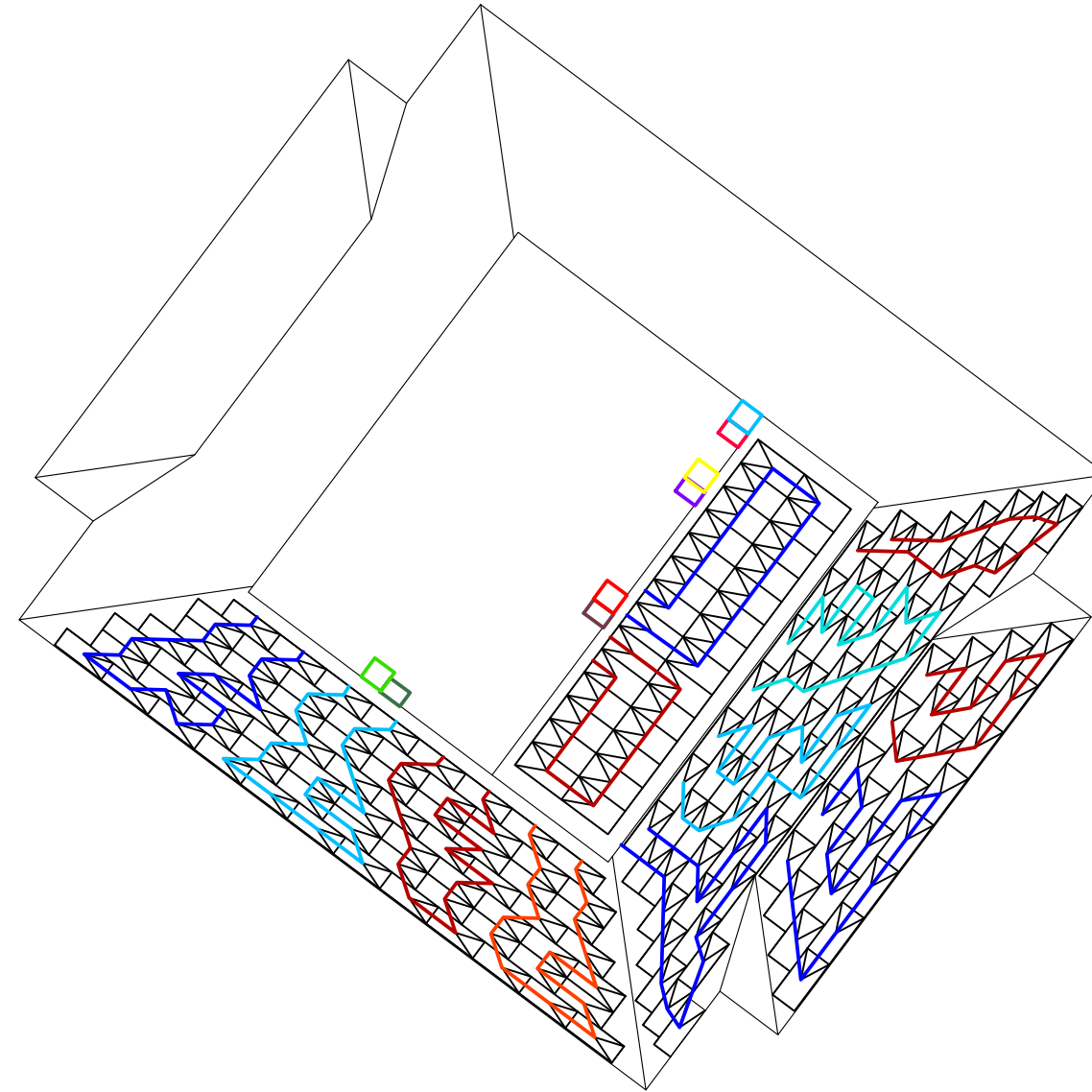
- INVERSOR TIPO 1 (INSTALADOS EN LA ESTRUCTURA DE LAS PLACAS)
- CAJA DE CONEXIÓN TIPO 1. ALBERGA FUSIBLES Y SECCIONADORES DE CADA STRING (INSTALADA ANEXO AL INVERSOR)
- INVERSOR TIPO 2 (INSTALADOS EN LA ESTRUCTURA DE LAS PLACAS)
- CAJA DE CONEXIÓN TIPO 2. ALBERGA FUSIBLES Y SECCIONADORES DE CADA STRING (INSTALADA ANEXO AL INVERSOR)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	 ULL Universidad de La Laguna
Dibujado	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:500	INSTALACIÓN SUBPROYECTO 3		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
			Nº P.: 6.3  Nom.Arch:

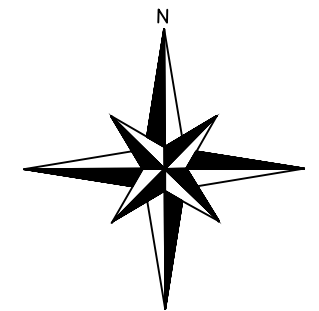


- STRING 1 (ENTRADA A)
- STRIGN 2 (ENTRADA A)
- STRING 1 (ENTRADA B)
  
- INVERSOR CUBIERTA 1 (STP 9000TL-20 A:1x15; B:1x15)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 1 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 2 (STP 15000TL-10 A:2x16; B:1x6)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 2 (PARA FISUBLES Y SECCIONADORES)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	<i>UNE-EN-DIN</i>		
ESCALA: 1:125	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 1		Nº P.: 6.4  Nom.Arch:



- STRING 1 (ENTRADA A)
- STRING 2 (ENTRADA A)
- STRING 3 (ENTRADA A)
- STRING 1 (ENTRADA B)
- STRING 2 (ENTRADA B)
  
- INVERSOR CUBIERTA 5 (STP 20000TL-30 A:3x16; B:1x11)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 5 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 5.1 (STP 8000TL-20 A:1x16; B:1x12)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 5.1 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 6 (STP 20000TL-30 A:2x18; B:2x17)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 6 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 9 (STP 8000TL-20 A:1x16; B:1x12)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 9 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)

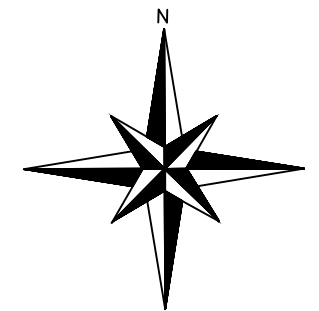
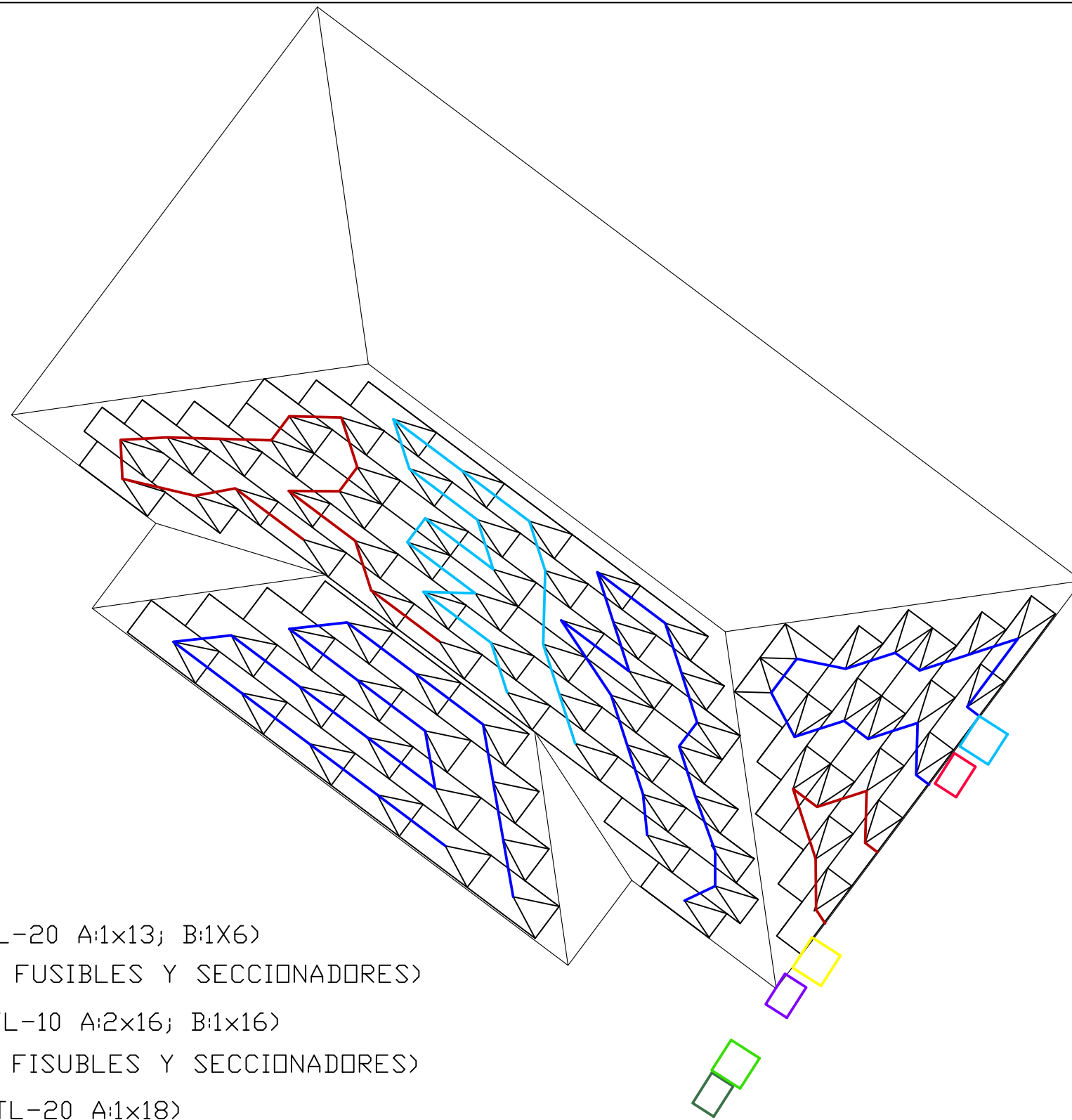



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Dibujado	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:250	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 2		Nº P.: 6.5  Nom.Arch:

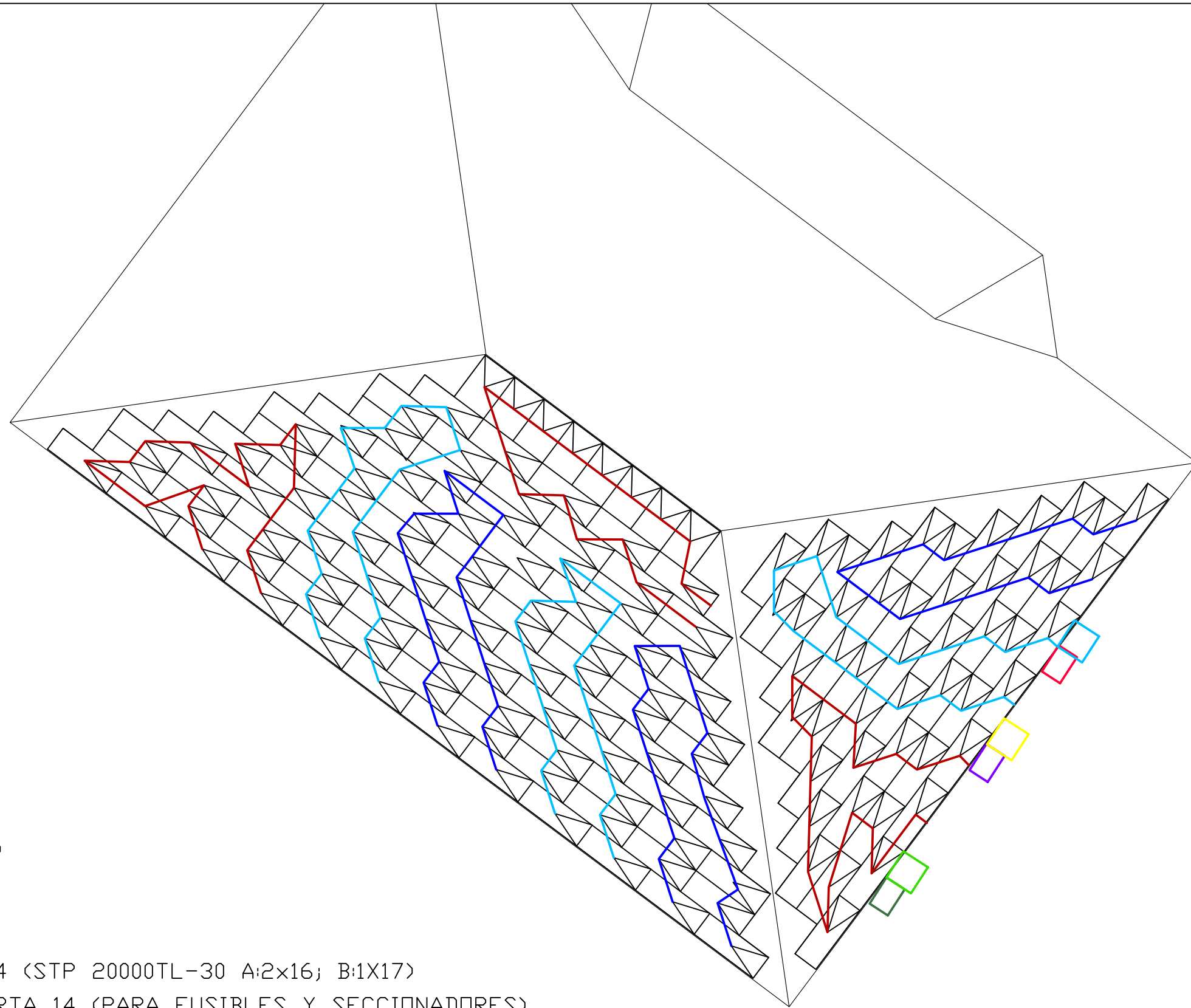


- STRING 1 (ENTRADA A)
- STRIGN 2 (ENTRADA A)
- STRING 1 (ENTRADA B)

- INVERSOR CUBIERTA 10 (STP 6000TL-20 A:1x13; B:1x6)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 10 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 11 (STP 15000TL-10 A:2x16; B:1x16)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 11 (PARA FISUBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 11.1 (STP 5000TL-20 A:1x18)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 11.1 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)

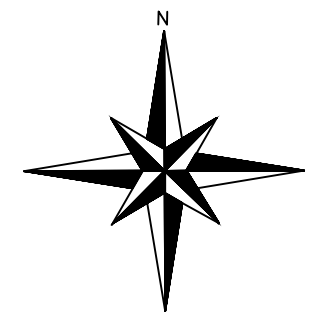



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
<i>Dibujado</i>	Fecha JUL-2016	Autores P. PADILLA		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
		F. RODRIGUEZ		
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:125	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 3		Nº P.: 6.6	Nom.Arch:

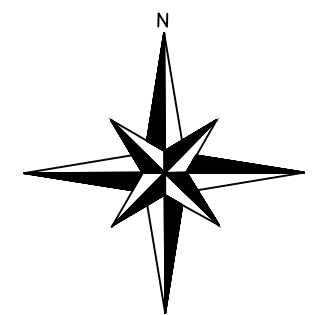
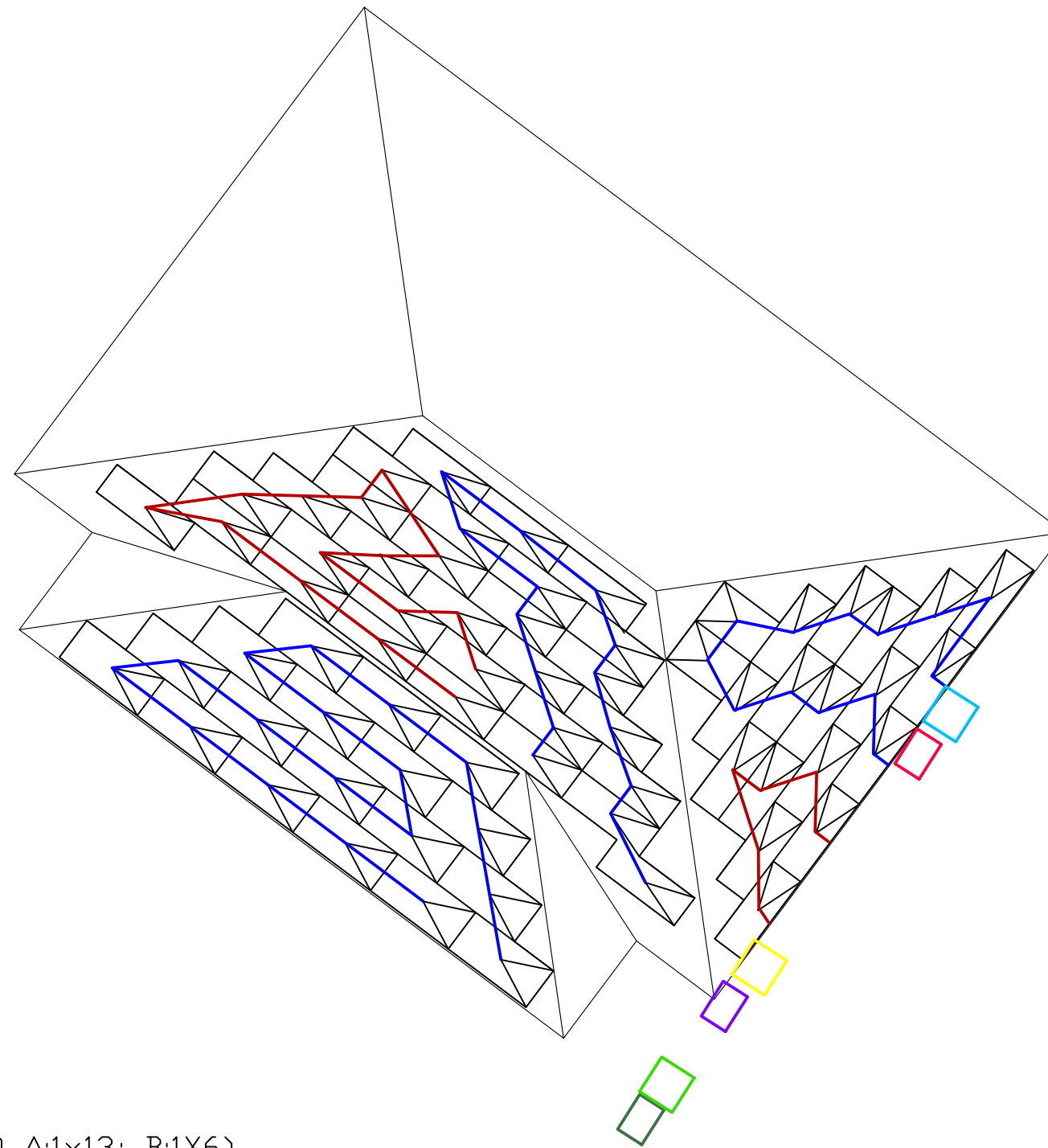


- STRING 1 (ENTRADA A)
- STRIGN 2 (ENTRADA A)
- STRING 1 (ENTRADA B)

- INVERSOR CUBIERTA 14 (STP 20000TL-30 A:2x16; B:1x17)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 14 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 15 (1) (STP 15000TL-10 A:2x17; B:1x16)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 15 (1) (PARA FISUBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 15 (2) (STP 15000TL-10 A:2x17; A:1x17)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 15 (2) (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)



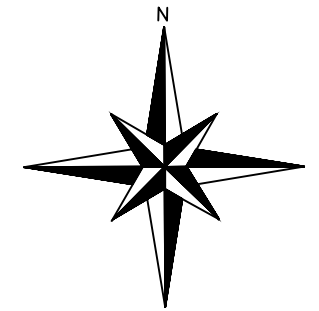
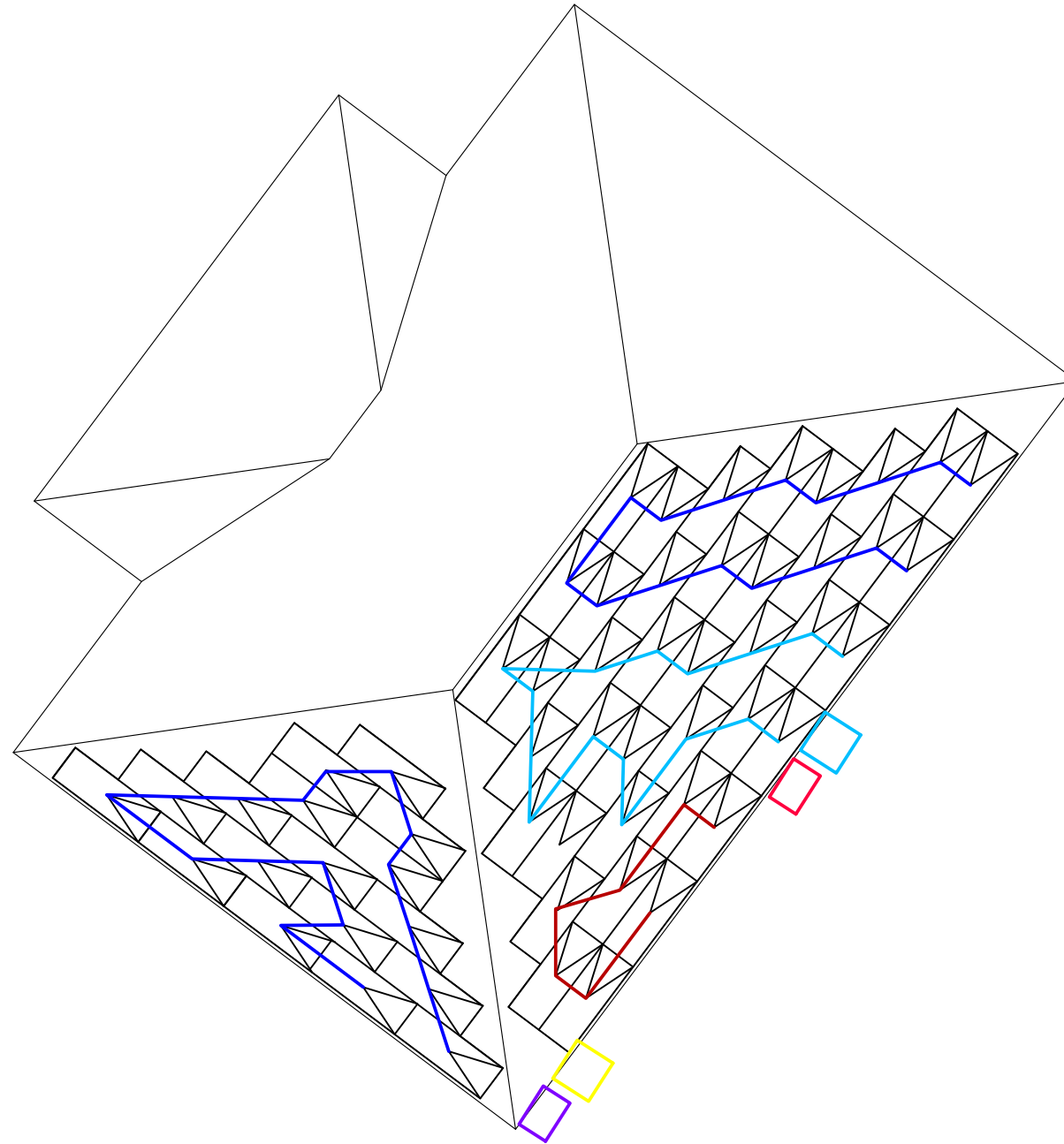
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	
		F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:125	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 4		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
		Nº P.: 6.7	Nom.Arch:



— STRING 1 (ENTRADA A)  
 — STRING 1 (ENTRADA B)

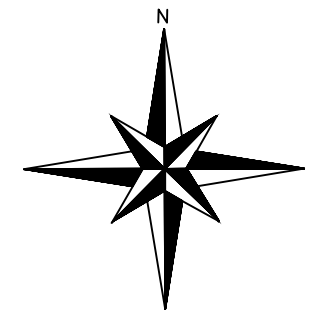
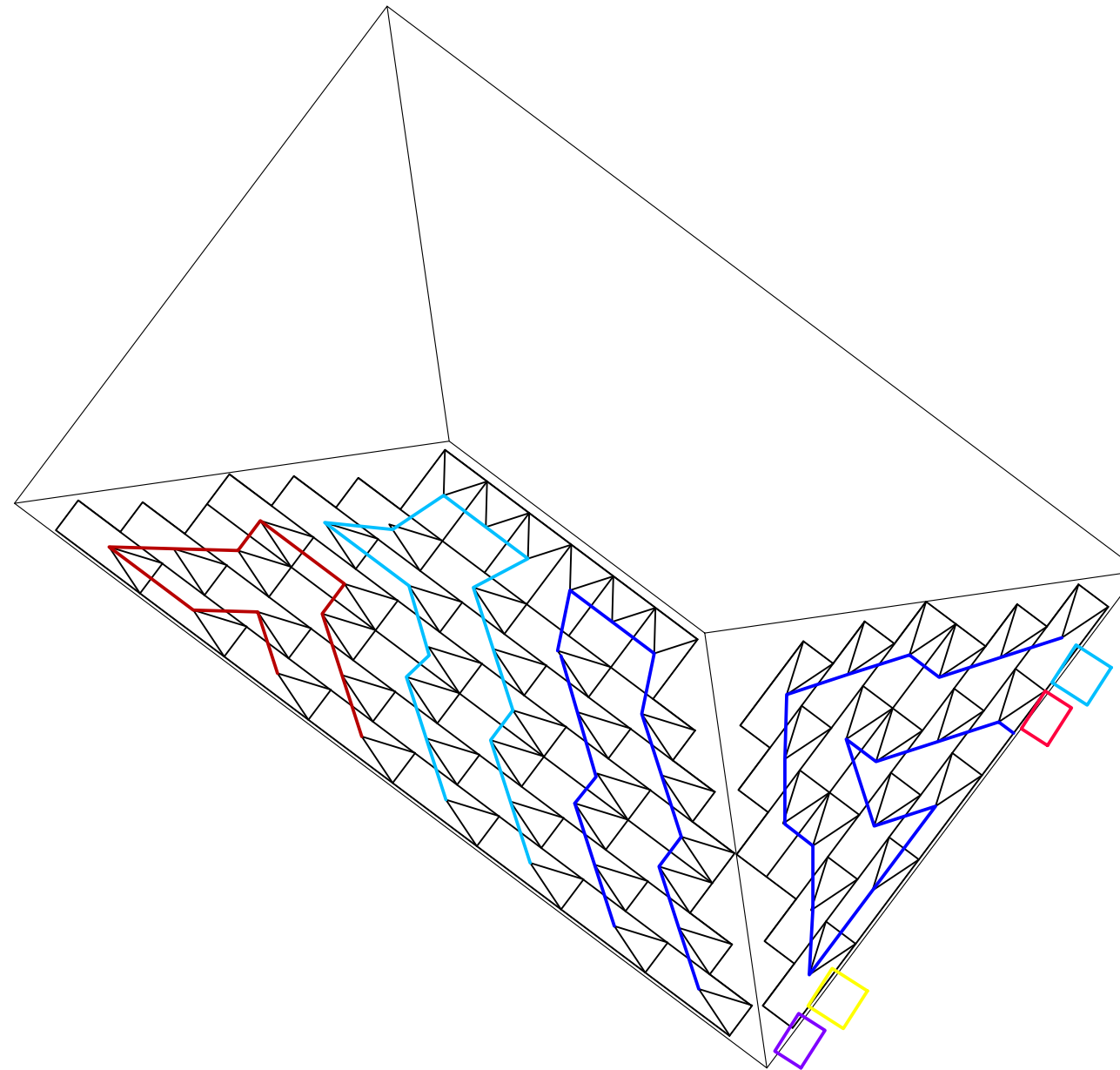
- INVERSOR CUBIERTA 18 (STP 6000TL-20 A:1x13; B:1x6)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 18 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 19 (STP 9000TL-20 A:1x15; B:1x15)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 19 (PARA FISUBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 19.1 (STP 5000TL-20 A:1x18)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 19.1 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
Dibujado	Fecha JUL-2016	Autores P. PADILLA F. RODRIGUEZ		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
		Id. s. normas UNE-EN-DIN		
ESCALA: 1:125	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 5		Nº P.: 6.8 Nom.Arch:	



- STRING 1 (ENTRADA A)
- STRIGN 2 (ENTRADA A)
- STRING 1 (ENTRADA B)
  
- INVERSOR CUBIERTA 22 (STP 15000TL-10 A:2x16; B:1x8)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 22 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 23 (STP 5000TL-20 A:1x17)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 23 (PARA FISUBLES Y SECCIONADORES)

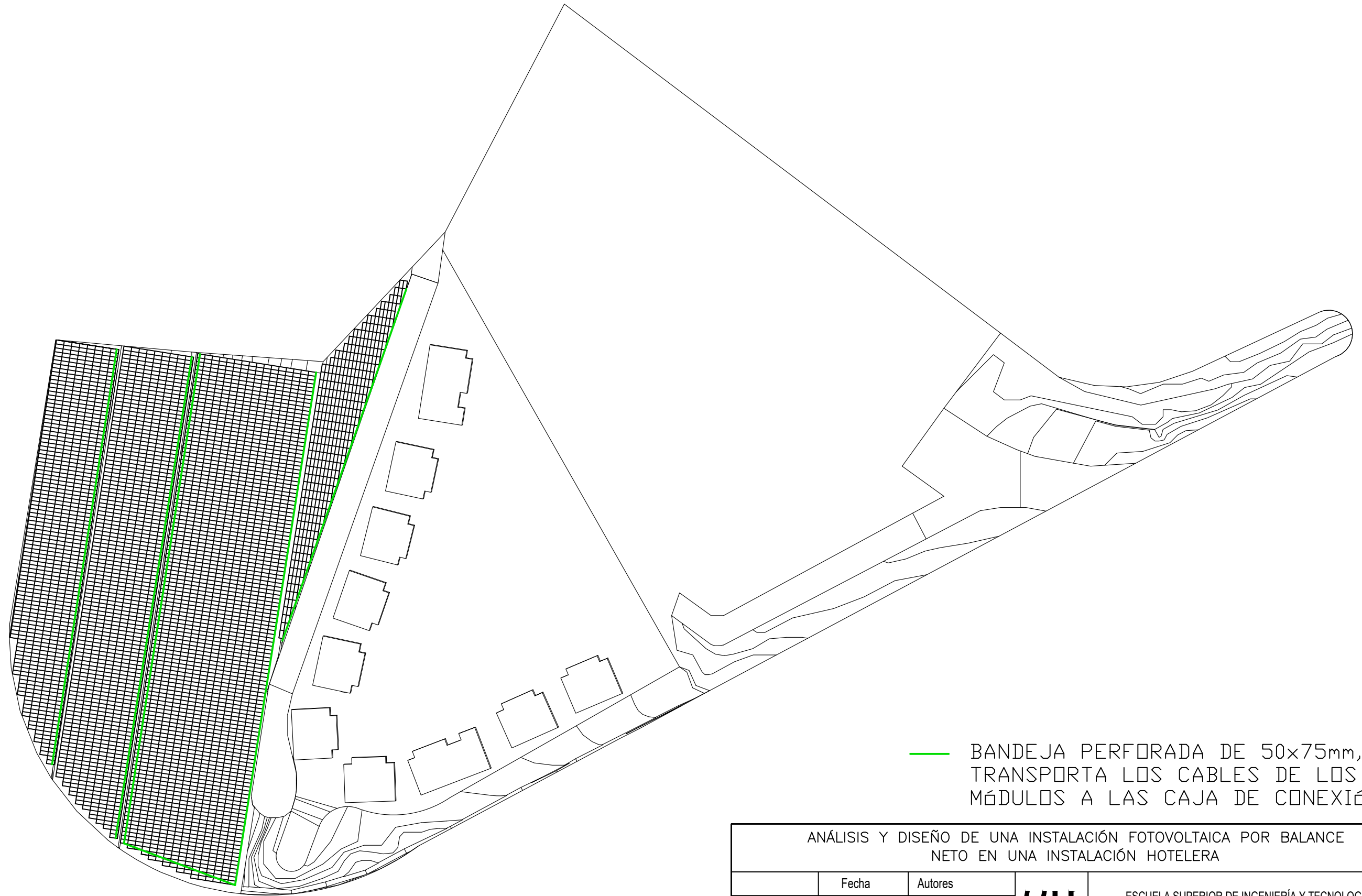
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Dibujado	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:125	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 6			Nº P.: 6.9  Nom.Arch:



- STRING 1 (ENTRADA A)
- STRIGN 2 (ENTRADA A)
- STRING 1 (ENTRADA B)

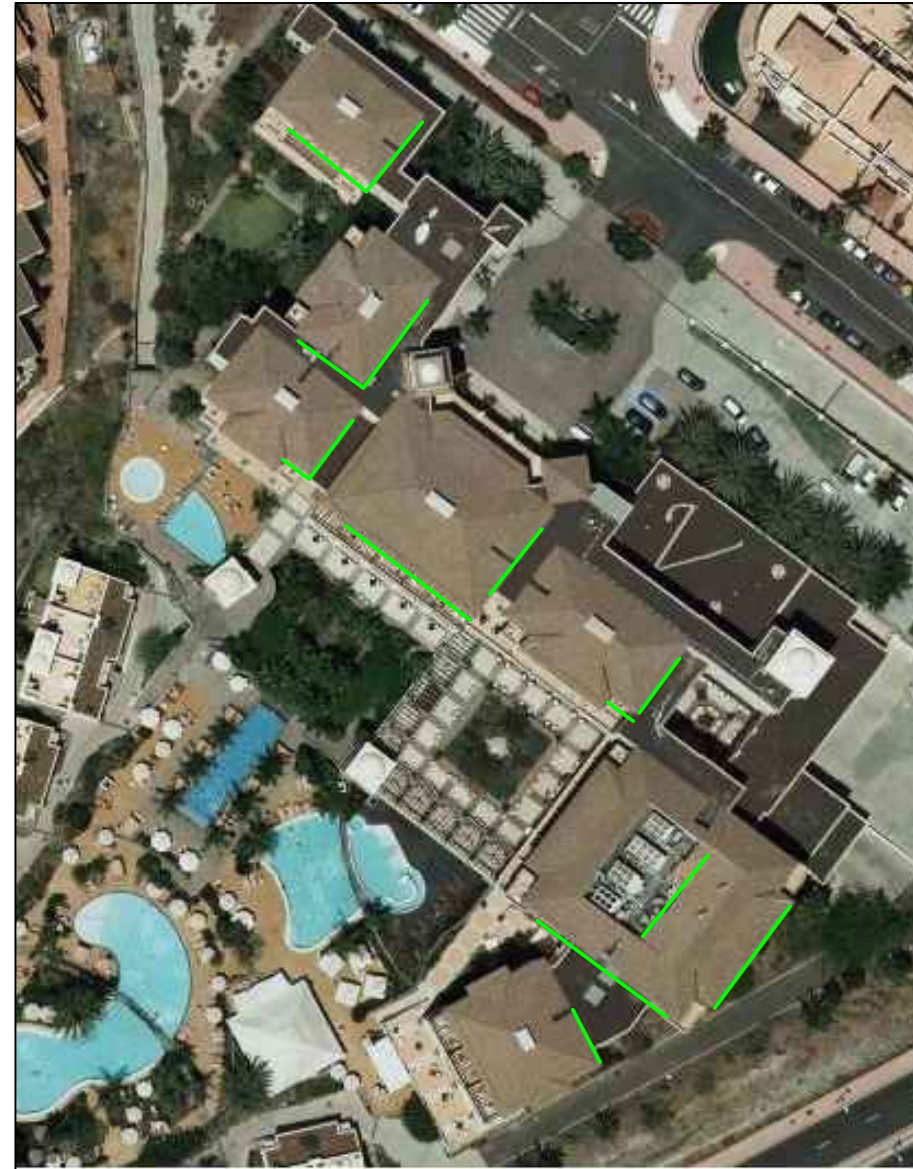
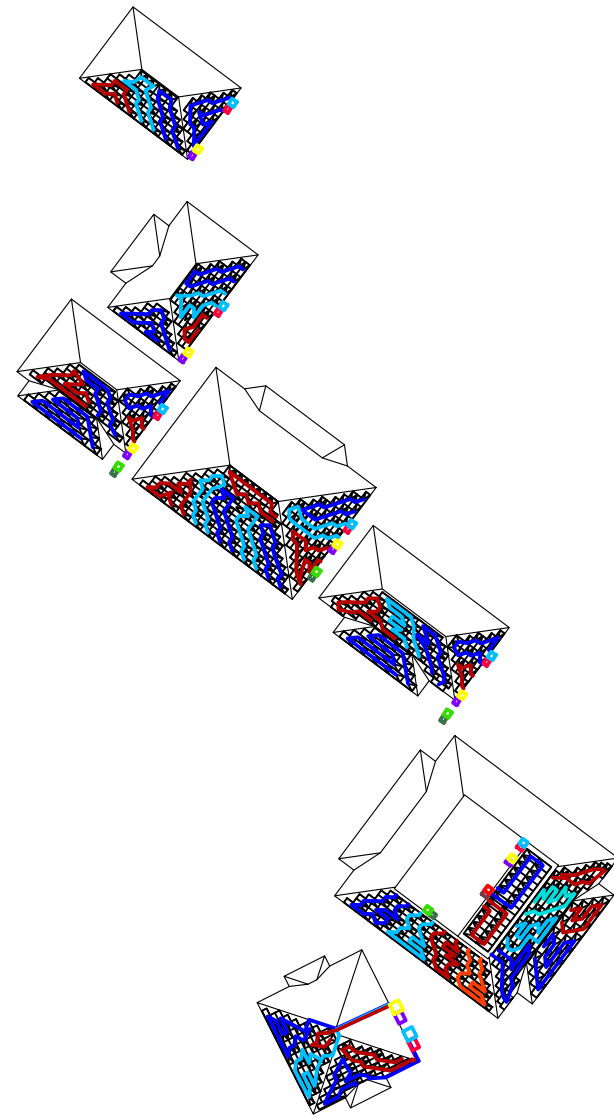
- INVERSOR CUBIERTA 26 (STP 5000TL-20 A:1X18)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 26 (PARA FUSIBLES Y SECCIONADORES)
- INVERSOR CUBIERTA 27 (STP 15000TL-10 A:2x16; B:1x10)
- CAJA CONEXIÓN CUBIERTA 27 (PARA FISUBLES Y SECCIONADORES)

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:125	INSTALACIÓN CUBIERTAS EDIFICIO 6			Nº P.: 6.9  Nom.Arch:

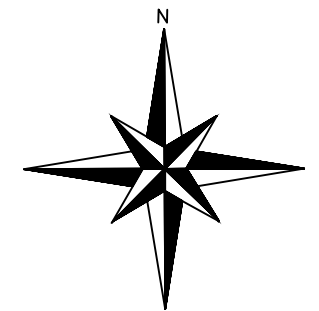


— BANDEJA PERFORADA DE 50x75mm,  
TRANSPORTA LOS CABLES DE LOS  
MÓDULOS A LAS CAJA DE CONEXIÓN

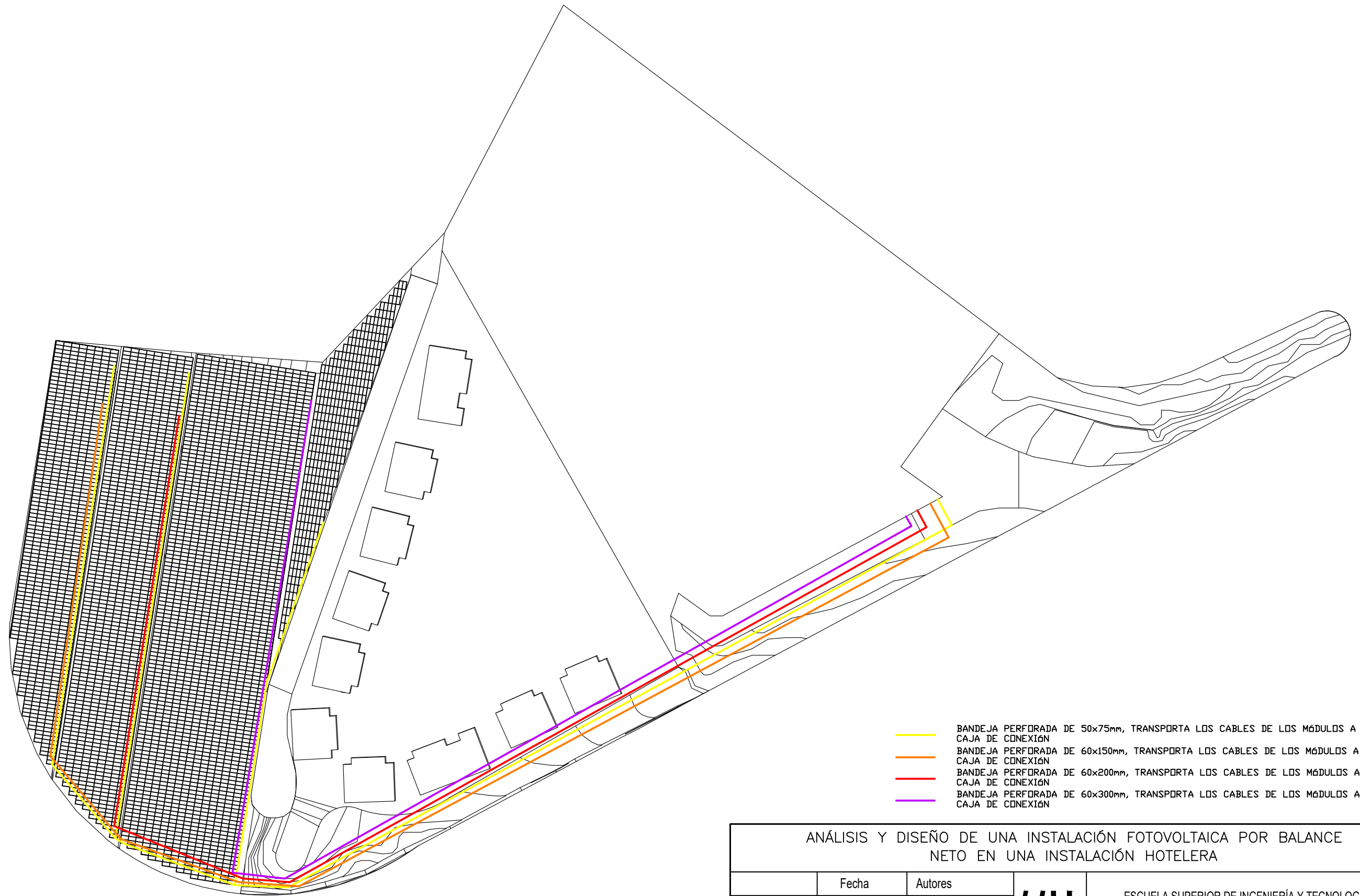
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
<i>Dibujado</i>	Fecha	Autores	
	JUL-2016	P. PADILLA F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
ESCALA: 1:1000	CANALIZACIÓN CC TERRENO		Nº P.: 7.1  Nom.Arch:



— BANDEJA PERFORADA DE 50x75mm.  
TRANSPORTA LOS CABLES DESDE LOS  
MÓDULOS A LAS CAJAS DE CONEXIÓN



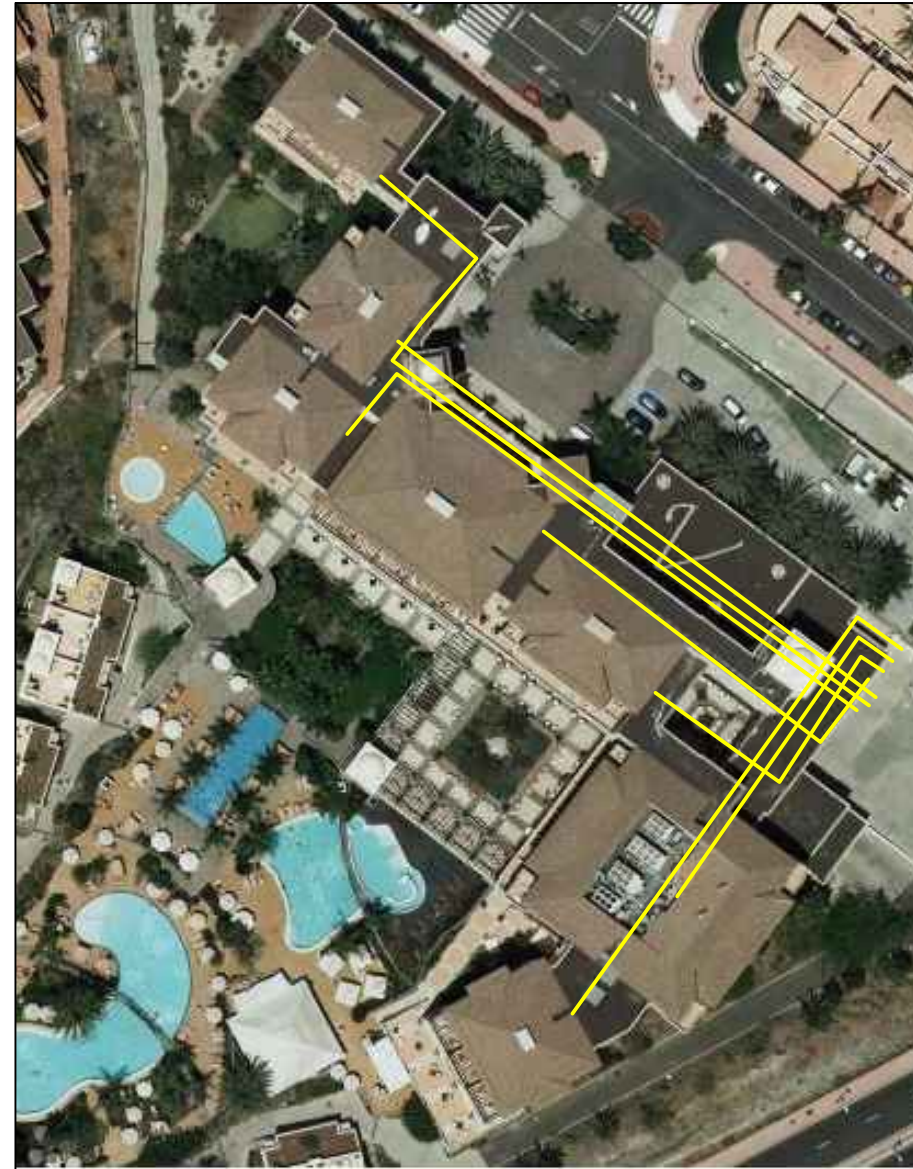
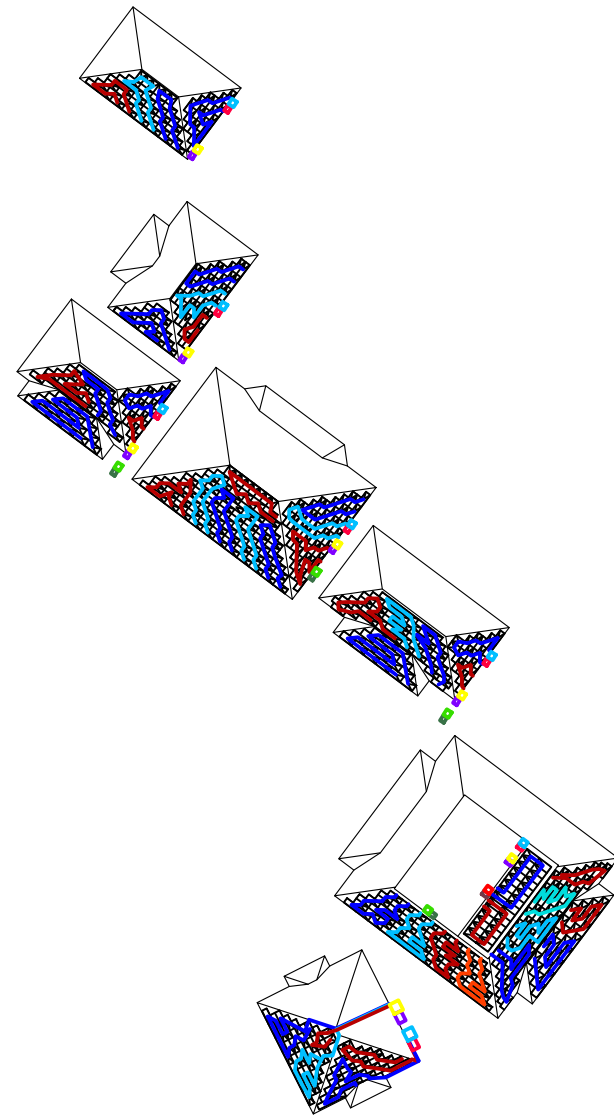
ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:1000	CANALIZACIÓN CC CUBIERTAS			Nº P.: 7.2  Nom.Arch:



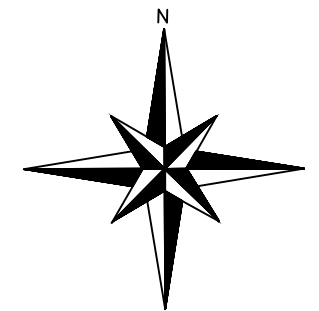
- BANDEJA PERFORADA DE 50x75mm, TRANSPORTA LOS CABLES DE LOS MÓDULOS A LAS CAJA DE CONEXIÓN
- BANDEJA PERFORADA DE 60x150mm, TRANSPORTA LOS CABLES DE LOS MÓDULOS A LAS CAJA DE CONEXIÓN
- BANDEJA PERFORADA DE 60x200mm, TRANSPORTA LOS CABLES DE LOS MÓDULOS A LAS CAJA DE CONEXIÓN
- BANDEJA PERFORADA DE 60x300mm, TRANSPORTA LOS CABLES DE LOS MÓDULOS A LAS CAJA DE CONEXIÓN


ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA					
	Fecha	Autores			ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ		
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN				
ESCALA: 1:1000	CANALIZACIÓN CA TERRENO			Nº P.: 7.3	Nom.Arch:

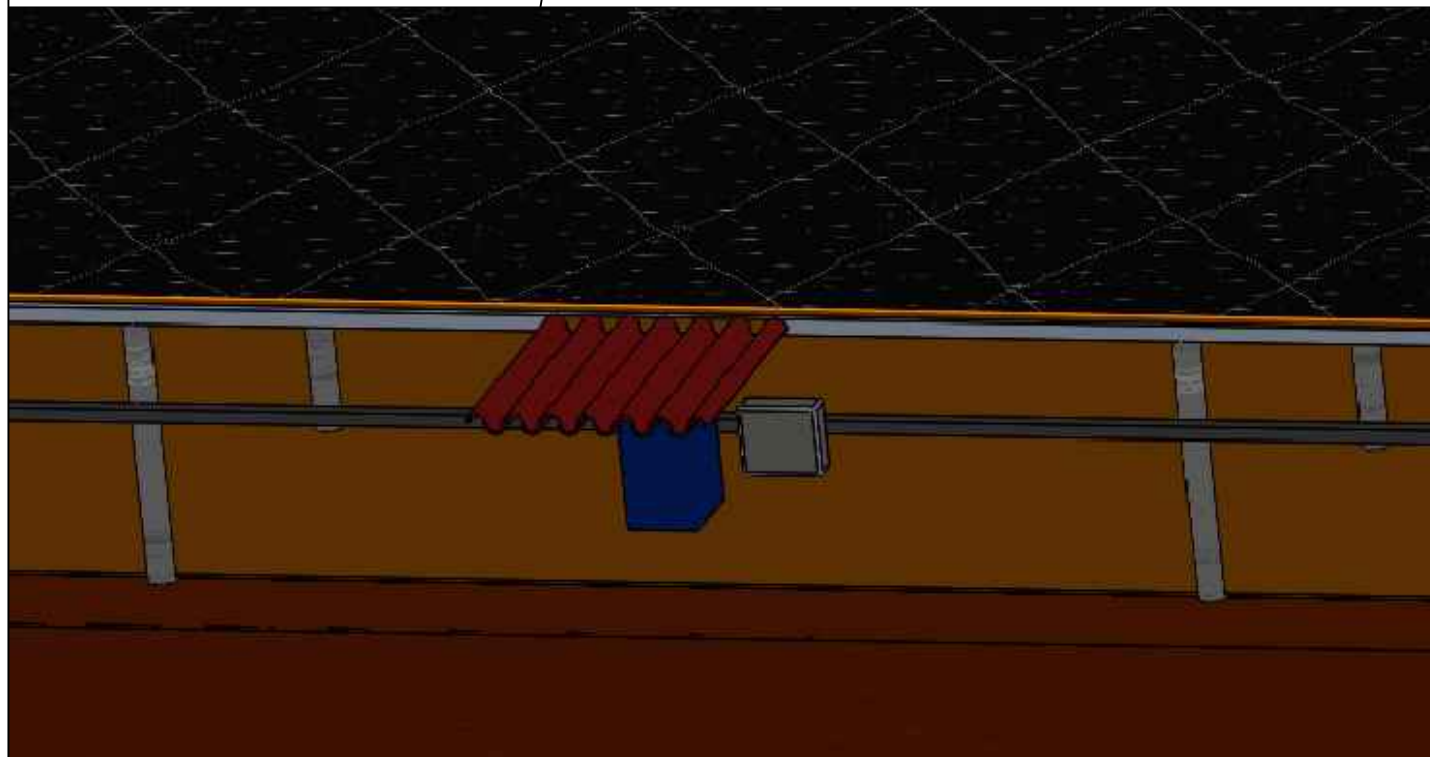
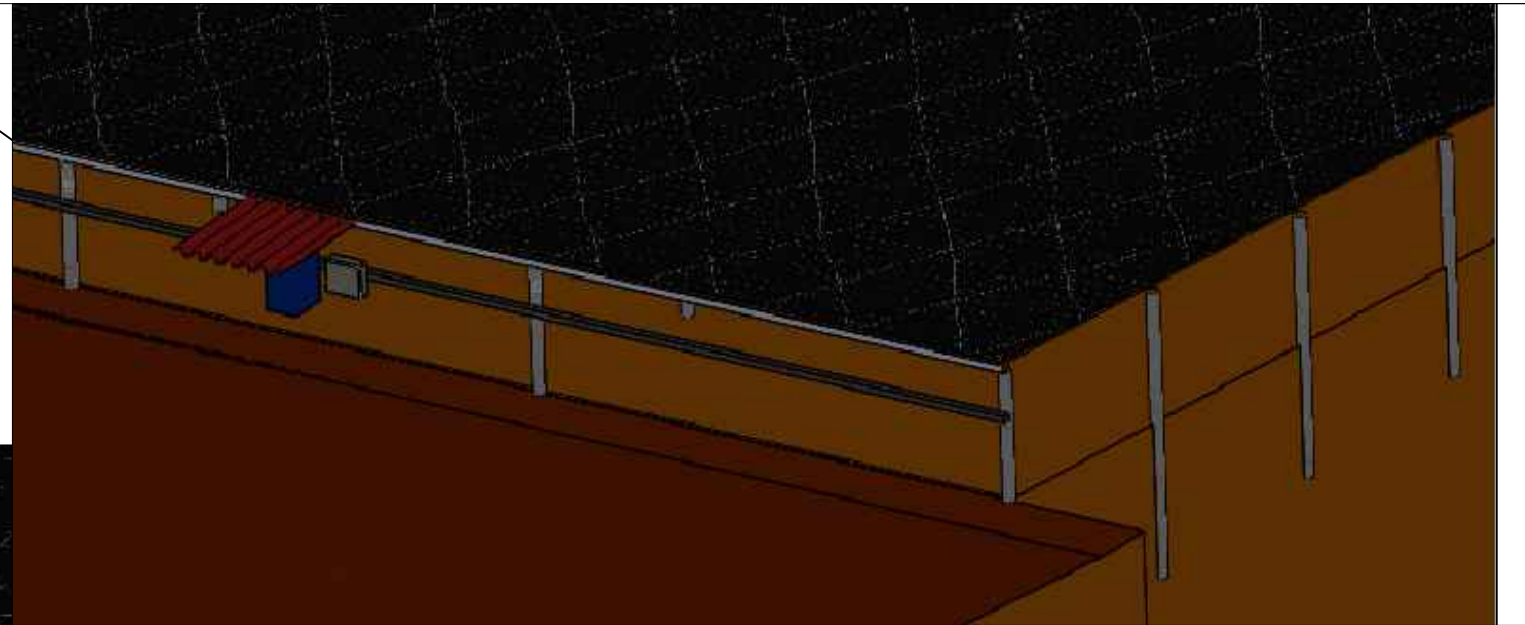
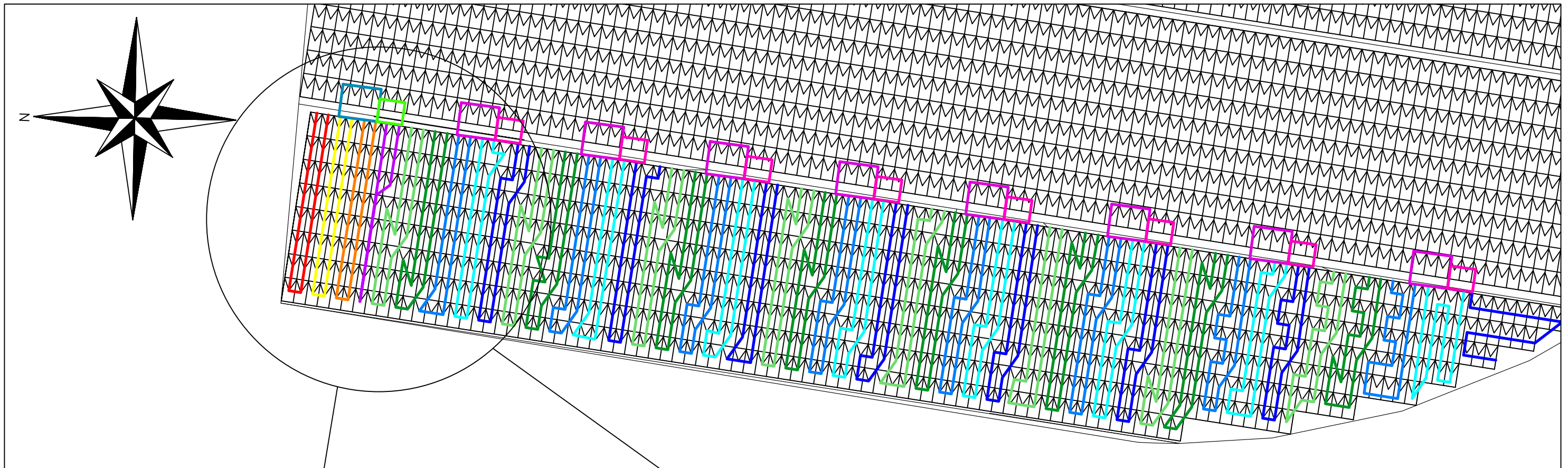




— BANDEJA PERFORADA DE 50x75mm.  
TRANSPORTA LOS CABLES DESDE LOS  
INVERSORES A LA CAJA DE CONEXIÓN  
GENERAL



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA				
	Fecha	Autores		 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN			
ESCALA: 1:1000	CANALIZACIÓN CA CUBIERTAS			Nº P.: 7.4  Nom.Arch:



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA POR BALANCE NETO EN UNA INSTALACIÓN HOTELERA			
	Fecha	Autores	
<i>Dibujado</i>	JUL-2016	P. PADILLA	
		F. RODRIGUEZ	
<i>Id. s. normas</i>	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	EJEMPLO INVERSOR EN EL TERRENO		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado en Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
			Nº P.: 8 Nom.Arch:



Escuela Superior de  
Ingeniería y Tecnología  
Sección de Ingeniería Industrial

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez  
Francisco Rodríguez Santana

Pliegos de condiciones



## Pliegos de condiciones

Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica .....	294
Pliego de condiciones de la obra civil .....	364

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

Pliego de condiciones de la  
instalación fotovoltaica



## Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica

1. Objeto.....	298
2. Campo de aplicación.....	298
3. Normativa de aplicación.....	299
4. Características, componentes, calidades y condiciones generales de los materiales eléctricos de la instalación.....	303
4.1. Definición y clasificación de las instalaciones eléctricas .....	303
4.2. Componentes y productos constituyentes de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica .....	303
4.3. Control y aceptación de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica conectada a red .....	326
5. De la ejecución o montaje de la instalación .....	329
5.1. Consideraciones generales .....	329
5.2. Comprobaciones iniciales .....	330
5.3. Montaje de los elementos.....	330
6. Acabados, control y aceptación, medición y abono.....	335
6.1. Acabados .....	335
6.2. Control y aceptación.....	335
6.3. Medición y abono .....	336
7. Reconocimientos, pruebas y ensayos.....	336
7.1. Reconocimiento de las obras .....	336
7.2. Pruebas y ensayos .....	337
8. Condiciones de mantenimiento y uso .....	339
8.1. Condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red. ....	341
8.2. Reparación. Reposición .....	343
9. Inspecciones periódicas.....	343
9.1. Certificados de inspecciones periódicas.....	344
9.2. Protocolo genérico de inspección periódica .....	344
9.3. De la responsabilidad de las inspecciones periódicas .....	344
9.4. Inspecciones periódicas del resto de instalaciones eléctricas .....	345
9.5. De los plazos de entrega y de validez de los certificados de inspección oca .....	346
9.6. De la gravedad de los defectos detectados en las inspecciones de las instalaciones y de las obligaciones del titular y de la empresa instaladora.....	346
10. Condiciones de índole facultativo .....	348



10.1. Del titular de la instalación y sus obligaciones.....	348
10.2. De la dirección facultativa.....	349
10.3. De la empresa instaladora o contratista.....	350
10.4. De la empresa mantenedora.....	351
10.5. De los organismos de control autorizado.....	352
11. CONDICIONES DE INDOLE ADMINISTRATIVO.....	353
11.1. antes del inicio de las obras.....	353
11.2. Antes de la conexión de la instalación fotovoltaica a la red de la compañía distribuidora...	355
11.3. Documentación del proyecto.....	356
11.4. Modificaciones y ampliaciones de las instalaciones y la documentación del proyecto.....	357
11.5. Documentación final.....	359
11.6. Certificado de dirección y finalización de obra.....	360
11.7. Certificado de instalación.....	360
11.8. Certificado para inversores de la instalación fotovoltaica.....	361
11.9. Libro de órdenes.....	362
11.10. Incompatibilidades.....	363
11.11. Instalaciones ejecutadas por más de una empresa instaladora.....	363
11.12. Subcontratación.....	363

## **1. Objeto**

Este Pliego de Condiciones Técnicas Particulares, el cual forma parte de la documentación del presente proyecto de referencia y que regirá las obras para la realización del mismo, determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de Instalación Eléctrica Fotovoltaica conectada a la red, acorde a lo estipulado por el REAL DECRETO 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, el DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias, el REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica), así como la ORDEN de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

En cualquier caso, dichas normas particulares no podrán establecer criterios técnicos contrarios a la normativa vigente contemplada en el presente proyecto, ni exigir marcas comerciales concretas, ni establecer especificaciones técnicas que favorezcan la implantación de un solo fabricante o representen un coste económico desproporcionado para el usuario.

Las dudas que se planteasen en su aplicación o interpretación serán dilucidadas por el Ingeniero-Director de la obra. Por el mero hecho de intervenir en la obra, se presupone que la empresa instaladora y las subcontratas conocen y admiten el presente Pliego de Condiciones.

## **2. Campo de aplicación**

El presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares se refiere al suministro, instalación, pruebas, ensayos, verificaciones y mantenimiento de materiales necesarios en el montaje de instalaciones eléctricas fotovoltaicas conectadas a red eléctrica en Baja Tensión, extendiéndose a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de esta instalación regulada por el DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre anteriormente enunciado, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, el bienestar social y la protección del medio ambiente, siendo necesario que dichas instalaciones eléctricas fotovoltaicas se proyecten, construyan, mantengan y conserven de tal forma que se satisfagan los fines básicos de la

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

funcionalidad, es decir de la utilización o adecuación al uso, y de la seguridad, concepto que incluye la seguridad estructural, la seguridad en caso de incendio y la seguridad de utilización, de tal forma que el uso normal de la instalación no suponga ningún riesgo de accidente para las personas y cumpla la finalidad para la cual es diseñada y construida.

En determinados supuestos se podrá adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en el presente Pliego de Condiciones Técnicas, siempre y cuando quede suficientemente justificada su necesidad, sean además aprobadas por el Ingeniero-Director y no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Así mismo y por aplicación de lo señalado por el CTE-DB-HE-5, se extiende este ámbito a aquellas edificaciones que superen los límites de aplicación establecido en la tabla siguiente, las cuales están obligadas a incorporar sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos:

<b>Tipo de uso</b>	<b>Límite de aplicación</b>
Hoteles y Hostales	100 plazas

Puesto que este caso el hotel dispones aproximadamente 300 plazas, debe aplicarse el CTE-DB-HE-5.

Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la Compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente.

### **3. Normativa de aplicación**

Además de las Condiciones Técnicas Particulares contenidas en el presente Pliego, serán de aplicación, a los efectos de garantizar la calidad, funcionalidad, eficiencia y durabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red y se observarán en todo momento durante su ejecución, las siguientes normas y reglamentos:

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

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.

RESOLUCIÓN de 18 de enero de 1988, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se autoriza el empleo del sistema de instalación con conductores aislados bajo canales protectores de material plástico.

Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial.

Decreto 26/1996, de 9 de febrero, de la Consejería de Industria y Comercio del Gobierno de Canarias por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.

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

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

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

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE 27-12-2000).

RESOLUCION 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 conectada a la red de Baja Tensión.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

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

Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

Ley 51/2002, de 27 de diciembre, de reforma de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, Reguladora de las Haciendas Locales, por la que se habilita a los Ayuntamientos para establecer bonificaciones en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras, a favor de las construcciones, instalaciones u obras que contribuyan o se refieran al uso de la energía solar, a los planes de fomento de la inversión privada en infraestructuras, a las viviendas de protección oficial y a las condiciones de acceso y habitabilidad de los discapacitados.

Real Decreto Ley 2/2003, de 25 de abril, de medidas de reforma económica. Capítulo II – Artículo 13 sobre “Fomento de las Energías Renovables”.y Artículo 14 “Fomento del aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol para autoconsumo”.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

ORDEN de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

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

DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. número 121, de 18 de junio de 2007), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.

Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

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.

Normas de la Compañía Suministradora / Distribuidora de energía eléctrica.

Ordenanzas Municipales del lugar donde se ubique la instalación.

Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE declaradas de obligado cumplimiento

Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.

Y resto de normas o reglamentación que le sean de aplicación.

Salvo que se trate de prescripciones cuyo cumplimiento esté obligado por la vigente legislación, en caso de discrepancia entre el contenido de los documentos anteriormente mencionados se aplicará el criterio correspondiente al que tenga una fecha de aplicación posterior. Con idéntica salvedad, será de aplicación preferente, respecto de los anteriores documentos lo expresado en este Pliego de Condiciones Técnicas Particulares.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Así mismo se recomienda la aplicación de los siguientes documentos:

Plan de energías renovables 2005-2010 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio- IDAE-agosto 2005.

Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltáicas conectadas a Red – Documento del IDAE. Año 2002.

## **4. Características, componentes, calidades y condiciones generales de los materiales eléctricos de la instalación**

### **4.1. Definición y clasificación de las instalaciones eléctricas**

Según Art. 3 del Decreto 141/2009, se define como “instalación eléctrica” todo conjunto de aparatos y de circuitos asociados destinados a la producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

La instalación es de baja tensión: aquella instalación eléctrica cuya tensión nominal se encuentra por debajo de 1 kV ( $U < 1 \text{ kV}$ ).

### **4.2. Componentes y productos constituyentes de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica**

#### **4.2.1. Generalidades**

Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua (CC) y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna (CA). Este tipo de instalaciones fotovoltaicas trabajan en paralelo con el resto de los sistemas de generación que suministran a la red de distribución.

Los componentes o sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red, básicamente son los siguientes:

- a) Sistema generador fotovoltaico
- b) Sistema de Acondicionamiento de potencia o inversor

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

c) Sistema de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.

El sistema de acondicionamiento de potencia es el encargado de transformar la energía en forma de corriente continua en corriente alterna, el cual cumplirá con todos aquellos requisitos y condiciones de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, estando dotado de las correspondientes funciones de protección.

#### **4.2.2. Generador fotovoltaico**

Genéricamente la instalación contará con un Generador Fotovoltaico constituido por módulos fotovoltaicos (FV) para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún tipo de paso intermedio.

Estos módulos a su vez están conformados por células fotovoltaicas de silicio interconectadas entre sí y debidamente protegidas de los agentes externos

##### ***4.2.2.1 Células solares o fotovoltaicas***

Los parámetros generales que caracterizan a las células fotovoltaicas universalmente vienen determinados por la irradiancia (Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie, expresada en kW/m<sup>2</sup>) y la temperatura cuyas condiciones estándar son las siguientes:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

##### ***4.2.2.2 Módulos fotovoltaicos***

También denominada como “placa fotovoltaica” o “panel fotovoltaico” es un conjunto completo, medioambientalmente protegido, de células solares interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio, que contiene 72 células solares las cuales están conectarse entre sí.

Los paneles o módulos fotovoltaicos se caracterizan por el parámetro denominado como “Potencia pico” siendo aquella potencia máxima del panel fotovoltaico expresada en CEM.



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Todos los módulos fotovoltaicos que integren la instalación serán del mismo modelo, salvo que por determinados motivos (sean por requisitos de diseño) y siempre que no compartan el mismo inversor. En el caso de modelos distintos, su diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

Los módulos usados en este proyecto son del fabricante Canadian Solar. El modelo CS6X-P (310P) MAXPOWER de 310 W ( $P_{\text{máx}}$  = Potencia máxima nominal). Y sobre las cubiertas se ha escogido un panel más fino, el modelo CS6X-P-FG (315P-FG) DYMOND de 315 W pico.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa de la Dirección Facultativa de la obra. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Todos los módulos deberán satisfacer las Normas UNE para módulos de silicio cristalino o para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Su estructura está conformada por los siguientes elementos:

- Encapsulante, constituido por un material que debe presentar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
- Cubierta exterior de vidrio templado, que, aparte de facilitar al máximo la transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.
- Cubierta posterior, constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre éstas.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- Marco o carcasa de metal, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- Caja de terminales: incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- Diodo de protección: impiden daños por sombras parciales en la superficie del panel.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las siguientes características técnicas:

a) Incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

b) Marcos laterales (si existen) serán de aluminio o acero inoxidable

c) Potencia máxima y corriente de cortocircuito referidas a condiciones estándar, comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo

La estructura del generador se conectará a tierra.

Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los soportes para los colectores solares serán sencillos, sin movimiento.

#### **4.2.3. Inversor**

Son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua (CC) en alterna (CA), basándose en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad y por tanto:

- Utilizar receptores de CA en instalaciones aisladas de la red.
- Conectar los sistemas FV a la red de distribución eléctrica.

La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

El fabricante usado en este proyecto es SMA, puesto que las necesidades son diferentes en función de las especificaciones de cada generador fotovoltaico, se usarán unos modelos u otros, definidas en la Memoria del documento. Cualquier cambio que se produzca en la instalación de los generadores fotovoltaicos debe ser autorizada por la Dirección Facultativa.

Sus parámetros fundamentales vienen determinados por:

- a) Voltaje y corriente de entrada del inversor, que se debe adaptar a la del generador
- b) Potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura o modificada, etc.).
- c) Frecuencia de trabajo y la eficiencia.
- d) Voltaje de fase/s en la red
- e) Potencia reactiva de salida del inversor.

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

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

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las especificará el fabricante.

#### **4.2.4. Conductores**

Serán los que se indican en los documentos del presente proyecto y en todo momento cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT.

Estos serán de cobre y serán siempre aislados, excepto cuando vayan montados sobre aisladores, tal y como se indica en la ICT-BT-20 del REBT.

El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase, cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico.

No se admite la colocación de conductores que no sean los especificados en los esquemas eléctricos del presente proyecto. De no existir en el mercado un tipo determinado de estos conductores la sustitución por otro habrá de ser autorizada por la Dirección Facultativa.

Los conductores necesarios serán de cobre y tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos, debiendo ser suficiente además para que soporten la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.

Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener unos valores de sección tales que la caída de tensión en ellos sea inferior a las indicadas a continuación:

- Caída de tensión máxima en la parte de CC, 1,5%
- Caída de tensión máxima en la parte de CA, 1%

teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

- Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1 %
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1 %
- Caídas de tensión máxima entre inversor /regulador y cargas: 3 %

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE correspondiente.

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

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será conforme a lo indicado en la norma UNE que le es de aplicación.

Se respetará en todo momento el REBT en lo que a conducciones de cable se refiere.

#### **4.2.5. Conexión a la red de distribución**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (Artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar reflejado en la 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 conectada a la red de Baja Tensión.

##### **4.2.5.1 Punto de conexión**

La instalación fotovoltaica se conectará directamente a la red de distribución en Baja Tensión de la Compañía Distribuidora en el denominado “punto de conexión”, el cual será determinado por la mencionada Compañía, de acuerdo con el Real Decreto 1663/2000, procurando que sea el más cercano posible al lugar de la ubicación de dicha instalación; si bien deben cumplirse en todo caso las siguientes condiciones:

- La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a una línea de Baja Tensión no podrá superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión. Si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias conectadas a ese centro no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación. En redes trifásicas 3x220/127 V, no se podrán conectar

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal superior a 60 kVA y, en estos casos, toda la instalación deberá estar preparada para un funcionamiento futuro a 3x400/230V.

- La variación de tensión en su propio punto de conexión, provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no podrá ser superior al 5%. Además, no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación del límite reglamentario del  $\pm 7\%$  en su instalación respectiva.
- Como la potencia nominal de la instalación fotovoltaica es superior a 5 kW, su conexión a la red será trifásica, directamente mediante un inversor trifásico.

Al mantenerse vigente la propuesta de punto de conexión efectuada por la Compañía distribuidora de energía eléctrica durante el plazo de un año desde la fecha de notificación al titular de la instalación, se deberá asegurar que las anteriores condiciones se podrán mantener durante ese plazo en el punto de conexión propuesto.

En el caso de que sea necesario modificar, ampliar o extender la red de distribución existente para facilitar un punto de conexión en Baja Tensión de la instalación fotovoltaica, estas instalaciones costeadas por el generador, deberán ser cedidas en propiedad a la empresa distribuidora.

#### ***4.2.5.2 Instalación de enlace con la red de la compañía de distribución de energía eléctrica***

Además de los elementos y protecciones que pueda tener la propia instalación fotovoltaica y sus equipos anexos (inversor, etc.), la instalación eléctrica que una la instalación fotovoltaica con la red de la Compañía de Distribución tendrá los siguientes elementos:

##### **4.2.5.2.1 Separación Galvánica**

La instalación debe disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de la Compañía Distribuidora y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de seguridad que cumpla la Norma UNE que le es de aplicación.

##### **4.2.5.2.2 Cuadro de salida**

Este cuadro estará ubicado en la salida de la instalación fotovoltaica, en lugar accesible a la empresa distribuidora, antes de la medida, y contará con los siguientes elementos:

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

*Interruptor general manual:* interruptor magnetotérmico omnipolar con intensidad de cortocircuito de 6 kA, el cual deberá ser accesible a la Compañía Distribuidora de energía en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Asimismo, este interruptor deberá poder ser bloqueado por la Compañía Distribuidora en su posición de abierto, a fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso necesario.

*Interruptor automático diferencial:* Con las características adecuadas para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento.

*Interruptor automático de la interconexión:* interruptor omnipolar para la desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 5 períodos).

Estas protecciones, una vez comprobadas, deben quedar precintadas por la Compañía Distribuidora; y, por su parte, el rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de Baja Tensión de la instalación fotovoltaica, será automático una vez restablecida la tensión por la Compañía Distribuidora.

NOTA: Este interruptor puede ser eliminado en el caso de que las protecciones de frecuencia y tensión estén integradas en el inversor y el titular aporte las certificaciones especificadas en el Artículo 11, Apartado. 7 del Real Decreto 1663/2000.

#### 4.2.5.2.3 Elementos de medida

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, así como con lo dispuesto en la Orden de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares de la compañía suministradora.

Los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica estarán ubicados en el “módulo de salida”.

Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. No estará dotado de fusibles.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

El módulo de salida será de tipo armario para su instalación en intemperie para su instalación en interior. Cumpliendo lo especificado en la Norma ENDESA NNL007 y será precintable.

El contador de energía neta fotovoltaica producida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos.

Las inscripciones serán las siguientes:

Contador que mide la energía que sale de la instalación fotovoltaica: “Salida”.

Contador que mide la energía que consume la instalación fotovoltaica: “Entrada”.

El equipo de medida de la instalación fotovoltaica estará compuesto por los siguientes elementos:

a) Potencia nominal de la instalación fotovoltaica monofásica ( $P_n \leq 5 \text{ KW}$ ):

2 Contadores de activa direccionales monofásicos de clase 2 ó mejor (medida de entrada y salida).

Envolvente, que cumplirá con la Norma ONSE 33.70- 10, tipo CPM 1- D2 sin bases fusibles. La conexión se hará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envolvente.

En caso de que la facturación sea por precios valle y punta, los contadores deberán ser doble tarifa y se incorporará un reloj de cambio de tarifas.

b)  $5 \text{ kW} \leq P_n \leq 55,42 \text{ KW}$  (correspondiente a una intensidad de 80 A) o trifásico  $\leq 5 \text{ kW}$ :

1 Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 ó mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.

Envolvente, que cumplirá con la Norma ONSE 33.70-10, tipo CPM 2-D4 sin bases fusibles. La conexión se efectuará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envolvente.

c)  $55,42 \text{ kW}$  (correspondiente a una intensidad de 80 A)  $< P_n \leq 100 \text{ kW}$ :

Embarrado (3 fases y neutro).



3 Transformadores de intensidad.

Regleta de verificación.

1 Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 ó mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.

Envolvente que cumplirá con la Norma ENDESA NNL005.

Las características del equipo de medida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica (suma de la potencia de los inversores que intervienen en todas las fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento) se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del equipo de medida.

El módulo de salida debe ir precintado por la Compañía Distribuidora de energía.

#### 4.2.5.2.4 Caja General de protección

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de la Compañía Distribuidora se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con la Norma ENDESA NNL010, y su esquema será el CGP 7 – 160 ó el CGP 9 – 160.

Cumplirá con lo dispuesto en la Orden de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares de la compañía suministradora.

#### **4.2.6. Estructura soporte**

La estructura soporte de módulos fotovoltaicos deberá resistir, con éstos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) relativo a Seguridad Estructural.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será conforme a lo indicado en el Documento Básico DB SE-A “Seguridad Estructural-Acero”.

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el apartado de “Condiciones a satisfacer en cuanto a la Orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico” del presente Pliego de Condiciones, sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

El cálculo y características de la estructura soporte se obtiene de lo indicado en el Documento Básico DB SE-A “Seguridad Estructural-Acero”

#### **4.2.7. Sistema o conjunto de protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (Artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Por tanto, la instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

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

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

Asimismo, todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### ***4.2.7.1 Toma de tierra***

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

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

Las tomas de tierra se establecerán:

Del generador FV: estructura soporte y marco metálico.

De la instalación correspondiente a los consumos de alterna.

La superficie del conductor de protección, será como mínimo la del conductor de fase correspondiente (4 mm<sup>2</sup> para CC y 10 mm<sup>2</sup> para CA)

#### ***4.2.7.2 Protecciones contra contactos directos***

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Salvo indicación contraria, los medios a utilizar son habitualmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.

#### 4.2.7.2.1 Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos. El empleo de dispositivos de corriente diferencial residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

Cuando se prevea que las corrientes diferenciales puedan ser no senoidales (como por ejemplo en salas de radiología intervencionista), los dispositivos de corriente diferencial residual utilizados serán de clase A que aseguran la desconexión para corrientes alternas senoidales, así como para corrientes continuas pulsantes.

La utilización de tales dispositivos no constituye por sí mismo una medida de protección completa y requiere el empleo de una de las medidas de protección enunciadas en los apartados 3.1 a 3.4 de la presente instrucción.

#### 4.2.7.2.2 Diferenciales

Ofrecen una protección eficaz contra los contactos tanto directos como indirectos. Están compuestos por:

- Transformador toroidal
- Relé electromecánico
- Mecanismo de conexión y desconexión
- Circuito auxiliar de prueba.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Cuando la suma vectorial de las intensidades que pasan por el transformador es distinta de cero, en el secundario del mismo se induce una tensión que provoca la excitación del relé dando lugar a la desconexión del interruptor. Para que se produzca la apertura, la corriente de fuga debe de ser superior a la corriente de sensibilidad del diferencial.

#### ***4.2.7.3 Protecciones contra contactos indirectos***

##### **4.2.7.3.1 Protección por corte automático de la alimentación**

El corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente, se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo.

Debe existir una adecuada coordinación entre el esquema de conexiones a tierra de la instalación utilizado de entre los descritos en la ITC-BT-08 del REBT y las características de los dispositivos de protección.

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando puede producirse un efecto peligroso en las personas o animales domésticos en caso de defecto, debido al valor y duración de la tensión de contacto.

La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales.

Se describen a continuación aquellos aspectos más significativos que deben reunir los sistemas de protección en función de los distintos esquemas de conexión de la instalación, según la ITC-BT-08 y que la norma UNE correspondiente.

##### **Se emplean dispositivos del tipo:**

- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos.
- Diferenciales

##### **4.2.7.3.2 Protección por empleo de equipos de Clase II o Protección por aislamiento equivalente.**

Se asegura esta protección por:

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- Utilización de equipos con un aislamiento doble o reforzado (clase II).
- Conjuntos de aparamenta contruidos en fábrica y que posean aislamiento equivalente (doble o reforzado).
- Aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica y que aíslen equipos eléctricos que posean únicamente un aislamiento principal.
- Aislamientos reforzados montados en el curso de la instalación eléctrica y que aíslen las partes activas descubiertas, cuando por construcción no sea posible la utilización de un doble aislamiento.

**4.2.7.4 Protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones**

- Sobrecargas, cortocircuitos: fusibles y magnetotérmicos (Pías).
- Sobretensiones red (por tormentas, etc.): varistores (en los paneles)

Los varistores proporcionan una protección fiable y económica contra transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos, por ejemplo, por relámpagos, conmutaciones o ruido eléctrico en líneas de potencia de CC o Corriente Alterna.

**4.2.7.5 Conductores eléctricos**

Los conductores y cables tendrán las características que se indican en los documentos del proyecto y en todo momento cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT.

No se admite la colocación de conductores que no sean los especificados en los esquemas eléctricos del presente proyecto. De no existir en el mercado un tipo determinado de estos conductores la sustitución por otro habrá de ser autorizada por La Dirección Facultativa.

Estos serán de cobre y serán siempre aislados. El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase, cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico.

**4.2.7.6 Conductores de protección**

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

Su sección vendrá determinada por los valores de la Tabla 2 de la ICT-BT-19.

**En su instalación o montaje, se tendrá en cuenta:**

En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas: al neutro de la red o a un relé de protección.

En todos los casos los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de: 2,5 mm<sup>2</sup> (con protección mecánica) o 4 mm<sup>2</sup> (sin protección mecánica).

Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.

Como conductores de protección pueden utilizarse conductores en los cables multiconductores, conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o conductores separados desnudos o aislados.

Cuando la instalación consta de partes de envolventes de conjuntos montadas en fábrica o de canalizaciones prefabricadas con envolvente metálica, estas envolventes pueden ser utilizadas como conductores de protección si satisfacen, simultáneamente, las tres condiciones siguientes:

- Su continuidad eléctrica debe ser tal que no resulte afectada por deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.
- Su conductibilidad debe ser, como mínimo, igual a la que resulta por la aplicación del presente apartado.
- Deben permitir la conexión de otros conductores de protección en toda derivación predeterminada.

La cubierta exterior de los cables con aislamiento mineral, puede utilizarse como conductor de protección de los circuitos correspondientes, si satisfacen simultáneamente las condiciones a)

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

y b) anteriores. Otros conductos (agua, gas u otros tipos) o estructuras metálicas, no pueden utilizarse como conductores de protección (CP ó CPN).

Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Las conexiones deben ser accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de relleno o en cajas no desmontables con juntas estancas.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección, aunque para los ensayos podrán utilizarse conexiones desmontables mediante útiles adecuados.

#### **4.2.7.7 Identificación de conductores**

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos o por inscripciones sobre el mismo, cuando se utilicen aislamientos no susceptibles de coloración. El conductor neutro se identificará por el color azul claro y el conductor de protección por el doble color amarillo-verde. Los conductores de fase se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, podrá utilizarse el color gris para la tercera.

#### **4.2.7.8 Tubos protectores**

Los tubos y accesorios protectores, de tipo no metálico en todo caso estarán fabricados de un material resistente a la corrosión y a los ácidos, y al mismo tiempo no propagador de la llama, acorde a lo estipulado en la ITC-BT-21 del REBT para instalaciones interiores o receptoras.

Los mismos podrán ser rígidos, curvables, flexibles o enterrados, según las Normas UNE que les sean de aplicación.

Con respecto a sus dimensiones y roscas se estará a lo dispuesto en cada una de las Normas UNE que les sean de aplicación.

El diámetro interior mínimo de los tubos vendrá determinado y declarado por el fabricante.



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

En función del tipo de instalación, los diámetros exteriores mínimos y todas las características mínimas (resistencia a compresión, resistencia al impacto, temperaturas mínima y máxima de instalación y servicio, resistencia a la penetración del agua, resistencia al curvado, resistencia a la corrosión, resistencia a la tracción, resistencia a la propagación de la llama, a cargas suspendidas, etc.) de los tubos en canalizaciones fijas en superficie, tubos en canalizaciones empotradas, canalizaciones aéreas o con tubos al aire y en tubos en canalizaciones enterradas, vendrán definidas por las tablas de la ITC-BT-21 del REBT.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección, deberá cumplir lo indicado a continuación o en su defecto lo prescrito en la Norma UNE que le sea de aplicación y en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

Los tubos se unirán entre si mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores. Se dispondrán de registros (los cuales también podrán ser utilizados como cajas de empalme y derivación) en cantidad suficiente, a distancias máximas de 15 m, para permitir una fácil introducción y retirada de los conductores, e irán por rozas.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de las cajas apropiadas, con dimensiones adecuadas, de material aislante y no propagador de la llama. En ningún caso los conductores podrán ser unidos mediante empales o mediante derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí, sino que tendrán que unirse obligatoriamente mediante bornes de conexión o regletas de conexión.

Su trazado se hará siguiendo líneas verticales y horizontales paralelas a las aristas de los paramentos que limitan el local donde se efectúa la instalación.

Las rozas verticales se separarán al menos 20 cm. de cercos, su profundidad será de 4 cm. y su anchura máxima el doble de la profundidad. Si hay rozas paralelas a los dos lados del muro, estarán separado 50 cm. Se cubrirán con mortero o yeso. Los conductores se unirán en las cajas de derivación, que se separarán 20 cm. del techo, sus tapas estarán adosadas al paramento y los tubos aislantes se introducirán al menos 0,5 cm. en ellas.

En los tubos metálicos sin aislamiento interior deberá tenerse en cuenta los posibles efectos de condensación de agua en su interior para lo cual deberá elegirse convenientemente su trazado.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Queda terminantemente prohibida la utilización de los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

Aquellos tubos metálicos que sean accesibles estarán puestos a tierra y se garantizará en todo momento su continuidad eléctrica. Cuando el montaje se realice con tubos metálicos flexibles, la distancia máxima entre dos puestas a tierra no superará, en ninguna circunstancia, más de 10 m.

Las canalizaciones estarán protegidas del calor mediante pantallas de protección calorífuga o alejando convenientemente la instalación eléctrica de las posibles fuentes de calor o mediante selección de aquella que soporte los efectos nocivos que se puedan presentar.

En cuanto a las condiciones de montaje fijo de tubos en superficie, éstos deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.2 de la ITC-BT-21 del REBT.

Asimismo y con respecto a las condiciones de montaje fijo de tubos empotrados, éstos deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.3 de la ITC-BT-21 del REBT.

De igual forma las condiciones de montaje al aire quedan establecidas y éstas deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.4 de la ITC-BT-21 del REBT

#### ***4.2.7.9 Canales protectoras***

Estará constituida por un perfil de paredes perforadas o no perforadas cuya finalidad es la de alojar a los conductores eléctricos y estará cerrada con tapa desmontable según ITC-BT- 01, siendo conformes a lo dispuesto en las Normas UNE que le sean de aplicación.

Para garantizar la continuidad de sus características de protección, su montaje se realizará siguiendo las instrucciones facilitadas por el fabricante.

Sus características mínimas, para instalaciones superficiales, serán las establecidas en la tabla 3.2 de la ITC-BT-21 del REBT.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

La instalación y puesta en obra de las canales protectoras, deberá cumplir lo indicado a continuación o en su defecto lo prescrito en la Norma UNE que le sea de aplicación y en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

Su trazado se hará siguiendo preferentemente los paramentos verticales y horizontales paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se ejecuta la instalación eléctrica.

Las canales con conductividad eléctrica serán conectadas a la red de tierra para garantizar su continuidad eléctrica.

Las canales no podrán ser utilizados como conductores de protección o de neutro, salvo en lo dispuesto en la ITC-BT-18 para las de tipo prefabricadas.

#### ***4.2.7.10 Cajas generales de protección (CGP)***

Solamente podrán usarse en el presente proyecto Cajas Generales de Protección (CGP) acorde a las especificaciones técnicas que facilite la compañía suministradora de electricidad y que estén homologadas por la Administración competente, en concreto por lo marcado en el apartado 5 de las vigentes Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace de la empresa suministradora.

Las CGP estarán constituidas por una envolvente aislante, precintable, que contenga fundamentalmente los bornes de conexión y las bases de los cortacircuitos fusibles para todos los conductores de fase o polares, que serán del tipo NH con bornes de conexión y una conexión amovible situada a la izquierda de las fases para el neutro.

Las CGP dispondrán de un sistema mediante el que la tapa, en posición abierta, quede unida al cuerpo de la caja sin que entorpezca la realización de trabajos en el interior. En los casos que la tapa esté unida mediante bisagras, su ángulo de apertura será superior a 90°.

El cierre de las tapas se realizará mediante dispositivos de cabeza triangular, de 11 mm de lado. En el caso que los dispositivos de cierre sean tornillos deberán ser imperdibles. Todos estos dispositivos tendrán un orificio de 2 mm de diámetro, como mínimo, para el paso del hilo precinto.

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

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 e IK 08, según Normas UNE que le son de aplicación, siendo además de tipo precintable.

En todo caso, cumplirán con las prescripciones de la ITC-BT-13 del REBT.

#### **4.2.7.11 Cajas de protección y medida (CPM)**

Solamente podrán usarse en el presente proyecto Cajas de Protección y de Medida (CPM) acorde a las especificaciones técnicas establecidas en el apartado 6 de las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace de la empresa suministradora y que estén homologadas por la Administración competente en función del número y naturaleza del suministro.

En todo caso, cumplirán con las prescripciones del punto 2 de la ITC-BT-13 del REBT.

Una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 e IK 08 según Normas UNE que le son de aplicación, siendo además de tipo precintable.

Su envolvente dispondrá de ventilación interna para evitar los efectos de la condensación. Si se emplea material transparente para facilitar la lectura de los equipos, éste será resistente a la acción de los rayos ultravioletas.

Todos los tipos estarán dimensionados de modo que permitan albergar en su interior el discriminador horario requerido para la "tarifa nocturna".

La CPM deberá ser accesible permanentemente desde la vía pública, y su ubicación se establecerá de forma que no cree servidumbres de paso o utilización de vías públicas para el trazado de los conductores de la DI.

#### **4.2.7.12 Interruptor de protección contra incendios (IPI)**

Será instalado obligatoriamente en aquellas instalaciones que deban dejarse total o parcialmente fuera de servicio por parte de los equipos de emergencia en caso de incendio, según lo indicado por las Ordenanzas Municipales y demás normativa de aplicación.

Se situará aguas abajo de la CGP y le será de aplicación todo lo dispuesto en los epígrafes anteriores de Cajas de Protección y Medida y Cajas Generales de Protección.

#### **4.2.7.13 Cajas de empalme y derivaciones (CD)**

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Sus características, dispositivos de fijación, entrada y salida de los cables, conexiones de las CD son los descritos en la memoria y en el presupuesto del presente proyecto y serán acorde a lo estipulado en el capítulo 7.1 de las Normas Particulares de Instalaciones de enlace de la compañía suministradora.

Todos los cambios de direcciones en tubos rígidos y empalmes de conductores y otros en tubos de cualquier clase en instalaciones interiores, se llevarán a cabo por medio de cajas de derivación o registro que serán de plástico con protección antipolvo y estancas para circuitos exteriores. Sólo podrán sustituirse por cajas metálicas estancas u otras cuando lo autorice por escrito la Dirección Facultativa.

#### ***4.2.7.14 Cuadros de mando y protección (CMP)***

Se emplearán los Cuadros de Mando y Protección (CMP) descritos en la memoria y en el presupuesto del presente proyecto. Estarán contruidos con materiales adecuados no inflamables y en función de la tarifa a aplicar y convenientemente dotados de los mecanismos de control necesarios por exigencia de su aplicación.

Su envolvente se ajustará a las Normas UNE que le son de aplicación, con un grado de protección IP30 e IK07. La envolvente para el Interruptor de Control de Potencia (ICP) será homologado oficialmente, de tipo precintable y de dimensiones aprobadas por la compañía suministradora de energía eléctrica, acorde a lo estipulado en la ICT-BT-17 del REBT.

Dispondrá de los dispositivos generales e individuales de mando y protección y como mínimo:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar de accionamiento manual dotado de elementos de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, siendo independiente del interruptor de control de potencia.
- Un interruptor diferencial general para protección contra contactos indirectos de todos los circuitos.
- Dispositivos de corte omnipolar para protección de sobrecargas y cortocircuitos por cada circuito interior del local, Industria o vivienda del usuario.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones según ICT-BT-23 del REBT, si fuera necesario.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Se podrá instalar un interruptor diferencial para protección contra contactos indirectos por cada circuito. En este caso se podrá omitir el interruptor diferencial general. Si el montaje se realiza en serie, deberá existir selectividad entre ellos.

Los dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de los circuitos interiores serán de corte omnipolar y tendrán los polos protegidos que corresponda al número de fases del circuito que protegen.

#### **4.2.7.15 Pequeño material y varios**

Todo el pequeño material a emplear en las instalaciones será de características adecuadas al fin que debe cumplir, de buena calidad y preferiblemente de marca y tipo de acreditada solvencia, reservándose la Dirección Facultativa la facultad de fijar los modelos o marcas que juzgue más convenientes.

En ningún caso los empalmes o conexiones significarán la introducción en el circuito de una resistencia eléctrica superior a la que ofrezca un metro del conductor que se emplee.

### **4.3. Control y aceptación de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica conectada a red**

La Dirección Facultativa velará porque todos los materiales, productos, sistemas y equipos que formen parte de la instalación eléctrica sean de marcas de calidad (UNE, EN, CEI, CE, AENOR, etc.), y dispongan de la documentación que acredite que sus características mecánicas y eléctricas se ajustan a la normativa vigente, así como de los certificados de conformidad con las normas UNE, EN, CEI, CE u otras que le sean exigibles por normativa o por prescripción del proyectista y por lo especificado en el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares.

La Dirección Facultativa asimismo podrá exigir muestras de los materiales a emplear y sus certificados de calidad, ensayos y pruebas de laboratorios, rechazando, retirando, desmontando o reemplazando dentro de cualquiera de las etapas de la instalación los productos, elementos o dispositivos que a su parecer perjudiquen en cualquier grado el aspecto, seguridad o bondad de la obra.

Cuando proceda hacer ensayos para la recepción de los productos o verificaciones para el cumplimiento de sus correspondientes exigencias técnicas, según su utilización, estos podrán ser realizadas por muestreo u otro método que indiquen los órganos competentes de las

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Comunidades Autónomas, además de la comprobación de la documentación de suministro en todos los casos, debiendo aportarse o incluirse, junto con los equipos y materiales, las indicaciones necesarias para su correcta instalación y uso debiendo marcarse con las siguientes indicaciones mínimas:

- Identificación del fabricante, representante legal o responsable de su comercialización.
- Marca y modelo.
- Tensión y potencia (o intensidad) asignadas.
- Cualquier otra indicación referente al uso específico del material o equipo, asignado por el fabricante.

El contratista o instalador autorizado entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en idioma español para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, etc.) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Concretamente por cada elemento tipo, estas indicaciones para su correcta identificación serán las siguientes:

***Generador Fotovoltaico:***

- Identificación, según especificaciones de proyecto.
- Distintivo de calidad: Marca de Calidad AENOR homologada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICT), satisfaciendo las especificaciones contempladas en las Normas UNE para módulos fotovoltaicos, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

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

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

***Inversor:***

El inversor deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

***Contadores y equipos:***

- Identificación: según especificaciones de proyecto.
- Distintivo de calidad: Tipos homologados por el MICT.

***Cuadros generales de distribución:***

- Distintivo de calidad: Tipos homologados por el MICT.

***Aparatos y pequeño material eléctrico para instalaciones de baja tensión:***

- Distintivo de calidad: Marca AENOR homologada por el Ministerio de Industria.

***Cables eléctricos, accesorios para cables, etc.***

- Distintivo de calidad: Marca AENOR homologada por el MICT.



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

El resto de componentes de la instalación deberán recibirse en obra conforme a: la documentación del fabricante, marcado de calidad, la normativa si la hubiere, especificaciones del proyecto y a las indicaciones de la Dirección Facultativa durante la ejecución de las obras.

Asimismo, aquellos materiales no especificados en el presente proyecto que hayan de ser empleados para la realización del mismo, dispondrán de marca de calidad y no podrán utilizarse sin previo conocimiento y aprobación de la Dirección Facultativa.

## **5. De la ejecución o montaje de la instalación**

### **5.1. Consideraciones generales**

Las instalaciones eléctricas de Baja Tensión serán ejecutadas por instaladores eléctricos autorizados, para el ejercicio de esta actividad, según DECRETO 141/2009 e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC del REBT, y deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares y a la reglamentación vigente.

La Dirección Facultativa rechazará todas aquellas partes de la instalación que no cumplan los requisitos para ellas exigidas, obligándose la empresa instaladora autorizada o Contratista a sustituirlas a su cargo.

Se cumplirán siempre todas las disposiciones legales que sean de aplicación en materia de seguridad y salud en el trabajo. La instalación fotovoltaica incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

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

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

El transporte, manipulación y empleo de los materiales se hará de forma que no queden alteradas sus características ni sufran deterioro sus formas o dimensiones.

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

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

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

Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes que integran la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en idioma español.

## **5.2. Comprobaciones iniciales**

Se comprobará que todos los elementos y componentes de la instalación fotovoltaica coinciden con su desarrollo en el proyecto, y en caso contrario se redefinirá en presencia de la Dirección Facultativa. Se marcará por Instalador autorizado y en presencia de la Dirección Facultativa el lugar de montaje los diversos componentes de la instalación.

Al marcar los tendidos de la instalación se tendrá en cuenta la separación mínima de 30 cm con la instalación de abastecimiento de agua o fontanería.

## **5.3. Montaje de los elementos**

Se regirá de acuerdo con la ITC-BT-40 del REBT.

### **Replanteo.**

Al inicio de la obra, habrá que indicar con los planos del presente proyecto, sobre el terreno, el movimiento de tierras, si fuese necesario, ubicación de las zapatas, losa corrida, estructura soporte, paneles, etc.

### **Sujeción.**

Si fuese necesario, se realizará en primer lugar el movimiento de tierras, la excavación de las zapatas, o losa corrida, en el caso de que los módulos solares fotovoltaicos, vayan colocados sobre estructura soporte en el suelo.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

En la colocación de los módulos es sobre tejado, no hará falta cimentación y sólo se tendrá que realizar las obras de sujeción de la estructura, previa comprobación, de que el tejado, soporte el peso de la estructura. En el caso de estructura sobre el suelo, se utilizará tornillos de cimentación, colocando a continuación la armadura metálica pertinente.

### **5.3.1.- Instalación de módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos se montarán adaptándose a la inclinación del suelo en toda la instalación, intentando que se eliminen o minimicen las sombras, debiendo evitarse instalaciones con ángulos de inclinación reducidos que pudieran provocar la acumulación de suciedad sobre el cristal y los bordes del marco.

Para su fijación se emplearán marcos de soporte o kits de montaje especializados fabricados en aluminio anodizado o en acero inoxidable.

Deberá prestarse especial atención en la fase de montaje para evitar la acumulación de suciedad sobre la superficie del módulo ya que puede provocar que las células solares activas queden en sombra y se reduzca el rendimiento eléctrico.

En el caso de los sistemas montados sobre cubiertas y tejados, se deberá respetar un espacio en la parte posterior del módulo para permitir su adecuada ventilación.

A los efectos de dar cabida a la expansión o dilatación térmica de los marcos será necesario, asimismo, dejar un adecuado espacio entre los módulos fotovoltaicos.

Se deberá dejar siempre la superficie posterior del módulo libre de objetos externos o elementos de la estructura que pudieran entrar en contacto con éste, especialmente si el módulo está sometido a carga mecánica.

Deberá asegurarse que los módulos no están expuestos a vientos ni nevadas que superen la carga máxima permitida y que no están sometidos a una fuerza excesiva debido a la dilatación térmica de la estructura de soporte.

El sistema de fijación de los módulos deberá ser de tipo “antivandálico”.

Las estructuras de soporte de los módulos podrán ser realizadas con aluminio anodizado de elevada resistencia a los agentes atmosféricos, permitiendo de esta manera una larga duración de los elementos de soporte, aun en ambientes salinos.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Si el módulo dispone de caja de conexiones ésta no deberá utilizarse para sujetar o transportar el módulo. Se deberá prestar especial atención para no subirse ni pisar su superficie.

Se evitará dejar caer el módulo ni golpearlo dejando caer sobre él otros objetos, así como se evitará en todo momento dañar ni arañar la superficie posterior del módulo.

Con la finalidad de mantener las garantías del fabricante, no se podrá desmontar, modificar o adaptar el módulo ni retirar ninguna pieza o etiqueta instalada por el fabricante. Asimismo, se evitará perforar el marco ni el cristal del módulo.

No deberá aplicarse pintura ni adhesivos a la superficie posterior del módulo.

Si se rompiese el cristal o el material posterior de un módulo, éste no podrá repararse ni utilizarse, ya que el contacto con cualquier superficie del módulo o el marco podría producir una descarga eléctrica, debiendo ser sustituido.

Los módulos rotos o dañados deben manipularse con cuidado y eliminarse de forma adecuada. Los cristales rotos pueden presentar filos y producir heridas si no se manipulan con un equipo protector adecuado.

Deberán montarse sólo con tiempo seco y con herramientas secas. No deberán ser manipulados cuando éstos estén húmedos, a no ser que utilice un equipo de protección adecuado.

Para instalaciones en tejados, los módulos deben montarse sobre una cubierta resistente al fuego homologada para este tipo de instalación.

Posteriormente, se procederá al conexionado eléctrico de los módulos, conectando el o los campos fotovoltaicos, mediante canalización eléctrica, al inversor o inversores, para que la transformen en corriente alterna, con tensión y frecuencia de red, para su inyección en la misma. Estas canalizaciones, cumplirán lo requerido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT, en su Instrucción Técnica ITC-BT-07, diseñando las líneas, mediante los criterios de calentamiento y caída de tensión.

### ***Ubicaciones de los módulos:***

Éstos estarán instalados en:

- Integración en cubierta.

- En cubierta inclinada.
  - En cubierta plana.
  - Estructura inclinada en cubierta plana.
- Integración en los dispositivos de control solar: sin seguidor solar.

**Cubierta.** - La cubierta del edificio, debe ser resistente al peso de la estructura que conforma la instalación de las placas solares. La superficie de la cubierta en la que se ubique la estructura de las placas solares, podrá ser plana o inclinada:

### 5.3.2. Condiciones a satisfacer en cuanto a la orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas serán inferiores a los límites de la tabla adjunta.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%

Considerándose dos situaciones: a) general y b) superposición de módulos

b) Superposición: se considera a la colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente de la edificación donde se instala sin la doble funcionalidad definida por integración arquitectónica

En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

### 5.3.3. Instalación de inversores

Los inversores se colocarán cerca de los generadores fotovoltaicos. En el terreno, en la parte inferior de las placas, en las cubiertas, empotrados en una cara interior del tejado.

Se observarán las siguientes consideraciones antes de proceder a su instalación:

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Su emplazamiento deberá estar alejado de la luz solar directa y en un rango de temperatura ambiente comprendido entre 0 y 40°C.

Para su montaje se seleccionará un paramento o superficie sólida vertical con suficiente firmeza para que soporte su peso, necesitando de un espacio adicional de refrigeración adecuado para la dispersión del calor.

Se marcará su posición en el paramento y se realizarán los taladros para su sujeción, colocando y apretando los tornillos.

Se realizará el conexionado de la parte AC y posteriormente con el panel fotovoltaico (parte DC) respetando su polaridad, conectando siempre el polo positivo (+) del panel fotovoltaico al polo DC positivo (+) del inversor, y el polo negativo (-) del panel fotovoltaico al polo DC negativo (-) del inversor.

Seguidamente el inversor se conectará a las correspondientes protecciones, las cuales **pueden** constar de cortocircuito eléctrico, fusible y terminales de conexión, tanto para el inversor como para la red de suministro.

#### **5.3.4. Instalación de los equipos de medida**

Para su ejecución se realizará de acuerdo con lo establecido en la ITC -BT-16 del REBT.

#### **5.3.5. Señalización**

Toda la instalación eléctrica deberá estar correctamente señalizada y deberán disponerse las advertencias e instrucciones necesarias que impidan los errores de interpretación, maniobras incorrectas y contactos accidentales con los elementos de tensión o cualquier otro tipo de accidentes.

A este fin se tendrá en cuenta que todas las máquinas y aparatos principales, paneles de cuadros y circuitos, deben estar diferenciados entre sí con marcas claramente establecidas, señalizados mediante rótulos de dimensiones y estructura apropiadas para su fácil lectura y comprensión. Particularmente deben estar claramente señalizados todos los elementos de accionamiento de los aparatos de maniobra y de los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, salvo en el caso en el que su identificación pueda hacerse a simple vista.

## **6. Acabados, control y aceptación, medición y abono**

Para la recepción provisional de las obras una vez terminadas, la Dirección Facultativa procederá, en presencia de los representantes del Contratista o empresa instaladora autorizada, a efectuar los reconocimientos y ensayos precisos para comprobar que las obras han sido ejecutadas con sujeción al presente proyecto y cumplen las condiciones técnicas exigidas.

### **6.1. Acabados**

Terminada la instalación eléctrica fotovoltaica, se protegerán las cajas y cuadros de distribución para evitar que queden tapados por los revestimientos posteriores de los paramentos. Una vez realizados estos trabajos se descubrirán y se colocarán los automatismos eléctricos, embellecedores y tapas.

### **6.2. Control y aceptación**

Controles durante la ejecución: puntos de observación.

- **Punto de conexión de la instalación.**

Situación con respecto al punto indicado por el plano correspondiente.

- **Estructura soporte.**

Sistema de fijación.

Material y Anclaje.

- **Paneles fotovoltaicos.**

Orientación, inclinación, producción de sombras.

Estado de los marcos y de la superficie del panel.

Interconexión entre paneles.

Conexiones con el inversor

Espacio para dilatación térmica.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- **Inversor.**

Situación con respecto al punto indicado por el plano que corresponda.

Anclaje y posición.

Conexiones y funcionamiento.

- **Protecciones.**

Pruebas de funcionamiento.

- **Equipos de medida.**
- **Canalizaciones.**
- **Cableado, terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.**
- **Cajas.**
- **Conservación hasta la recepción de las obras.**

Se preservarán todos los componentes de la instalación eléctrica de entrar en contacto con materiales agresivos y humedad.

### **6.3. Medición y abono**

Los conductores se medirán y valorarán por metro lineal de longitud de iguales características, todo ello completamente colocado incluyendo tubo, bandeja o canal de aislamiento y parte proporcional de cajas de derivación y ayudas de albañilería cuando existan.

El resto de elementos de la instalación, como generador fotovoltaico, inversor, caja general de protección, módulo de contador, mecanismos, etc., por unidad totalmente colocada y comprobada incluyendo todos los accesorios y conexiones necesarios para su correcto funcionamiento.

## **7. Reconocimientos, pruebas y ensayos**

### **7.1. Reconocimiento de las obras**



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Previamente al reconocimiento de las obras, el Contratista habrá retirado todos los materiales sobrantes, restos, embalajes, etc., hasta dejarlas completamente limpias y despejadas.

En este reconocimiento se comprobará que todos los materiales instalados coinciden con los admitidos por la Dirección Facultativa en el control previo efectuado antes de su instalación y que corresponden exactamente a las muestras que tenga en su poder, si las hubiera y, finalmente comprobará que no sufren deterioro alguno ni en su aspecto ni en su funcionamiento.

Análogamente se comprobará que la realización de la instalación eléctrica ha sido llevada a cabo y terminada, rematada correcta y completamente.

En particular, se resalta la comprobación y la verificación de los siguientes puntos:

- Ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.
- Fijación de los distintos aparatos, seccionadores, interruptores y otros colocados.
- Tipo, tensión nominal, intensidad nominal, características y funcionamiento de los aparatos de maniobra y protección.

Todos los cables de baja tensión, así como todos los puntos de luz y las tomas de corrientes serán probados durante 24 horas, de acuerdo con lo que la Dirección Facultativa estime conveniente.

Si los calentamientos producidos en las cajas de derivación, empalmes, terminales, fueran excesivos, a juicio de la Dirección Facultativa, se rechazará el material correspondiente, que será sustituido por otro nuevo por cuenta del Contratista.

## **7.2. Pruebas y ensayos**

Después de efectuado el reconocimiento, se procederá a realizar las pruebas y ensayos por parte del Contratista que se indican a continuación con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones Técnicas:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con procedimientos experimentales (véase Anexo I del Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltáicas conectadas a Red, editado por el IDAE–PCT-C Rev. Julio 2011) utilizado: 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente, 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente, 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos, además de los contemplados en el primer párrafo del presente apartado:

Entrega de toda la documentación requerida en este Pliego de Condiciones Técnicas.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

**Asimismo, realizará las siguientes comprobaciones:**

- Medida de aislamiento de la instalación: el ensayo de aislamiento se realizará para cada uno de los conductores activos en relación con el neutro puesto a tierra, o entre conductores activos aislados. La medida de aislamiento se efectuará según lo indicado en el artículo 28 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Protecciones contra sobretensiones y cortocircuitos: se comprobará que la intensidad nominal de los diversos interruptores automáticos sea igual o inferior al valor de la intensidad máxima del servicio del conductor protegido.
- Empalmes: se comprobará que las conexiones de los conductores son seguras y que los contactos no se calientan normalmente.
- Medición de los niveles de aislamiento de la instalación de puesta a tierra con un óhmetro previamente calibrado, verificando, el Ingeniero Director, que están dentro de los límites admitidos.

Antes de proceder a la recepción definitiva de las obras, se realizará nuevamente un reconocimiento de las mismas, con objeto de comprobar el cumplimiento de lo establecido sobre la conservación y reparación de las obras.

## **8. Condiciones de mantenimiento y uso**

Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la Red Eléctrica de Baja Tensión son independientes de las inspecciones periódicas que preceptivamente se tengan que realizar.

El titular o la Propiedad de la instalación eléctrica no están autorizados a realizar operaciones de modificación, reparación o mantenimiento. Estas actuaciones deberán ser ejecutadas siempre por una empresa instaladora autorizada.

Durante la vida útil de la instalación, los propietarios y usuarios de las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución, conexión, enlace y receptoras, deberán mantener

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

permanentemente en buen estado de seguridad y funcionamiento sus instalaciones eléctricas, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

La Propiedad o titular de la instalación deberá presentar, junto con la solicitud de puesta en servicio de la instalación que requiera mantenimiento, conforme a lo establecido en las "Instrucciones y Guía sobre la Legalización de Instalaciones Eléctricas de Baja

Tensión" (anexo VII del Decreto 141/2009), un contrato de mantenimiento con empresa instaladora autorizada inscrita en el correspondiente registro administrativo, en el que figure expresamente el responsable técnico de mantenimiento.

Los contratos de mantenimiento se formalizarán por períodos anuales, prorrogables por acuerdo de las partes, y en su defecto de manera tácita. Dicho documento consignará los datos identificativos de la instalación afectada, en especial su titular, características eléctricas nominales, localización, descripción de la edificación y todas aquellas otras características especiales dignas de mención.

No obstante, cuando el titular acredite que dispone de medios técnicos y humanos suficientes para efectuar el correcto mantenimiento de sus instalaciones, podrá adquirir la condición de mantenedor de las mismas. En este supuesto, el cumplimiento de la exigencia reglamentaria de mantenimiento quedará justificado mediante la presentación de un Certificado de automantenimiento que identifique al responsable del mismo. No se permitirá la subcontratación del mantenimiento a través de una tercera empresa intermediaria.

Para aquellas instalaciones nuevas o reformadas, será preceptiva la aportación del contrato de mantenimiento o el certificado de automantenimiento junto a la solicitud de puesta en servicio.

Las empresas distribuidoras, transportistas y de generación en régimen ordinario quedan exentas de presentar contratos o certificados de automantenimiento.

Las empresas instaladoras autorizadas deberán comunicar al Centro Directivo competente en materia de energía las altas y bajas de contratos de mantenimiento a su cargo, en el plazo de un mes desde su suscripción o rescisión.

Las comprobaciones y chequeos a realizar por los responsables del mantenimiento se efectuarán con la periodicidad acordada, atendiendo al tipo de instalación, su nivel de riesgo y el entorno ambiental, todo ello sin perjuicio de las otras actuaciones que proceda realizar para corrección

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

de anomalías o por exigencia de la reglamentación. Los detalles de las averías o defectos detectados, identificación de los trabajos efectuados, lista de piezas o dispositivos reparados o sustituidos y el resultado de las verificaciones correspondientes deberán quedar registrados en soporte auditable por la Administración.

Las empresas distribuidoras, las transportistas y las de generación en régimen ordinario están obligadas a comunicar al órgano competente en materia de energía la relación de instalaciones sujetas a mantenimiento externo, así como las empresas encargadas del mismo.

Para dicho mantenimiento se tomarán las medidas oportunas para garantizar la seguridad del personal.

Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas son independientes de las inspecciones periódicas que preceptivamente se tengan que realizar.

Para tener derecho a financiación pública, a través de las ayudas o incentivos dirigidos a mejoras energéticas o productivas de instalaciones o industrias, la persona física o jurídica beneficiaria deberá justificar que se ha realizado la inspección técnica periódica correspondiente de sus instalaciones, conforme a las condiciones que reglamentariamente estén establecidas.

### **8.1. Condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.**

Se definen diferentes escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación al objeto de asegurar su correcto funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Plan de vigilancia.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

**Plan de vigilancia:** El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

**Plan de mantenimiento preventivo:** operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

**Plan de mantenimiento correctivo:** todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- Visita a la instalación en el plazo máximo de 1 semana y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma con resolución de la misma en el plazo de 15 días.
- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general y siempre bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo

El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

- a) Comprobación de las protecciones eléctricas.
- b) Comprobación del estado de los módulos

c) Comprobación del estado del inversor

d) Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

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

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

### ***Paneles.***

Inspección general 1 ó 2 veces al año asegurándose de que las conexiones entre paneles y al regulador están bien ajustadas y libres de corrosión. En la mayoría de los casos, la acción de la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles; en caso de ser necesario, simplemente utilizar agua.

## **8.2. Reparación. Reposición**

Siempre que se revisen las instalaciones, se repararán los defectos encontrados y, en el caso que sea necesario, se repondrán las piezas que lo precisen.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

## **9. Inspecciones periódicas**

Las inspecciones periódicas sobre las instalaciones eléctricas son independientes de las actuaciones de mantenimiento que preceptivamente se tengan que realizar.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Deberán realizarse en los plazos siguientes, en función de su fecha de autorización de puesta en marcha o de su antigüedad, según el caso. En este caso la puesta en marcha sería después del 18 de septiembre de 2003: en consecuencia de 5 años.

Las sucesivas inspecciones tendrán una periodicidad de 5 años.

En cualquier caso, estas inspecciones serán realizadas por un Organismo de Control Autorizado (O.C.A.), libremente elegido por el titular de la instalación.

### **9.1. Certificados de inspecciones periódicas**

Los certificados de inspección periódica se presentarán según modelo oficial previsto en el anexo VIII del DECRETO 141/2009 de 10 de noviembre, haciendo mención expresa al grado de cumplimiento de las condiciones reglamentarias, la calificación del resultado de la inspección, la propuesta de las medidas correctoras necesarias y el plazo máximo de corrección de anomalías, según proceda.

Los certificados deberán ser firmados por los autores de la inspección estando visados por el correspondiente Colegio Oficial de profesionales con competencias en la materia, en un mes desde su realización. Cuando se trate de un técnico adscrito a un OCA, éste estampará su sello oficial.

Los certificados se mantendrán en poder del titular de las instalaciones, quien deberá enviar copia a la Consejería de Empleo, Industria y Comercio del Gobierno de Canarias o Administración competente en materia de energía durante el mes siguiente al cumplimiento de los plazos máximos establecidos en el párrafo anterior.

### **9.2. Protocolo genérico de inspección periódica**

El protocolo genérico de inspección que debe seguirse será el aprobado por la Administración competente en materia de energía, si bien la empresa titular de las instalaciones podrá solicitar la aprobación de su propio protocolo específico de revisión.

### **9.3. De la responsabilidad de las inspecciones periódicas**

Los responsables de la inspección no podrán estar vinculados laboralmente al titular o Propietario de la instalación, ni a empresas subcontratadas por el citado titular. Deberán



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

suscribir un seguro de responsabilidad civil acorde con las responsabilidades derivadas de las inspecciones realizadas y disponer de los medios técnicos necesarios para realizar las comprobaciones necesarias.

En el caso de existir otras instalaciones anexas de naturaleza distinta a la eléctrica (por ejemplo aparatos a presión, contra incendios, locales calificados como atmósferas explosivas, etc.) para las que también sea preceptiva la revisión periódica por exigencia de su normativa específica, se procurará la convergencia en la programación de las fechas de revisión con las de los grupos vinculados, si bien prevalecerá la seguridad y el correcto mantenimiento de las mismas frente a otros criterios de oportunidad u organización.

#### **9.4. Inspecciones periódicas del resto de instalaciones eléctricas**

El titular de la instalación eléctrica estará obligado a encargar a un OCA, libremente elegido por él, la realización de la inspección periódica preceptiva, en la forma y plazos establecidos reglamentariamente.

Las instalaciones eléctricas de Baja Tensión que, de acuerdo con la Instrucción ITC-BT-05 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, estén sometidas a inspecciones periódicas, deberán referenciar los plazos de revisión tomando como fecha inicial la de puesta en servicio o la de antigüedad, según se establece en el anexo VII del Decreto 141/2009.

Las instalaciones de media y alta tensión serán sometidas a una inspección periódica al menos cada tres años.

Los titulares de la instalación están obligados a facilitar el libre acceso a las mismas a los técnicos inspectores de estos Organismos, cuando estén desempeñando sus funciones, previa acreditación y sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos de seguridad laboral preceptivos.

La empresa instaladora que tenga suscrito un contrato de mantenimiento tendrá obligación de comunicar al titular de la instalación, con un mes de antelación y por medio que deje constancia fehaciente, la fecha en que corresponde solicitar la inspección periódica, adjuntando listado de todos los OCA o referenciándolo a la página Web del órgano competente en materia de energía, donde se encuentra dicho listado.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Igualmente comunicará al órgano competente la relación de las instalaciones eléctricas, en las que tiene contratado el mantenimiento que hayan superado en tres meses el plazo de inspección periódica preceptiva.

El titular tendrá la obligación de custodiar toda la documentación técnica y administrativa vinculada a la instalación eléctrica en cuestión, durante su vida útil.

### **9.5. De los plazos de entrega y de validez de los certificados de inspección oca**

El OCA hará llegar, en el plazo de cinco días de la inspección, el original del certificado al titular de la instalación y copia a los profesionales presentes en la inspección. En cada acto de inspección, el OCA colocará en el cuadro principal de mando y protección, una etiqueta identificativa o placa adhesiva de material indeleble con la fecha de la intervención.

El certificado de un OCA tendrá validez de cinco años en el caso de instalaciones de Baja Tensión, siempre y cuando no se haya ejecutado una modificación sustancial en las características de la instalación a la que hace referencia.

Si la inspección detecta una modificación en la instalación que no haya sido previamente legalizada o autorizada, según corresponda, deberá ser calificada como negativa por defecto grave. Para instalaciones nuevas, tal circunstancia implicará la no autorización de su puesta en servicio, y para instalaciones en servicio será considerado un incumplimiento grave, todo ello sin perjuicio de las infracciones en que incurran los sujetos responsables, conforme a las leyes vigentes.

Los profesionales habilitados adscritos a los OCA estarán obligados a cumplimentar y firmar los certificados de las inspecciones, ya sean periódicas, iniciales o extraordinarias, de las instalaciones donde intervengan, debiendo consignar y certificar expresamente los resultados de la revisión y custodiar las plantillas de control utilizadas y las notas de campo de tales reconocimientos. los resultados de la revisión y custodiar las plantillas de control utilizadas y las notas de campo de tales reconocimientos.

### **9.6. De la gravedad de los defectos detectados en las inspecciones de las instalaciones y de las obligaciones del titular y de la empresa instaladora**

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Cuando se detecte, al menos, un defecto clasificado como muy grave, el OCA calificará la inspección como "negativa", haciéndolo constar en el Certificado de Inspección que remitirá, además de al titular de la instalación y a los profesionales presentes en la inspección, a la Administración competente en materia de energía.

Para la puesta en servicio de una instalación con Certificado de Inspección "negativo", será necesaria la emisión de un nuevo Certificado de Inspección sin dicha calificación, por parte del mismo OCA una vez corregidos los defectos que motivaron la calificación anterior. En tanto no se produzca la modificación en la calificación dada por dicho Organismo, la instalación deberá mantenerse fuera de servicio. Con independencia de las obligaciones que correspondan al titular, el OCA deberá remitir a la Administración competente en materia de energía el certificado donde se haga constar la corrección de las anomalías.

Si en una inspección los defectos técnicos detectados implicasen un riesgo grave, el OCA está obligado a requerir, al titular de la instalación y a la empresa instaladora, que dejen fuera de servicio la parte de la instalación o aparatos afectados, procediendo al precinto total o parcial de la instalación y comunicando tal circunstancia a la Administración competente en materia de energía. La inspección del OCA para poner de nuevo en funcionamiento la instalación se hará dentro de las 24 horas siguientes a la comunicación del titular de que el defecto ha sido subsanado.

Si a pesar del requerimiento realizado el titular no procede a dejar fuera de servicio la parte de la instalación o aparatos afectados, el OCA lo pondrá en conocimiento de la Administración competente en materia de energía, identificando a las personas a las que comunicó tal requerimiento, a fin de que adopte las medidas necesarias.

Si en la inspección se detecta la existencia de, al menos, un defecto grave o un defecto leve procedente de otra inspección anterior, el OCA calificará la inspección como "condicionada", haciéndolo constar en el Certificado de Inspección que entregará al titular de la instalación y a los profesionales presentes en la inspección. Si la instalación es nueva, no podrá ponerse en servicio en tanto no se hayan corregido los defectos indicados y el OCA emita el certificado con la calificación de "favorable". A las instalaciones ya en funcionamiento el OCA fijará un plazo para proceder a su corrección, que no podrá superar los seis meses, en función de la importancia y gravedad de los defectos encontrados. Transcurrido el plazo establecido sin

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

haberse subsanado los defectos, el OCA emitirá el certificado con la calificación de "negativa", procediendo según lo descrito anteriormente.

Si como resultado de la inspección del OCA no se determina la existencia de ningún defecto muy grave o grave en la instalación, la calificación podrá ser "favorable". En el caso de que el OCA observara defectos leves, éstos deberán ser anotados en el Certificado de Inspección para constancia del titular de la instalación, con indicación de que deberá poner los medios para subsanarlos en breve plazo y, en cualquier caso, antes de la próxima visita de inspección.

## **10. Condiciones de índole facultativo**

### **10.1. Del titular de la instalación y sus obligaciones**

Las comunicaciones del titular a la Administración se podrán realizar empleando la vía telemática (correo electrónico e internet), en aras de acelerar el procedimiento administrativo, siempre y cuando quede garantizada la identidad del interesado, asegurada la constancia de su recepción y la autenticidad, integridad y conservación del documento.

Cualquier solicitud o comunicación que se realice en soporte papel, se dirigirá al Director General competente en materia de energía y se presentará en el registro de la Consejería competente en materia de energía, o en cualquiera de los lugares habilitados por el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento, de carácter esencial, que se acompañe o incorpore a una comunicación previa implicará la nulidad de lo actuado, impidiendo desde el momento en que se conozca, el ejercicio del derecho o actividad afectada, sin perjuicio de las responsabilidades, penales, civiles o administrativas a que hubiera lugar.

Antes de iniciar el procedimiento correspondiente, el titular de las mismas deberá disponer del punto de conexión a la red de distribución o transporte y de los oportunos permisos que le habiliten para la ocupación de suelo o para el vuelo sobre el mismo. En caso de no poseer todos los permisos de paso deberá iniciar la tramitación conjuntamente con la de utilidad pública cuando proceda.

El titular o Propiedad de una instalación eléctrica podrá actuar mediante representante, el cual deberá acreditar, para su actuación frente a la Administración, la representación con que actúa,

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

de acuerdo con lo establecido en el artículo 32.3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Durante la vida útil de la instalación, los propietarios y usuarios de instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución, conexión, enlace y receptoras deberán mantener permanentemente en buen estado de seguridad y funcionamiento sus instalaciones eléctricas, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

El titular deberá presentar, junto con la solicitud de puesta en servicio de las instalaciones eléctricas privadas, las de generación en régimen especial y las instalaciones eléctricas de baja tensión que requieran mantenimiento, conforme a lo establecido en las “Instrucciones y Guía sobre la Legalización de Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión” (anexo VII del decreto 141/2009), un contrato de mantenimiento con empresa instaladora autorizada inscrita en el correspondiente registro administrativo, en el que figure expresamente el responsable técnico de mantenimiento.

No obstante, cuando el titular acredite que dispone de medios técnicos y humanos suficientes para efectuar el correcto mantenimiento de sus instalaciones podrá adquirir la condición de mantenedor de las mismas. En este supuesto, el cumplimiento de la exigencia reglamentaria de mantenimiento quedará justificado mediante la presentación de un Certificado de automantenimiento que identifique al responsable del mismo. No se permitirá la subcontratación del mantenimiento a través de una tercera empresa intermediaria.

## **10.2. De la dirección facultativa**

El Ingeniero-Director es la máxima autoridad en la obra o instalación. Con independencia de las responsabilidades y obligaciones que le asisten legalmente, será el único con capacidad legal para adoptar o introducir las modificaciones de diseño, constructivas o cambio de materiales que considere justificadas y sean necesarias en virtud del desarrollo de la obra. En el caso de que la dirección de obra sea compartida por varios técnicos competentes, se estará a lo dispuesto en la normativa vigente.

La dirección facultativa velará porque los productos, sistemas y equipos que formen parte de la instalación dispongan de la documentación que acredite las características de los mismos, así

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

como de los certificados de conformidad con las normas UNE, EN, CEI u otras que le sean exigibles por normativa o por prescripción del proyectista, así como las garantías que ostente.

### **10.3. De la empresa instaladora o contratista**

La empresa instaladora o Contratista es la persona física o jurídica legalmente establecida e inscrita en el Registro Industrial correspondiente del órgano competente en materia de energía, que usando sus medios y organización y bajo la dirección técnica de un profesional realiza las actividades industriales relacionadas con la ejecución, montaje, reforma, ampliación, revisión, reparación, mantenimiento y desmantelamiento de las instalaciones eléctricas que se le encomiende y esté autorizada para ello.

Además de poseer la correspondiente autorización del órgano competente en materia de energía, contará con la debida solvencia reconocida por el Ingeniero-Director.

El contratista se obliga a mantener contacto con la empresa suministradora de energía a través del Director de Obra, para aplicar las normas que le afecten y evitar criterios dispares.

El Contratista estará obligado al cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de Higiene y Seguridad en el Trabajo y cuantas disposiciones legales de carácter social estén en vigor y le afecten.

El Contratista deberá adoptar las máximas medidas de seguridad en el acopio de materiales y en la ejecución, conservación y reparación de las obras, para proteger a los obreros, público, vehículos, animales y propiedades ajenas de daños y perjuicios.

El Contratista deberá obtener todos los permisos, licencias y dictámenes necesarios para la ejecución de las obras y puesta en servicio, debiendo abonar los cargos, tasas e impuestos derivados de ellos.

El Contratista está obligado al cumplimiento de lo legislado en la Reglamentación Laboral y demás disposiciones que regulan las relaciones entre patrones y obreros. Debiendo presentar al Ingeniero-Director de obra los comprobantes de los impresos TC-1 y TC-2 cuando se le requieran, debidamente diligenciados por el Organismo acreditado.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Asimismo, el Contratista deberá incluir en la contrata la utilización de los medios y la construcción de las obras auxiliares que sean necesarias para la buena ejecución de las obras principales y garantizar la seguridad de las mismas.

El Contratista cuidará de la perfecta conservación y reparación de las obras, subsanando cuantos daños o desperfectos aparezcan en las obras, procediendo al arreglo, reparación o reposición de cualquier elemento de la obra.

#### **10.4. De la empresa mantenedora**

La empresa instaladora autorizada que haya formalizado un contrato de mantenimiento con el titular o Propietario de una instalación eléctrica, o el responsable del mantenimiento en una empresa que ha acreditado disponer de medios propios de automantenimiento, tendrá las siguientes obligaciones, sin perjuicio de las que establezcan otras legislaciones:

- a) Mantener permanentemente las instalaciones en adecuado estado de seguridad y funcionamiento.
- b) En instalaciones privadas, interrumpir el servicio a la instalación, total o parcialmente, en los casos en que se observe el inminente peligro para las personas o las cosas, o exista un grave riesgo medioambiental inminente. Sin perjuicio de otras actuaciones que correspondan respecto a la jurisdicción civil o penal, en caso de accidente deberán comunicarlo al Centro Directivo competente en materia de energía, manteniendo interrumpido el funcionamiento de la instalación hasta que se subsanen los defectos que han causado dicho accidente. Para el resto de instalaciones se atenderá a lo establecido al respecto en el Real Decreto 1.955/2000, de 1 de diciembre, o norma que lo sustituya.
- c) Atender con diligencia los requerimientos del titular para prevenir o corregir las averías que se produzcan en la instalación eléctrica.
- d) Poner en conocimiento del titular, por escrito, las deficiencias observadas en la instalación, que afecten a la seguridad de las personas o de las cosas, a fin de que sean subsanadas.
- e) Tener a disposición de la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias un listado actualizado de los contratos de mantenimiento al menos durante los CINCO (5) AÑOS inmediatamente posteriores a la finalización de los mismos.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- f) Comunicar al titular de la instalación, con una antelación mínima de UN (1) MES, la fecha en que corresponde realizar la revisión periódica a efectuar por un Organismo OCA, cuando fuese preceptivo.
- g) Comunicar al Centro Directivo competente en materia de energía, la relación de las instalaciones eléctricas en las que tiene contratado el mantenimiento que hayan superado en tres meses el plazo de inspección periódica oficial exigible.
- h) Asistir a las inspecciones derivadas del cumplimiento de la reglamentación vigente, y a las que solicite extraordinariamente el titular.
- i) Tener suscrito un seguro de responsabilidad civil que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones, mediante póliza por una cuantía mínima de 600.000 euros, cantidad que se actualizará anualmente según el IPC certificado por el Instituto Canario de Estadística (INSTAC).
- j) Dimensionar suficientemente tanto sus recursos técnicos y humanos, como su organización en función del tipo, tensión, localización y número de instalaciones bajo su responsabilidad

### **10.5. De los organismos de control autorizado**

Las actuaciones que realice en el ámbito territorial de esta Comunidad Autónoma un OCA, en los términos definidos en el artículo 41 del Reglamento de Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial, aprobado por Real Decreto 2.200/1995, de 28 de diciembre, e inscrito en el Registro de Establecimientos Industriales de esta Comunidad y acreditado en el campo de las instalaciones eléctricas, deberán ajustarse a las normas que a continuación se establecen, a salvo de otras responsabilidades que la normativa sectorial le imponga.

El certificado de un OCA tendrá validez de 5 años en el caso de instalaciones de baja tensión y de 3 años para las instalaciones de media y alta tensión, siempre y cuando no se haya ejecutado una modificación sustancial en las características de la instalación a la que hace referencia. Si la inspección detecta una modificación en la instalación que no haya sido previamente autorizada, deberá ser calificada como negativa por defecto grave. Para instalaciones nuevas tal circunstancia implicará la no autorización de su puesta en servicio, y para instalaciones en



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

servicio será considerado un incumplimiento grave, todo ello sin perjuicio de las infracciones en que incurran los sujetos responsables conforme a las leyes vigentes.

Los OCA tendrán a disposición de la Administración competente en materia de energía todos los datos registrales y estadísticos correspondientes a cada una de sus actuaciones, clasificando las intervenciones por titular, técnico y empresa instaladora. Dicha información podrá ser requerida en cualquier momento por la Administración.

Los profesionales habilitados adscritos a los OCA estarán obligados a cumplimentar y firmar los certificados de las inspecciones, ya sean periódicas, iniciales o extraordinarias, de las instalaciones donde intervengan, debiendo consignar y certificar expresamente los resultados de la revisión y custodiar las plantillas de control utilizadas y las notas de campo de tales reconocimientos.

Para la realización de las revisiones, controles e inspecciones que se les encomiende, los OCA aplicarán los modelos de certificados de inspección previstos en el anexo VIII del Decreto 141/2009 y los manuales de revisión y de calificación de defectos que se contemplen en los correspondientes protocolos-guía, aprobados por la Administración competente en materia de energía, o en su defecto los que tenga reconocido el OCA.

Los OCA realizarán las inspecciones que solicite la Administración competente en materia de energía, estando presentes en las inspecciones oficiales de aquellas instalaciones en las que hayan intervenido y sean requeridos.

Las discrepancias de los titulares de las instalaciones ante las actuaciones de los OCA serán puestas de manifiesto ante la Administración competente en materia de energía, que las resolverá en el plazo de 1 mes.

## **11. CONDICIONES DE INDOLE ADMINISTRATIVO**

### **11.1. antes del inicio de las obras**

Antes de comenzar la ejecución de esta instalación, la Propiedad o titular deberá designar a un técnico titulado competente como responsable de la Dirección Facultativa de la obra, quién, una vez finalizada la misma y realizadas las pruebas y verificaciones preceptivas, emitirá el correspondiente Certificado de Dirección y Finalización de Obra (según anexo VI del Decreto 141/2009).

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Asimismo, y antes de iniciar las obras, los Propietarios o titulares de la instalación eléctrica en proyecto de construcción facilitarán a la empresa distribuidora o transportista, según proceda, toda la información necesaria para deducir los consumos y cargas que han de producirse, a fin de poder prever con antelación suficiente el crecimiento y dimensionado de sus redes.

El Propietario de la futura instalación eléctrica solicitará a la empresa distribuidora el punto y condiciones técnicas de conexión que son necesarias para el nuevo suministro. Dicha solicitud se acompañará de la siguiente información:

- a) Nombre y dirección del solicitante, teléfono, fax, correo electrónico u otro medio de contacto.
- b) Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico del técnico proyectista y/o del instalador, en su caso.
- c) Situación de la instalación, edificación u obra, indicando la calificación urbanística del suelo.
- d) Uso o destino de la misma.
- e) Potencia total solicitada, reglamentariamente justificada.
- f) Punto de la red más próximo para realizar la conexión, propuesto por el instalador o técnico correspondiente, identificando inequívocamente el mismo, preferentemente por medios gráficos.
- g) Número de clientes estimados.

En el caso de que resulte necesaria la presentación de alguna documentación adicional, la empresa distribuidora la solicitará, en el plazo de CINCO (5) DIAS a partir de la recepción de la solicitud, justificando la procedencia de tal petición. Dicha comunicación se podrá realizar por vía telemática.

La empresa distribuidora habilitará los medios necesarios para dejar constancia fehaciente, sea cual sea la vía de recepción de la documentación o petición, de las solicitudes de puntos de conexión realizadas, a los efectos del cómputo de plazos y demás actuaciones o responsabilidades.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Las solicitudes de punto de conexión referidas a instalaciones acogidas al régimen especial, también están sujetas al procedimiento establecido en este artículo.

La información aportada, deberá ser considerada confidencial y por tanto en su manejo y utilización se deberán cumplir las garantías que establece la legislación vigente sobre protección de datos.

Ni la empresa distribuidora, ni ninguna otra empresa vinculada a la misma, podrá realizar ofertas de servicios, al margen de la propia oferta técnico económica, que impliquen restricciones a la libre competencia en el mercado eléctrico canario o favorezcan la competencia desleal.

De igual forma el Documento Técnico de Diseño requerido y descrito en el siguiente apartado (proyecto o memoria técnica de diseño), deberá ser elaborado y entregado al Propietario o titular antes del comienzo de las obras y antes de proceder a su tramitación administrativa.

## **11.2. Antes de la conexión de la instalación fotovoltaica a la red de la compañía distribuidora**

Antes de proceder a la conexión de la instalación fotovoltaica a la red eléctrica de Baja Tensión, y de acuerdo con el apartado 9 de la ITC-BT-40, la Compañía distribuidora podrá realizar las siguientes comprobaciones, mediciones y verificaciones:

- Revisión del certificado de características principales de la instalación y superación de pruebas emitido por el Instalador Especialista, modalidad 9, que realizó la instalación y efectuó las pruebas.
- Comprobación de que las características de los elementos instalados en las cajas y módulos se corresponden con las indicadas en el proyecto de la instalación aprobado por la Compañía Distribuidora.
- Comprobación de que en el circuito de generación hasta el equipo de medida no haya intercalado ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o consumo.
- Comprobación del correcto funcionamiento del Interruptor general manual y que éste puede ser bloqueado por la Compañía distribuidora en su posición de abierto.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

- Comprobación del correcto funcionamiento del interruptor automático de la interconexión y de las protecciones de tensión y frecuencia, que deben quedar precintadas por la Compañía distribuidora.
- Medición del factor de potencia de la instalación fotovoltaica.
- Revisión del correcto montaje de los equipos de medida y precintado de los circuitos.
- Comprobación de que el titular de la instalación dispone de un medio de comunicación que puede poner de forma inmediata a la Compañía distribuidora con el responsable del funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Quien realice la verificación debe confirmar con el Centro de Control de la Compañía distribuidora su conocimiento del mismo.

### **11.3. Documentación del proyecto**

El presente proyecto consta de los documentos y contenidos preceptivamente establecidos en las normativas específicas que le son de aplicación, y como mínimo contempla la documentación descriptiva, en textos y representación gráfica, de la instalación eléctrica, de los materiales y demás elementos y actividades considerados necesarios para la ejecución de una instalación con la calidad, funcionalidad y seguridad requerida.

En aquellos casos en que exista aprobada una “Guía de Proyectos” que específicamente le sea de aplicación el Proyecto deberá ajustarse en su contenido esencial a dicha Guía.

Esta Guía será indicativa, por lo que los proyectos deberán ser complementados y adaptados en función de las peculiaridades de la instalación en cuestión, pudiendo ser ampliados según la experiencia y criterios de buena práctica del proyectista. El desarrollo de los puntos que componen cada guía presupone dar contenido a dicho documento de diseño hasta el nivel de detalle que considere el proyectista, sin perjuicio de las omisiones, fallos o incumplimientos que pudieran existir en dicho documento y que en cualquier caso son responsabilidad del autor del mismo.

El Proyecto deberá ser elaborado y entregado al Propietario o titular antes del comienzo de las obras y antes de su tramitación administrativa.

El Proyecto constará, al menos, de los siguientes documentos:

- a) Memoria descriptiva (titular, emplazamiento, tipo de industria o actividad, uso o destino del local y su clasificación, programa de necesidades, descripción pormenorizada de la instalación, presupuesto total).
- b) Memoria de cálculos justificativos.
- c) Estudio de Impacto Ambiental en la categoría correspondiente, en su caso.
- d) Estudio de Seguridad y Salud o Estudio Básico de Seguridad y Salud (según corresponda de acuerdo con la normativa de seguridad laboral vigente).
- e) Planos a escalas adecuadas (situación, emplazamiento, alzados, plantas, distribución, secciones, detalles, croquis de trazados, red de tierras, esquema unifilar, etc.).
- f) Pliego de Condiciones Técnicas, Económicas, Administrativas y Legales.
- g) Estado de Mediciones y Presupuesto (mediciones, presupuestos parciales y presupuesto general).
- h) Separatas para Organismos, Administraciones o empresas de servicio afectadas.
- i) Otros documentos que la normativa específica considere preceptivos.
- j) Plazo de ejecución o finalización de la obra.
- k) Copia del punto de conexión a la red o justificante de la solicitud del mismo a la empresa distribuidora, para aquellos casos en que la misma no haya cumplido los plazos de respuesta indicados en el punto 1 del artículo 27 del decreto 141/2009, de 10 de noviembre.

Si durante la tramitación o ejecución de la instalación se procede al cambio de empresa instaladora autorizada, este hecho deberá quedar expresamente reflejado en la documentación presentada por el interesado ante la Administración. En el caso de que ello conlleve cambios en la memoria técnica de diseño original, deberá acreditar la conformidad de la empresa autora de la misma o, en su defecto, aportar un nuevo Proyecto.

#### **11.4. Modificaciones y ampliaciones de las instalaciones y la documentación del proyecto**

#### **11.4.1. Modificaciones y ampliaciones no significativas de las instalaciones eléctricas**

##### ***11.4.1.1 Modificaciones y ampliaciones de las instalaciones en servicio y la documentación del proyecto***

En el caso de instalaciones en servicio, las modificaciones o ampliaciones aún no siendo sustanciales, quedarán reflejadas en la documentación técnica adscrita a la instalación correspondiente, tal que se mantenga permanentemente actualizada la información técnica, especialmente en lo referente a los esquemas unifilares, trazados, manuales de instrucciones y certificados de instalación. Dichas actualizaciones serán responsabilidad de la empresa instaladora autorizada, autora de las mismas, y en su caso, del técnico competente que las hubiera dirigido.

##### ***11.4.1.2 Modificaciones y ampliaciones de las instalaciones en fase de ejecución y la documentación del proyecto***

Asimismo, en aquellas instalaciones eléctricas en ejecución y que no representen modificaciones o ampliaciones sustanciales (según Art. 45 del RD 141/2009), con respecto al proyecto original, éstas serán contempladas como “anexos” al Certificado de Dirección y Finalización de obra o del Certificado de Instalación respectivamente, sin necesidad de presentar un reformado del Proyecto original.

#### **11.4.2. Modificaciones y ampliaciones significativas de las instalaciones eléctricas**

Cuando se trata de instalaciones eléctricas en las que se presentan modificaciones o ampliaciones significativas, éstas supondrán, tanto en Baja como en Alta Tensión, la presentación de un nuevo Proyecto, además de los otros documentos que sean preceptivos.

El técnico o empresa instaladora autorizada, según sea competente en función del alcance de la ampliación o modificación prevista, deberá modificar o reformar el proyecto u original correspondiente, justificando las modificaciones introducidas. En cualquier caso, será necesario su autorización, según el procedimiento que proceda, en los términos que establece el Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, y demás normativa que le sea de aplicación.

Cuando se hayan ejecutado reformas sustanciales no recogidas en el correspondiente Documento Técnico de Diseño, la Administración o en su caso el OCA que intervenga, dictará Acta o Certificado de Inspección, según proceda, con la calificación de "negativo". Ello

implicará que no se autorizará la puesta en servicio de la instalación o se declarará la ilegalidad de aquella si ya estaba en servicio, todo ello sin perjuicio de las infracciones en que habrán incurrido los sujetos responsables, conforme a la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y demás leyes de aplicación.

### **11.5. Documentación final**

Concluidas las obras necesarias de la instalación eléctrica, ésta deberá quedar perfectamente documentada y a disposición de todos sus usuarios, incluyendo sus características técnicas, el nivel de calidad alcanzado, así como las instrucciones de uso y mantenimiento adecuadas a la misma, la cual contendrá como mínimo lo siguiente:

- a) **Documentación administrativa y jurídica:** datos de identificación de los profesionales y empresas intervinientes en la obra, acta de recepción de obra o documento equivalente, autorizaciones administrativas y cuantos otros documentos se determinen en la legislación.
- b) **Documentación técnica:** el documento técnico de diseño (DTD) correspondiente, los certificados técnicos y de instalación, así como otra información técnica sobre la instalación, equipos y materiales instalados.
- c) **Instrucciones de uso y mantenimiento:** información sobre las condiciones de utilización de la instalación, así como las instrucciones para el mantenimiento adecuado, que se plasmará en un "Manual de Instrucciones o anexo de Información al usuario". Dicho manual contendrá las instrucciones generales y específicas de uso (actuación), de instrucciones de uso y mantenimiento: para instalaciones privadas, receptoras y de generación en régimen especial, información sobre las condiciones de utilización de la instalación, así como las instrucciones para el mantenimiento adecuado, que se plasmará en un “Manual de Instrucciones o Anexo de Información al usuario”. Dicho manual contendrá las instrucciones generales y específicas de uso (actuación), de seguridad (preventivas, prohibiciones ...) y de mantenimiento (cuáles, periodicidad, cómo, quién ...) necesarias e imprescindibles para operar y mantener, correctamente y con seguridad, la instalación teniendo en cuenta el nivel de cualificación previsible del usuario final. Se deberá incluir, además, tanto el esquema unifilar, como la documentación gráfica necesaria.

- d) **Certificados de eficiencia energética:** (cuando proceda): documentos e información sobre las condiciones verificadas respecto a la eficiencia energética del edificio.

Esta documentación será recopilada por el promotor y titular de la instalación, que tendrá la obligación de mantenerla y custodiarla durante su vida útil y en el caso de edificios o instalaciones que contengan diversas partes que sean susceptibles de enajenación a diferentes personas, el Promotor hará entrega de la documentación a la Comunidad de Propietarios que se constituya.

### **11.6. Certificado de dirección y finalización de obra**

Es el documento emitido por el Ingeniero-Director como Técnico Facultativo competente, en el que certifica que ha dirigido personal y eficazmente los trabajos de la instalación proyectada, asistiendo con la frecuencia que su deber de vigilancia del desarrollo de los trabajos ha estimado necesario, comprobando finalmente que la obra está completamente terminada y que se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución presentado, con las modificaciones de escasa importancia que se indiquen, cumpliendo, así mismo, con la legislación vigente relativa a los Reglamentos de Seguridad que le sean de aplicación. Dicho certificado deberá ajustarse al modelo correspondiente que figura en el anexo VI del Decreto 141/2009.

Si durante la tramitación o ejecución del proyecto se procede al cambio del ingeniero-proyectista o del Director Facultativo, este hecho deberá quedar expresamente reflejado en la documentación presentada por el peticionario ante la Administración, designando al nuevo técnico facultativo correspondiente. En el caso de que ello conlleve cambios en el proyecto original, se acreditará la conformidad del autor del proyecto o en su defecto se aportará un nuevo proyecto.

El Certificado, una vez emitido y fechado por el técnico facultativo, perderá su validez ante la Administración si su presentación excede el plazo de TRES (3) MESES, contado desde dicha fecha. En tal caso se deberá expedir una nueva Certificación actualizada, suscrita por el mismo autor.

### **11.7. Certificado de instalación**



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

Es el documento emitido por la empresa instaladora autorizada y firmado por el profesional habilitado adscrito a la misma que ha ejecutado la correspondiente instalación eléctrica, en el que se certifica que la misma está terminada y ha sido realizada de conformidad con la reglamentación vigente y con el documento técnico de diseño correspondiente, habiendo sido verificada satisfactoriamente en los términos que establece dicha normativa específica, y utilizando materiales y equipos que son conformes a las normas y especificaciones técnicas declaradas de obligado cumplimiento.

La empresa instaladora autorizada extenderá, con carácter obligatorio, un Certificado de Instalación (según modelo oficial) y un Manual de Instrucciones por cada instalación que realice, ya se trate de una nueva o reforma de una existente.

En la tramitación de las instalaciones donde concurren varias instalaciones individuales, deben presentarse tantos Certificados y Manuales como instalaciones individuales existan, además de los correspondientes a las zonas comunes. Con carácter general no se diligenciarán Certificados de instalaciones individuales independientemente de los correspondientes a la instalación común a la que estén vinculados.

El Certificado de Instalación una vez emitido, fechado y firmado, deberá ser presentado en la Administración en el plazo máximo de TRES (3) MESES, contado desde dicha fecha. En su defecto será necesario expedir un nuevo Certificado actualizado por parte del mismo autor.

### **11.8. Certificado para inversores de la instalación fotovoltaica**

Asimismo, y de acuerdo con las Normas particulares de la Compañía Suministradora se expedirá certificación en la que conste que el inversor de la instalación fotovoltaica cumple con la normativa establecida en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, y en concreto con las siguientes condiciones técnicas:

1. Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión a que se refiere el Artículo 11 del RD están integradas en el equipo inversor, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas son realizadas mediante un contactor que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. Este contactor cumple con lo especificado en el apto 7 del Art. 11 del RD 1663/2000.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

2. La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia está dentro de los valores de 51 y 49 Hz, respectivamente y los de máxima y mínima tensión entre 1,1 y 0,85 Um, respectivamente, existiendo imposibilidad de modificar los valores de ajuste de las protecciones por el usuario mediante software.
3. Asimismo, se certifica que en el caso de que la red de distribución a la que se conecta la instalación fotovoltaica se desconecte por cualquier motivo, el inversor no mantendrá la tensión en la línea de distribución.
4. Los dispositivos usados para la detección de frecuencia y tensión se han calibrado mediante el equipo (descripción, marca, modelo), habiendo el inversor superado todas las pruebas realizadas, estando éstas documentadas.
5. El inversor dispone de separación galvánica entre la red de distribución de BT y la instalación fotovoltaica.

### **11.9. Libro de órdenes**

En las instalaciones eléctricas para las que preceptivamente sea necesaria una Dirección Facultativa, éstas tendrán la obligación de contar con la existencia de un Libro de Órdenes donde queden reflejadas todas las incidencias y actuaciones relevantes en la obra y sus hitos, junto con las instrucciones, modificaciones, órdenes u otras informaciones dirigidas al Contratista por la Dirección Facultativa. Dicho libro de órdenes estará en la oficina de la obra y será diligenciado y fechado, antes del comienzo de las mismas, por el correspondiente Colegio Oficial de profesionales con competencias en la materia y el mismo podrá ser requerido por la Administración en cualquier momento, durante y después de la ejecución de la instalación, y será considerado como documento esencial en aquellos casos de discrepancia entre la dirección técnica y las empresas instaladoras intervinientes.

El cumplimiento de las órdenes expresadas en dicho Libro es de carácter obligatorio para el Contratista, así como aquellas que recoge el presente Pliego de Condiciones.

El contratista o empresa instaladora autorizada, estará obligado a transcribir en dicho Libro cuantas órdenes o instrucciones reciba por escrito de la Dirección Facultativa, y a firmar el oportuno acuse de recibo, sin perjuicio de la autorización de tales transcripciones por la Dirección en el Libro indicado.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la instalación fotovoltaica”

El citado Libro de Órdenes y Asistencias se registrará según el Decreto 462/1971 y la Orden de 9 de junio de 1971.

### **11.10. Incompatibilidades**

En una misma instalación u obra el Director de Obra no podrá coincidir con el instalador ni tener vinculación laboral con la empresa instaladora que está ejecutando la obra.

### **11.11. Instalaciones ejecutadas por más de una empresa instaladora.**

En aquellas instalaciones donde intervengan, de manera coordinada, más de una empresa instaladora autorizada, deberá quedar nítidamente definida la actuación de cada una y en qué grado de subordinación. Cada una de las empresas intervinientes emitirá su propio Certificado de Instalación, para la parte de la instalación que ha ejecutado. La Dirección Facultativa tendrá la obligación de recoger tal circunstancia en el Certificado de Dirección y Finalización de obra correspondiente, indicando con precisión el reparto de tareas y responsabilidades.

### **11.12. Subcontratación**

La subcontratación se podrá realizar, pero siempre y de forma obligatoria entre empresas instaladoras autorizadas, exigiéndosele la autorización previa del Promotor.

Los subcontratistas responderán directamente ante la empresa instaladora principal, pero tendrán que someterse a las mismas exigencias de profesionalidad, calidad y seguridad en la obra que ésta.

Al respecto se estará a lo estipulado, para la ejecución de los siguientes trabajos realizados en obras de construcción tales como excavación; movimiento de tierras; construcción; montaje y desmontaje de elementos prefabricados; acondicionamientos o instalaciones; transformación; rehabilitación; reparación; desmantelamiento; derribo; mantenimiento; conservación y trabajos de pintura y limpieza; saneamiento, por el REAL DECRETO 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción, el cual tiene por objeto establecer las normas necesarias para la aplicación y desarrollo de la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

Pliego de condiciones de la obra  
civil



## Pliego de condiciones de la obra civil

1. Disposiciones generales o generalidades .....	367
1.1. Ámbito del presente pliego de condiciones técnicas particulares para obra civil necesaria en la ejecución de las instalaciones industriales.....	367
1.2. Calidad en los materiales.....	367
1.3. Pruebas y ensayos de materiales .....	367
1.4. Materiales no consignados en proyecto. ....	367
1.5. Condiciones generales de ejecución. ....	368
2. Movimiento de tierras.....	368
2.1. Explanación y préstamos .....	368
2.2. De los componentes, productos constituyentes.....	368
2.3. De la ejecución. ....	370
2.4. Medición y abono.....	376
3. Vaciados.....	377
3.1. De la ejecución .....	377
3.2. Criterios de medición .....	381
4. Hormigones .....	381
4.1. De los componentes y productos constituyentes .....	382
4.2. De la ejecución del elemento. ....	385
4.3. Medición y abono.....	390
5. Morteros.....	390
5.1. Dosificación de morteros.....	390
5.2. Fabricación de morteros.....	390
5.3. Medición y abono .....	391

## **1. Disposiciones generales o generalidades**

### **1.1. Ámbito del presente pliego de condiciones técnicas particulares para obra civil necesaria en la ejecución de las instalaciones industriales**

El presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares para Obra Civil necesaria en la ejecución de las instalaciones industriales del presente proyecto, tiene por finalidad regular las condiciones que han de verificar y cumplir los materiales, sus ensayos y pruebas, así como aquellas otras que estime convenientes su realización la Dirección Facultativa del mismo, estableciendo los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando aquellas actuaciones que correspondan según el contrato y con arreglo a la legislación aplicable, al Propietario de la obra, al Contratista o constructor de la misma, sus técnicos y encargados, al Ingeniero, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones para el cumplimiento del contrato de obra.

### **1.2. Calidad en los materiales**

Todos los materiales a emplear en la presente obra serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Los productos de construcción que se incorporen con carácter permanente a las edificaciones e instalaciones de los edificios, en función de su uso previsto, llevarán el marcado CE, de conformidad con la Directiva 89/106/CEE de productos de construcción, transpuesta por el Real Decreto 1630/1992, de 29 de diciembre, modificado por el Real Decreto 1329/1995, de 28 de julio, y disposiciones de desarrollo, u otras Directivas Europeas que les sean de aplicación.

### **1.3. Pruebas y ensayos de materiales**

Todos los materiales a que este capítulo se refiere podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta del Contratista, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la Dirección de las obras, bien entendido que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la construcción.

### **1.4. Materiales no consignados en proyecto.**

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa no teniendo el Contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

### **1.5. Condiciones generales de ejecución.**

Todos los trabajos, incluidos en el presente proyecto se ejecutarán cuidadosamente, con arreglo a las buenas prácticas de la construcción, de acuerdo con las condiciones establecidas en el artículo 7 del Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE).

## **2. Movimiento de tierras.**

### **2.1. Explanación y préstamos**

Ejecución de desmontes y terraplenes para obtener en el terreno una superficie regular definida por los planos donde habrá de realizarse otras excavaciones en fase posterior, asentarse obras o simplemente para formar una explanada. Comprende además los trabajos previos de limpieza y desbroce del terreno y la retirada de la tierra vegetal.

- El desmonte a cielo abierto consiste en rebajar el terreno hasta la cota de profundidad de la explanación.
- El terraplenado consiste en el relleno con tierras de huecos del terreno o en la elevación del nivel del mismo.
- Los trabajos de limpieza del terreno consisten en extraer y retirar de la zona de excavación, los árboles, tocones, plantas maleza, broza, escombro, basuras o cualquier tipo de material no deseable, así como excavación de la capa superior de los terrenos cultivados o con vegetación, mediante medios manuales o mecánicos.
- La retirada de la tierra vegetal consiste en rebajar el nivel del terreno mediante la extracción, por medios manuales o mecánicos, de la tierra vegetal para obtener una superficie regular definida por los planos donde se han de realizar posteriores excavaciones.

### **2.2. De los componentes, productos constituyentes**



En la recepción de las tierras se comprobará que no sean expansivas, no contengan restos vegetales y no estén contaminadas.

Préstamos.

- El Contratista comunicará al director de obra, con suficiente antelación, la apertura de los préstamos, a fin de que se puedan medir su volumen y dimensiones sobre el terreno natural no alterado.

- En el caso de préstamos autorizados, una vez eliminado el material inadecuado, se realizarán los oportunos ensayos para su aprobación, si procede, necesarios para determinar las características físicas y mecánicas del nuevo suelo:

- Identificación granulométrica.
- Límite líquido. Contenido de humedad.
- Contenido de materia orgánica.
- Índice CBR e hinchamiento.
- Densificación de los suelos bajo una determinada energía de compactación (ensayos "Proctor Normal" y "Proctor Modificado").

- El material inadecuado, se depositará de acuerdo con lo que se ordene al respecto.

- Los taludes de los préstamos deberán ser suaves y redondeados y, una vez terminada su explotación, se dejarán en forma que no dañen el aspecto general del paisaje.

Caballeros.

- Los caballeros que se forman, deberán tener forma regular, y superficies lisas que favorezcan la escorrentía de las aguas y taludes estables que eviten cualquier derrumbamiento.

- Deberán situarse en los lugares que al efecto señale el director de obra y se cuidará de evitar arrastres hacia la excavación o las obras de desagüe y de que no se obstaculice la circulación por los caminos que haya establecidos, ni el curso de los ríos, arroyos o acequias que haya en las inmediaciones.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

- El material vertido en caballeros no se podrá colocar de forma que represente un peligro para construcciones existentes, por presión directa o por sobrecarga sobre el terreno contiguo.

### **2.3. De la ejecución.**

#### ***Preparación***

Se solicitará de las correspondientes compañías la posición y solución a adoptar para las instalaciones que puedan verse afectadas, así como las distancias de seguridad a tendidos aéreos de conducción de energía eléctrica.

Se solicitará la documentación complementaria acerca de los cursos naturales de aguas superficiales o profundas, cuya solución no figure en la documentación técnica.

#### ***Replanteo***

Se marcarán unos puntos de nivel sobre el terreno, indicando e espesor de tierra vegetal a excavar.

En el terraplenado se excavará previamente el terreno natural, hasta una profundidad no menor que la capa vegetal, y como mínimo de 15 cm, para preparar la base del terraplenado.

A continuación, para conseguir la debida trabazón entre el relleno y el terreno, se escarificará éste.

Cuando el terreno natural presente inclinaciones superiores a 1/5, se excavará, realizando bermas de una altura entre 50 y 80 cm y una longitud no menor de 1,50 m, con pendientes de mesetas del 4%, hacia adentro en terrenos permeables y hacia afuera en terrenos impermeables.

Si el terraplén hubiera de construirse sobre terreno inestable, turba o arcillas blandas, se asegurará la eliminación de éste material o su consolidación.

#### ***Fases de ejecución***

Durante la ejecución de los trabajos se tomarán las precauciones adecuadas para no disminuir la resistencia del terreno no excavado. En especial, se adoptarán las medidas necesarias para evitar los siguientes fenómenos: inestabilidad de taludes en roca debida a voladuras inadecuadas, deslizamientos ocasionados por el descalce del pie de la excavación, erosiones locales y encharcamientos debidos a un drenaje defectuoso de las obras.

### ***Limpieza y desbroce del terreno y retirada de la tierra vegetal***

Los árboles a derribar caerán hacia el centro de la zona objeto de limpieza, levantándose vallas que acoten las zonas de arbolado o vegetación destinadas a permanecer en su sitio.

Todos los tocones y raíces mayores de 10 cm de diámetro serán eliminados hasta una profundidad no inferior a 50 cm por debajo de la rasante de excavación y no menor de 15 cm bajo la superficie natural del terreno.

Todas las oquedades causadas por la extracción de tocones y raíces, se rellenarán con material análogo al suelo que ha quedado descubierto, y se compactará hasta que su superficie se ajuste al terreno existente.

La tierra vegetal se podrá acopiar para su posterior utilización en protecciones de taludes o superficies erosionables.

### ***Sostenimiento y entibaciones***

El Contratista deberá asegurar la estabilidad de los taludes y paredes de todas las excavaciones que realice, y aplicar oportunamente los medios de sostenimiento, entibación, refuerzo y protección superficial del terreno apropiados, a fin de impedir desprendimientos y deslizamientos que pudieran causar daños a personas o a las obras, aunque tales medios no estuviesen definidos en el proyecto, ni hubieran sido ordenados por el director de obra.

### ***Evacuación de las aguas y agotamientos.***

El Contratista adoptará las medidas necesarias para evitar la entrada de agua y mantener libre de agua la zona de las excavaciones. Las aguas superficiales serán desviadas y encauzadas antes de que alcancen las proximidades de los taludes o paredes de la excavación, para evitar que la estabilidad del terreno pueda quedar disminuida por un incremento de presión del agua intersticial y para que no se produzcan erosiones de los taludes.

### ***Tierra vegetal***

La tierra vegetal que se encuentre en las excavaciones y que no se hubiera extraído en el desbroce, se removerá y se acopiará para su utilización posterior en protección de taludes o superficies erosionables, o donde ordene el director de obra.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

### ***Desmontes***

Se excavará el terreno con pala cargadora, entre los límites laterales, hasta la cota de base de la máquina. Una vez excavado un nivel descenderá la máquina hasta el siguiente nivel ejecutando la misma operación hasta la cota de profundidad de la explanación. La diferencia de cota entre niveles sucesivos no será superior a 1,65 m.

En bordes con estructura de contención, previamente realizada, la máquina trabajará en dirección no perpendicular a ella y dejará sin excavar una zona de protección de ancho no menor de 1 m que se quitará a mano, antes de descender la máquina, en ese borde, a la franja inferior.

En los bordes ataluzados se dejará el perfil previsto, redondeando las aristas de pie, quiebro y coronación a ambos lados, en una longitud igual o mayor de 1/4 de la altura de la franja ataluzada. Cuando las excavaciones se realicen a mano, la altura máxima de las franjas horizontales será de 150 cm. Cuando el terreno natural tenga una pendiente superior a 1:5 se realizarán bermas de 50-80 cm de altura, 1,50 m de longitud y 4% de pendiente hacia dentro en terrenos permeables y hacia afuera en terrenos impermeables, para facilitar los diferentes niveles de actuación de la máquina.

### ***Empleo de los productos de excavación.***

Todos los materiales que se obtengan de la excavación se utilizarán en la formación de rellenos, y demás usos fijados en el proyecto, o que señale el director de obra. Las rocas o bolas de piedra que aparezcan en la explanada en zonas de desmonte en tierra, deberán eliminarse.

### ***Excavación en roca.***

Las excavaciones en roca se ejecutarán de forma que no se dañe, quebrante o desprenda la roca no excavada. Se pondrá especial cuidado en no dañar los taludes del desmonte y la cimentación de la futura explanada.

### ***Terraplenes***

La temperatura ambiente será superior a 2° C. Con temperaturas menores se suspenderán los trabajos.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Sobre la base preparada del terraplén, regada uniformemente y compactada, se extenderán tongadas sucesivas de anchura y espesor uniforme, paralelas a la explanación y con un pequeño desnivel, de forma que saquen aguas afuera.

Los materiales de cada tongada serán de características uniformes.

Los terraplenes sobre zonas de escasa capacidad portante se iniciarán vertiendo las primeras capas con el espesor mínimo para soportar las cargas que produzcan los equipos de movimiento y compactación de tierras.

Salvo prescripción en contrario, los equipos de transporte y extensión operarán sobre todo el ancho de cada capa.

Una vez extendida la tongada se procederá a su humectación si es necesario, de forma que el humedecimiento sea uniforme.

En los casos especiales en que la humedad natural del material sea excesiva para conseguir la compactación prevista, se tomarán las medidas adecuadas, pudiéndose proceder a la desecación por oreo, o a la adición y mezcla de materiales secos o sustancias apropiadas, tales como cal viva.

Conseguida la humectación más conveniente (según ensayos previos), se procederá a la compactación.

En función del tipo de tierras, se pasará el compactador a cada tongada, hasta alcanzar una densidad seca no inferior en el ensayo Próctor al 95%, o a 1,45 kg/dm<sup>3</sup>.

En los bordes, si son con estructuras de contención, se compactarán con compactador de arrastre manual y si son ataluzados, se redondearán todas sus aristas en una longitud no menor de 1/4 de la altura de cada franja ataluzada.

En la coronación del terraplén, en los 50 cm últimos, se extenderán y compactarán las tierras de igual forma, hasta alcanzar una densidad seca de 100%, e igual o superior a 1,75 kg/dm<sup>3</sup>.

La última tongada se realizará con material seleccionado.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Cuando se utilicen para compactar rodillos vibrantes, deberán darse al final unas pasadas sin aplicar vibración, para corregir las perturbaciones superficiales que hubiese podido causar la vibración, y sellar la superficie.

El relleno del trasdós de los muros, se realizará cuando éstos tengan la resistencia necesaria.

Sobre las capas en ejecución debe prohibirse la acción de todo tipo de tráfico hasta que se haya completado su compactación. Si ello no es factible, el tráfico que necesariamente tenga que pasar sobre ellas se distribuirá de forma que no se concentren huellas de rodadas en la superficie.

### ***Taludes***

La excavación de los taludes se realizará adecuadamente para no dañar su superficie final, evitar la descompresión prematura o excesiva de su pie e impedir cualquier otra causa que pueda comprometer la estabilidad de la excavación final.

Si se tienen que ejecutar zanjas en el pie del talud, se excavarán de forma que el terreno afectado no pierda resistencia debido a la deformación de las paredes de la zanja o a un drenaje defectuoso de ésta. La zanja se mantendrá abierta el tiempo mínimo indispensable, y el material del relleno se compactará cuidadosamente.

Cuando sea preciso adoptar medidas especiales para la protección superficial del talud, tales como plantaciones superficiales, revestimiento, cunetas de guarda, etc., dichos trabajos se realizarán inmediatamente después de la excavación del talud.

### ***Acabados***

La superficie de la explanada quedará limpia y los taludes estables.

### ***Control y aceptación***

Unidad y frecuencia de inspección: 2 comprobaciones cada 1000 m<sup>2</sup> de planta.

Controles durante la ejecución: Puntos de observación.

### ***Limpieza y desbroce del terreno.***

El control de los trabajos de desbroce se realizará mediante inspección ocular, comprobando que las superficies desbrozadas se ajustan a lo especificado. Se controlará:

- Situación del elemento.
- Cota de la explanación.
- Situación de vértices del perímetro.
- Distancias relativas a otros elementos.
- Forma y dimensiones del elemento.
- Horizontalidad: nivelación de la explanada.
- Altura: grosor de la franja excavada.
- Condiciones de borde exterior.
- Limpieza de la superficie de la explanada en cuanto a eliminación de restos vegetales y restos susceptibles de pudrición.

Retirada de tierra vegetal.

- Comprobación geométrica de las superficies resultantes tras la retirada de la tierra vegetal.

Desmontes.

- Control geométrico: se comprobarán, en relación con los planos, las cotas de replanteo del eje, bordes de la explanación y pendiente de taludes, con mira cada 20 m como mínimo. Base del terraplén.
- Control geométrico: se comprobarán, en relación con los planos, las cotas de replanteo.
- Excavación.

Terraplenes:

- Nivelación de la explanada.
- Densidad del relleno del núcleo y de coronación.
- En el núcleo del terraplén, se controlará que las tierras no contengan más de un 25% en peso de piedras de tamaño superior a 15 cm. El contenido de material orgánico será inferior al 2%.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

- En el relleno de la coronación, no aparecerán elementos de tamaño superior a 10 cm, y su cernido por el tamiz 0,08 UNE, será inferior al 35% en peso. El contenido de materia orgánica será inferior al 1%.

Conservación hasta la recepción de las obras:

- Terraplenes.

- Se mantendrán protegidos los bordes ataluzados contra la erosión, cuidando que la vegetación plantada no se seque y en su coronación contra la acumulación de agua, limpiando los desagües y canaletas cuando estén obstruidos, asimismo se cortará el suministro de agua cuando se produzca una fuga en la red, junto a un talud.

- No se concentrarán cargas superiores a 200 kg/m<sup>2</sup> junto a la parte superior de bordes ataluzados ni se modificará la geometría del talud socavando en su pie o coronación.

- Cuando se observen grietas paralelas al borde del talud se consultará a técnico competente que dictaminará su importancia y en su caso la solución a adoptar.

- No se depositarán basuras, escombros o productos sobrantes de otros tajos, y se regará regularmente.

- Se mantendrán exentos de vegetación, tanto en la superficie como en los taludes.

## **2.4. Medición y abono.**

*Metro cuadrado de limpieza y desbroce del terreno:* Con medios manuales o mecánicos.

*Metro cúbico de retirada de tierra vegetal:* Retirado y apilado de capa de tierra vegetal, con medios manuales o mecánicos.

*Metro cúbico de desmonte:* Medido el volumen excavado sobre perfiles, incluyendo replanteo y afinado.

Si se realizaran mayores excavaciones que las previstas en los perfiles del proyecto, el exceso de excavación se justificará para su abono.

*Metro cúbico de base del terraplén:* Medido el volumen excavado sobre perfiles, incluyendo replanteo, desbroce y afinado.



Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

*Metro cúbico de terraplén:* Medido el volumen relleno sobre perfiles, incluyendo la extensión, riego, compactación y refino de taludes.

### **3. Vaciados**

Excavaciones a cielo abierto realizadas con medios manuales y/o mecánicos, que en todo su perímetro quedan por debajo del suelo, para anchos de excavación superiores a 2 m.

Entibaciones: tabloneros y codales de madera, clavos, cuñas, etc.

Maquinaria: pala cargadora, compresor, martillo neumático, martillo rompedor.

Materiales auxiliares: explosivos, bomba de agua.

El soporte

El terreno propio.

#### **3.1. De la ejecución**

##### ***Preparación***

Antes de empezar el vaciado, el Ingeniero-Director de obra aprobará el replanteo efectuado.

Las camillas del replanteo serán dobles en los extremos de las alineaciones y estarán separadas del borde del vaciado no menos de 1 m.

Se dispondrán puntos fijos de referencia en lugares que no puedan ser afectados por el vaciado, a los cuales se referirán todas las lecturas de cotas de nivel y desplazamientos horizontales y verticales de los puntos del terreno. Las lecturas diarias de los desplazamientos referidos a estos puntos se anotarán en un estadillo para su control por la dirección facultativa.

Para las instalaciones que puedan ser afectadas por el vaciado, se recabará de sus Compañías la posición y solución a adoptar, así como la distancia de seguridad a tendidos aéreos de conducción de energía eléctrica.

Además, se comprobará la distancia, profundidad y tipo de la cimentación y estructura de contención de los edificios que puedan ser afectados por el vaciado.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Antes de comenzar los trabajos, se revisará el estado de las entibaciones, reforzándolas si fuera necesario, así como las construcciones próximas, comprobando si se observan asientos o grietas.

### ***Fases de ejecución***

El Contratista deberá asegurar la estabilidad de los taludes y paredes de todas las excavaciones que realice, y aplicar oportunamente los medios de sostenimiento, entibación, refuerzo y protección superficial del terreno apropiado, a fin de impedir desprendimientos y deslizamientos que pudieran causar daños a personas o a las obras.

Además, el director de obra podrá ordenar la colocación de apeos, entibaciones, protecciones, refuerzos o cualquier otra medida de sostenimiento o protección en cualquier momento de la ejecución del elemento de las obras.

El Contratista adoptará las medidas necesarias para evitar la entrada de agua y mantener libre de agua la zona de las excavaciones. A estos fines se construirán las protecciones, zanjas y cunetas, drenajes y conductos de desagüe que sean necesarios.

Si apareciera el nivel freático, se mantendrá la excavación en cimientos libre de agua así como el relleno posterior, para ello se dispondrá de bombas de agotamiento, desagües y canalizaciones de capacidad suficiente.

Los pozos de acumulación y aspiración de agua se situarán fuera del perímetro de la cimentación y la succión de las bombas no producirá socavación o erosiones del terreno, ni del hormigón colocado.

No se realizará la excavación del terreno a tumbo, socavando el pie de un macizo para producir su vuelco.

No se acumularán terrenos de excavación junto al borde del vaciado, separándose del mismo una distancia igual o mayor a dos veces la profundidad del vaciado.

En tanto se efectúe la consolidación definitiva de las paredes y fondo del vaciado, se conservarán las contenciones, apuntalamientos y apeos realizados.

El refinado y saneo de las paredes del vaciado, se realizará para cada profundidad parcial no mayor de 3 m.

En caso de lluvia y suspensión de los trabajos, los frentes y taludes quedarán protegidos.

Se suspenderán los trabajos de excavación cuando se encuentre cualquier anomalía no prevista, como variación de los estratos, cursos de aguas subterráneas, restos de construcciones, valores arqueológicos y se comunicará a la dirección facultativa.

El vaciado se podrá realizar:

a. Sin bataches.

El terreno se excavará entre los límites laterales hasta la profundidad definida en la documentación. El ángulo del talud será el especificado. El vaciado se realizará por franjas horizontales de altura no mayor de 3 m, cuando se ejecute a máquina. En los bordes con elementos estructurales de contención y/o medianeros, la máquina trabajará en dirección no perpendicular a ellos y se dejará sin excavar una zona de protección de ancho no menor de 1 m, que se quitará a mano antes de descender la máquina en ese borde a la franja inferior.

b. Con bataches.

Una vez replanteados los bataches se iniciará, por uno de los extremos del talud, la excavación alternada de los mismos.

A continuación, se realizarán los elementos estructurales de contención en las zonas excavadas y en el mismo orden.

Los bataches se realizarán, en general, comenzando por la parte superior cuando se realicen a mano y por su parte inferior cuando se realicen con máquina.

### ***Excavación en roca.***

Cuando las diaclasas y fallas encontradas en la roca, presenten buzamientos o direcciones propicias al deslizamiento del terreno de cimentación, estén abiertas o rellenas de material milonitizado o arcilloso, o bien destaquen sólidos excesivamente pequeños, se profundizará la excavación hasta encontrar terreno en condiciones favorables.

Los sistemas de diaclasas, las individuales de cierta importancia y las fallas, aunque no se consideren peligrosas, se representarán en planos, en su posición, dirección y buzamiento, con indicación de la clase de material de relleno, y se señalarán en el terreno, fuera de la superficie

“Pliego de condiciones de la obra civil”

a cubrir por la obra de fábrica, con objeto de facilitar la eficacia de posteriores tratamientos de inyecciones, anclajes, u otros.

### ***Acabados***

Nivelación, compactación y saneo del fondo.

En la superficie del fondo del vaciado, se eliminarán la tierra y los trozos de roca sueltos, así como las capas de terreno inadecuado o de roca alterada que por su dirección o consistencia pudieran debilitar la resistencia del conjunto. Se limpiarán también las grietas y hendiduras rellenándolas con hormigón o con material compactado.

También los laterales del vaciado quedarán limpios y perfilados.

La excavación presentará un aspecto cohesivo. Se eliminarán los lentejones y se repasará posteriormente.

### ***Control y aceptación***

Unidad y frecuencia de inspección: 2 comprobaciones cada 1000 m2 de planta.

Controles durante la ejecución: Puntos de observación.

#### Replanteo:

- Dimensiones en planta y cotas de fondo.

#### Durante el vaciado del terreno:

- Comparar terrenos atravesados con lo previsto en proyecto y Estudio Geotécnico.

- Identificación del terreno de fondo en la excavación. Compacidad.

- Comprobación cota de fondo.

- Excavación colindante a medianerías. Precauciones. Alcanzada la cota inferior del vaciado, se hará una revisión general de las edificaciones medianeras.

- Nivel freático en relación con lo previsto.

- Defectos evidentes, cavernas, galerías, colectores, etc.

Pedro Padilla Méndez y Francisco Rodríguez Santana.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

- Entibación. Se mantendrá un control permanente de las entibaciones y sostenimientos, reforzándolos y/o sustituyéndolos si fuera necesario.

- Altura: grosor de la franja excavada, una vez por cada 1000 m<sup>3</sup> excavados, y no menos de una vez cuando la altura de la franja sea igual o mayor de 3 m.

#### ***Condiciones de no aceptación.***

- Errores en las dimensiones del replanteo superiores al 2,5/1000 y variaciones de 10 cm.

- Zona de protección de elementos estructurales inferior a 1 m.

- Angulo de talud: superior al especificado en más de 2 °.

Las irregularidades que excedan de las tolerancias admitidas, deberán ser corregidas por el Contratista.

#### ***Conservación hasta la recepción de las obras***

Se tomarán las medidas necesarias para asegurar que las características geométricas permanezcan estables, protegiéndose el vaciado frente a filtraciones y acciones de erosión o desmoronamiento por parte de las aguas de escorrentía.

### **3.2. Criterios de medición**

Metro cúbico de excavación a cielo abierto: Medido en perfil natural una vez comprobado que dicho perfil es el correcto, en todo tipo de terrenos (deficientes, blandos, medios, duros y rocosos), con medios manuales o mecánicos (pala cargadora, compresor, martillo rompedor). Se establecerán los porcentajes de cada tipo de terreno referidos al volumen total.

El exceso de excavación deberá justificarse a efectos de abono.

## **4. Hormigones**

El hormigón armado es un material compuesto por otros dos: el hormigón (mezcla de cemento, áridos y agua y, eventualmente, aditivos y adiciones, o solamente una de estas dos clases de productos) y el acero, cuya asociación permite una mayor capacidad de absorber solicitaciones que generen tensiones de tracción, disminuyendo además la fisuración del hormigón y confiriendo una mayor ductilidad al material compuesto.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Nota: Todos los artículos y tablas citados a continuación se corresponden con la Instrucción EHE "Instrucción de Hormigón Estructural", salvo indicación expresa distinta.

#### **4.1. De los componentes y productos constituyentes**

*Hormigón para armar:*

Se tipificará de acuerdo con el artículo 39.2 indicando:

- la resistencia característica especificada, que no será inferior a 25 N/mm<sup>2</sup> en hormigón armado, (artículo 31.4) ;
- el tipo de consistencia, medido por su asiento en cono de Abrams, (artículo 31.5);
- el tamaño máximo del árido (artículo 28.3) y
- la designación del ambiente (artículo 8.2.1).

*Tipos de hormigón:*

A. Hormigón fabricado en central de obra o preparado.

B. Hormigón no fabricado en central.

***Materiales constituyentes:***

*Cemento.*

Los cementos empleados podrán ser aquellos que cumplan la vigente Instrucción para la Recepción de Cementos (RC-97), correspondan a la clase resistente 32,5 o superior y cumplan las especificaciones del artículo 26 de la Instrucción EHE.

Si el suministro del cemento se realiza en sacos, el almacenamiento será en lugares ventilados y no húmedos; si el suministro se realiza a granel, el almacenamiento se llevará a cabo en silos o recipientes que lo aíslen de la humedad.

*Agua.*

El agua utilizada, tanto para el amasado como para el curado del hormigón en obra, no contendrá sustancias nocivas en cantidades tales que afecten a las propiedades del hormigón o

a la protección de las armaduras. En general, podrán emplearse todas las aguas sancionadas como aceptables por la práctica.

Se prohíbe el empleo de aguas de mar o salinas análogas para el amasado o curado de hormigón armado, salvo estudios especiales.

#### *Áridos.*

Como áridos para la fabricación de hormigones pueden emplearse arenas y gravas existentes en yacimientos naturales o rocas machacadas, así como otros productos cuyo empleo se encuentre sancionado por la práctica o resulte aconsejable como consecuencia de estudios realizados en laboratorio.

Se prohíbe el empleo de áridos que contengan sulfuros oxidables.

Los áridos se designarán por su tamaño mínimo y máximo en mm.

El tamaño máximo de un árido grueso será menor que las dimensiones siguientes:

- 0,8 de la distancia horizontal libre entre armaduras que no formen grupo, o entre un borde de la pieza y una armadura que forme un ángulo mayor de  $45^\circ$  con la dirección del hormigonado;
- 1,25 de la distancia entre un borde de la pieza y una armadura que forme un ángulo no mayor de  $45^\circ$  con la dirección de hormigonado,
- 0,25 de la dimensión mínima de la pieza, excepto en los casos siguientes:
- Losa superior de los forjados, donde el tamaño máximo del árido será menor que 0,4 veces el espesor mínimo.
- Piezas de ejecución muy cuidada y aquellos elementos en los que el efecto pared del encofrado sea reducido (forjados, que sólo se encofran por una cara), en cuyo caso será menor que 0,33 veces el espesor mínimo.

Los áridos deberán almacenarse de tal forma que queden protegidos de una posible contaminación por el ambiente, y especialmente, por el terreno, no debiendo mezclarse de forma incontrolada las distintas fracciones granulométricas.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Deberán también adoptarse las necesarias precauciones para eliminar en lo posible la segregación, tanto durante el almacenamiento como durante el transporte.

### ***Control y aceptación***

#### ***A. Hormigón fabricado en central de obra u hormigón preparado.***

- Control documental:

En la recepción se controlará que cada carga de hormigón vaya acompañada de una hoja de suministro, firmada por persona física, a disposición de la dirección de obra, y en la que figuren, los datos siguientes:

1. Nombre de la central de fabricación de hormigón.

2. Número de serie de la hoja de suministro.

3. Fecha de entrega.

4. Nombre del peticionario y del responsable de la recepción.

5. Especificación del hormigón:

a. En el caso de que el hormigón se designe por propiedades:

- Designación de acuerdo con el artículo 39.2.
- Contenido de cemento en kilogramos por metro cúbico de hormigón, con una tolerancia de  $\pm 15$  kg.
- Relación agua/cemento del hormigón, con una tolerancia de  $\pm 0,02$ .

En el caso de hormigón por dosificación:

- Contenido de cemento por metro cúbico de hormigón.
- Relación agua/cemento del hormigón, con una tolerancia de  $\pm 0,02$ .
- Tipo de ambiente de acuerdo con la tabla 8.2.2.

b. Tipo, clase, y marca del cemento.



c. Consistencia.

d. Tamaño máximo del árido.

e. Tipo de aditivo, según UNE-EN 934-2:98, si lo hubiere, y en caso contrario, indicación expresa de que no contiene.

f. Procedencia y cantidad de adición (cenizas volantes o humo de sílice, artículo 30) si la hubiere, y en caso contrario, indicación expresa de que no contiene.

6. Designación específica del lugar del suministro (nombre y lugar).

7. Cantidad del hormigón que compone la carga, expresada en metros cúbicos de hormigón fresco.

8. Identificación del camión hormigonera (o equipo de transporte) y de la persona que proceda a la descarga, según Anejo 21, apartado 2.

9. Hora límite de uso para el hormigón.

La dirección de obra podrá eximir de la realización del ensayo de penetración de agua cuando, además, el suministrador presente una documentación que permita el control documental sobre los siguientes puntos:

1. Composición de las dosificaciones de hormigón que se va a emplear.

2. Identificación de las materias primas.

3. Copia del informe con los resultados del ensayo de determinación de profundidad de penetración de agua bajo presión realizados por laboratorio oficial o acreditado, como máximo con 6 meses de antelación.

4. Materias primas y dosificaciones empleadas en la fabricación de las probetas utilizadas en los anteriores ensayos, que deberán coincidir con las declaradas por el suministrador para el hormigón empleado en obra.

## **4.2. De la ejecución del elemento.**

### ***Preparación***

“Pliego de condiciones de la obra civil”

- Deberán adoptarse las medidas necesarias durante el proceso constructivo, para que se verifiquen las hipótesis de carga consideradas en el cálculo de las estructuras (empotramientos, apoyos, etc.).
- Además de las especificaciones que se indican a continuación, son de observación obligada todas las normas y disposiciones que exponen la Instrucción de Hormigón Estructural EHE, la Instrucción para el Proyecto y la Ejecución de Forjados Unidireccionales de Hormigón Armado o Pretensado EF-96 y la Norma de Construcción Sismorresistente NCSR-02. En caso de duda o contraposición de criterios, serán efectivos los que den las Instrucciones, siendo intérprete la dirección facultativa de las obras.
- Documentación necesaria para el comienzo de las obras.
- Disposición de todos los medios materiales y comprobación del estado de los mismos.
- Replanteo de la estructura que va a ejecutarse.
- Condiciones de diseño

Fases de ejecución

- Ejecución de la ferralla.
  - Corte. Se llevará a cabo de acuerdo con las normas de buena práctica, utilizando cizallas, sierras, discos o máquinas de oxicorte y quedando prohibido el empleo del arco eléctrico.
  - Colocación del enrejado  

La ferralla serán lo suficientemente rígidas y robustas para asegurar la inmovilidad durante su transporte y montaje y el hormigonado de la pieza, de manera que no varíe su posición especificada en proyecto y permitan al hormigón envolventes sin dejar coqueras.
  - Separadores

Los calzos y apoyos provisionales en los encofrados y moldes deberán ser de hormigón, mortero o plástico o de otro material apropiado, quedando prohibidos los de madera y, si el hormigón ha de quedar visto, los metálicos.

Se comprobarán en obra los espesores de recubrimiento indicados en proyecto, que en cualquier caso cumplirán los mínimos del artículo 37.2.4.

Los recubrimientos deberán garantizarse mediante la disposición de los correspondientes elementos separadores colocados en obra y se dispondrán de acuerdo con lo prescrito en la tabla 69.8.2.

- Empalmes

No se dispondrán más que aquellos empalmes indicados en los planos y los que autorice la dirección de obra.

• Fabricación y transporte a obra del hormigón

- Criterios generales

Las materias primas se amasarán de forma que se consiga una mezcla íntima y uniforme, estando todo el árido recubierto de pasta de cemento.

La dosificación del cemento, de los áridos y en su caso, de las adiciones, se realizará por peso,

No se mezclarán masas frescas de hormigones fabricados con cementos no compatibles debiendo limpiarse las hormigoneras antes de comenzar la fabricación de una masa con un nuevo tipo de cemento no compatible con el de la masa anterior.

a. Hormigón fabricado en central de obra o preparado

En cada central habrá una persona responsable de la fabricación, con formación y experiencia suficiente, que estará presente durante el proceso de producción y que será distinta del responsable del control de producción. En la dosificación de los áridos, se tendrá en cuenta las correcciones debidas a su humedad, y se utilizarán básculas distintas para cada fracción de árido y de cemento.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

El tiempo de amasado no será superior al necesario para garantizar la uniformidad de la mezcla del hormigón, debiéndose evitar una duración excesiva que pudiera producir la rotura de los áridos.

La temperatura del hormigón fresco debe, si es posible, ser igual o inferior a 30 °C e igual o superior a 5°C en tiempo frío o con heladas. Los áridos helados deben ser descongelados por completo previamente o durante el amasado.

b. Hormigón no fabricado en central

La dosificación del cemento se realizará por peso. Los áridos pueden dosificarse por peso o por volumen, aunque no es recomendable este segundo procedimiento.

El amasado se realizará con un período de batido, a la velocidad del régimen, no inferior a noventa segundos.

El fabricante será responsable de que los operarios encargados de las operaciones de dosificación y amasado tengan acreditada suficiente formación y experiencia.

- Transporte del hormigón preparado

El transporte mediante amasadora móvil se efectuará siempre a velocidad de agitación y no de régimen.

El tiempo transcurrido entre la adición de agua de amasado y la colocación del hormigón no debe ser mayor a una hora y media.

En tiempo caluroso, el tiempo límite debe ser inferior salvo que se hayan adoptado medidas especiales para aumentar el tiempo de fraguado.

• Puesta en obra del hormigón

- Colocación, según artículo 71.5.1

No se colocarán en obra masas que acusen un principio de fraguado.

No se colocarán en obra tongadas de hormigón cuyo espesor sea superior al que permita una compactación completa de la masa.

No se efectuará el hormigonado en tanto no se obtenga la conformidad de la dirección de obra.

El hormigonado de cada elemento se realizará de acuerdo con un plan previamente establecido en el que se deberán tenerse en cuenta las deformaciones previsibles.

En general, se controlará que el hormigonado del elemento, se realice en una jornada.

Se adoptarán las medidas necesarias para que, durante el vertido y colocación de las masas de hormigón, no se produzca disgregación de la mezcla, evitándose los movimientos bruscos de la masa, o el impacto contra los encofrados verticales y las armaduras.

Queda prohibido el vertido en caída libre para alturas superiores a un metro.

- Hormigonado en temperaturas extremas.

La temperatura de la masa del hormigón en el momento de verterla en el molde o encofrado, no será inferior a 5°C.

Se prohíbe verter el hormigón sobre elementos cuya temperatura sea inferior a 0°C.

En general se suspenderá el hormigonado cuando llueva con intensidad, nieve, exista viento excesivo, una temperatura ambiente superior a 40°C o se prevea que dentro de las 48 horas siguientes, pueda descender la temperatura ambiente por debajo de los 0°C.

El empleo de aditivos anticongelantes requerirá una autorización expresa, en cada caso, de la dirección de obra. Cuando el hormigonado se efectúe en tiempo caluroso, se adoptarán las medidas oportunas para evitar la evaporación del agua de amasado, en particular durante el transporte del hormigón y para reducir la temperatura de la masa.

Para ello, los materiales y encofrados deberán estar protegidos del soleamiento y una vez vertido se protegerá la mezcla del sol y del viento, para evitar que se deseque.

- Curado del hormigón, según artículo 71.6.

“Pliego de condiciones de la obra civil”

Se deberán tomar las medidas oportunas para asegurar el mantenimiento de la humedad del hormigón durante el fraguado y primer período de endurecimiento, mediante un adecuado curado. Este se prolongará durante el plazo necesario en función del tipo y clase de cemento, de la temperatura y grado de humedad del ambiente, etc. y será determinada por la dirección de obra.

Si el curado se realiza mediante riego directo, éste se hará sin que produzca deslavado de la superficie y utilizando agua sancionada como aceptable por la práctica.

Queda prohibido el empleo de agua de mar.

### **4.3. Medición y abono.**

El hormigón se medirá y abonará por metro cúbico realmente vertido en obra, midiendo entre caras interiores de encofrado de superficies vistas. En las obras de cimentación que no necesiten encofrado se medirá entre caras de terreno excavado. En el caso de que en el Cuadro de Precios la unidad de hormigón se exprese por metro cuadrado como es el caso de soleras, forjado, etc., se medirá de esta forma por metro cuadrado realmente ejecutado, incluyéndose en las mediciones todas las desigualdades y aumentos de espesor debidas a las diferencias de la capa inferior.

Si en el Cuadro de Precios se indicara que está incluido el encofrado, acero, etc., siempre se considerará la misma medición del hormigón por metro cúbico o por metro cuadrado. En el precio van incluidos siempre los servicios y costos de curado de hormigón.

## **5. Morteros.**

### **5.1. Dosificación de morteros.**

Se fabricarán los tipos de morteros especificados en las unidades de obra, indicándose cuál ha de emplearse en cada caso para la ejecución de las distintas unidades de obra.

### **5.2. Fabricación de morteros**

Los morteros se fabricarán en seco, continuándose el batido después de verter el agua en la forma y cantidad fijada, hasta obtener una plasta homogénea de color y consistencia uniforme sin palomillas ni grumos.

### **5.3. Medición y abono**

El mortero suele ser una unidad auxiliar y, por tanto, su medición va incluida en las unidades a las que sirve: fábrica de ladrillos, enfoscados, pavimentos, etc. En algún caso excepcional se medirá y abonará por metro cúbico, obteniéndose su precio del Cuadro de Precios si lo hay u obteniendo un nuevo precio contradictorio.

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## Mediciones





“Mediciones”

## Mediciones

Obra civil.....	395
Fotovoltaica.....	399

**Obra civil**

01.01	m <sup>2</sup>	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos
Desbroce y limpieza del terreno con arbustos, hasta una profundidad mínima de 25 cm, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión, sin incluir transporte a vertedero autorizado.		

01.01 Descompuesto	Ud	Descomposición
	h	Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia.
	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/ 1,9 m <sup>3</sup>
	h	Peón ordinario construcción
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.02	Ud	Talado de árbol
Talado de árbol, de 30 a 60 cm de diámetro de tronco, con motosierra.		

01.02 Descompuesto	Ud	Descomposición
	h	Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia.
	h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 105 kW.
	h	Rodillo vibrante de guiado manual, de 700 kg, anchura de trabajo 70 cm.
	h	Oficial 1ª jardinero.
	h	Ayudante jardinero.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.03	m <sup>3</sup>	Vaciado
-------	----------------	---------

## "Mediciones"

Vaciado de más de 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión
--

01.03 Descompuesto	Ud	Descomposición
	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.
	h	Peón ordinario construcción.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.04	m <sup>2</sup>	Estabilización de taludes
Estabilización de taludes mediante hormigón HM-D-450/F/20/IIa, proyectado por vía húmeda en dos capas de 10 cm de espesor total, con enrejado con alambre galvanizado de Ø 3,40 mm y malla hexagonal 8x10-16.		

01.04 Descompuesto	Ud	Descomposición
	kg	Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, diámetros varios.
	m <sup>2</sup>	Enrejado de triple torsión con alambre galvanizado reforzado de 3,4 mm de diámetro, de malla hexagonal 8x10-16, para protección de taludes.
	m <sup>3</sup>	Hormigón para proyectar HM-D-450/F/20/IIa, fabricado en central.
	h	Gunitadora de hormigón por vía húmeda 33 kW.
	h	Oficial 1ª construcción.
	h	Peón ordinario construcción.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.05	m <sup>3</sup>	Relleno para base de pavimento
Base de pavimento mediante relleno a cielo abierto con tierra de la propia excavación, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador monocilíndrico vibrante autopulsado.		

01.05 Descompuesto	Ud	Descomposición
	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.
	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 74 kW, de 7,42 t, anchura de trabajo 167,6 cm.
	h	Camión cisterna de 8 m <sup>3</sup> de capacidad.
	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.
	h	Peón ordinario construcción.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.06	m <sup>3</sup>	Relleno para base de pavimento
		Base de pavimento mediante relleno a cielo abierto con tierra de préstamo, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado.

01.06 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m <sup>3</sup>	Tierra de préstamo, para relleno de zanjas, compactable y exenta de áridos mayores de 8 cm, raíces, escombros, materia orgánica, detritus o cualquier otro material desaconsejable.
	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.
	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 74 kW, de 7,42 t, anchura de trabajo 167,6 cm.
	h	Camión cisterna de 8 m <sup>3</sup> de capacidad.
	h	Peón ordinario construcción.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.07	m <sup>3</sup>	Transporte de tierras dentro de la obra
		Transporte de tierras dentro de la obra, con carga mecánica sobre camión de 12 t.

## "Mediciones"

01.07 Descompuesto	Ud	Descomposición
	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

01.08	m <sup>2</sup>	Pavimento de mezcla bituminosa continua en caliente
		Pavimento de 4 cm de espesor, realizado con mezcla bituminosa continua en caliente AC22 surf D, para capa de rodadura, de composición densa.

01.08 Descompuesto	Ud	Descomposición
	t	Mezcla bituminosa continua en caliente AC22 surf D, para capa de rodadura, de composición densa, con árido granítico de 22 mm de tamaño máximo y betún asfáltico de penetración, según UNE-EN 13108-1.
	h	Extendedora asfáltica de cadenas, de 81 kW.
	h	Rodillo vibrante tándem autopropulsado, de 24,8 kW, de 2450 kg, anchura de trabajo 100 cm.
	h	Compactador de neumáticos autopropulsado, de 12/22 t.
	h	Oficial 1ª construcción de obra civil.
	h	Ayudante construcción de obra civil.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

Referencia norma UNE y Título de la norma transposición de norma armonizada	Aplicabilidad (1)	Obligatoriedad (2)	Sistema (3)
UNE-EN 13108-1:2008	132007	112009	1/2 + 3/4
Mezcla bituminosa. Especificaciones de materiales. Parte 1: Hormigón bituminoso			
En 13108-1:2006/AC:2008	112009	112009	

(1) Fecha de aplicabilidad de la norma armonizada e inicio del período de coexistencia.

(2) Fecha final del periodo de coexistencia / entrada en vigor marcado CE.

(3) Sistema de evaluación y verificación de la constancia de las prestaciones.

01.09	m <sup>2</sup>	Capa de acabado para pavimento de mezcla bituminosa.
		Capa de acabado para pavimento de mezcla bituminosa, aplicada en dos manos, realizada con lechada bituminosa homogénea (slurry), color negro, formada por áridos y cargas minerales, ligados con emulsión asfáltica, con un rendimiento de 2 kg/m <sup>2</sup> cada mano, sin incluir la preparación del soporte.

01.09 Descompuesto	Ud	Descomposición
	kg	Lechada bituminosa homogénea (slurry), color negro, formada por áridos y cargas minerales, ligados con emulsión asfáltica, según UNE-EN 12274-7.
	h	Oficial 1ª construcción de obra civil.
	h	Ayudante construcción de obra civil.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

## Fotovoltaica

02.01	Ud	Módulos Canadian Solar Inc. CS6X-310P MaxPower
		Módulo solar fotovoltaico poli-cristalino CS6X-310P MaxPower, para colocación en terreno, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 310 W y tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,4 V.

02.01 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Módulo solar fotovoltaico poli-cristalino CS6X-310P MaxPower, para colocación en terreno, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 310 W, tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,4 V, intensidad a máxima potencia (I <sub>mp</sub> ) 8,52 A, intensidad de cortocircuito (I <sub>sc</sub> ) 9,08 A, tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> ) 44,9 V, 72 células, con marco de aleación de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x40 mm, peso 22 kg, con caja de conexiones. Fabricado por Canadian Solar Inc.

“Mediciones”

	Ud	Repercusión por unidad de accesorios de montaje implícito de modulo fotovoltaico en terreno por estructuras de vigas cuadradas
	Ud	Repercusión por unidad de material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico en terreno por estructuras de vigas cuadradas
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares
	h	Ayudante instalador de captadores solares
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.02	Ud	Módulos Canadian Solar Inc. CS6X-315P-FG Diamond
		Módulo solar fotovoltaico poli-cristalino CS6X-315P-FG Diamond, para colocación en terreno, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 315 W, tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,6 V

02.02 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Módulo solar fotovoltaico poli-cristalino CS6X-315P-FG Diamond, para colocación en cubierta, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 315 W, tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,6 V, intensidad a máxima potencia (I <sub>mp</sub> ) 8,61 A, intensidad de cortocircuito (I <sub>sc</sub> ) 9,18 A, tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> ) 45,1 V, 72 células, sin marco, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1968x992x5,8 mm (con protector de esquina 1972x996x8,5 mm), peso 27,5 kg, con caja de conexiones. Fabricado por Canadian Solar Inc.
	Ud	Repercusión por unidad de accesorios de montaje implícito de modulo fotovoltaico en cubierta Scheletter
	Ud	Repercusión por unidad de material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico en cubierta Scheletter
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares
	h	Ayudante instalador de captadores solares
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.03	Ud	Inversor SMA 5000TL-20
		Inversor Sunny Tripower 5000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 5,1 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 5 kW



02.03 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Inversor Sunny Tripower 5000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 5,1 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 5 kW, rango de voltaje de entrada de 245 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.04	Ud	Inversor SMA 6000TL-20
		Inversor Sunny Tripower 6000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 6,125 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 6 kW

02.04 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Inversor Sunny Tripower 6000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 6,125 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 6 kW, rango de voltaje de entrada de 295 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.05	Ud	Inversor SMA 8000TL-20
		Inversor Sunny Tripower 8000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 8,2 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 8 kW

“Mediciones”

02.05 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Inversor Sunny Tripower 8000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 8,2 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 8 kW, rango de voltaje de entrada de 330 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.06	Ud	Inversor SMA 9000TL-20
		Inversor Sunny Tripower 9000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 9,225 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 9 kW

02.06 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Inversor Sunny Tripower 9000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 9,225 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 9 kW, rango de voltaje de entrada de 370 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.07	Ud	Inversor SMA 15000TL-10
		Inversor Sunny Tripower 15000TL-10 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 15,34 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 15 kW

02.07 Descompuesto	Ud	Descomposición
-----------------------	----	----------------

	Ud	Inversor Sunny Tripower 15000TL-10 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 15,34 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 15 kW, rango de voltaje de entrada de 360 a 800 Vcc, dimensiones 665x600x265 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.08	Ud	Inversor SMA 20000TL-30
		Inversor Sunny Tripower 20000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 20,44 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW

02.08 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Inversor Sunny Tripower 20000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 20,44 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, rango de voltaje de entrada de 320 a 800 Vcc, dimensiones 661x682x264 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.09	Ud	Inversor SMA 25000TL-30
		Inversor Sunny Tripower 25000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 25,55 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 25 kW

02.09 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Inversor Sunny Tripower 25000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 25,55 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 25 kW, rango de voltaje de

## "Mediciones"

		entrada de 390 a 800 Vcc, dimensiones 661x682x264 mm. Fabricado por SMA
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.10	Ud	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro.

02.10 Descompuesto	m	Descomposición
	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión. Según DKE/VDE AK 411.2.3.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.11	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor

de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro.
--

02.11 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión. Según DKE/VDE AK 411.2.3.
	h	Oficial 1 <sup>a</sup> electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.12	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x16 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.

02.12 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x16 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las

## "Mediciones"

		siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.13	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x25 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.

02.13 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x25 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.14	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x35 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.

02.14 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x35 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.15	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x50 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.

02.15 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad

“Mediciones”

		en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x50 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.16	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x70 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde

02.16 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x70 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares



	%	Costes indirectos
--	---	-------------------

02.17	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x150 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.

02.17 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x150 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.18	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".
		Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x185 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.

## "Mediciones"

02.18 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x185 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.
	h	Oficial 1ª electricista.
	h	Ayudante electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.19	Ud	Fusible cilíndrico
		Conjunto fusible "CHINT ELECTRICS", formado por fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 10 A, poder de corte 100 kA, tamaño 8,5x31,5 mm, modelo RT29-16/gG/10 y base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, modelo WS18-1/32.

02.19 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 10 A, poder de corte 100 kA, tamaño 8,5x31,5 mm, modelo RT29-16/gG/10 "CHINT ELECTRICS", según UNE-EN 60269-1.
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, modelo WS18-1/32 "CHINT ELECTRICS", según UNE-EN 60269-1.
	h	Oficial 1ª electricista.
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.20	Ud	Interruptor-seccionador modular

<p>Interruptor-seccionador, de 1 módulo, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, modelo NH4-1-32 "CHINT ELECTRICS".</p>
---

02.20 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor-seccionador, de 1 módulo, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, modelo NH4-1-32 "CHINT ELECTRICS", vida útil en vacío 8500 maniobras, vida útil en carga 1500 maniobras, de 18x86x75 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-3.
	h	Oficial 1ª electricista.
	%	Medios auxiliares

02.21	m	Canalización
		Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 50x75 mm.

02.21 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 50x75 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares

02.22	m	Canalización
		Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 60x150 mm.

“Mediciones”

02.22 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 60x150 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares

02.23	m	Canalización
		Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 60x200 mm.

02.23 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 60x200 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares

02.24	m	Canalización
		Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 60x300 mm.

02.24 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 60x300 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares

02.25	Ud	Caja general de protección.
		Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 63 A, esquema 7.

02.25 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 63 A, esquema 7, para protección de la línea general de alimentación, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, con grados de protección IP 43 según UNE 20324 e IK 08 según UNE-EN 50102.
	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 160 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.
	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.
	Ud	Marco y puerta metálica con cerradura o candado, con grado de protección IK 10 según UNE-EN 50102, protegidos de la corrosión y normalizados por la empresa suministradora, para caja general de protección.
	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.
	h	Oficial 1ª construcción
	h	Peón ordinario de construcción
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares

02.26	Ud	Caja de distribución, modular.
		Caja de distribución de plástico, de superficie, modular, sin puerta, con grados de protección IP 30 e IK 07, aislamiento clase II, tensión nominal 400 V, para 12 módulos, modelo Noark PXS 12 "CHINT ELECTRICS".

02.26 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Caja de distribución de plástico, para empotrar, modular, sin puerta, con grados de protección IP 30 e IK 07, aislamiento clase II, tensión

## "Mediciones"

		nominal 400 V, para 12 módulos, modelo Noark PXS 12 "CHINT ELECTRICS", de 250x224x70 mm, con carril DIN, terminales de neutro y de tierra, tirador de apertura, tapa frontal troquelada para aparamenta modular y tapas cubremódulos, incluso material de montaje, según UNE-EN 60670-1
	h	Oficial 1ª electricista
	%	Medios auxiliares

02.27	m <sup>2</sup>	Cubierta inclinada de placas
		Cubierta inclinada de placas asfálticas 10 ondas de perfil ondulado y color rojo, fijadas mecánicamente, con una pendiente mayor del 10%

02.27 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m <sup>2</sup>	Placa asfáltica 10 ondas de perfil ondulado y color rojo, a base de fibras minerales y vegetales saturadas con una emulsión bituminosa a altas temperaturas, según UNE-EN 534.
	m	Pieza de cumbrera, color rojo, para cubiertas de placas.
	m	Pieza de remate perimetral para cubiertas de placas
	Ud	Aireador de 86x47 cm, para cubiertas de placas
	Ud	Tornillo autotaladrante para fijación de placas
	h	Oficial 1ª construcción
	h	Peón ordinario de construcción
	%	Medios auxiliares

02.28	Ud	Control de cargas
		Control Dinámico de Potencia CDP-(G) de CIRCUTOR destinado a aplicaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo.

02.28 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	CDP-(G) de CIRCUTOR, conexión mediante bus RS-485, para conectar hasta 100 inversores SMA en trifásica o monofásica.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Oficial 1ª telecomunicaciones

	%	Medios auxiliares
--	---	-------------------

02.29	m	Cable de pares de cobre
		Cable de 2 pares (2x2x0,51 mm), con vaina exterior libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos de 4 mm de diámetro.

02.29 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Cable de 2 pares (2x2x0,51 mm), con conductor unifilar de cobre, aislamiento de polietileno y vaina exterior libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos de 4 mm de diámetro de color verde.
	Ud	Material auxiliar para instalación audiovisuales
	h	Oficial 1ª instalador de telecomunicaciones.
	h	Ayudante instalador de telecomunicaciones.
	%	Medios auxiliares

02.30	m	Canalización de protección de cableado
		Canalización empotrada, formada por tubo de PVC flexible, corrugado, de 16 mm de diámetro nominal, con IP 545.

02.30 Descompuesto	Ud	Descomposición
	m	Tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 16 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 1 julio, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP 545 según UNE 20324, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-2
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
02.31	m	Interrupción diferencial modular.
		Interrupción diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS".

## "Mediciones"

02.31 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.32	m	Interruptor diferencial modular.
		Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-40-300AC "CHINT ELECTRICS".

02.32 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-40-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.33	m	Interruptor diferencial modular.
		Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-63-300AC "CHINT ELECTRICS".



02.33 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-63-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.34	m	Interruptor diferencial modular.
		Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AS, modelo NL1-4-80-300AS "CHINT ELECTRICS".

02.34 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AS, modelo NL1-4-80-300AS "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.35	m	Interruptor automático magnetotérmico, modular.
		Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-25B "CHINT ELECTRICS".

## "Mediciones"

02.35 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-25B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.36	m	Interruptor automático magnetotérmico, modular.
		Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-40B "CHINT ELECTRICS".

02.36 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-40B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.37	m	Interruptor automático magnetotérmico, modular.
		Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-63B "CHINT ELECTRICS".

02.37 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-63B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.38	m	Interruptor automático magnetotérmico, modular.
		Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-80B "CHINT ELECTRICS".

02.38 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-80B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.
	h	Oficial 1ª electricista
	h	Ayudante electricista
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.39	m <sup>2</sup>	Soporte módulos del terreno
		Conjunto de elementos que constituyen la estructura para un m <sup>2</sup> de terreno, formado por viga de aluminio anodizado, elemento de sujeciones, y tornillos de cimentación, además de elementos anticorrosivos

“Mediciones”

02.40 Descompuesto	Ud	Descomposición
	Ud	Tornillo helicoidal de suelo, de acero galvanizado
	m	Perfil cuadrado de aluminio anodizado 60x60x4mm
	h	Oficial 1ª obra
	h	Ayudante obra
	%	Medios auxiliares
	%	Costes indirectos

02.40	m <sup>2</sup>	Soporte módulos de las cubiertas
		Unidad que incluye el montaje por la empresa fabricante de los soportes Scheletter, así como todos los accesorios

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

Pedro Padilla Méndez

Francisco Rodríguez Santana

## Presupuesto



## Presupuesto

Obra civil.....	424
Presupuesto total obra civil .....	429
Fotovoltaica.....	431
Presupuesto total instalación fotovoltaica .....	457
Presupuesto seguridad y salud .....	464
Presupuesto parcial de protecciones individuales.....	464
Presupuesto parcial de protecciones colectivas .....	466
Presupuesto parcial de formación .....	467
Presupuesto total de seguridad y salud .....	467
Presupuesto total.....	468

"Presupuesto"

**Obra civil**

01.01	m <sup>2</sup>	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos			
				Total	1,76 €

Descompuesto 01.01	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	h	Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia.	0,023	2,90	0,07
	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/ 1,9 m <sup>3</sup>	0,017	38,95	0,66
	h	Peón ordinario construcción	0,067	14,25	0,95
	%	Medios auxiliares	2,000	1,68	0,03
	%	Costes indirectos	3,000	1,71	0,05
				Total	1,76 €

01.02	Ud	Talado de árbol			
				Precio	52,47 €

Descompuesto 01.02	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	h	Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia.	0,768	2,90	2,23
	h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 105 kW.	0,169	44,88	7,58
	h	Rodillo vibrante de guiado manual, de 700 kg, anchura de trabajo 70 cm.	0,397	8,19	3,25
	h	Oficial 1ª jardinero.	0,837	14,98	12,54
	h	Ayudante jardinero.	1,675	14,53	24,34
	%	Medios auxiliares	2,000	49,94	1,00
	%	Costes indirectos	3,000	50,94	1,53
				Total	52.47 €



01.03	m <sup>3</sup>	Vaciados			
				Precio	6,78 €

Descompuesto 01.03	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.	0,158	35,36	5,59
	h	Peón ordinario construcción.	0,060	14,25	0,86
	%	Medios auxiliares	2,000	6,45	0,13
	%	Costes indirectos	3,000	6,58	0,20
				Total	6,78 €

01.04	m <sup>2</sup>	Estabilización de taludes			
				Precio	35,55 €

Descompuesto 01.04	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	kg	Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, diámetros varios.	1,000	0,93	0,93
	m <sup>2</sup>	Enrejado de triple torsión con alambre galvanizado reforzado de 3,4 mm de diámetro, de malla hexagonal 8x10-16, para protección de taludes.	1,100	3,28	3,61
	m <sup>3</sup>	Hormigón para proyectar HM-D-450/F/20/IIa, fabricado en central.	0,130	70,63	9,18
	h	Gunitadora de hormigón por vía húmeda 33 kW.	0,527	12,57	6,62
	h	Oficial 1ª construcción.	0,610	14,98	9,14
	h	Peón ordinario construcción.	0,305	14,25	4,35
	%	Medios auxiliares	2,000	33,83	0,68
	%	Costes indirectos	3,000	34,51	1,04
				Total	35,55 €

“Presupuesto”

01.05	m <sup>3</sup>	Relleno para base de pavimento	
			Precio 8,54 €

Descompuesto 01.05	m <sup>3</sup>	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	0,114	8,98	1,02
	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 74 kW, de 7,42 t, anchura de trabajo 167,6 cm.	0,114	48,80	5,56
	h	Camión cisterna de 8 m <sup>3</sup> de capacidad.	0,011	38,81	0,43
	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	0,017	38,89	0,66
	h	Peón ordinario construcción.	0,032	14,25	0,46
	%	Medios auxiliares	2,000	8,13	0,16
	%	Costes indirectos	3,000	8,29	0,25
				Total	8,54 €

01.06	m <sup>3</sup>	Relleno para base de pavimento	
			Precio 11,19 €

Descompuesto 01.06	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m <sup>3</sup>	Tierra de préstamo, para relleno de zanjas, compactable y exenta de áridos mayores de 8 cm, raíces, escombros, materia orgánica, detritus o cualquier otro material desaconsejable.	1,000	3,18	3,18
	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	0,114	8,98	1,02
	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 74 kW, de 7,42 t, anchura de trabajo 167,6 cm.	0,114	48,80	5,56
	h	Camión cisterna de 8 m <sup>3</sup> de capacidad.	0,011	38,81	0,43
	h	Peón ordinario construcción.	0,032	14,25	0,46
	%	Medios auxiliares	2,000	10,65	0,21

	%	Costes indirectos	3,000	10,86	0,33
				Total	11,19 €

01.07	m <sup>3</sup>	Transporte de tierras dentro de la obra			
				Precio	0,94 €

Descompuesto 01.07	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	0,023	38,89	0,89
	%	Medios auxiliares	2,000	0,89	0,02
	%	Costes indirectos	3,000	0,91	0,03
				Total	0,94 €

01.08	m <sup>2</sup>	Pavimento de mezcla bituminosa continua en caliente			
				Precio	5,27 €

Descompuesto 01.08	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	t	Mezcla bituminosa continua en caliente AC22 surf D, para capa de rodadura, de composición densa, con árido granítico de 22 mm de tamaño máximo y betún asfáltico de penetración, según UNE-EN 13108-1.	0,092	51,14	4,70
	h	Extendidora asfáltica de cadenas, de 81 kW.	0,001	77,79	0,08
	h	Rodillo vibrante tándem autopropulsado, de 24,8 kW, de 2450 kg, anchura de trabajo 100 cm.	0,001	16,05	0,02
	h	Compactador de neumáticos autopropulsado, de 12/22 t.	0,001	56,35	0,06
	h	Oficial 1ª construcción de obra civil.	0,002	14,98	0,03
	h	Ayudante construcción de obra civil.	0,009	14,53	0,13
	%	Medios auxiliares	2,000	5,02	0,10

## "Presupuesto"

	%	Costes indirectos	3,000	5,12	0,15
				Total	5,27 €

Referencia norma UNE y Título de la norma transposición de norma armonizada	Aplicabilidad (1)	Obligatoriedad (2)	Sistema (3)
UNE-EN 13108-1:2008	132007	112009	1/2 + 3/4
Mezcla bituminosa. Especificaciones de materiales. Parte 1: Hormigón bituminoso			
En 13108-1:2006/AC:2008	112009	112009	

(1) Fecha de aplicabilidad de la norma armonizada e inicio del período de coexistencia.

(2) Fecha final del periodo de coexistencia / entrada en vigor marcado CE.

(3) Sistema de evaluación y verificación de la constancia de las prestaciones.

01.09	m <sup>2</sup>	Capa de acabado para pavimento de mezcla bituminosa.		
			Precio	6,50 €

Descompuesto 01.09	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	kg	Lechada bituminosa homogénea (slurry), color negro, formada por áridos y cargas minerales, ligados con emulsión asfáltica, según UNE-EN 12274-7.	4,000	0,73	2,92
	h	Oficial 1ª construcción de obra civil.	0,111	14,98	1,66
	h	Ayudante construcción de obra civil.	0,111	14,53	1,61
	%	Medios auxiliares	2,000	6,19	0,12
	%	Costes indirectos	3,000	6,31	0,19
				Total	6,50 €

**Presupuesto total obra civil**

Código	Medida	Descripción	Precio unitario (€)	Cantidad	Importe total (€)
01.01	m <sup>2</sup>	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos, hasta una profundidad mínima de 25 cm, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión, sin incluir transporte a vertedero autorizado.	1,76	9.105	16.024,8
01.02	Ud	Talado de árbol, de 30 a 60 cm de diámetro de tronco, con motosierra.	52,47	10	524,70
01.03	m <sup>3</sup>	Vaciado de más de 2 m de profundidad en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión	6,78	3010	20.407,8
01.04	m <sup>2</sup>	Estabilización de taludes mediante hormigón HM-D-450/F/20/IIa, proyectado por vía húmeda en dos capas de 10 cm de espesor total, con enrejado con alambre galvanizado de Ø 3,40 mm y malla hexagonal 8x10-16.	35,55	390	13.864,5
01.05	m <sup>3</sup>	Base de pavimento mediante relleno a cielo abierto con tierra de la propia excavación, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado.	8,54	3010	25.705,4
01.06	m <sup>3</sup>	Base de pavimento mediante relleno a cielo abierto con tierra de préstamo, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado.	11,19	1.506	16.852,14
01.07	m <sup>3</sup>	Transporte de tierras dentro de la obra, con carga mecánica sobre camión de 12 t.	0,94	4.516	4.254,04
01.08	m <sup>2</sup>	Pavimento de 4 cm de espesor, realizado con mezcla bituminosa continua en caliente AC22 surf D,	5,27	1.051	5.538,77

## "Presupuesto"

		para capa de rodadura, de composición densa.			
01.09	m <sup>2</sup>	Capa de acabado para pavimento de mezcla bituminosa, aplicada en dos manos, realizada con lechada bituminosa homogénea (slurry), color negro, formada por áridos y cargas minerales, ligados con emulsión asfáltica, con un rendimiento de 2 kg/m <sup>2</sup> cada mano, sin incluir la preparación del soporte.	6,50	1.051	6.831,5
				<b>Total</b>	<b>110.003,65</b> €

**Fotovoltaica**

02.01	Ud	Módulos Canadian Solar Inc. CS6X-310P MaxPower	
			Precio 277,30 €

Descompuesto 02.01	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Módulo solar fotovoltaico poli-cristalino CS6X-310P MaxPower, para colocación en terreno, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 310 W, tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,4 V, intensidad a máxima potencia (I <sub>mp</sub> ) 8,52 A, intensidad de cortocircuito (I <sub>sc</sub> ) 9,08 A, tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> ) 44,9 V, 72 células, con marco de aleación de aluminio anodizado, temperatura de trabajo - 40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x40 mm, peso 22 kg, con caja de conexiones. Fabricado por Canadian Solar Inc.	1	234,67	234,67
	Ud	Repercusión por unidad de accesorios de montaje implícito de modulo fotovoltaico en terreno por estructura de vigas cuadradas	2	2,57	5,14
	Ud	Repercusión por unidad de material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico en terreno por estructura de vigas cuadradas	2	3,24	6,48
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,419	15,49	6,49
	h	Ayudante instalador de captadores solares	0,419	14,51	6,08
	%	Medios auxiliares	2,000	258,86	5,18
	%	Costes indirectos	3,000	269,22	8,08
				Total	277,30 €

02.02	m <sup>2</sup>	Módulos Canadian Solar Inc. CS6X-315P-FG Diamond	
			Precio 323,78 €

## "Presupuesto"

Descompuesto 02.02	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Módulo solar fotovoltaico poli-cristalino CS6X-315P-FG Diamond, para colocación en cubierta, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 315 W, tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,6 V, intensidad a máxima potencia (I <sub>mp</sub> ) 8,61 A, intensidad de cortocircuito (I <sub>sc</sub> ) 9,18 A, tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> ) 45,1 V, 72 células, sin marco, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1968x992x5,8 mm (con protector de esquina 1972x996x8,5 mm), peso 27,5 kg, con caja de conexiones. Fabricado por Canadian Solar Inc.	1	252,01	252,01
	Ud	Repercusión por unidad de accesorios de montaje implícito de modulo fotovoltaico en cubierta Scheletter	2	13,72	27,44
	Ud	Repercusión por unidad de material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico en cubierta Scheletter	2	3,24	6,48
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,742	15,49	11,49
	h	Ayudante instalador de captadores solares	0,742	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	308,19	6,16
	%	Costes indirectos	3,000	314,35	9,43
				Total	323,78 €

02.03	Ud	Inversor SMA 5000TL-20			
				Precio	1620,30 €

Descompuesto 02.03	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 5000TL-20 trifásico para	1	1520,00	1520,00



		conexión a red, potencia máxima de entrada 5,1 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 5 kW, rango de voltaje de entrada de 245 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA			
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	30,85
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	47,19
				Total	1620,30 €

02.04	Ud	Inversor SMA 6000TL-20			
				Precio	1696,99 €

Descompuesto 02.04	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 6000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 6,125 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 6 kW, rango de voltaje de entrada de 295 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA	1	1593,00	1593,00
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	32,31
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	49,43
				Total	1696,99 €

02.05	Ud	Inversor SMA 8000TL-20			
				Precio	2348,36 €

## "Presupuesto"

Descompuesto 02.05	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 8000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 8,2 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 8 kW, rango de voltaje de entrada de 330 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA	1	2213,00	2213,00
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	44,71
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	68,40
				Total	2348,36 €

02.06	Ud	Inversor SMA 9000TL-20			
				Precio	2483,89 €

Descompuesto 02.06	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 9000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 9,225 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 9 kW, rango de voltaje de entrada de 370 a 800 Vcc, dimensiones 470x730x240 mm. Fabricado por SMA	1	2342,00	2342,00
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	47,29
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	72,35
				Total	2483,89 €

02.07	Ud	Inversor SMA 15000TL-10	
			Precio 3552,35 €

Descompuesto 02.07	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 15000TL-10 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 15,34 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 15 kW, rango de voltaje de entrada de 360 a 800 Vcc, dimensiones 665x600x265 mm. Fabricado por SMA	1	3359,00	3359,00
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	67,63
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	103,47
				Total	3552,35 €

02.08	Ud	Inversor SMA 20000TL-30	
			Precio 3815,95 €

Descompuesto 02.08	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 20000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 20,44 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, rango de voltaje de entrada de 320 a 800 Vcc, dimensiones 661x682x264 mm. Fabricado por SMA	1	3609,90	3609,90
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77

“Presupuesto”

	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	72,64
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	111,14
				Total	3815,95 €

02.09	Ud	Inversor SMA 25000TL-30			
				Precio	4184,18 €

Descompuesto 02.09	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Inversor Sunny Tripower 25000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 25,55 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 25 kW, rango de voltaje de entrada de 390 a 800 Vcc, dimensiones 661x682x264 mm. Fabricado por SMA	1	3960,40	3960,40
	h	Oficial 1ª electricista	0,628	15,49	11,49
	h	Ayudante electricista	0,628	14,51	10,77
	%	Medios auxiliares	2,000	1542,26	72,64
	%	Costes indirectos	3,000	1573,11	111,14
				Total	4184,18 €

02.10	m	Cable eléctrico para baja tensión “PRYSMIAN GROUP”			
				Precio	1,23 €

Descompuesto 02.10	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con	1	0,56	0,56

		conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión. Según DKE/VDE AK 411.2.3.			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,018	17,82	0,32
	h	Ayudante electricista.	0,018	16,10	0,29
	%	Medios auxiliares	2	1,17	0,02
	%	Costes indirectos	3	1,19	0,04
				Total	1,23 €

02.11	m	Cable eléctrico para baja tensión “PRYSMIAN GROUP”			
				Precio	1,48 €

Descompuesto 02.11	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado,	1,000	0,76	0,76

“Presupuesto”

		de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión. Según DKE/VDE AK 411.2.3.			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,019	17,82	0,34
	h	Ayudante electricista.	0,019	16,10	0,31
	%	Medios auxiliares	2,000	1,41	0,03
	%	Costes indirectos	3,000	1,44	0,04
				<b>Total</b>	<b>1,48 €</b>

02.12	m	Cable eléctrico para baja tensión “PRYSMIAN GROUP”			
				Precio	4,75 €

Descompuesto 02.12	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x16 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no	1,000	3,51	3,51

		propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,030	17,82	0,53
	h	Ayudante electricista.	0,030	16,10	0,48
	%	Medios auxiliares	2,000	4,52	0,09
	%	Costes indirectos	3,000	4,61	0,14
				Total	4,75 €

02.13	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"			
				Precio	11,10 €

Descompuesto 02.13	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x25 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a	1,000	9,35	9,35

## "Presupuesto"

		la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,036	17,82	0,64
	h	Ayudante electricista.	0,036	16,10	0,58
	%	Medios auxiliares	2,000	10,57	0,21
	%	Costes indirectos	3,000	10,78	0,32
				Total	11,10 €

02.14	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"			
				Precio	11,10 €

Descompuesto 02.14	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x35 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	14,32	14,32



	h	Oficial 1ª electricista.	0,037	17,82	0,66
	h	Ayudante electricista.	0,037	16,10	0,66
	%	Medios auxiliares	2,000	15,58	0,31
	%	Costes indirectos	3,000	15,89	0,48
				Total	16,37 €

02.15	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"			
				Precio	22,88 €

Descompuesto 02.15	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x50 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	20,45	20,45
	h	Oficial 1ª electricista.	0,039	17,82	0,69
	h	Ayudante electricista.	0,039	16,10	0,63
	%	Medios auxiliares	2,000	21,77	0,44

## "Presupuesto"

	%	Costes indirectos	3,000	22,21	0,67
				Total	22,88 €

02.16	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"			
				Precio	32,21 €

Descompuesto 02.16	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x70 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	29,27	29,27
	h	Oficial 1ª electricista.	0,041	17,82	0,73
	h	Ayudante electricista.	0,041	16,10	0,66
	%	Medios auxiliares	2,000	30,66	0,61
	%	Costes indirectos	3,000	31,27	0,94
				Total	32,21 €

02.17	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"	
			Precio 65,99 €

Descompuesto 02.17	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x150 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	61,21	61,21
	h	Oficial 1ª electricista.	0,047	17,82	0,84
	h	Ayudante electricista.	0,047	16,10	0,76
	%	Medios auxiliares	2,000	62,81	1,26
	%	Costes indirectos	3,000	64,07	1,92
				Total	65,99 €

02.18	m	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"	
			Precio 65,99 €

## "Presupuesto"

Descompuesto 02.18	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x185 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	73,81	73,81
	h	Oficial 1ª electricista.	0,049	17,82	0,87
	h	Ayudante electricista.	0,049	16,10	0,79
	%	Medios auxiliares	2,000	75,47	1,51
	%	Costes indirectos	3,000	76,98	2,31
				Total	79,29 €

02.19	Ud	Fusible cilíndrico			
				Precio	8,51 €

Descompuesto 02.19	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 10 A, poder de corte 100 kA, tamaño 8,5x31,5	1,000	0,65	0,65

		mm, modelo RT29-16/gG/10 "CHINT ELECTRICS", según UNE-EN 60269-1.			
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, modelo WS18-1/32 "CHINT ELECTRICS", según UNE-EN 60269-1.	1,000	4,40	4,40
	h	Oficial 1ª electricista.	0,197	15,49	3,05
	%	Medios auxiliares	2,000	8,10	0,16
	%	Costes indirectos	3,000	8,26	0,25
				Total	8,51 €

02.20	Ud	Interruptor-seccionador modular			
				Precio	8,51 €

Descompuesto 02.20	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor-seccionador, de 1 módulo, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, modelo NH4-1-32 "CHINT ELECTRICS", vida útil en vacío 8500 maniobras, vida útil en carga 1500 maniobras, de 18x86x75 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-3.	1,000	15,30	15,30
	h	Oficial 1ª electricista.	0,201	17,82	3,58
	%	Medios auxiliares	2,000	18,88	0,38
				Total	19,26 €

## "Presupuesto"

02.21	m	Canalización	
			Precio 8,51 €

Descompuesto 02.21	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 50x75 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537.	1,000	6,41	6,41
	h	Oficial 1ª electricista	0,057	17,82	1,02
	h	Ayudante electricista	0,057	16,10	0,92
	%	Medios auxiliares	2,000	8,35	0,17
				Total	8,52 €

02.22	m	Canalización	
			Precio 12,50 €

Descompuesto 02.22	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 60x150 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537.	1,000	10,31	10,31
	h	Oficial 1ª electricista	0,057	17,82	1,02
	h	Ayudante electricista	0,057	16,10	0,92
	%	Medios auxiliares	2,000	12,25	0,25
				Total	12,50 €

02.23	m	Canalización	
			Precio 14,61 €

Descompuesto 02.23	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 60x200 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537.	1,000	12,38	12,38
	h	Oficial 1ª electricista	0,057	17,82	1,02
	h	Ayudante electricista	0,057	16,10	0,92
	%	Medios auxiliares	2,000	14,32	0,29
				Total	14,61 €

02.24	m	Canalización			
				Precio	21,12 €

Descompuesto 02.24	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Bandeja perforada de PVC rígido, de 60x300 mm, para soporte y conducción de cables eléctricos, incluso p/p de accesorios. Según UNE-EN 61537.	1,000	18,77	18,77
	h	Oficial 1ª electricista	0,057	17,82	1,02
	h	Ayudante electricista	0,057	16,10	0,92
	%	Medios auxiliares	2,000	20,71	0,41
				Total	21,12 €

02.25	Ud	Caja general de protección.			
				Precio	232,53 €

Descompuesto 02.25	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 63 A, esquema 7, para	1,000	61,97	61,97

## "Presupuesto"

		protección de la línea general de alimentación, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, con grados de protección IP 43 según UNE 20324 e IK 08 según UNE-EN 50102.			
	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 160 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,000	5,44	16,32
	m	Tubo de PVC liso, serie B, de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,000	3,73	11,19
	Ud	Marco y puerta metálica con cerradura o candado, con grado de protección IK 10 según UNE-EN 50102, protegidos de la corrosión y normalizados por la empresa suministradora, para caja general de protección.	1,000	110,00	110,00
	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,000	1,48	1,48
	h	Oficial 1ª construcción	0,301	17,24	5,19
	h	Peón ordinario de construcción	0,301	15,92	4,79
	h	Oficial 1ª electricista	0,502	17,82	8,95
	h	Ayudante electricista	0,502	16,10	8,08
	%	Medios auxiliares	2,000	227,97	4,56
				Total	232,53 €

02.26	m	Caja de distribución, modular.			
				Precio	20,55 €

Descompuesto 02.26	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Caja de distribución de plástico, para empotrar, modular, sin puerta, con grados de protección	1,000	15,60	15,60



		IP 30 e IK 07, aislamiento clase II, tensión nominal 400 V, para 12 módulos, modelo Noark PXS 12 "CHINT ELECTRICS", de 250x224x70 mm, con carril DIN, terminales de neutro y de tierra, tirador de apertura, tapa frontal troquelada para apartamento modular y tapas cubremódulos, incluso material de montaje, según UNE-EN 60670-1			
	h	Oficial 1ª electricista	0,213	17,82	3,80
	%	Medios auxiliares	2,000	19,40	0,39
				Total	19,79 €

02.27	m <sup>2</sup>	Cubierta inclinada de placas.			
				Precio	12,16 €

Descompuesto 02.27	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m <sup>2</sup>	Placa asfáltica 10 ondas de perfil ondulado y color rojo, a base de fibras minerales y vegetales saturadas con una emulsión bituminosa a altas temperaturas, según UNE-EN 534.	1,200	4,29	5,15
	m	Pieza de cumbre, color rojo, para cubiertas de placas.	0,100	6,27	0,63
	m	Pieza de remate perimetral para cubiertas de placas	0,100	5,25	0,53
	Ud	Aireador de 86x47 cm, para cubiertas de placas	0,020	81,04	1,62
	Ud	Tornillo autotaladrante para fijación de placas	2,000	0,45	0,90
	h	Oficial 1ª construcción	0,091	17,82	1,62
	h	Peón ordinario de construcción	0,091	16,13	1,47
	%	Medios auxiliares	2,000	11,92	0,24
				Total	12,16 €

“Presupuesto”

02.28	Ud	Control de cargas	
			Precio 12,16 €

Descompuesto 02.28	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	CDP-(G) de CIRCUTOR, conexión mediante bus RS-485, para conectar hasta 100 inversores SMA en trifásica o monofásica.	1,000	1.325,63	1.325,63
	h	Oficial 1ª electricista	0,020	17,82	0,36
	h	Oficial 1ª telecomunicaciones	0,510	18,32	9,34
	%	Medios auxiliares	0,020	1.325,63	26,71
				Total	1.362,04 €

02.29	m	Cable de pares de cobre	
			Precio 12,16 €

Descompuesto 02.29	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Cable de 2 pares (2x2x0,51 mm), con conductor unifilar de cobre, aislamiento de polietileno y vaina exterior libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos de 4 mm de diámetro de color verde.	1,000	0,77	0,77
	Ud	Material auxiliar para instalación audiovisuales	0,050	1,20	0,06
	h	Oficial 1ª instalador de telecomunicaciones.	0,015	17,82	0,27
	h	Ayudante instalador de telecomunicaciones.	0,015	16,10	0,24
	%	Medios auxiliares	0,020	1,34	0,03
				Total	1,37 €

02.30	m	Canalización de protección de cableado	
			Precio 12,16 €

Descompuesto 02.30	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	m	Tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 16 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 1 julio, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP 545 según UNE 20324, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-2	1,000	0,26	0,26
	h	Oficial 1ª electricista	0,020	17,82	0,36
	h	Ayudante electricista	0,020	16,10	0,32
	%	Medios auxiliares	0,020	0,94	0,02
				Total	0,96 €

02.31	Ud	Interruptor diferencial modular			
				Precio	243,68 €

Descompuesto 02.31	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.	1,000	226,60	226,60
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	231,94	4,64
	%	Costes indirectos	0,030	236,58	7,10
				Total	243,68 €

## "Presupuesto"

02.32	Ud	Interruptor diferencial modular	
			Precio 250,24 €

Descompuesto 02.32	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.	1,000	232,85	232,85
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	238,19	4,76
	%	Costes indirectos	0,030	242,95	7,29
				Total	250,24 €

02.33	Ud	Interruptor diferencial modular	
			Precio 323,73 €

Descompuesto 02.33	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a	1,000	302,80	302,80

		carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	308,14	6,16
	%	Costes indirectos	0,030	314,30	9,43
				Total	323,73 €

02.34	Ud	Interruptor diferencial modular			
				Precio	323,73 €

Descompuesto 02.34	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS", de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.	1,000	341,54	341,54
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	346,88	6,94
	%	Costes indirectos	0,030	353,82	10,61
				Total	364,43 €

02.35	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, modular.			
				Precio	124,12 €

Descompuesto 02.35	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad	1,000	112,80	112,80

“Presupuesto”

		nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-25B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	118,14	2,36
	%	Costes indirectos	0,030	120,50	3,62
				Total	124,12 €

02.36	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, modular.			
				Precio	124,12 €

Descompuesto 02.36	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-40B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	1,000	145,30	145,30
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	150,64	3,01
	%	Costes indirectos	0,030	153,64	4,61
				Total	158,26 €

02.37	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, modular.			
				Precio	124,12 €

Descompuesto 02.37	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-63B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	1,000	255,50	255,50
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	260,84	5,22
	%	Costes indirectos	0,030	266,06	7,98
				Total	274,04 €

02.38	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, modular.			
				Precio	316,19 €

Descompuesto 02.38	Ud	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-80B "CHINT ELECTRICS", de 72x86x77 mm, grado de protección IP 20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	1,000	295,62	295,62
	h	Oficial 1ª electricista	0,345	15,49	5,34
	%	Medios auxiliares	0,020	300,96	6,02
	%	Costes indirectos	0,030	206,98	9,21
				Total	316,19 €

“Presupuesto”

02.39	m2	Soporte módulos del terreno		
		Conjunto de elementos de soporte de paneles fotovoltaicos en el terreno		
			Precio	22, 18 €

02.39 Descompuesto	m <sup>2</sup>	Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
	Ud	Tornillo helicoidal de suelo, de acero galvánico	0,313	4,62	1,45
	m	Perfil cuadrado de aluminio anodizado 60x60x4mm	1,438	2,40	3,45
	h	Oficial 1ª obra	0,110	14,98	1,65
	h	Ayudante obra	0,110	14,53	1,60
	%	Medios auxiliares	2,000	8,15	0,16
	%	Costes indirectos	3,000	8,31	0,25
				Total	8,56 €

02.40	m2	Soporte módulos de las cubiertas		
		Conjunto de elementos de soporte de paneles fotovoltaicos en las cubiertas		
			Precio	10,21 €



**Presupuesto total instalación fotovoltaica**

Código	Medida	Descripción	Precio unitario (€)	Cantidad	Importe total (€)
02.01	Ud	Módulo solar fotovoltaico polí-cristalino CS6X-310P MaxPower, para colocación en terreno, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 310 W y tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,4 V.	277,30	4.219	1.169,928,7
02.02	Ud	Módulo solar fotovoltaico polí-cristalino CS6X-315P-FG Diamond, para colocación en terreno, potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) 315 W, tensión a máxima potencia (V <sub>mp</sub> ) 36,6 V	323,78	672	217.580,16
02.03	Ud	Inversor Sunny Tripower 5000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 5,1 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 5 kW	1.620,30	4	6.481,2
02.04	Ud	Inversor Sunny Tripower 6000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 6,125 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 6 kW	1.696,99	2	3.393.98
02.05	Ud	Inversor Sunny Tripower 8000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 8,2 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 8 kW	2.348,36	2	4.969.72
02.06	Ud	Inversor Sunny Tripower 9000TL-20 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 9,225 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 9 kW.	2.483,89	2	4.067,78
02.07	Ud	Inversor Sunny Tripower 15000TL-10 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 15,34 kW, voltaje de	3.552,35	6	21.214,10

## "Presupuesto"

		entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 15 kW			
02.08	Ud	Inversor Sunny Tripower 20000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 20,44 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW	3.815,95	4	15.263,8
02.09	Ud	Inversor Sunny Tripower 25000TL-30 trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 25,55 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 25 kW	4.184,18	49	205.024,82
02.10	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro.	1,23	3.265	4015,95
02.11	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro.	1,48	120	177,6
02.12	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del	4,75	100	475

		tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x16 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.			
2.13	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x25 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.	11,10	710	7.881
02.14	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x35 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.	16,37	330	5.402,1
02.15	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con	22,88	545	12.426

## "Presupuesto"

		conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x50 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.			
02.16	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x70 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.	32,21	705	22.708,05
02.17	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x150 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.	65,99	250	16.497,5
02.18	m	Cable eléctrico multiconductor, Afumex Easy (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x185 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de	79,29	1.250	99.112,5

		tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde.			
02.19	Ud	Conjunto fusible "CHINT ELECTRICS", formado por fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 10 A, poder de corte 100 kA, tamaño 8,5x31,5 mm, modelo RT29-16/gG/10 y base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, modelo WS18-1/32.	8,51	294	2.501,94
02.20	Ud	Interruptor-seccionador, de 1 módulo, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, modelo NH4-1-32 "CHINT ELECTRICS".	19,26	294	5.662,44
02.21	m	Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 50x75 mm.	8,52	2.105	17.934,60
02.22	m	Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 60x150 mm.	12,50	350	4.375,00
02.23	m	Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 60x200 mm.	14,61	300	4.383,00
02.24	m	Canalización fija en superficie de bandeja perforada de PVC rígido, de 60x300 mm.	21,12	250	5.280,00
02.25	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 63 A, esquema 7.	232,53	1	232,53
02.26	Ud	Caja de distribución de plástico, de superficie, modular, sin puerta, con grados de protección IP 30 e IK 07, aislamiento clase II, tensión nominal 400 V, para 12	19,79	69	1.365,51

## "Presupuesto"

		módulos, modelo Noark PXS 12 "CHINT ELECTRICS".			
02.27	m <sup>2</sup>	Cubierta inclinada de placas asfálticas 10 ondas de perfil ondulado y color rojo, fijadas mecánicamente, con una pendiente mayor del 10%	12,16	69	839,04
02.28	Ud	Control Dinámico de Potencia CDP-(G) de CIRCUTOR destinado a aplicaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo	1362,04	1	1.362,04
02.29	m	Cable de 2 pares (2x2x0,51 mm), con vaina exterior libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos de 4 mm de diámetro.	1,37	750	1.027,50
02.30	m	Canalización empotrada, formada por tubo de PVC flexible, corrugado, de 16 mm de diámetro nominal, con IP 545.	0,96	750	720,00
02.31	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-25-300AC "CHINT ELECTRICS".	243,68	5	1.218,40
02.32	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-40-300AC "CHINT ELECTRICS".	250,24	4	1.000,96
02.33	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, modelo NL1-4-63-300AC "CHINT ELECTRICS".	323,73	11	3.561,03
02.34	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, sensibilidad 300	364,43	49	17.857,17

		mA, poder de corte 6 kA, clase AS, modelo NL1-4-80-300AS "CHINT ELECTRICS".			
02.35	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-25B "CHINT ELECTRICS".	124,12	5	620,40
02.36	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-40B "CHINT ELECTRICS".	158,26	4	633,04
02.37	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 63 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-63B "CHINT ELECTRICS".	274,04	11	3014,44
02.38	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, poder de corte 6 kA, curva B, modelo NB1-4-80B "CHINT ELECTRICS".	316,19	49	15.493.31
02.39	m <sup>2</sup>	Conjunto de elementos que constituyen la estructura para un m <sup>2</sup> de terreno, formado por viga de aluminio anodizado, elemento de sujeciones, y tornillos de cimentación, además de elementos anticorrosivos	8,56	8.438	72.229,28
02.40	m <sup>2</sup>	Unidad que incluye el montaje por la empresa fabricante de los soportes Scheletter, así como todos los accesorios	10,21	1344	13.722,24
				<b>Total</b>	<b>1.991.370.07 €</b>

"Presupuesto"

## Presupuesto seguridad y salud

### Presupuesto parcial de protecciones individuales

Código	Medida	Descripción	Precio unitario (€)	Cantidad	Importe total (€)
03.01	Ud	Casco de seguridad con arnés de adaptación, homologado	2,46	10	24,60
03.02	Ud	Casco de seguridad dieléctrico con pantalla para protección de descargas eléctricas. Certificado CE. s/ R.D. 773/97.	1,68	10	16,80
03.03	Ud	Gafas protectoras contra impactos, incoloras, homologadas	3,99	10	39,90
03.04	Ud	Protectores auditivos con arnés a la nuca.	4,20	10	42,00
03.05	Ud	Juego de tapones antiruido de silicona, ajustables.	1,54	10	15,40
03.06	Ud	Pantalla de seguridad para soldador, con fijación en cabeza, (amortizable en 5 usos). Certificado CE. s/ R.D. 773/97.	2,10	6	12,60
03.07	Ud	Mandil de cuero para soldador	4,53	6	27,18
03.08	Ud	Par de guantes para soldador	2,03	6	12,18
03.09	Ud	Cinturón portaherramientas.	6,72	10	67,20
03.10	Ud	Par de guantes de uso general, en lona y serraje.	1,64	20	32,60
03.11	Ud	Par de guantes de goma	1,85	20	37,00
03.12	Ud	Par de guantes aislantes para protección de contacto eléctrico en tensión hasta 5.000 V.. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.	9,72	6	58,32
03.13	Ud	Mono de trabajo de una pieza, de tejido ligero y flexible.	4,65	10	46,50
03.14	Ud	Par de botas de seguridad, con puntera metálica para refuerzo y plantillas de acero flexibles, para riesgos de perforación	10,77	10	107,70



03.15	Ud	Par de botas aislantes para electricista hasta 5.000 V. de tensión. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.	15,61	10	156,10
03.16	Ud	Peto reflectante de seguridad personal, color amarillo ó rojo.	4,24	12	50,88
03.17	Ud	Cinturón de seguridad de suspensión con 1 punto de amarre. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.	25,25	6	151,5
03.18	Ud	Cinturón de seguridad para la industria eléctrica, en cuero. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.	15,75	6	94,5
03.19	Ud	Dispositivo anti caídas recomendado para trabajos en pendiente, cierre y apertura de doble seguridad, deslizamiento y bloqueos automáticos, equipado con una cuerda de nylon de 20 m., mosquetón para amarre del cinturón y elementos metálicos de acero inoxidable, homologado CE, s/ R.D. 773/97.	168,21	6	1.009,26
03.20	Ud	Línea horizontal de seguridad para anclaje y desplazamiento de cinturones de seguridad con cuerda para dispositivo anticaída, D=14 mm., y anclaje autoblocante de fijación de mosquetones de los cinturones, l/desmontaje.	9,62	50	481,00
03.21	Ud	Arnés de seguridad con amarre dorsal, torsal lateral, fabricado con cintura ligera con cierre rectangular y riñonera de polietileno de forma ergonómica con cincha de nylon de 45 mm y elementos metálicos de acero inoxidable, incluso dispositivo anticaídas de cierre y apertura de doble seguridad, permitiendo seleccionar un deslizamiento manual o automático, bloqueo automático, equipado con cuerda de nylon D=16 mm. y 20 m. de longitud, mosquetón de amarre de 24 mm., y eslinga de sujeción doble, homologado CE; s/ R.D. 773/97.	52,92	6	317,52
				<b>Total</b>	<b>2.800,74</b>

"Presupuesto"

**Presupuesto parcial de protecciones colectivas**

Código	Medida	Descripción	Precio unitario (€)	Cantidad	Importe total (€)
03.22	Ud	Extintor de polvo seco BCE de 6 Kg (eficacia 55B) cargado, amortizable en tres usos totalmente instalado.	9,80	2	19,60
03.23	Ud	Extintor de nieve carbónica CO2, de eficacia 89B, con 5 kg. de agente extintor, modelo NC-5-P, con soporte y boquilla con difusor. Medida la unidad instalada. s/ R.D. 486/97.	32,57	2	65,14
03.24	Ud	Banderola de señalización reflectante, totalmente colocada.	1,05	100	105,00
03.25	Ud	Banderola de señalización quitamiedos, totalmente colocada.	0,81	100	81,00
03.26	Ud	Banda bicolor rojo-blanco para señalización, totalmente colocada.	0,59	100	59,00
03.27	Ud	Baliza intermitente impulso, totalmente colocada.	5,26	6	31,56
03.28	Ud	Señal de seguridad circular de diámetro 60 cm., totalmente colocada	4,54	2	9,08
03.29	Ud	Señal de seguridad de 60x60 cm., totalmente colocada.	4,27	2	8,54
03.30	Ud	Señal de seguridad triangular de 70 cm. de lado, totalmente colocada.	4,28	2	8,56
03.31	Ud	Señal de tráfico de plástico, colocada sobre bastidor metálico.	8,70	2	17,4
03.32	Ud	Botiquín de urgencia para obra, con contenidos mínimos obligatorios, colocada en oficina de obra, colocado	58,58	2	117,16
03.33	Ud	Placa señalización-información en PVC serigrafiado de 50x30 cm., fijada mecánicamente, amortizable en 3 usos, incluso colocación y desmontaje. s/ R.D. 485/97	5,83	3	17,49
				<b>Total</b>	<b>539,53</b>

**Presupuesto parcial de formación**

Código	Medida	Descripción	Precio unitario (€)	Cantidad	Importe total (€)
03.34	h	Horas lectivas de formación sobre Seguridad y Salud	10,38	20	207,60
				<b>Total</b>	<b>207,60</b>

**Presupuesto total de seguridad y salud**

Presupuesto parcial de protecciones individuales	2.800,74
Presupuesto parcial de protecciones colectivas	539,53
Presupuesto parcial de formación	207,60
<b>Total</b>	<b>3.547,87 €</b>

"Presupuesto"

**Presupuesto total**

Presupuesto total obra civil	110.003,65 €
Presupuesto total instalación fotovoltaica	1.991.370,07 €
Presupuesto total de seguridad y salud	3.547,87 €
Presupuesto Ejecución Material (PEM)	2.104.921,59 €
Gastos Generales (GG) - 15%	315.738,24 €
Beneficio Industrial (BI) - 10%	210.492,16 €
Total (PEM+GG+BI)	2.631.151,99 €
IGIC - 7%	184.180,64 €
<b>Presupuesto por contrata</b>	<b>2.815.332,63 €</b>



Escuela Superior de  
Ingeniería y Tecnología  
Sección de Ingeniería Industrial

# **Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica por balance neto en una instalación hotelera en el sur de Tenerife**

---

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

---

Autores:

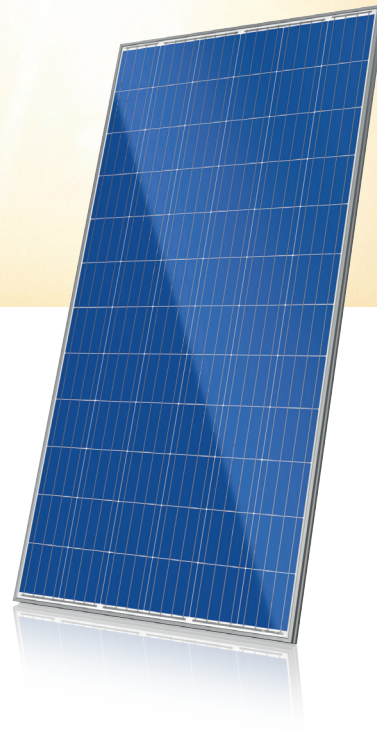
Pedro Padilla Méndez  
Francisco Rodríguez Santana

Manuales



## Manuales

Manuales.....	472
---------------	-----



# MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

## KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.68 %



Outstanding low irradiance performance: 96.0 %



Positive power tolerance of up to 5 W



High PTC rating of up to 91.97%



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



Salt mist, ammonia and blowing sand resistance, apply to seaside, farm and desert environments\*



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

## MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

## PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / MCS / CE / SII / CEC AU / INMETRO  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

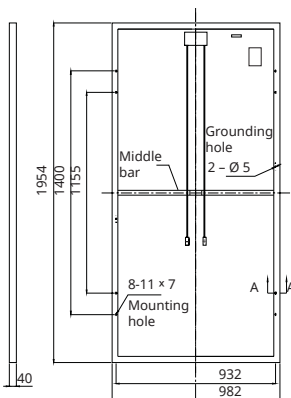
## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

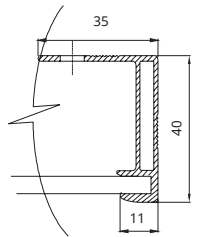


## ENGINEERING DRAWING (mm)

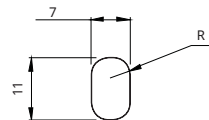
### Rear View



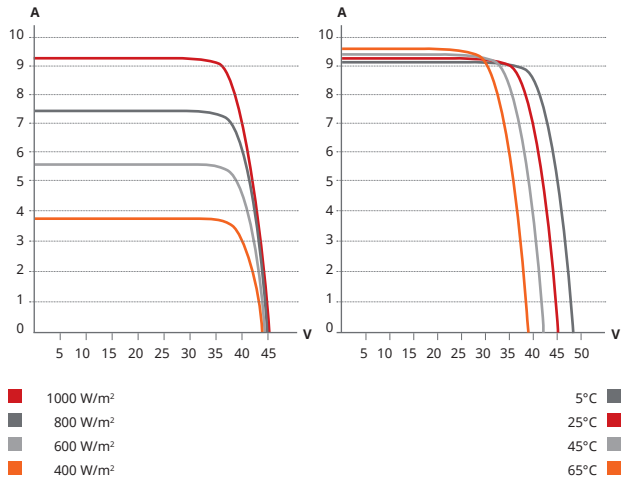
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS6X-320P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A
Module Efficiency	16.16 %	16.42 %	16.68 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA / NOCT\*

CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

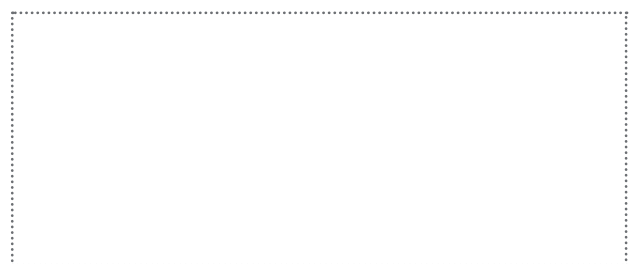
## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm (45.3 in)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	624 pieces (40' HQ)

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

## PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module







**DOUBLE-GLASS MODULE**

# DYMOND CS6X-315/320/325P-FG


Canadian Solar's Dymond CS6X-P-FG module is a 72 cell double-glass module. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.

**KEY FEATURES**


- 


**Anti-PID module**
- 

**Lower annual power degradation & more system power yield over lifetime**


  - First year annual degradation 2.5 %, each subsequent year 0.5 %
  - 85.5 % power output at year 25
  - 83 % power output at year 30
- 

**Better fire protecting performance**

  - Fire class A certified according to fire test IEC 61730-2 / MST 23
  - Certified for fire Type 3 / Type 13 according to UL 1703
- 

**Designed for high voltage systems of up to 1500 V<sub>DC</sub>, saving BoS costs**
- 

**Sea/waterside PV system installation**

  - Glass backside blocks moisture permeability
  - No module-level corrosion
- 

**5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load**

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2008 / Quality management system  
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS  
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
 UL 1703: CSA / Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

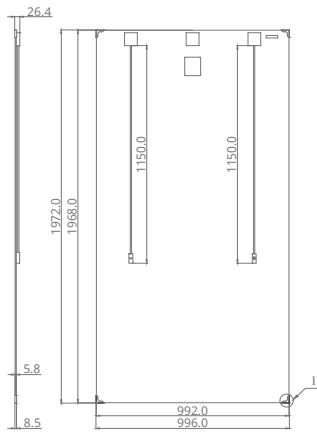
**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 13 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

**CANADIAN SOLAR INC.**

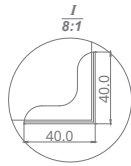
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)

### Rear View



### Corner Protector Detail



## ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.14 %	16.39 %	16.65 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA / NOCT\*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

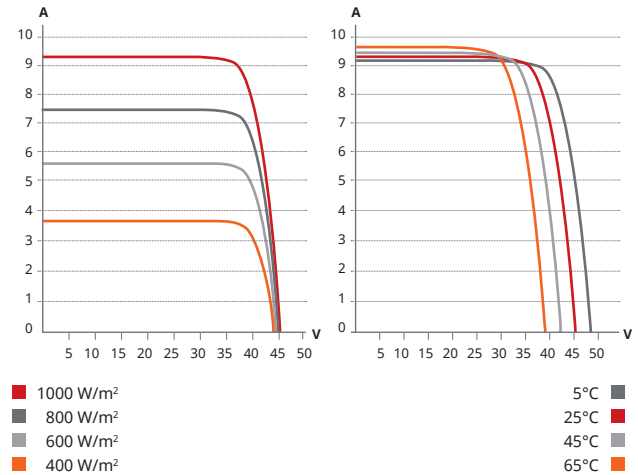
## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

## CS6X-320P-FG / I-V CURVES



## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1968×992×5.8mm (77.5×39.1×0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1972×996×8.5 mm (77.6×39.2×0.33 in) without J-Box
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front Cover	2.5 mm heat strengthened glass
Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000 V (UL)
Cable Length	1150 mm (45.3 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	Amphenol H4 UTX (IEC), Renhe 05-6 (UL)
Standard	30 pieces, 900 kg (1984.1 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	660 pieces (40' HQ)

\* The application of this short length cable can only be used in portrait installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

## PARTNER SECTION





**INSTALLATION MANUAL  
OF STANDARD SOLAR  
MODULES (IEC)**



1.0	GENERAL INFORMATION	4
1.1	INSTALLATION MANUAL DISCLAIMER	4
1.2	LIMITATION OF LIABILITY	4
2.0	SAFETY PRECAUTIONS	4
3.0	MECHANICAL / ELECTRICAL SPECIFICATIONS	5
4.0	UNPACKING AND STORAGE	6
5.0	MODULE INSTALLATION	6
5.1	MODULE WIRING	8
5.2	EQUIPMENT GROUNDING	8
6.0	MOUNTING INSTRUCTIONS	9
6.1	MOUNTING METHOD: BOLTING	10
7.0	MAINTENANCE	11
	AMENDED EDITIONS AND DATES	11

## 1.0 GENERAL INFORMATION

This general manual provides important safety information relating to the installation, maintenance and handling of CS-series solar modules. Professional installer must read these guidelines carefully and strictly follow these instructions.

Failure to follow these instructions may result in death, injury or property damage. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. The installers must inform end-users (consumers) the aforesaid information accordingly.

The word "module" or "PV module" used in this manual refers to one or more CS-series solar modules. Please retain this manual for future reference. We recommend checking [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com) regularly for the most updated version.

### 1.1 INSTALLATION MANUAL DISCLAIMER

The information contained in this manual is subject to change by Canadian Solar Inc. without prior notice. Canadian Solar Inc. gives no warranty of any kind whatsoever, either explicitly or implicitly, with respect to the information contained herein.

### 1.2 LIMITATION OF LIABILITY

Canadian Solar Inc. shall not be held responsible for damages of any kind, including – without limitation – bodily harm, injury or damage to property, in connection with handling PV modules, system installation, or compliance or non-compliance with the instructions set forth in this manual.

## 2.0 SAFETY PRECAUTIONS



### Warning

Before attempting to install, wire, operate and/or service the module and other electrical equipment, all instructions should be read and understood.

PV module interconnectors pass direct current (DC) when exposed to sunlight or other light sources.

Contact with electrically active parts of the module, such as terminals, can result in injury or death, irrespective of whether or not the module and the other electrical equipment have been connected.

### GENERAL SAFETY

- All installation work must comply with applicable regional and local regulations or other national or international electrical standards.



Protective clothing (non-slip gloves, clothes, etc.) must be worn during installation to prevent direct contact with 30 V DC or greater, and to protect your hands against sharp edges.



Prior to installation, remove all metallic jewelry to prevent accidental exposure to live circuits.



When installing or handling modules in light rain, morning dew or strong wind, appropriate safety measures should be taken to avoid damaging the modules or injuring people.



**Do not** allow children or unauthorized persons near the installation site or storage area of modules.

- Use electrically insulated tools to reduce the risk of electric shock.
- If the disconnects and OCPD's cannot be opened or the inverter cannot be powered down, cover the fronts of modules in the PV array with an opaque material to stop the production of electricity when installing or working on a module or wiring.
- **Do not** use or install broken modules.
- Contact with module surfaces or frames may cause electric shock if the front glass is broken or the backsheet is torn.
- The PV module does not contain any serviceable parts. Do not attempt to repair any part of the module.
- Keep the junction box cover closed at all times.
- **Do not** disassemble a module or remove any module part.

- **Do not** artificially concentrate sunlight on a module.
- **Do not** connect or disconnect modules when current from the modules or an external source is present.

### 3.0 MECHANICAL / ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Module electrical ratings are measured under Standard Test Conditions (STC) of 1000 W/m<sup>2</sup> irradiance, with an AM1.5 spectrum, and a cell temperature of 25°C. Detailed electrical and mechanical characteristics of Canadian Solar Inc. crystalline silicon PV modules can be found in our Installation manual Annex ( Section Annex C:

**Table 1: Low temperature correction factors for open-circuit voltage**

Lowest Expected Ambient Temperature (°C/°F)	Correction Factor
24 to 20 / 76 to 68	1.02
19 to 15 / 67 to 59	1.04
14 to 10 / 58 to 50	1.06
9 to 5 / 49 to 41	1.08
4 to 0 / 40 to 32	1.10
-1 to -5 / 31 to 23	1.12
-6 to -10 / 22 to 14	1.14
-11 to -15 / 13 to 5	1.16
-16 to -20 / 4 to -4	1.18
-21 to -25 / -5 to -13	1.20
-26 to -30 / -14 to -22	1.21
-31 to -35 / -23 to -31	1.23
-36 to -40 / -32 to -40	1.25

Alternatively, a more accurate correction factor for the open-circuit voltage can be calculated using the following formula:

$$C_{VOC} = 1 - \alpha_{VOC} \times (25 - T)$$

Module Specifications) on [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com). Main electrical characteristics under STC are also stated on each module label. The maximum system voltage for all module series is stated on datasheet.

Under certain conditions, a module may produce more current or voltage than under its Standard Test Condition's rated power. As a result, the module short-circuit current at under STC should be multiplied by 1.25, and a correction factor should be applied to the open-circuit voltage (see Table 1 below), when determining component ratings and capacities. Depending on your local regulations, an additional 1.25 multiplier for the short-circuit current (giving a total multiplier of 1.56) may be applicable when sizing conductors and fuses.

T is the lowest expected ambient temperature at the system installation site

$\alpha_{VOC}$  (%/°C) is the temperature coefficient of the selected module (refer to corresponding datasheet)

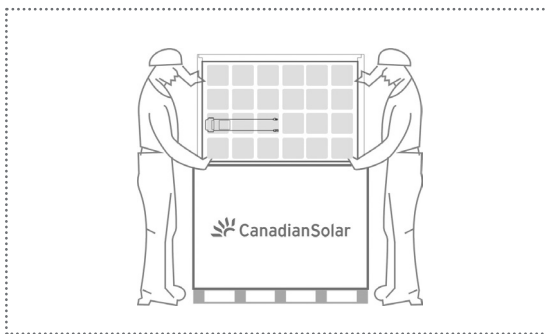


## 4.0 UNPACKING AND STORAGE

### NOTICE

#### PRECAUTIONS AND GENERAL SAFETY

- If modules are stored in an uncontrolled environment for less than 3 months, extra precautions should be taken to prevent moisture exposure to connectors or sunlight exposure to modules.
- Unpack module pallets carefully, following the steps shown on the pallet. Unpack, transport and store the modules with care.
- Modules must always be unpacked by two people. Always use both hands when handling modules.



- **Do not** stand, step, walk and/or jump on modules.



- **Do not** carry modules on your head.
- **Do not** drop or place objects (such as tools) on the modules.
- **Do not** lift modules by their wires or junction box, lift them by the frame.

- Stacks of modules should contain no more than 12 modules, and the frames should be aligned.
- **Do not** place excessive loads on the module or twist the module frame.
- **Do not** use sharp instruments on the modules. Particular care should be taken to avoid module backsheets being damaged by sharp objects, as scratches may directly affect product safety.
- **Do not** leave modules unsupported or unsecured.
- **Do not** change the wiring of bypass diodes.
- Keep all electrical contacts clean and dry.

#### PRODUCT IDENTIFICATION

- Each module is equipped with two identical barcodes (one inside the laminate under the front glass, the second on the rear side of the module) that act as a unique identifier. Each module has a unique serial number containing 13 (pre March 2013) or 14 (post March 2013) digits.
- A nameplate is also affixed to the rear of each module. This nameplate specifies the model type, as well as the main electrical and safety characteristics of the module.

## 5.0 MODULE INSTALLATION



#### PRECAUTIONS MEASURES AND GENERAL SAFETY

- Prior to installing modules please obtain information about any requirements and necessary approvals for the site, installation and inspection from the relevant authorities.
- Check applicable building codes to ensure that the construction or structure (roof, facade, support, etc.) can bear the module system load.

- CS-series solar modules have been qualified for Application Class A (equivalent to Safety Class II requirements). Modules rated under this class should be used in systems operating at voltage above 50 V or power above 240 W, where general contact access is anticipated.
- When installing modules, please ensure the supporting roof has a fire resistant roof covering rated for the application. Canadian Solar Inc. modules are listed as Class C under the UL790 standard.
- The fire rating for this module is only valid when the product is installed as specified in the mechanical mounting instructions.

**Please note**

**DO NOT STAND OR STEP** on the modules under any circumstances.

Localized heavy loads may cause severe micro-cracks at cell level, which in turn may compromise module reliability. Failure to comply with the above caution will void Canadian Solar Inc.'s warranty.

#### ENVIRONMENTAL CONDITIONS

- The module is intended for use in general open-air climates, as defined in IEC 60721-2-1: Classification of environmental conditions Part-2-1: Environmental conditions appearing in nature - Temperature and humidity.
- Please consult the Canadian Solar Inc. technical support department for more information on the use of modules in special climates.



**Do not** install modules near naked flames or flammable materials.



**Do not** immerse modules in water or constantly expose modules to water (either fresh or salt) (i.e. from fountains, sea spray).

- Exposing modules to salt (i.e. marine environments) or sulfur (i.e. sulfur sources, volcanoes) incurs the risk of module corrosion.
- Failure to comply with these instructions will void Canadian Solar Inc warranty.

#### INSTALLATION REQUIREMENTS

- Ensure that the module meets the general technical system requirements.
- Ensure that other system components do not damage the module mechanically or electrically.
- Modules can be wired in series to increase voltage or in parallel to increase current. To connect modules in series, connect the cables from the positive terminal of one module to the negative terminal of the next module. To connect in parallel, connect the cables from the positive terminal of one module to the positive terminal on the next module.
- The quantity of bypass diodes in the module's junction box may vary depending on the model series.
- Only connect the quantity of modules that corresponds to the voltage specifications of the inverters used in the system. Modules must not be connected together to create a voltage higher than the maximum permitted system voltage, even under the worst local temperature conditions (see Table 1 for the correction coefficients that apply to open-circuit voltage).
- A maximum of two strings can be connected in parallel without the need to incorporate an over-current protection device (fuses, etc.) in series within each string. Three or more strings can be connected in parallel if an appropriate, certified over-current protection device is installed in series within each string.
- Only modules with similar electrical outputs should be connected in the same string to avoid or minimize mismatch effects in arrays.
- To minimize risk in the event of an indirect lightning strike, avoid forming loops when designing the system.
- The recommended maximum series fuse rating is stated in a table in the Annex.
- Modules should be safely fixed to bear all expected loads, including wind and snow loads. A minimum clearance of 6.5 mm (0.25 in) between modules is required to allow for thermal expansion of the frames.

- The small drainage holes on the underside of the module must not be blocked.

### OPTIMUM ORIENTATION AND TILT

- To maximize your annual yield, find out the optimum orientation and tilt for PV modules in your region. The highest yields are achieved when sunlight shines perpendicularly onto the PV modules.

### AVOID SHADING

- Even minor partial shading (e.g. from dirt deposits) reduces yields. A module can be considered to be unshaded if its entire surface is free from shading all year round. Sunlight should be able to reach the module even on the shortest day of the year.

### RELIABLE VENTILATION

- Sufficient clearance (at least 10 cm (3.94 in)) between the module frame and the mounting surface is required to allow cooling air to circulate around the back of the module. This also enables condensation or moisture to dissipate.

## 5.1 MODULE WIRING

### CORRECT WIRING SCHEME

- Ensure that the wiring is correct before starting up the system. If the measured open circuit voltage (Voc) and short-circuit current (Isc) differ substantially from the specifications, this indicates that there is a wiring fault.

### CORRECT CONNECTION OF PLUG CONNECTORS

- Make sure that connections are safe and tight. Plug connector should not be subjected to stress from the exterior. Connectors should only be used to connect the circuit. They should never be used to turn the circuit on and off.

### USE OF SUITABLE MATERIALS

- Only use dedicated solar cable and suitable plugs

(wiring should be sheathed in a sunlight-resistant conduit or, if exposed, should be sunlight-resistant itself) that meet local fire, building and electrical regulations. Please ensure that all wiring is in perfect electrical and mechanical condition.

- Installers may only use single conductor, 2.5-10 mm<sup>2</sup> (8-14 AWG), 90°C wet rated solar cable, with proper insulation that is able to withstand the maximum possible system open-circuit voltage (i.e. TUV 2PFG1169 approved). Only copper conductor material should be used. Select a suitable conductor gauge to minimize voltage drop.

### CABLE PROTECTION

- Secure the cables to the mounting system using UV-resistant cable ties. Protect exposed cables from damage by taking appropriate precautions (e.g. placing them inside a plastic conduit). Avoid exposure to direct sunlight.
- A minimum bending radius of 60 mm (2.36 in) is required when securing the junction box cables to the racking system.

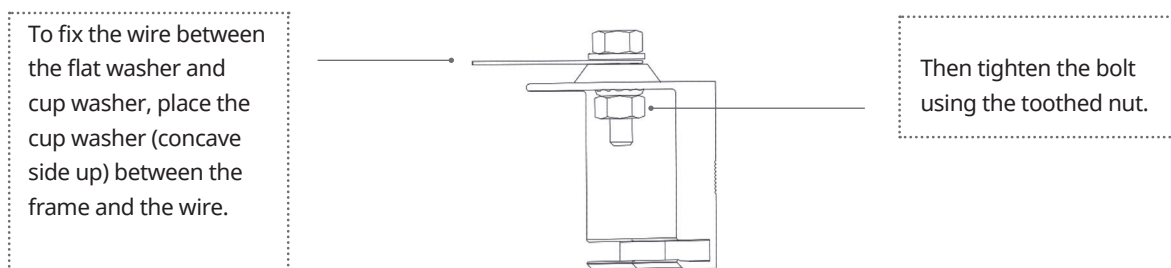
## 5.2 GROUNDING

- Although the modules are certified to Safety Class II, we recommend that they be grounded and that module installation should comply with all local electrical codes and regulations.
- Grounding connections should be installed by a qualified electrician.
- Connect module frames together using adequate grounding cables: Canadian Solar recommends using 4-14mm<sup>2</sup> (AWG 6-12) copper wire. Holes provided for this purpose are identified with a green label. All conductive connection junctions must be firmly fixed.
- All bolts, nuts, flat washers, lock washers and other relevant hardware should be made of stainless steel, unless otherwise specified.
- Canadian Solar Inc. does not provide grounding hardware.

- One grounding method is recommended for Canadian Solar Inc. standard modules with 5 mm (0.20 in) grounding holes, as described below. For alternative grounding methods, please refer to our Installation Manual Annex (Section Annex B: Alternative Grounding Methods) on the website ([www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com)). It is not possible to use standard grounding methods for certain module ranges. Please refer to Annex B for more details.
- Place the wire between the flat washer and the cup washer. Ensure that the cup washer is positioned between the frame and the wire with the concave side up to prevent galvanic corrosion. Tighten the bolt securely using the SS toothed nut. A wrench may be used to do this. The tightening torque is 1 Nm (0.8 ft-lbs).

**GROUNDING METHOD:  
BOLT + TOOTHED NUT + CUP WASHER.**

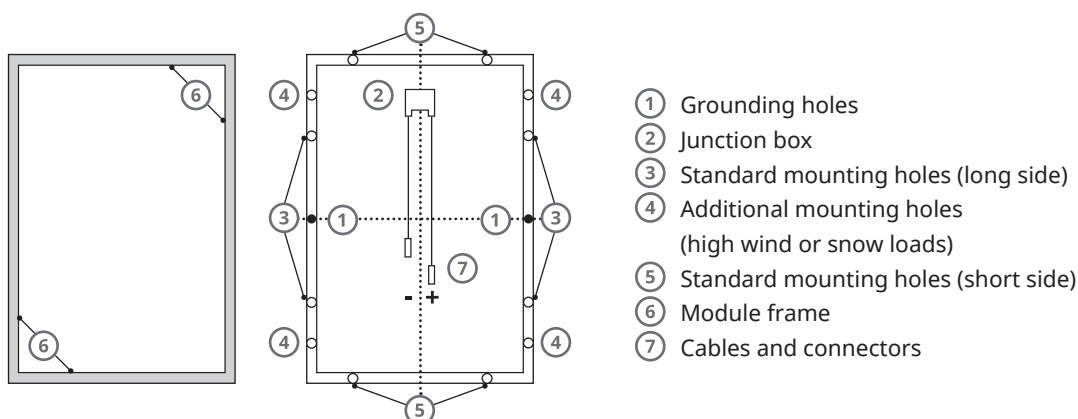
- A grounding kit containing an M5 SS cap bolt, an M5 SS flat washer, an M5 SS cup washer, and an M5 SS nut (with teeth) is used to attach copper grounding wire to a pre-drilled grounding hole on the frame (see image below).



**6.0  
MOUNTING INSTRUCTIONS**

**STANDARD MODULES**

- For a clear understanding of our modules, please refer to the illustration of a standard module shown below:



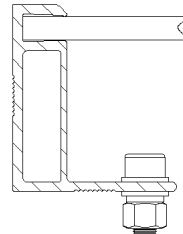
- The mounting design must be certified by a registered professional engineer. The mounting design and procedures must comply with local codes and requirements from all relevant authorities.
- Canadian Solar Inc. does not provide mounting hardware.
- Standard modules can be mounted onto a support structure using one of several approved methods. One such method is described below. For details of other mounting methods and the methods recommended by Canadian Solar Inc. for special module ranges, please refer to our Installation Manual Annex (Section Annex A: Alternative Mounting Methods) on our website ([www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com)). For information about other installation hardware, please contact your local representative. Failure to use a recognized installation method will void the Canadian Solar Inc. warranty.
- Use appropriate corrosion-proof fastening materials. All mounting hardware (bolts, spring washers, flat washers, nuts) should be stainless steel.
- Use a torque wrench for installation.
- **Do not** drill additional holes or modify the module frame. Doing so will void the warranty.
- Standard modules can be installed in either landscape or portrait orientations. Refer to the detailed instructions for further guidance. Please note that in areas with heavy snowfall (> 2400 Pa) further countermeasures such as the use of additional support bars should be considered to avoid snow loads damaging the lowest row of modules.
- In cases where an additional support bar is recommended to improve both mechanical stability and long-term module performance, Canadian Solar recommends selecting sufficiently resistant material. Canadian Solar Inc. recommends bars with a minimum thickness of 50 mm (1.97 in). The support bar centerline should be positioned within 100 mm (3.94 in) of the side frame centerline (slight shifts may be necessary to access module grounding holes).

## 6.1

### MOUNTING METHOD: BOLTING

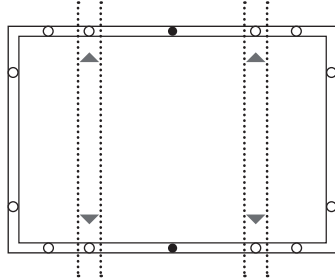
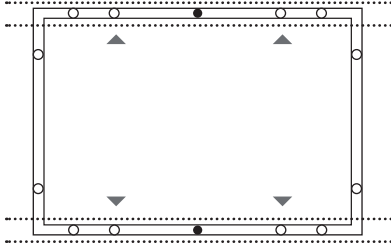
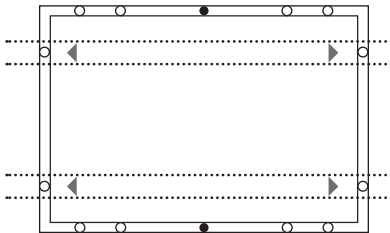
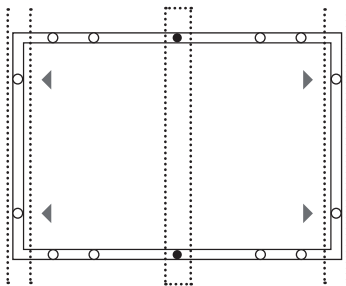
- This mounting method has been developed by Canadian Solar Inc. This method involving bolting on the short frame side has been certified by VDE, and the method of bolting on long frame side has been certified by both VDE and TUV Rheinland.
- Modules should be bolted to support structures through the mounting holes in the rear frame flanges only.
- Each module must be securely fastened at a minimum of 4 points on two opposite sides, using the innermost mounting holes. M6 size bolt and nut shall be used for bolting method. Tightening torques should be within 4 ~ 6 Nm (3.0-4.4 ft-lbs) for M6x1 coarse thread bolts, depending on bolt class. In areas with heavy wind loads, additional mounting points should be used. The system designer and the installer are responsible for calculating the loads and ensuring that the support structure meets the requirements.

#### Mounting method: Bolting



- Modules should be bolted at the following hole locations depending on the configuration and load:

**Table 2: Approved bolting methods**

	Uplift load ≤ 2400 Pa Downforce load ≤ 2400 Pa	Uplift load ≤ 2400 Pa 2400 Pa ≤ Downforce load ≤ 5400 Pa
<b>Bolting on long side frame</b>	 <p>Use 4 standard mounting holes (long side) Mounting rails shall run perpendicularly or parallel to the long side frame</p>	
<b>Bolting on short side frame except for CS6X series</b>	 <p>Use 4 standard mounting holes (short side) Mounting rails shall run parallel or perpendicularly to the short side frame</p>	 <p>Use 4 standard mounting holes (short side). An additional support bar should be placed below the module. Mounting rails should run parallel to the short side frame</p>

## 7.0 MAINTENANCE

- Do not make modifications to the PV components (diode, junction box, plug connectors).
- Regular maintenance is required to keep modules clear of snow, bird droppings, seeds, pollen, leaves, branches, dirt spots, and dust.
- Modules with sufficient tilt (at least 15°), generally do not require cleaning (rain will have a self-cleaning effect). If the module has become soiled, it shall be washed with water and a non-abrasive cleaning implement (sponge) during the cool part of the day. Do not scrape or rub dry dirt away, as this may cause micro scratches.
- Snow should be removed using a soft brush.
- The system shall be periodically inspected to verify the integrity of all wiring and supports.
- To protect against electric shock or injury, electrical or mechanical inspections and maintenance should be performed by qualified personnel only and on a regular basis.

- Please refer to our Installation Manual Annex (Section Annex D: Module Cleaning Guide) for more information on module cleaning.

## AMENDED EDITIONS AND DATES

- The first edition Rev 1.1 was released in Jan, 2009.
- Rev 2.1 was amended and released in Jan, 2011.
- Rev 2.2 was amended and released in Apr, 2012.
- Rev 2.3 was amended and released in Sep, 2012.
- Rev 2.4 was amended and released in May, 2013.
- Rev 3.1 was amended and released in Apr, 2014.
- Rev 3.2 was amended and released in Dec, 2014.

**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario, Canada N1K 1E6

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



#### Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

#### Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

#### Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

#### Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

## SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL

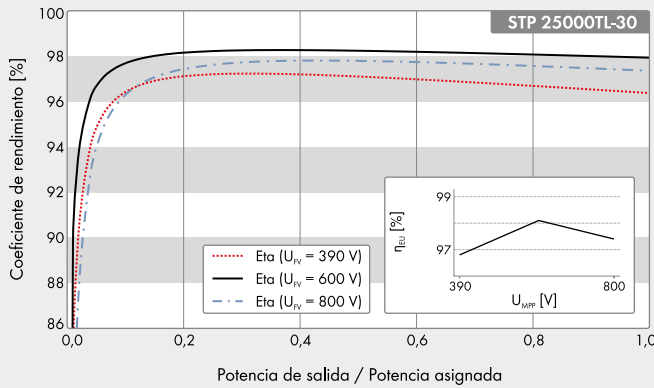
El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower 20000TL/25000TL es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.



## Curva de rendimiento



## Accesorios



Interfaz RS485  
DM-485CB-10



Power Control Module  
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión  
de CC tipo II, entradas A y B  
DCSPD KIT3-10



Relé multifunción  
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible  
Datos en condiciones nominales  
Actualizado: enero de 2016

### Datos técnicos

#### Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$ )/potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

#### Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA
Rango de tensión de CA
Frecuencia de red de CA/rango
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable
THD
Fases de inyección/conexión

#### Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

#### Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

#### Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisión sonora, típica
Autoconsumo nocturno
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

#### Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20/25 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

\* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

### Sunny Tripower 20000TL

20440 W/20440 W
1000 V
320 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/33 A
2/A:3; B:3

### Sunny Tripower 25000TL

25550 W/25550 W
1000 V
390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/33 A
2/A:3; B:3

20000 W  
20000 VA

25000 W  
25000 VA

3 / N / PE; 220 V / 380 V  
3 / N / PE; 230 V / 400 V  
3 / N / PE; 240 V / 415 V

180 V a 280 V

50 Hz/44 Hz a 55 Hz  
60 Hz/54 Hz a 65 Hz

50 Hz/230 V

29 A/29 A

36,2 A/36,2 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo

≤ 3%

3/3

98,4%/98,0%

98,3%/98,1%

●

● / ●

○

● / ● / –

●

I / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)

61 kg (134,48 lb)

–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)

51 dB(A)

1 W

Sin transformador/OptiCool

IP65

4K4H

100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte

○

○ / ●

● / ●

○ / ○

● / ● / ●

● / ●

● / ○ / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438\*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

Modelo comercial

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

# SUNNY TRIPOWER

## 5000TL – 12000TL



STP 5000TL-20 / STP 6000TL-20 / STP 7000TL-20 / STP 8000TL-20 / STP 9000TL-20 / STP 10000TL-20 / STP 12000TL-20



**NOVEDAD:** Está disponible en las variantes de 10 kVA y 12 kVA

### Rentable

- Rendimiento máximo del 98,3 %
- Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak
- Gestión activa de la temperatura gracias al sistema de refrigeración OptiCool

### Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Inyección de potencia reactiva
- Diseño de plantas adaptada a cada módulo con Optiflex

### Comunicación

- SMA Webconnect
- Comunicación con Sunny Portal
- Comunicación *Bluetooth*<sup>®</sup>
- Fácil configuración por países
- Relé multifunción de serie

### Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Sencillo montaje mural

## SUNNY TRIPOWER

### 5000TL – 12000TL

El trifásico: no solo para el hogar

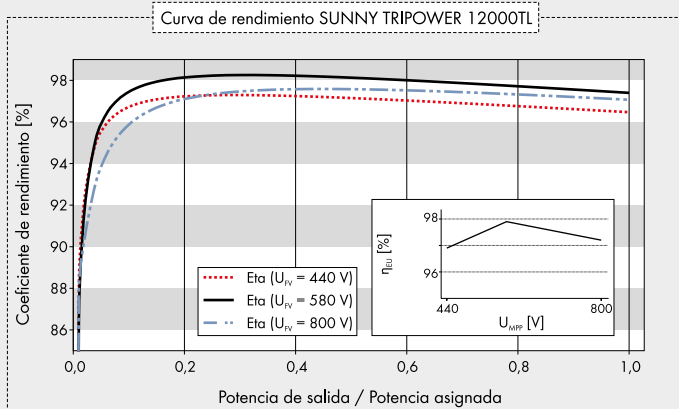
Resulta ideal para diseñar desde la clásica planta en un tejado de una vivienda hasta plantas con rangos de potencia mayores. La gama de productos Sunny Tripower cubre una gran variedad de aplicaciones gracias a la ampliación de la cartera de productos con las nuevas versiones de 10 kVA y 12 kVA. Los usuarios se benefician de múltiples funciones probadas: su alta flexibilidad gracias a la acreditada tecnología Optiflex y al multistring asimétrico, combinada con un rendimiento máximo y OptiTrac Global Peak, garantiza máximas ganancias. Además de la comunicación a través de *Bluetooth*, también es posible la conexión directa a Sunny Portal mediante SMA Webconnect de serie. De manera estándar también dispone de funciones integradas para gestionar la red y de inyección de potencia reactiva, y puede utilizarse con un diferencial de 30 mA. En suma, cuando se trata del diseño de plantas en las clases de potencia de 5 a 12 kW, el Sunny Tripower es la solución ideal tanto para su aplicación en el hogar como para plantas de mayor tamaño sobre el tejado así como para la construcción de pequeños parques fotovoltaicos.

# SUNNY TRIPOWER

## 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL / 10000TL / 12000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$ )	5 100 W	6 125 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	245 V - 800 V / 580 V	295 V - 800 V / 580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Número de entradas de MPP independientes / strings por entrada de MPP	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	5 000 W	6 000 W
Potencia máx. aparente de CA	5 000 VA	6 000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	7,3 A	8,7 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
<b>Rendimiento</b>		
Rendimiento máx. / europeo	98 % / 97,1 %	98 % / 97,4 %
<b>Dispositivos de protección</b>		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual integrada	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)
Peso	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Emisión sonora, típica	40 dB(A)	40 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología / principio de refrigeración	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
<b>Equipamiento</b>		
Conexión de CC / CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaces: RS485, Bluetooth, Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Relé multifunción / Power Control Module	● / ○	● / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, CE, CEI 0-21 <sup>3</sup> , C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA <sup>2</sup> , IEC 61727/PEA <sup>2</sup> , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014	
Modelo comercial	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL
7 175 W	8 200 W	9 225 W
1 000 V	1 000 V	1 000 V
290 V - 800 V / 580 V	330 V - 800 V / 580 V	370 V - 800 V / 580 V
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
7 000 W	8 000 W	9 000 W
7 000 VA	8 000 VA	9 000 VA
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V
50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
10,2 A	11,6 A	13,1 A
1	1	1
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
3 / 3	3 / 3	3 / 3
98 % / 97,5 %	98 % / 97,6 %	98 % / 97,6 %
I / III	I / III	I / III
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)
37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)
1 W	1 W	1 W
Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool
IP65	IP65	IP65
4K4H	4K4H	4K4H
100 %	100 %	100 %
SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Gráfico	Gráfico	Gráfico
AS 4777, CE, CEI 0-21 <sup>3</sup> , C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA <sup>2</sup> , IEC 61727/PEA <sup>2</sup> , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014		
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20



## Accesorios



Power Control Module  
PWCBRD-10



Interfaz RS485  
485BRD-10

<sup>1</sup>No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

<sup>2</sup>Solo para STP 9000TL-20

<sup>3</sup>Solo con protección de la planta y de la red externas

<sup>4</sup>AS 4777, SI4777 disponible desde el 01/09/2014

<sup>5</sup>Disponible a partir de octubre 2014

● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible

Datos provisionales: estado de agosto de 2014

Datos en condiciones nominales

Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL <sup>5</sup>	
10 250 W	12 275 W	
1 000 V	1 000 V	
370 V – 800 V / 580 V	440 V – 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
10 000 W	12 000 W	
10 000 VA	12 000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V – 280 V	160 V – 280 V	
50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
14,5 A	17,4 A	
1	1	
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	
3 / 3	3 / 3	
98 % / 97,6 %	98,3 % / 97,9 %	
● ● / ● ● / ● / – ● I / III	● ● / ● ● / ● / – ● I / III	
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	
37 kg (81,6 lb)	38 kg (84 lb)	
-25°C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25°C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	
Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	
IP65	IP65	
4K4H	4K4H	
100 %	100 %	
SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	
Gráfico ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○	Gráfico ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777 <sup>4</sup> , CE, CEI 0-21 <sup>3</sup> , C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA <sup>2</sup> , IEC 61727/PEA <sup>2</sup> , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777 <sup>4</sup> , UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014		
STP 10000TL-20	STP 12000TL-20	

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

Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas





[www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com)  
Actualizado: Agosto de 2014

STP12000TUBES1433 - SMA y Sunny Tripower son marcas registradas de SMA Solar Technology AG. Bluecoff® es una marca registrada de Bluecoff S.p.A. SUNCLIX es una marca comercial registrada de PHOENIX CONTACT GmbH & Co. Impreso en papel FSC. No reservamos el derecho de editar, cambiar, productos y servicios, incluyendo los modelos, por requisitos específicos de cada país, así como modificaciones en los datos técnicos. SMA no asume ninguna responsabilidad por errores o falta de impresión. Para obtener información actualizada consulte la página web [www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com).

# SUNNY TRIPOWER 15000TL

STP 15000TL-10



**NUEVO:** Con innovadoras funciones de gestión de red

## Rentable

- Rendimiento máximo del 98,2%
- Mejor rendimiento de adaptación con la regulación del MPP OptiTrac Global Peak de SMA

## Seguro

- Triple protección gracias a Optiprotect: fusible de string electrónico, detección de fallos de string autodidacta, descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

## Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de instalaciones perfecto gracias a Optiflex

## Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

## SUNNY TRIPOWER 15000TL

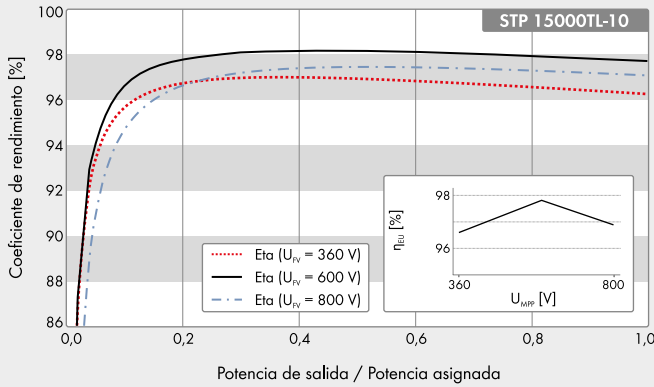
El trifásico que facilita la planificación del sistema

El Sunny Tripower 15000TL convence con sus nuevas características con visión de futuro: la integración de funciones de gestión de la red como, por ejemplo, el Integrated Plant Control permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor. De esta forma es posible prescindir de unidades de control de orden superior y se reducen los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las innovaciones que ofrece.

La tecnología Optiflex y el sistema de seguridad Optiprotect continúan siendo estándares garantizados: con las dos entradas del MPP en combinación con un rango amplio de tensión de entrada, Optiflex flexibiliza el diseño en gran medida y para prácticamente todas las configuraciones de módulos. El sistema de seguridad Optiprotect, con la detección de fallos autodidacta, el fusible de string electrónico y el descargador de sobretensión de CC del tipo II integrable, permite la mayor disponibilidad.



## Curva de rendimiento



## Accesorios



Interfaz RS485  
DM-485CB-10



Power Control Module  
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión  
de CC tipo II, entrada A y B  
DC\_SPD\_KIT\_2-10



Interfaz de Speedwire/Web-  
connect SWDM-10



Relé multifunción  
MFR01-10

● De serie ○ Opcional — No disponible  
Datos en condiciones nominales  
Actualizado: enero de 2016

### Datos técnicos

#### Entrada (CC)

Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi = 1$ )/potencia asignada de CC	15340 W/15340 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	360 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./tensión de entrada de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	33 A/11 A
Corriente máx. de entrada por string, entradas A <sup>1</sup> /B <sup>1</sup>	40 A/12,5 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B	50 A/17 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:5; B:1

#### Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Rango de tensión de CA	160 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia/tensión asignadas de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	24 A/24 A
Factor de potencia con potencia asignada/ Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3 %
Fases de inyección/conexión	3/3

#### Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

98,2%/97,8 %

#### Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo III/DPS tipo II	● / ○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal/monitorización de la corriente de string electrónica	● / ●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II

#### Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)	665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)
Peso	59 kg (130,07 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisiones de ruido típicas	51 dB(A)
Autoalimentación nocturna	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %

#### Equipamiento/función

Conexión de CC/CA	SUNCLIX/borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfica
Interfaz: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	○ / ○
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24-7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20/25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	

<sup>1</sup> Para tener en cuenta en caso de cortocircuito del fusible de string electrónico  
<sup>2</sup> No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Modelo comercial

### Sunny Tripower 15000TL

Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi = 1$ )/potencia asignada de CC	15340 W/15340 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	360 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./tensión de entrada de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	33 A/11 A
Corriente máx. de entrada por string, entradas A <sup>1</sup> /B <sup>1</sup>	40 A/12,5 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B	50 A/17 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:5; B:1
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Rango de tensión de CA	160 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia/tensión asignadas de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	24 A/24 A
Factor de potencia con potencia asignada/ Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3 %
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento máx./europeo	98,2%/97,8 %
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo III/DPS tipo II	● / ○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal/monitorización de la corriente de string electrónica	● / ●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)
Peso	59 kg (130,07 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisiones de ruido típicas	51 dB(A)
Autoalimentación nocturna	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfica
Interfaz: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	○ / ○
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24-7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20/25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	
Modelo comercial	STP 15000TL-10

AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438<sup>2</sup>, G59/3, IEC 60068-2, IEC 61727, MEA 2013, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014



**conectavol**<sup>®</sup>  
Fabricamos soluciones de montaje

Sistema de fijación para suelo que evita el hormigonado siempre manteniendo la resistencia que demandan las normativas.

## Sistema de anclaje **CONCRETE LESS**

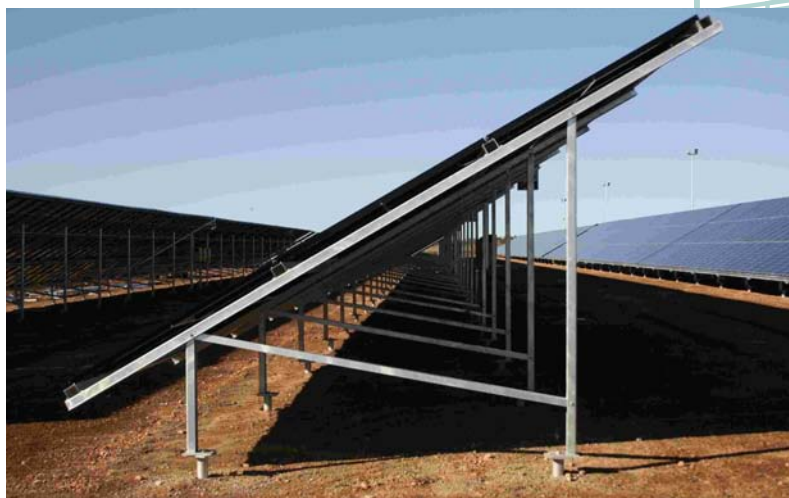


**CONCRETE LESS**

FICHA TÉCNICA

### Ventajas

- ❑ Sistema de fijación para terreno que sustituye el hormigonado con seguridad y eficacia.
- ❑ Reducción del coste de la obra civil.
- ❑ Reducción sustancial del tiempo de ejecución.
- ❑ Reducción del impacto ambiental.
- ❑ Reducción del coste de desmantelamiento de la planta.
- ❑ Soluciones eficaces adaptables a los más variados terrenos, desde blandos hasta rocosos.
- ❑ Los tornillos, galvanizados en caliente, acreditan una durabilidad elevada en terrenos normales. Se garantiza el espesor de recubrimiento de zinc de acuerdo a la normativa vigente.



S  
+  
I  
+  
S

sistemas de soporte

Además de rebajar los costes de las cimentaciones, reducimos el tiempo de ejecución a menos de la mitad. Se elimina gran parte del impacto medioambiental, a la hora del desmantelamiento de la planta, todos sus elementos se pueden reciclar.

**conectavol**<sup>®</sup>  
fabricamos soluciones de montaje

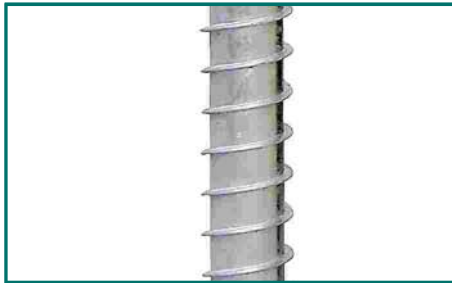
## Sistema de anclaje **CONCRETE LESS**



+  
I  
S



Espera con tuerca interior M24 galvanizada en caliente junto con tornillo



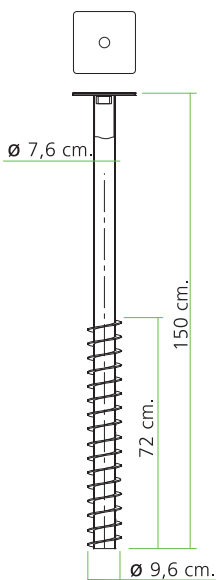
Espiral para facilitar el roscado y para aumentar la resistencia al desplazamiento vertical.

### CARGAS ADMISIBLES

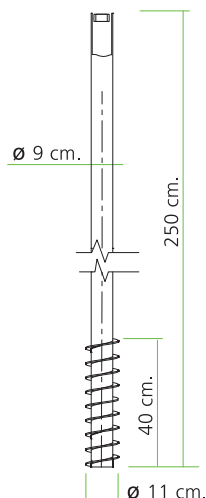
Compresión:	60 KN
Tracción:	50 KN
Horizontal:	7,5 KN

Valores a título indicativo de la magnitud de los esfuerzos admisibles

## GAMA DE ANCLAJES



Concrete Less Standard.



Concrete Less Monoposte Standard.

El tornillo se dimensiona teniendo en cuenta el estudio geotécnico del campo a implantar, las cargas actuantes y la resistencia propia del tornillo.

A partir de un modelo estándar de 1500 mm. de longitud en sistema biposte y de 2500 mm. en sistema monoposte, surge una gama completa de anclajes adaptables a distintos terrenos y esfuerzos, modificando los parámetros del Concrete Less.

sistemas de soporte





**Por fin.** Sistema de Fijación para suelo que sustituye al hormigonado con la máxima seguridad y eficacia.  
**Finally.** A Ground-Fixing System that replaces concrete with maximum safety and effectiveness.  
**Ecco finalmente.** un Sistema di Ancoraggio al suolo che sostituisce il calcestruzzo e che garantisce la massima sicurezza ed efficacia.

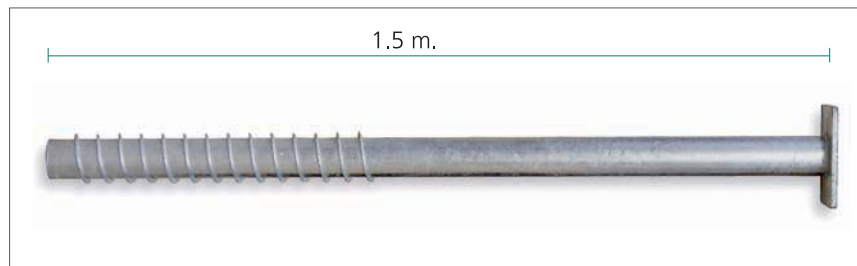
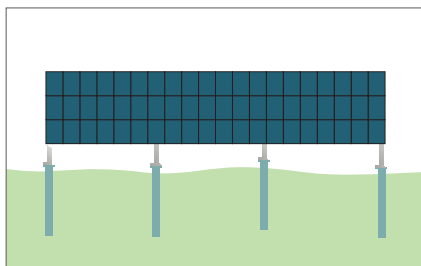


Sistema de fijación para Campos Solares, sin necesidad de cimentación.  
Ground-fixing system for solar fields, that replaces concrete.  
*Sistema di ancoraggio di campi di pannelli solari senza fondazioni.*

**CONECTAVOL IMPLANTA UN SISTEMA DE FIJACIÓN PARA SUELO, QUE POSIBILITA SUSTITUIR EL HORMIGONADO MANTENIENDO LA RESISTENCIA QUE DEMANDAN LAS NORMATIVAS.**

**CONECTAVOL USES A GROUND-FIXING SYSTEM THAT ALLOWS US TO AVOID THE USE OF CONCRETE WHILE MAINTAINING THE RESISTANCE ESTABLISHED BY LAW.**

***CONECTAVOL HA ADOTTATO UN SISTEMA DI ANCORAGGIO AL SUOLO CHE ELIMINA L'USO DEL CALCESTRUZZO GARANTENDO UGUALMENTE LA SOLIDITÀ CHE IMPONGONO LE NORMATIVE DI RIFERIMENTO.***



**CONECTAVOL INSTALA UNA MEDIA DE 1.600 TORNILLOS DIARIOS CON EL MÉTODO DE PRE-TALADRADO, EVITANDO ASÍ PROBLEMAS DE ROTURAS O DESPERFECTOS EN EL TORNILLO.**

**CONECTAVOL INSTALLS AN AVERAGE OF 1.600 SCREWS A DAY BY PRE-DRILLING, TO AVOID BREAKING OR DAMAGING THE SCREWS.**

***CONECTAVOL INSTALLA IN MEDIA 1.600 VITI AL GIORNO CON IL SISTEMA DELLA PREFORATURA, EVITANDO IN TAL MODO PROBLEMI DI ROTTURA O DI DEFORMAZIONE DELLA VITE.***

- Reducción del coste de la obra civil.
- Reducción del tiempo de ejecución a menos de la mitad.
- Reducción del impacto medioambiental.
- Reducción del coste de desmantelamiento de la planta.
- Aumento de la seguridad sobre cualquier terreno, desde arcilloso a rocoso.

- Reduced civil works costs.
- Execution times reduced by over half.
- Reduced environmental impact.
- Reduced plant dismantling costs.
- Increased safety on any type of ground, from clay to rock.

- Diminuzione del costo delle installazioni
- Riduzione del tempo di esecuzione
- Minimo impatto ambientale
- Sensibile calo dei costi di smantellamento dell'impianto.
- Aumento della sicurezza su qualsiasi terreno, sia argilloso che roccioso.

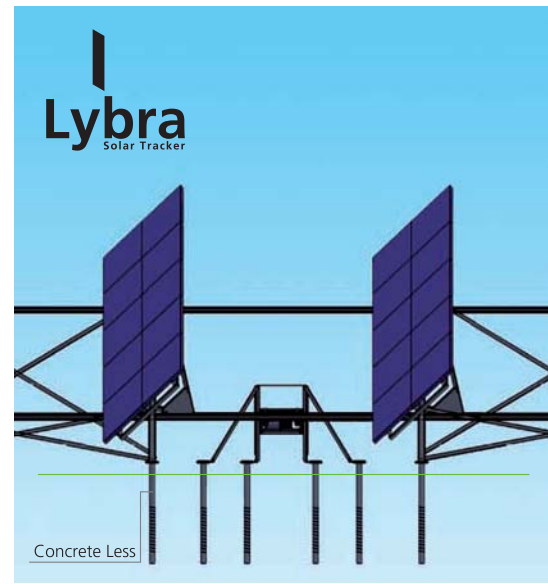
Terreno con desnivel  
 Uneven ground  
 Terreno in dislivello



Terreno arcilloso  
 Clay ground  
 Terreno argilloso



Anclaje del seguidor Lybra  
 Lybra tracker fixing system  
 Staffa di fissaggio del  
 Inseguitore Lybra

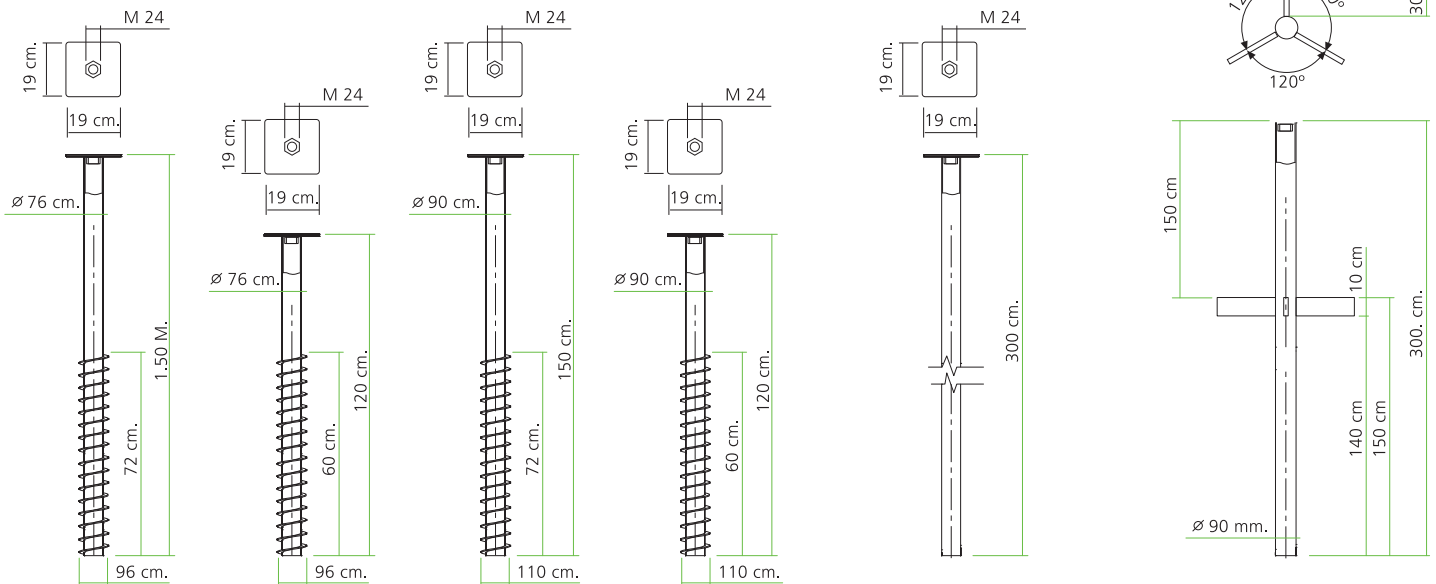


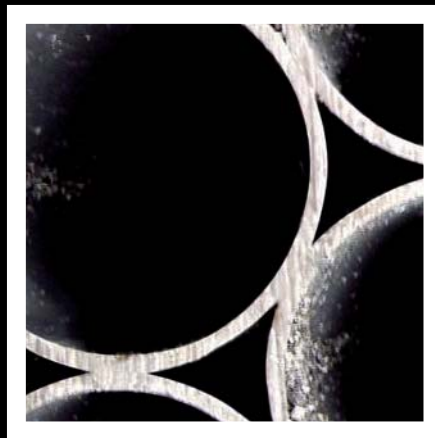
## Gama de anclajes / Range of fixing systems / Gamma di staffe di fissaggio

El tornillo es dimensionado según la orografía y el estudio geotécnico del campo a instalar.

The screw is sized in accordance with the orography and the geotechnical study of the solar field to be installed.

La dimensione della vite dipenderà dall'orografia e dallo studio geotecnico del campo da installare.





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

Soportes de seguridad antiviolables · Soportes para campos solares  
Soportes para paneles amorfos · Soporte móvil de 4 puntos estacional  
Soportes de aluminio · Soportes naves industriales · Montaje de soportes  
Colocación de paneles solares · Anclaje Concrete Less · Seguidores

Stop-Robbery Security supports · Supports for solar fields · Supports  
for amorphous panels · Seasonal tracking support of 4 positions.  
Aluminum supports · Supports industrial buildings · Assembly of supports.  
Positioning of solar modules. Fixations by Concrete Less. Solar Trackers

*Supporti di sicurezza anti furto · Supporti per campi solari Supporti  
per pannelli amorfi · Supporto mobile a 4 punti stagionale · Supporti  
di alluminio · Supporti fabbriche industriali · Montaggio di supporti  
Collocazione di pannelli solari · Fissaggio Concrete Less · Inseguitori*



+ I + S

fabricamos soluciones integrales de montaje  
manufacturer of mounting system solutions  
fabbrichiamo le piuversatili soluzioni di montaggio

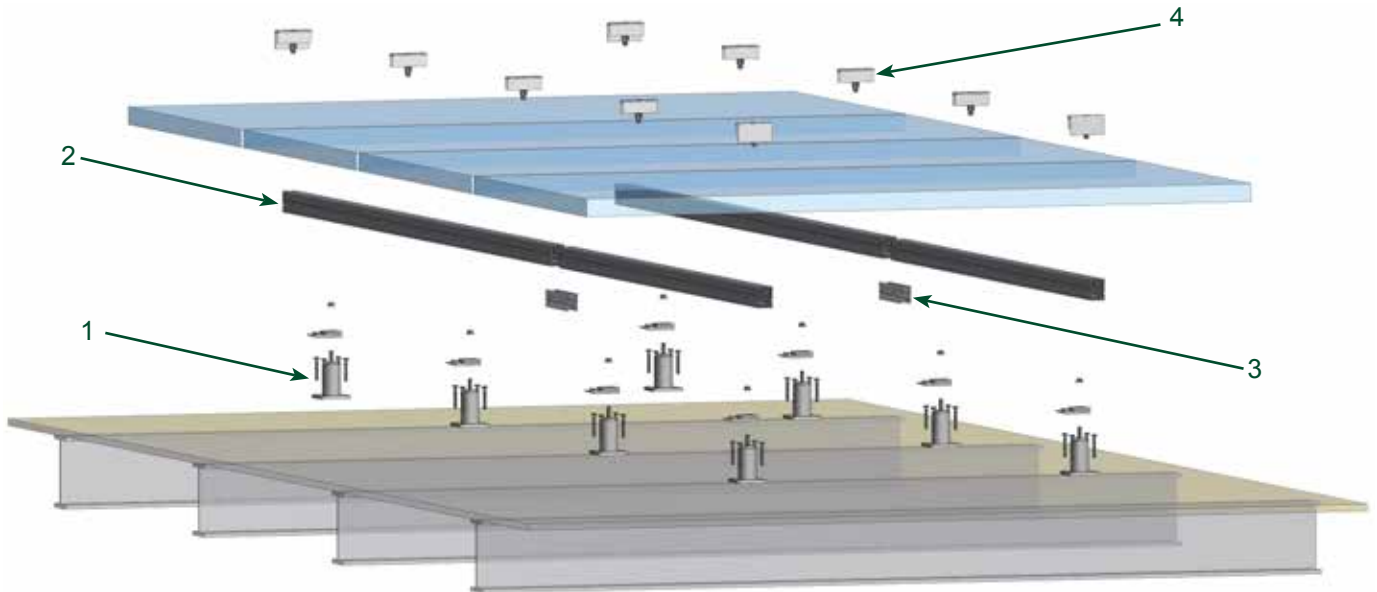
**conectavol**<sup>®</sup>  
manufacturer of solar solutions

## Flush Mount Systems

Schletter Inc. offers a wide array of solutions for flush mount photovoltaic (PV) applications suitable for nearly any environmental condition. Every system is designed for strength and ease-of-installation using high quality products.

### Features

- Conforms to UL SUB 2703<sup>1</sup>
- Certified to ULC/ORD Std C1703
- Fire class resistance rating: Class A when used with Types 1 and 3 photovoltaic modules only<sup>2</sup>
- Flexible design
- Modular components
- Industry leading installation times
- Electrically bonded unit<sup>3</sup>
- Included Rapid<sup>2+</sup>™ grounding module clamp
- Portrait and landscape module orientation<sup>4</sup>
- Order your system online with PV Powerhouse™



### Key Components

1. Roof attachment (standoff shown)
2. Rail (purlin)
3. Internal splice
4. Rapid<sup>2+</sup>™ grounding module clamp



Once the attachment mechanism is installed (i.e. roof hook, Fix2000, etc.), the process for installing the rails, modules, and clamps is essentially the same. The following will review installation methods for commonly used roof attachment components for Schletter Flush Mount Systems.

- Standoff Page 4
- Standing Seam Clamp Page 4
- Roof Hook Page 5
- Asphalt Shingle Roof Attachments Page 5



- Fix2000™ Page 6
- SingleFix-V™ Page 6
- FixT™ Page 7
- GridNorm™ Page 7

<sup>1</sup>The Flush Mount System is evaluated for electrical bonding only. The Flush Mount System meets all IBC and ASCE requirements for structural loading; it was not evaluated for loading under UL 2703.

<sup>2</sup>For low slope applications, the clearance off of the roof deck has to be at least 8" for type 3 modules. For steep slope applications there are no restrictions for both types 1 and 3.

<sup>3</sup>Installer is responsible for verifying that system meets applicable NEC standards.

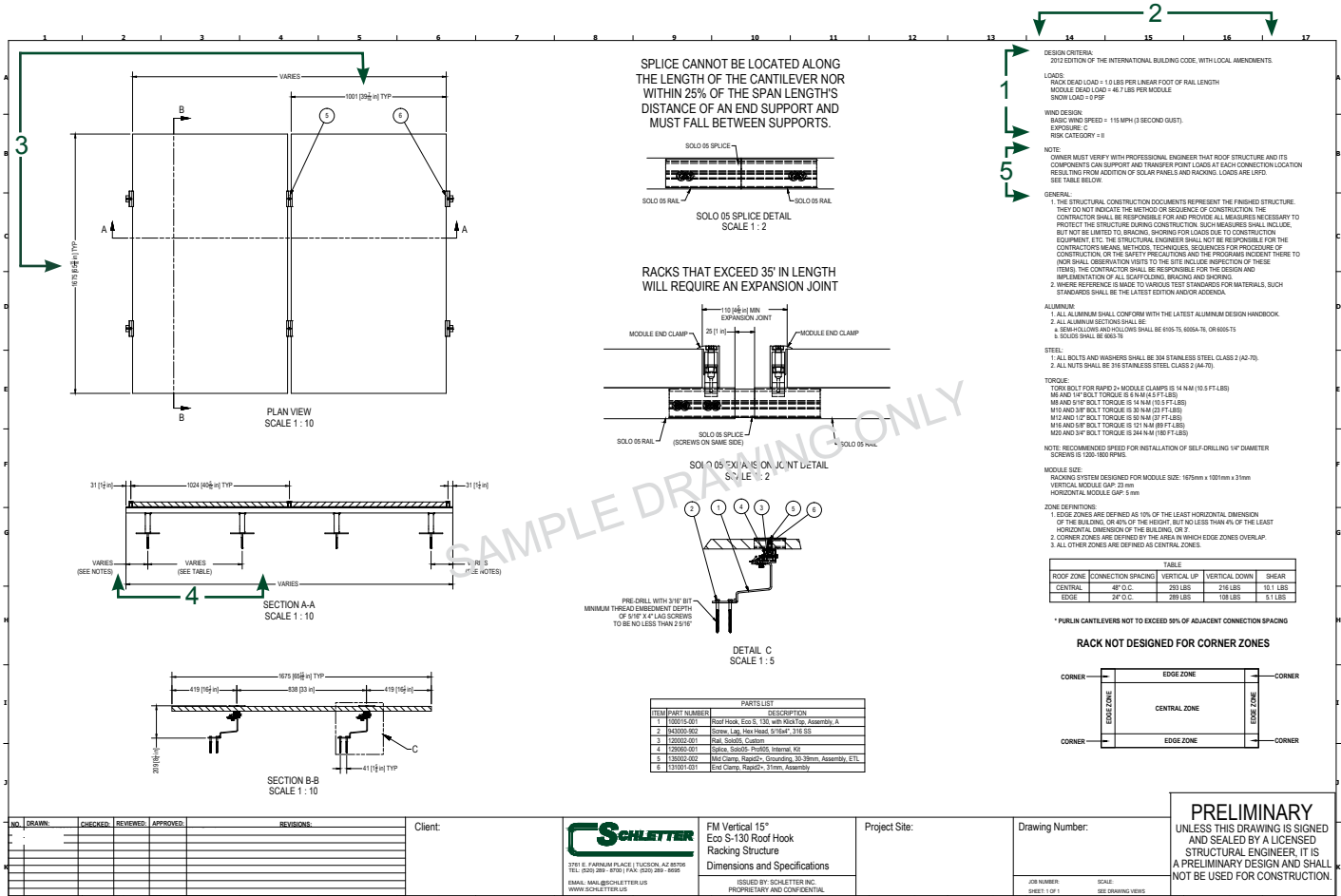
<sup>4</sup>Individual parts and components will vary from system-to-system. Please reference system specific drawings.



## Sample Drawings

Specific drawings are provided for each project. Key information included on these drawings is as follows:

1. Design Criteria
2. Notes Section
3. Module Dimensions
4. Connection Spacing and Type
5. Connection Forces



NO.	DRAWN	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	REVISIONS

Client: \_\_\_\_\_



FM Vertical 15" Eco S-130 Roof Hook Racking Structure  
Dimensions and Specifications  
ISSUED BY SCHLETTER INC. PROPRIETARY AND CONFIDENTIAL

Project Site: \_\_\_\_\_

Drawing Number: \_\_\_\_\_  
JOB NUMBER: \_\_\_\_\_  
SCALE: \_\_\_\_\_  
SHEET: 1 OF 1  
SEE DRAWING VIEWS



## Installation Tool List

- Tape measure
- Chalk line
- Indelible marker
- Inclinometer
- Carpenters square
- Pliers
- Torx bit (TX40)  
for Rapid<sup>2+</sup>™ module clamps
- Hex head wrench  
for standard module clamps
- 3/8" drive socket  
for self-drilling screws
- Drill bit  
check hardware to determine drill bit size
- Torque wrench
- Wrench and/or socket  
for all bolted connection
- Rubber mallet  
for installation of end caps
- Ratchet and/or rechargeable power drill
- Chop saw



## Standoff

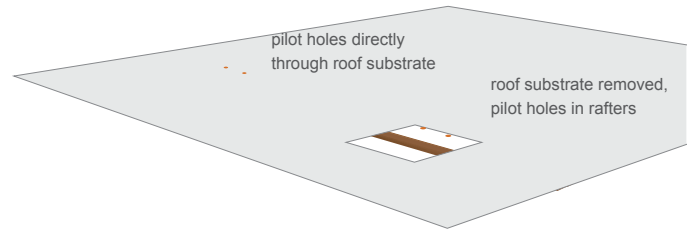
Aluminum standoffs can be used on any type of roof.

### 1. Connect Standoffs to Roof

- Locate rafters and mark locations for standoff attachment points (see design drawings and/or span table).
- Depending on roof type, remove only the amount of compressible roofing material needed for standoff installation.
- Drill pilot holes as needed into rafters, keeping in mind that standoffs are positioned to allow two penetration points.
- Seal area around standoff with flashing or roofing material (consult roofing contractor for best practices).

### 2. Standoff to Rail Connection Options

- Do not fully tighten flange nut until rail is positioned.



Remove roofing material only if necessary, standoffs may connect directly to some roof types with water seal applied to base



Secure standoff with 5/16" lag screws, self-tapping screws, or 8 mm hardware

Connect KlickTop HB or Rapid2+ Angle to threaded rod on standoff using M10 flange nut

## Standing Seam Clamp

Schletter Flush Mount Systems are compatible with most S-5!® standing seam clamps.

### 1. Connect Standing Seam Clamp

- See S-5!® website for proper installation ([www.s-5.com](http://www.s-5.com)).<sup>5</sup>
- Locate position of clamp on roof; arrange the clamps according to the required rail positions; attach clamps loosely to roof profile, set final torque once rail is positioned.

### 2. Standing Seam Clamp to Rail Connection Options

- Use KlickTop for S-5! Mini clamps and KlickTop HB or Rapid2+ Angle for the S-5! U.



Connect KlickTop to S-5! Mini clamps using M8 bolt

Connect KlickTop HB or Rapid2+ Angle to S-5! U using M10 bolt and washer

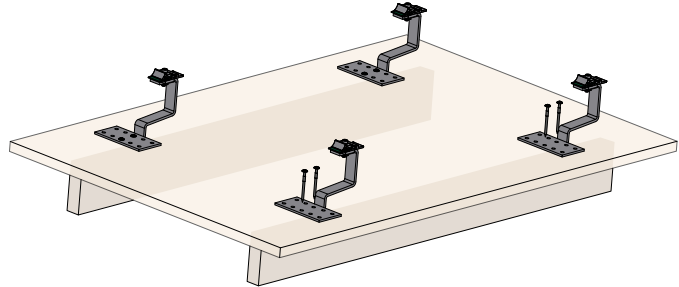
- ➔ See page 8 for rail installation
- ➔ See page 12 for module installation

## Roof Hook

Quality stainless steel connections designed for most tile roofs.

### 1. Arrange and Connect Roof Hooks

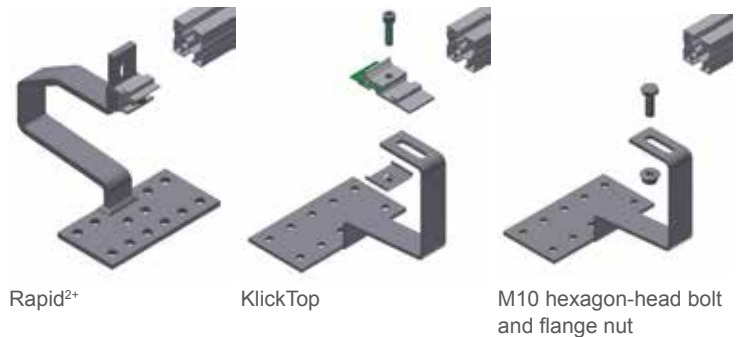
- Remove tile to allow access to roof deck, locate rafters, and mark locations for roof hook connection.
- Hole pattern in base plate allows for flexibility in placement of hook.
- Drill pilot holes as needed into rafters keeping in mind that roof hooks are positioned to allow two penetration points.
- Seal area around with flashing or roofing material (consult roofing contractor for best practices).
- Re-install tile (some cutting/grinding of tile may be needed for best fit).



Completely secure roof hooks using two lag screws before re-installing tiles

### 2. Roof Hook to Rail Connection Options

- KlickTop™ and Rapid2+™ Terminal Clamp come pre-assembled with roof hook.

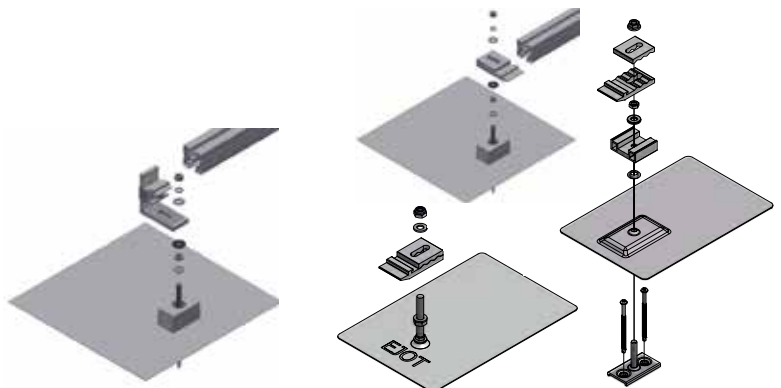


## Asphalt Shingle Roof Attachments

Schletter carries attachments from Quick Mount PV®, EcoFasten®, and Ejot® to offer robust solutions for asphalt shingle roofs which integrate with Schletter rails using our KlickTop HB or adjustable Rapid2+ Angle. Options fit standard 5" course.

### 1. Connect Roof Attachment

- See Quick Mount PV, EcoFasten, or Ejot installation specifications.<sup>5</sup>  
[www.quickmountpv.com](http://www.quickmountpv.com)  
[www.ecofastensolar.com](http://www.ecofastensolar.com)  
[www.ejot-usa.com](http://www.ejot-usa.com)



Connect Rapid2+ Angle as shown using provided hardware

Connect KlickTop HB as shown using provided hardware

- ➔ See page 8 for rail installation
- ➔ See page 12 for module installation

<sup>5</sup>Quick Mount PV is owned exclusively by Quick Mount; EcoFasten is a registered trademark of EcoFasten Solar; EJOT is a registered trademark of EJOT; S-5! is a registered trademark of S-5! Corporation; neither trademark is owned by Schletter.

## Fix2000™ and SingleFix-V™

Quality stainless steel roof attachments for trapezoidal sheet metal roofs 26 gauge or thicker.

### Fix2000

#### 1. Connect Fix2000 to Roof

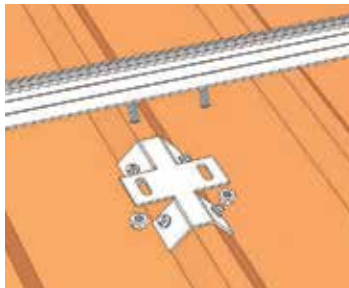
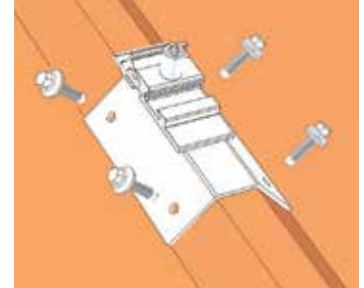
- Measure and mark distances between attachments before installing (screws should not be uninstalled and reinstalled in same location).
- Depth-stop is recommended when tightening self-drilling screws.
- Made to order.

#### 2. Fix2000 to Rail Connection

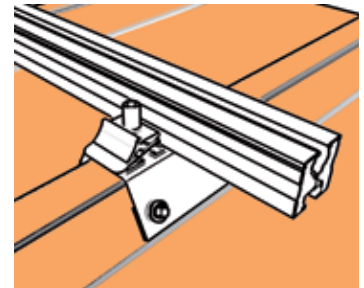
- Fix2000 with KlickTop comes pre-assembled.



Use provided self-drilling screws to fasten until there is slight pressure on the gasket



Rails are connected using an M10 hexagon-head bolts and flange nuts



Rails are quickly connected via the KlickTop

### SingleFix-V

#### 1. SingleFix-V to Rail Connection

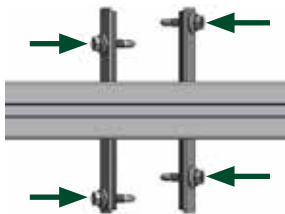
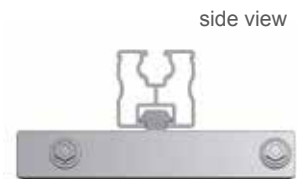
- Connect SingleFix-V to rails before attaching to the roof.

#### 2. Connect SingleFix-V to Roof

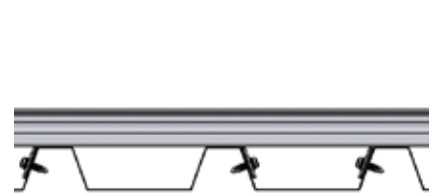
- Measure and mark distances between attachments before installing (screws should not be uninstalled and reinstalled in same location).



Slide hook into bottom channel of rail



Tighten self-drilling screws until there is slight pressure on the gasket



- See page 8 for rail installation
- See page 12 for module installation

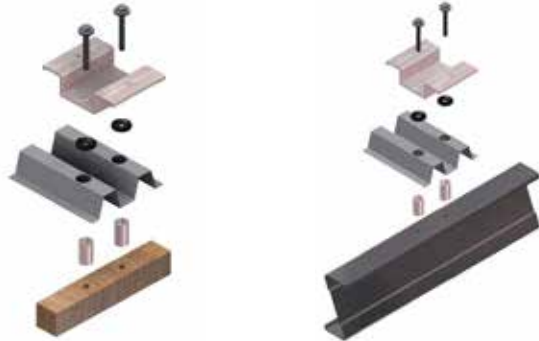
## FixT™

Aluminum roof attachments for corrugated sheet metal roofs 26 gauge or thinner and where roof deck cannot support installation.

### 1. Connect FixT to Roof

- Locate rafters and mark attachment points (see design drawings and/or span table).
- Drill pilot holes on designated attachment points.
- 5/16" lag screw or M10 and M8 hex head screw can be used to secure FixT on roof.
- Depth-stop is recommended when tightening self-tapping screws.
- Spacers transfer load directly to roof structure.

- ➔ See page 8 for rail installation
- ➔ See page 12 for module installation



If installing on corrugated roof, insert spacer before securing FixT with provided hardware



Connect KlickTop to FixT using M8 bolt



M10 hexagon-head bolts and M10 flange nuts

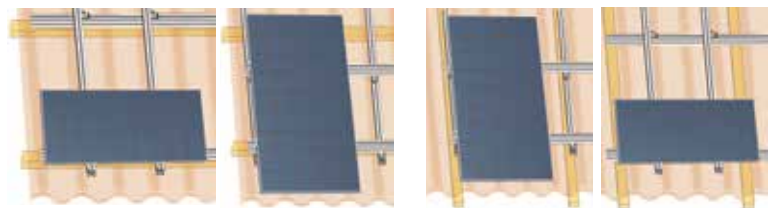
## GridNorm™ System

If roof structure does not meet the span requirements of the roof attachment, a GridNorm is the ideal solution.

### 1. Rail Installation

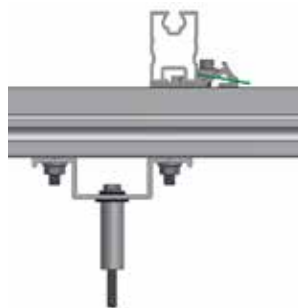
- Allows for flexible placement of roof connections.
- Locate rafters and mark attachment points (see design drawings and/or span table).
- Install roof attachment and base rail.
- Install module rail perpendicular to base rail.

- ➔ See page 12 for module installation

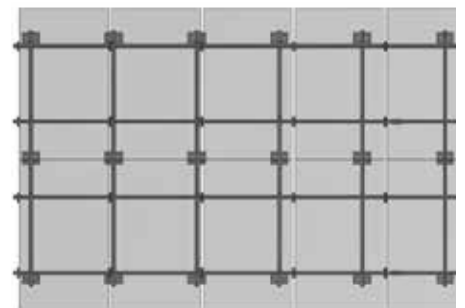


Strapping running E-W, uneven spacing

N-S running rafters, uneven spacing



KlickTop can be used to attach module rail to base rail



GridNorm (top view)

## Rail Installation

### 1. Most Commonly Used Rails for Flush Mount Application

- Eco05, Solo05, Profi05, ProfiPlus05, ProfiPlus XT

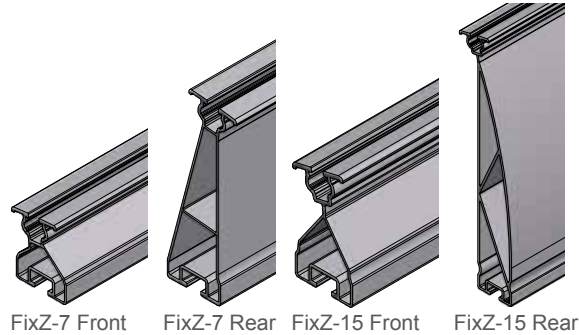
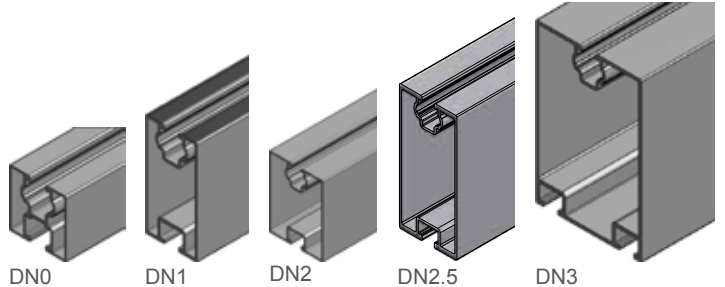
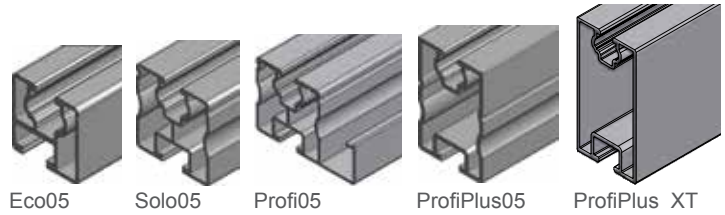
Top channel: M8  
Bottom channel: M10

- DN rail series

Top channel: M10  
Bottom channel: M10

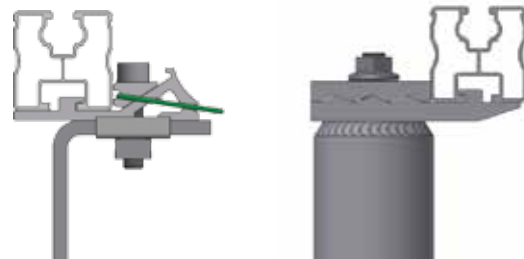
- FixZ series

Top channel: M8  
Bottom channel: M10

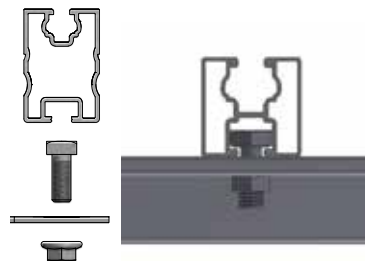


### 2. Install Rail

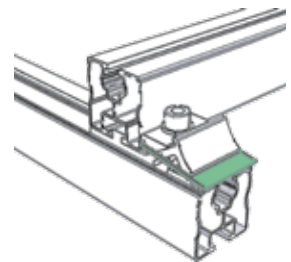
- Installation method varies depending on the type of roof attachment-to-rail connector being used; follow appropriate instructions shown to the right.



ClickTop and KlickTop HB: press rail channel into 'hook', secure by tightening bolt/nut



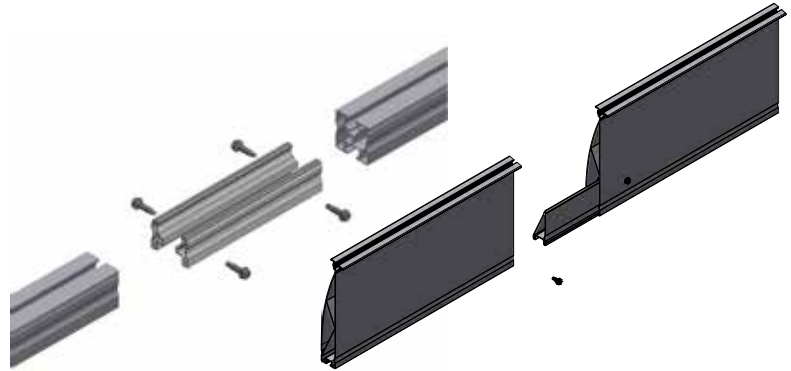
Slide M10 hexagon-head screw into rail channel, secure with M10 flange nut from underside of roof attachment



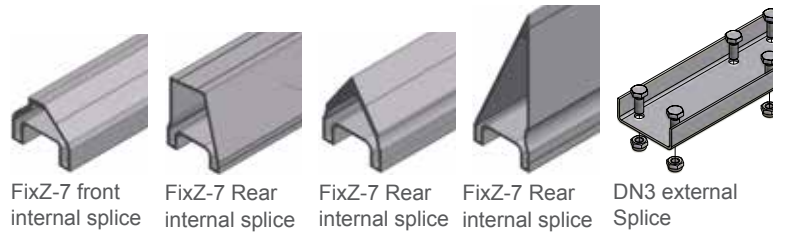
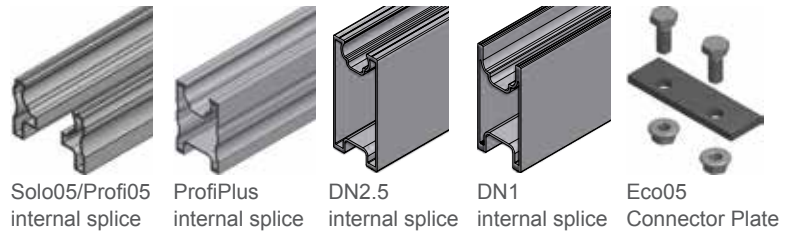
Rail-to-rail connection

### 3. Add Rail Splice

- Insert half of internal splice into first rail, secure with provided self-drilling screw; insert exposed end of splice into second rail, secure with self-drilling screw.

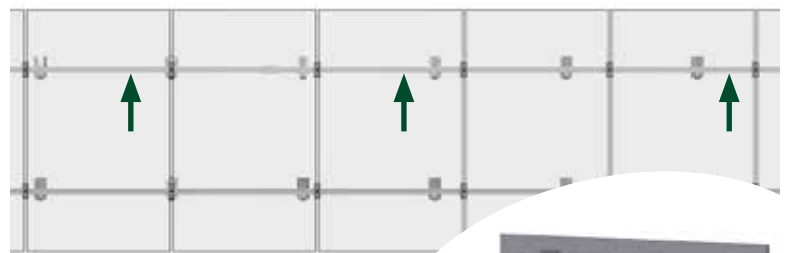


Install splice as shown in project specific drawing



### 4. Listing Requirement

- **IMPORTANT!** Listing requires one system label be placed every 6 feet on all rear rails.



Secure system labels on side of rail with self-drilling screws

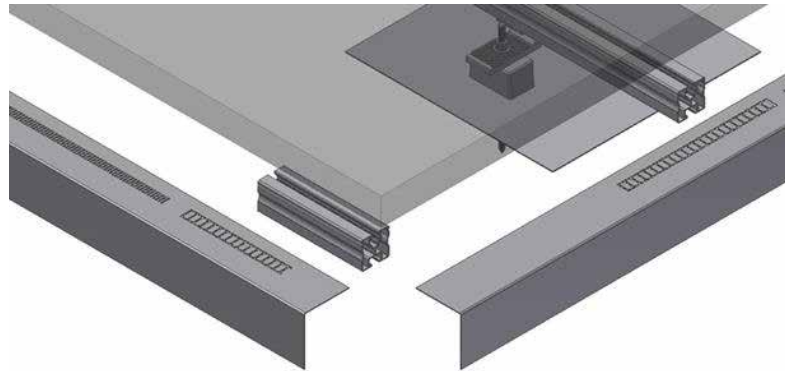


System label

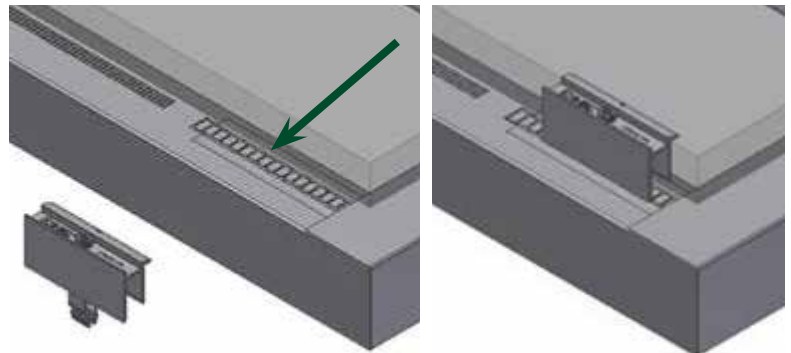


## 5. Fire Barrier

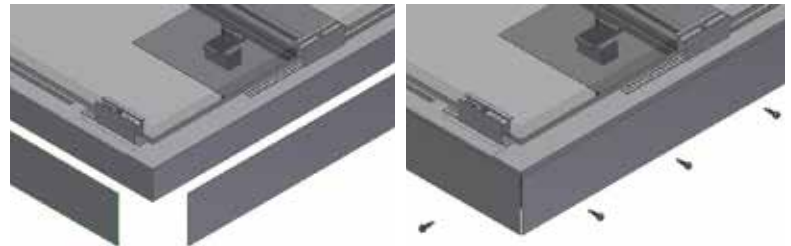
- Required in systems installed on roof slopes less than 9.5 degrees (not for use on roofs with slopes greater than 9.5 degrees).
- Fire barrier should be installed after modules are properly installed.
- Start at one corner of the system and place the horizontal and vertical fire barrier pieces between the module frame and rail.
- Ensure correct dimension of the side alignment of module and rail.
- Maximum opening between fire barrier and roof deck is one inch.
- Provides for a Class A fire rating when used with Type 1 modules.
- Only required on perimeter of array.



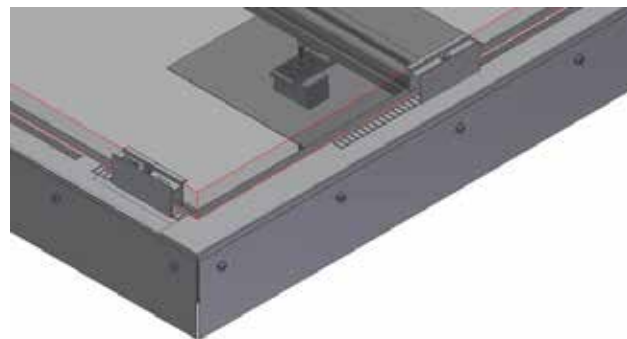
Use a short section of rail to attach the angle piece, secure with end clamps



Use a flathead screw driver to break away tabs in order to install module clamp



Attach trim (if needed) onto angle piece with self-drilling screws

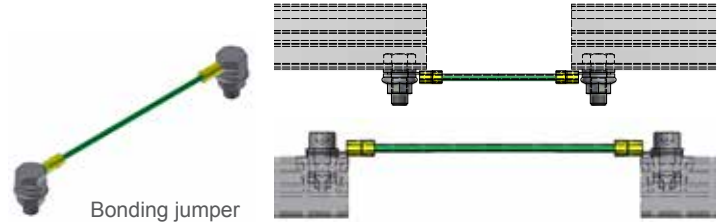


Secure all connections

## Optional Accessories

### 1. Bonding Jumper

- Electrically bonds adjacent systems forming a continuous ground path.
- Available in 6-inch to 48-inch lengths.
- Required at expansion joints/ physical breaks.



Bonding jumper

Bonding jumper connects directly to the top channel of rail using M8 or M10 hardware or bottom channel using M10 hardware

### 2. Overcurrent Protection Device (grounding)

- Accommodates standard or solid copper wire (2 gauge to 14 gauge).
- Must use bare copper wire to make connection. Remove at least 2 inches of insulation to expose copper wire.
- Connects to bottom M10 rail channel.



Loosen or remove top portion of grounding lug and insert grounding wire into appropriate groove



Grounding lug  
(Part #135003-003)



Grounding wire must extend through grounding lug by at least 1/4 inch

### 3. Cable Management

- If cable management was ordered with the system, install before modules are in place.
- Keep in mind: ProKlips will be positioned in the space between rail and back of module, which is created by module frame.



ProKlip-S (129012-008): gently press clip into top channel of front or rear rail, use caution as clip may break

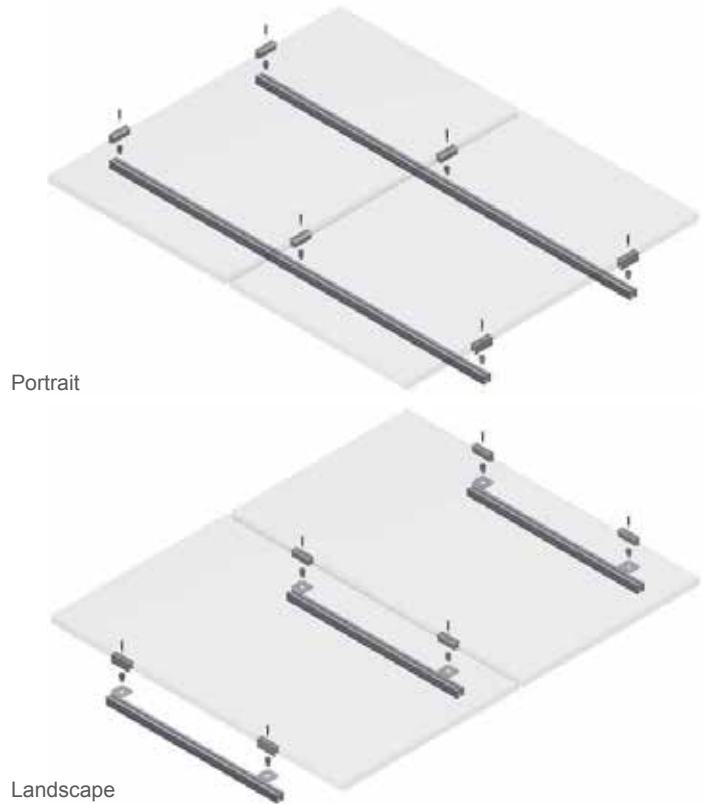


ProKlip-C (129005-000): connect clip to side of rail inserting hooks in top and bottom channels

## Modules and Module Clamps

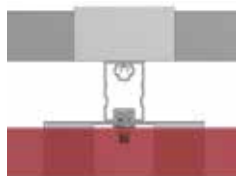
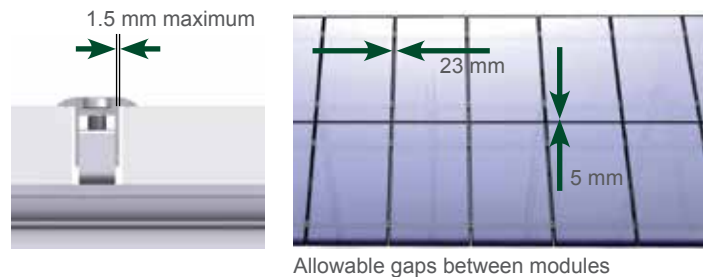
### 1. Position Modules

- Position end clamps on rail approximately 20 mm from end of rail, do not tighten.
- Position first module and secure using pre-positioned end clamps, do not tighten.
- Attach middle clamps to rail on the exposed side of first module.
- Place second module next to first module and secure using middle clamp, do not tighten.
- Repeat until end of row.
- Modules installed in landscape require Module Support Plate (Part #139004-005) installed between module and rail.
- Schletter's Rapid<sup>2+</sup>™ module clamps are ETL Listed.

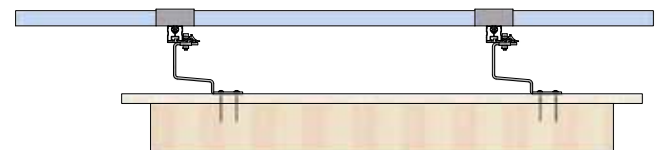


### 2. Secure Modules

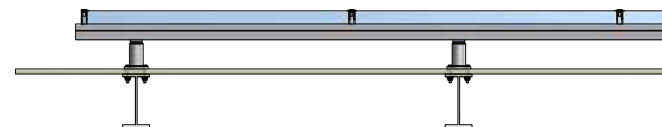
- Verify that the module clamp is fully engaged on the rail and that the module clamp is aligned with the module frame.
- Secure all clamps to specified torque values.
- When mounting modules, please observe the clamping points specified by the module manufacturer.



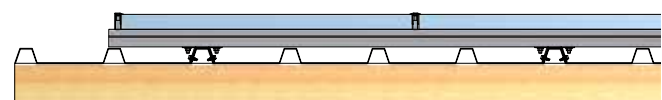
Rapid<sup>2+</sup> clamp connected to purlin (side view)



Completed installation with module (Roof Hook)



Completed installation with module (Standoff)



Completed installation with module (Fix2000)

## Torque Specifications and Tolerances

Systems are specifically designed for each project. Please reference your specific project drawing for allowable tolerances and recommended torque for each size of bolt used in the system.

In the event of deviation from approved drawings, contact Schletter immediately.

## Safety Precautions

Follow proper installation and safety procedures at all times. Edges of parts may be sharp. Follow proper lifting procedures.

## Equipment Grounding

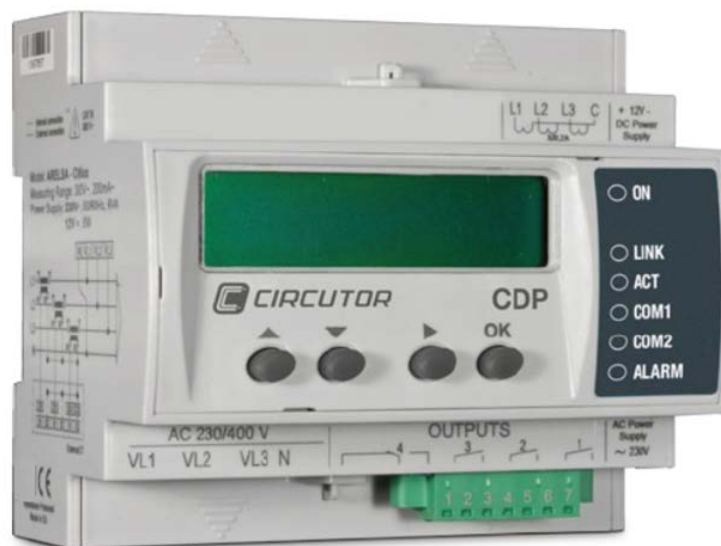
- Many PV installations contain more than one mounting system. Such cases call for electrically bonding each of the different mounting systems. Since individual racks are fully bonded units it is only necessary to connect individual racks together from one single point to another single point. Only use stainless steel hardware when connecting harnesses or jumpers to the mounting system. Take care to prevent copper wires from directly contacting aluminum surfaces as this will cause corrosion. For this purpose, Schletter supplies a bonding jumper (see Page 11).
- The PV INSTALLER of Schletter's electrically bonded Flush Mount system must provide the components necessary for the final connections to the grounding electrode system. Typically the installation will incorporate a grounding electrode (ground rod), appropriately sized copper wire, rated wire connectors, and grounding lugs which are rated for this purpose. The PV INSTALLER must follow all manufacturers' installation literature. Installation must comply with all applicable NEC/CSA sections including but not limited to; NEC 250 (Grounding and Bonding), NEC 690 (Solar Photovoltaic Systems), CSA 22.1 (Safety Standard for Electrical Installations), and all other applicable state, and local electrical code requirements.
- PV INSTALLER should be fully responsible for all connections between Schletter's bonded Flush Mount system and PV grounding electrode system.
- Equipment grounding conductors should be no less than 14 AWG (copper) on 12 AWG (aluminum).
- Equipment grounding conductors can be connected to any exposed metallic portion of rack system provided that:
  - a. connection area is sufficiently sized
  - b. dissimilar metals are not in direct contact
  - c. connection does not interfere with other components
  - d. connection is protected from damage

## For More Information:

- Sample Drawings
- Roof Mount System Overview Brochure
- Roof Attachment Product Sheets
- Installation Video



## Conexión y configuración de un CDP con inversores SMA




### NOTA DE APLICACIÓN (M028E0801-01-15B)







## PRECAUCIONES DE SEGURIDAD


Siga las advertencias mostradas en el presente manual, mediante los símbolos que se muestran a continuación.

	<p><b>PELIGRO</b> Indica advertencia de algún riesgo del cual pueden derivarse daños personales o materiales.</p>
---	---

	<p><b>ATENCIÓN</b> Indica que debe prestarse especial atención al punto indicado.</p>
---	---

Si debe manipular el equipo para su instalación, puesta en marcha o mantenimiento tenga presente que:

	<p>Una manipulación o instalación incorrecta del equipo puede ocasionar daños, tanto personales como materiales. En particular la manipulación bajo tensión puede producir la muerte o lesiones graves por electrocución al personal que lo manipula. Una instalación o mantenimiento defectuoso comporta además riesgo de incendio. Lea detenidamente el manual antes de conectar el equipo. Siga todas las instrucciones de instalación y mantenimiento del equipo, a lo largo de la vida del mismo. En particular, respete las normas de instalación indicadas en el Código Eléctrico Nacional.</p>
--	--

	<p><b>Consultar el manual de instrucciones antes de utilizar el equipo</b> En el presente manual, si las instrucciones precedidas por este símbolo no se respetan o realizan correctamente, pueden ocasionar daños personales o dañar el equipo y /o las instalaciones.</p>
---	---

CIRCUTOR, SA se reserva el derecho de modificar las características o el manual del producto, sin previo aviso.

## LIMITACIÓN DE RESPONSABILIDAD

CIRCUTOR, SA se reserva el derecho de realizar modificaciones, sin previo aviso, del dispositivo o a las especificaciones del equipo, expuestas en el presente manual de instrucciones.

CIRCUTOR, SA pone a disposición de sus clientes, las últimas versiones de las especificaciones de los dispositivos y los manuales más actualizados en su página Web .

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



<b>CONTENIDO</b>	
<b>PRECAUCIONES DE SEGURIDAD</b> .....	<b>3</b>
<b>LIMITACIÓN DE RESPONSABILIDAD</b> .....	<b>3</b>
<b>CONTENIDO</b> .....	<b>4</b>
<b>HISTÓRICO DE REVISIONES</b> .....	<b>5</b>
<b>1.- INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>2.- INVERSOR SUNNY BOY 3000TL</b> .....	<b>6</b>
2.1.- CABLE DE COMUNICACIONES .....	6
2.1.1. <i>CONEXIÓN DE UN INVERSOR</i> .....	8
2.1.2. <i>CONEXIÓN DE VARIOS INVERSORES</i> .....	8
2.2.- CONFIGURACIÓN DE LAS COMUNICACIONES DEL INVERSOR .....	9
<b>3.- CONFIGURACIÓN DEL CDP</b> .....	<b>9</b>
<b>4.- TEST DE COMUNICACIONES Y REGULACIÓN</b> .....	<b>11</b>
4.1.- TEST DE COMUNICACIONES .....	11
4.2.- TEST DE REGULACIÓN.....	12
<b>5.- MANTENIMIENTO Y SERVICIO TÉCNICO</b> .....	<b>13</b>
<b>6.- GARANTÍA</b> .....	<b>13</b>



**HISTÓRICO DE REVISIONES**

Tabla 1: Histórico de revisiones.

Fecha	Revisión	Descripción
03/15	M028E0801-01-15A	Versión inicial
05/15	M028E0801-01-15B	Modificaciones en el siguiente apartado: 1

**Nota:** Las imágenes de los equipos son de uso ilustrativo únicamente y pueden diferir del equipo original.

## 1.- INTRODUCCIÓN

SMA dispone de varios modelos de inversores que pueden ser gestionados con el *Controlador dinámico de potencia* **CDP**.

Para que el controlador **CDP** pueda gestionar de forma correcta el inversor es importante que las comunicaciones entre ambos dispositivos sean correctas y que ambos productos estén correctamente programados.



Si ya dispone de un inversor, se recomienda consultar con el fabricante para garantizar si su inversor permite o no la modulación de potencia ( esto dependerá del número de serie de su inversor).



Esta nota de aplicación no pretende ser una sustitución del manual del **CDP** ni del inversor, sino una ayuda adicional a aquellas personas que quieran interconectar ambos dispositivos.

Aun así, las guías y manuales de cada producto son los documentos a consultar y cada empresa se encargará de dar el respectivo soporte técnico.

El modelo de inversor que utilizaremos para esta nota de aplicación será de la familia de inversores **SUNNY BOY TL**.

## 2.- INVERSOR SUNNY BOY 3000TL

La comunicación entre el **CDP** y el inversor se realiza mediante un bus RS-485. Este bus RS-485 permite conectar hasta 100 inversores, aunque en la gran mayoría de instalaciones domésticas el número de inversores oscila entre 1 y 3.



La gama de inversores SUNNY BOY TL necesitan la tarjeta de comunicaciones RS-485 denominada 485i-Module. Esta tarjeta **NO** viene con el inversor y se debe pedir directamente al fabricante.

### 2.1.- CABLE DE COMUNICACIONES

La conexión entre la 485i-Module y el **CDP** se debe realizar en el conector de la derecha. En el conector izquierdo debe ir la resistencia de final de bus, si se quiere comunicar solo con un inversor tal y como se muestra en la **Figura 1**.



Figura 1: Descripción de los bornes del inversor.

Si se quiere utilizar más de un inversor, retirar la resistencia de final de bus del conector izquierdo y colocar otro cable RS-485 hacia el siguiente inversor. El último inversor del bus sí que deberá llevar esta resistencia.

Relación de bornes del cable de comunicaciones entre el **CDP** y el inversor:

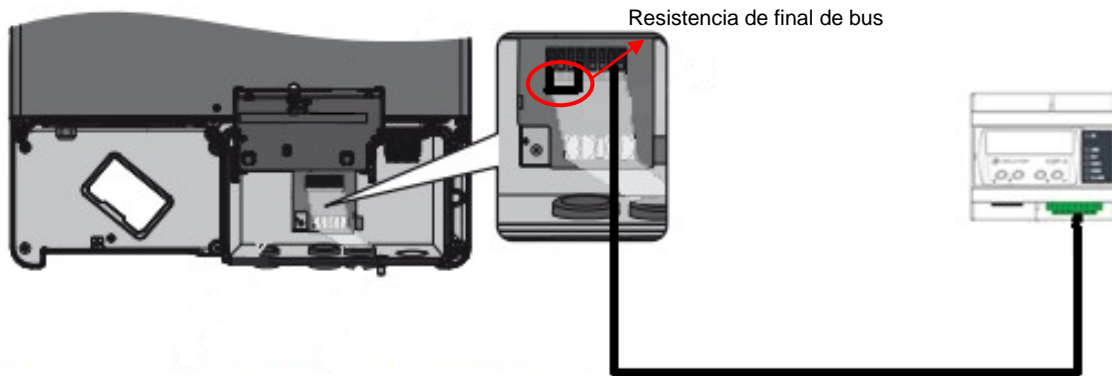
Tabla 2: Relación de bornes del cable de comunicaciones.

CDP Conector comunicaciones del canal R2		INVERSOR Regleta inversor	
Terminal	Descripción	Terminal	Descripción
1	A+	2	Data +
3	B-	7	Data -



### 2.1.1. CONEXIÓN DE UN INVERSOR

En la **Figura 2** se muestra la conexión entre el **CDP** y un único inversor.



**Figura 2: Conexión entre un CDP y un único inversor.**

### 2.1.2. CONEXIÓN DE VARIOS INVERSORES


En la **Figura 3** se muestra la conexión entre el **CDP** y varios inversores.



**Figura 3: Conexión entre un CDP y varios inversor.**

En el último inversor del bus de comunicaciones RS-485 siempre debe estar conectado el terminal de fin de bus. Este terminal es una resistencia de 120Ω conectado entre los pines 7 y 8 del conector izquierdo del 485i-Module. (**Tabla 3**)

**Tabla 3: Terminal de final de bus.**

		PIN conector RJ45	Descripción del conexionado
		2	Resistencia 120 Ω entre pines 2 y 7
3	No conectado		
5	No conectado		
7	Resistencia 120 Ω entre pines 2 y 7		

## 2.2.- CONFIGURACIÓN DE LAS COMUNICACIONES DEL INVERSOR

La configuración de las comunicaciones del inversor SMA es totalmente automática y no es necesario realizar ninguna acción. Una vez instalada la tarjeta de comunicación 485i-module (consulte las instrucciones de instalación de la interfaz de comunicación del fabricante) el inversor estará listo para comunicar con el **CDP**.



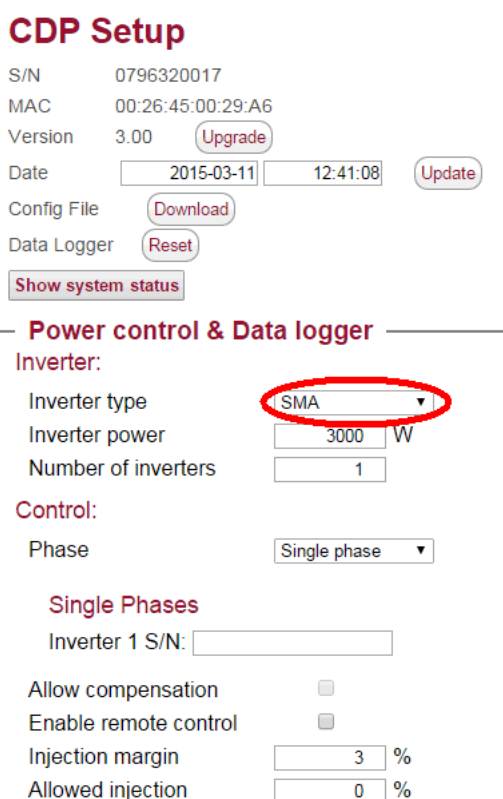
Para que el inversor se encienda debe tener la parte AC y DC conectada a la red.  
Consultar el manual del inversor para resolver cualquier duda.

## 3.- CONFIGURACIÓN DEL CDP

El **CDP** dispone de una página web de configuración, donde es necesario introducir todos los parámetros del inversor conectado.

Para ello, escriba al final de la barra de navegación donde está monitorizando el **CDP**, el texto “/setup”, de forma que le quede en la barra de navegación por ejemplo lo siguiente: “**10.0.110.212/setup**”

A continuación se le abrirá la ventana de configuración del **CDP** ( **Figura 4**).



**CDP Setup**

S/N 0796320017  
 MAC 00:26:45:00:29:A6  
 Version 3.00   
 Date 2015-03-11 12:41:08   
 Config File   
 Data Logger

— **Power control & Data logger** —

**Inverter:**

Inverter type  ▼  
 Inverter power  W  
 Number of inverters

**Control:**

Phase  ▼

**Single Phases**

Inverter 1 S/N:

Allow compensation   
 Enable remote control   
 Injection margin  %  
 Allowed injection  %

**Figura 4: Página web de configuración del CDP.**

Los parámetros más importantes del inversor que hay que configurar en el **CDP** son (**Tabla 4**):



## 4.- TEST DE COMUNICACIONES Y REGULACIÓN

### 4.1.- TEST DE COMUNICACIONES

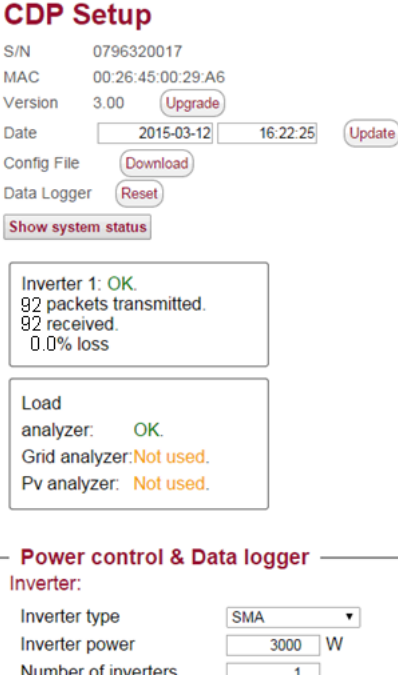
Comprobar la comunicación entre el inversor y el **CDP**, a través del LED COM1 del **CDP**:

- ✓ Si el LED parpadea (o está fijo) significa que la comunicación está establecida y es correcta.  
La cadencia de parpadeos es de 1 parpadeo por segundo (en el caso de 1 inversor) y de 1/n en el caso de varios inversores (siendo n el número de inversores conectados).
- ✓ Si el LED está apagado, significa que el **CDP** no comunica con el inversor. En este caso, deberá revisar el cableado de comunicaciones y la configuración de las comunicaciones del inversor.

A través de la página web de configuración podemos verificar la correcta comunicación entre el **CDP** y los inversores conectados a él. Para ello, pulsar el botón "**Show system status**".

Al apretar este botón el **CDP** escaneará los inversores conectados y nos dirá cuántos está detectando del total de inversores que le hemos indicado que ha de controlar.

Si la comunicación es correcta, se visualizará la siguiente imagen, **Figura 5** :



**CDP Setup**

S/N 0796320017  
 MAC 00:26:45:00:29:A6  
 Version 3.00 [Upgrade](#)  
 Date   [Update](#)  
 Config File [Download](#)  
 Data Logger [Reset](#)  
[Show system status](#)

Inverter 1: OK.  
 92 packets transmitted.  
 92 received.  
 0.0% loss

Load  
 analyzer: OK.  
 Grid analyzer: Not used.  
 Pv analyzer: Not used.

— **Power control & Data logger** —

Inverter:

Inverter type    
 Inverter power  W  
 Number of inverters

Figura 5: Verificación de las comunicaciones entre el CDP y el inversor.

#### 4.2.- TEST DE REGULACIÓN

Para asegurar que el **CDP** realiza correctamente la regulación se puede realizar el siguiente test:

Supongamos un inversor de 3000W que está generando 1400W. En el display del inversor podemos visualizar éste valor

Si ahora programamos el **CDP** indicando que la potencia del inversor es de 6000W, el **CDP** le enviará una nueva consigna al inversor para que éste modifique su MPPT y el inversor reducirá un 50% la generación Fotovoltaica, generando 700W.



Finalizado el test no olvide volver a programar el **CDP** con el valor inicial de potencia del inversor.



## 5.- MANTENIMIENTO Y SERVICIO TÉCNICO

En caso de cualquier duda de funcionamiento o avería del equipo, póngase en contacto con el Servicio de Asistencia Técnica de **CIRCUTOR, SA.**

### Servicio de Asistencia Técnica

Vial Sant Jordi, s/n, 08232 - Viladecavalls (Barcelona)

Tel: 902 449 459 ( España) / +34 937 452 900 (fuera de España)

email: sat@circutor.es

## 6.- GARANTÍA

**CIRCUTOR** garantiza sus productos contra todo defecto de fabricación por un período de dos años a partir de la entrega de los equipos.

**CIRCUTOR** reparará o reemplazará, todo producto defectuoso de fabricación devuelto durante el período de garantía.



- No se aceptará ninguna devolución ni se reparará ningún equipo si no viene acompañado de un informe indicando el defecto observado o los motivos de la devolución.
- La garantía queda sin efecto si el equipo ha sufrido “mal uso” o no se han seguido las instrucciones de almacenaje, instalación o mantenimiento de este manual. Se define “mal uso” como cualquier situación de empleo o almacenamiento contraria al código eléctrico nacional o que supere los límites indicados en el apartado de características técnicas y ambientales de este manual.
- **CIRCUTOR** declina toda responsabilidad por los posibles daños, en el equipo o en otras partes de las instalaciones y no cubrirá las posibles penalizaciones derivadas de una posible avería, mala instalación o “mal uso” del equipo. En consecuencia, la presente garantía no es aplicable a las averías producidas en los siguientes casos:
  - Por sobretensiones y/o perturbaciones eléctricas en el suministro
  - Por agua, si el producto no tiene la Clasificación IP apropiada
  - Por falta de ventilación y/o temperaturas excesivas
  - Por una instalación incorrecta y/o falta de mantenimiento.
  - Si el comprador repara o modifica el material sin autorización del fabricante.

**CIRCUTOR, SA**

Vial Sant Jordi, s/n

08232 - Viladecavalls (Barcelona)

Tel: (+34) 93 745 29 00 - Fax: (+34) 93 745 29 14

[www.circutor.es](http://www.circutor.es) [central@circutor.es](mailto:central@circutor.es)

# CDP-0 / CDP-G

Dynamic  
Power Controllers

*Control your photovoltaic system  
for self-consumption*



## *Control your photovoltaic system for self-consumption*

The **CDP-0** and **CDP-G** units guarantee  $\emptyset$  injection into the grid and simplify the legalisation of the photovoltaic energy installation for self-consumption.



Regulation of the generation levels of an inverter in a photovoltaic energy system



Remote monitoring via web (PC, tablet, smartphone) + SCADA integration.



Double protection against grid injection.

# CDP-0

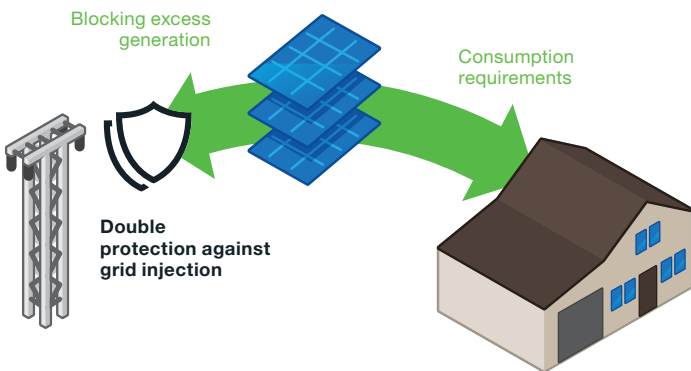
Dynamic power controller with  $\emptyset$  injection.



The units of the **CDP-0** range are responsible for regulating the production of solar inverters in any photovoltaic energy system with instantaneous self-consumption, in order to guarantee zero injection into the grid.

The main performance features of this unit are:

- » Management of single or three-phase systems
- » Regulation of single or three-phase inverters
- » Possibility to manage one or more inverters at the same time
- » Datalogger logs downloadable in .csv format:
  - » Consumption
  - » Photovoltaic energy production
  - » Consumption from/Injection into the electrical grid
- » *Online* monitoring of the energy flows via Web
- » MODBUS/TCP communications integrated in SCADA applications.



# CDP-G

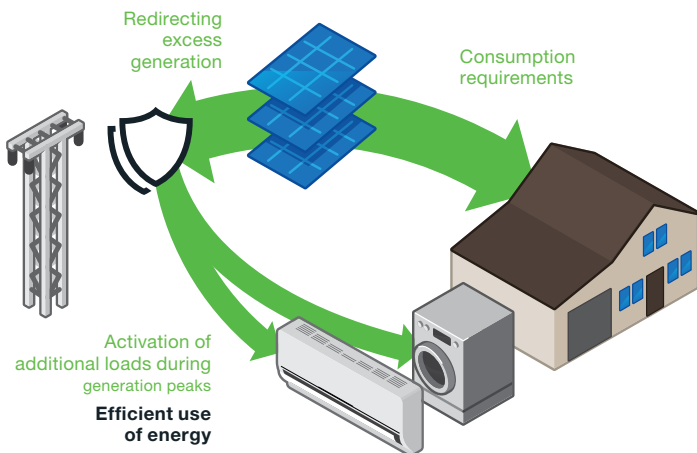
Dynamic power controller with demand management.



The **CDP-G** has all of the performance features of the **CDP-0**. In addition, it incorporates 3 relay outputs allowing all PV power available. The connection of non-critical loads during hours of high insolation reduces the electrical grid dependency and energy costs.

This is the perfect unit for installations with photovoltaic energy production systems for self-consumption and where the consumption of surplus system energy for loads can be optimised, such as for example:

- » Management of heat pumps (aerothermal or geothermal)
- » Water heating with the use of thermoaccumulators (swimming pools, homes)
- » Water pumping and irrigation applications
- » Production of compressed air.



# Application



Installations in rural areas



Installations in principal and secondary residences



Installations in industries and commercial buildings

The major brands of inverters trust in **CIRCUTOR** to create synergies and offer the best solutions to the market.

**Fronius**

**DELTA**

**SMA**

**KOSTAL**  
SOLAR ELECTRIC

**Danfoss**

**Growatt**  
POWERING TOMORROW

**Ingeteam**

**KACO**  
new energy.

**SolarMax**  
by Agniva Engineering

**AROS**  
SOLAR TECHNOLOGY

## Technical features

<b>Power supply circuit</b>	Rated voltage	230 Vac (80...115%)
	Frequency	50...60 Hz
	Consumption	6 VA / 6 W
	Rated voltage	12 Vdc
<b>Voltage measurement circuit</b>	Measurement margin	10...300 Vac
	Frequency	50...60 Hz
<b>Current measurement circuit</b>	Nominal current	.../250 mA
	Maximum current	.../300 mA
<b>Accuracy class</b>	Power	0.5%
	Energy	1.0%
<b>Relay outputs</b>	Number	4
	Type	Potential-free
	Maximum operating current	6 A
<b>Communications</b>	User interface	Ethernet
	Communication with the inverter	RS-232, RS-485, RS-422
	Communication with Power Analyzers	RS-485
<b>Build features</b>	Dimensions	6 DIN rail modules
	Enclosure	UL94 – V0 self-extinguishing plastic
	Weight	250 gr
<b>Environmental conditions</b>	Operating temperature	-25...+70 °C
	Relative humidity	95% without condensation
<b>Standards</b>	<b>IEC 61010-1:2010, IEC 61000-6-2:2005, IEC 61000-6-4:2011.</b>	

## References

Type	Code	Description
CDP-0	E51001	Dynamic Power Controller, with zero injection into the grid
CDP-G	E52001	Dynamic Power Controller with demand management

**www.circutor.es**

CIRCUTOR, SA - Vial Sant Jordi, s/n  
 08232 Viladecavalls (Barcelona) Spain  
 Tel. (+34) 93 745 29 00 - Fax: (+34) 93 745 29 14  
 comunicacion@circutor.com



@circutor



youtube.com/circutoroficial



circutor





# CDP-G

## Controlador dinámico de potencia con gestión de la demanda



### Descripción

El **CDP-G** es el controlador dinámico de potencia de **CIRCUTOR** destinado a aplicaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo, que permite aprovechar al máximo los excedentes de generación fotovoltaica. La gama de dispositivos **CDP** son los encargados de regular la producción de los inversores solares para garantizar, en cualquier instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo, la inyección cero a red, o bien, la inyección controlada.

El **CDP-G** incorpora **todas** las prestaciones del modelo **CDP-0** y además, dispone de 3 salidas de relé que tienen como función utilizar los excedentes de producción fotovoltaica. La conexión de cargas no críticas en horas de elevada insolación, permite tener una menor dependencia de la red eléctrica y una reducción de los costes energéticos. Asignando un consumo a cada carga y una prioridad, el **CDP-G** es capaz de calcular y conectar automáticamente la carga adecuada a cada momento, en función del excedente disponible. Además, el **CDP-G** permite asignar un porcentaje de contribución de la red eléctrica para optimizar aún más la utilización de la instalación fotovoltaica.

Algunas de las principales características del **CDP-G** son:

- Gestión de hasta 3 cargas
- Aprovechamiento de excedentes de producción fotovoltaica
- Gestionar las principales marcas de inversores\* y varios inversores por instalación
- Monitorización vía web (Smartphone, Tablet o PC)
- *Datalogger* y descarga de fichero .csv con datos históricos de consumos vía web
- Múltiples opciones de regulación vía web
- Pantalla con información de consumo, producción FV y consumo de red
- Comunicaciones Modbus/TCP para integración en aplicaciones SCADA.

### Aplicaciones

- Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo (con o sin inyección a red) que requieran un gestor energético para optimizar excedentes de producción fotovoltaica.
- Sistema remoto de monitorización y registro de balance energético (con o sin inyección a red).
- Gestión de bombas de calor (aeroterminas o geotermias)
- Calentamiento de agua mediante la utilización de termo-acumuladores (piscinas, viviendas)
- Bombeo de agua y aplicaciones de riego
- Producción de aire comprimido

### Características técnicas

<b>Circuito alimentación</b>	Tensión nominal (Tolerancia)	230 Vc.a. (80...115%)
	Frecuencia	50...60 Hz
	Consumo	6 VA / 6 W
<b>Circuito de medida de tensión</b>	Tensión nominal	12 Vc.c.
	Margen de medida	10...300 Vc.a.
	Frecuencia	50...60 Hz
<b>Circuito de medida de corriente</b>	Corriente nominal	.../250 mA
	Corriente máxima	.../300 mA
<b>Clase de precisión</b>	Potencia	0,5%
	Energía	1,0%
<b>Salidas de relé</b>	Número	4
	Tipo	Libre de potencial
	Corriente máxima de maniobra	6 A
<b>Comunicaciones</b>	Interfaz de usuario	Ethernet
	Comunicación con inversores	RS-232, RS-485, RS-422
	Comunicación con analizadores	RS-485
<b>Características mecánicas</b>	Dimensiones	6 módulos DIN
	Material	Plástico UL94 - V0 Autoextinguible
	Peso	250 gr
<b>Condiciones ambientales</b>	Temperatura de trabajo	-25...+70 °C
	Humedad relativa	95% sin condensación
<b>Normas</b>	<b>IEC 61010-1:2010, IEC 61000-6-2:2005, y IEC 61000-6-4:2011</b>	

\* Consultar en la página web la lista actual de inversores gestionados.

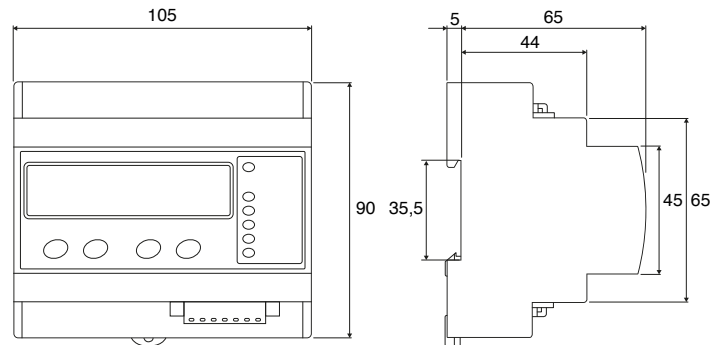
# CDP-G

## Controlador dinámico de potencia con gestión de la demanda

### Referencias

Tipo	Código	Descripción
CDP-G	E52001	Controlador Dinámico de Potencia con gestión de la demanda

### Dimensiones



### Visualización Web



13:58:20  
2014/10/09

6450 W 86%

4296 W

6720 W

2433 W

De 09/10/2014 A 09/10/2014

Download

Relay 1

Relay 2

Relay 3

Dynamic

### Conexiones

