



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

**MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**  
**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**  
**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en edificio de  
oficinas según RD 244/2019**

Autor: D. Ignacio Domínguez Bachiller

Tutor: D. Julián Manuel Pérez García

Valladolid, febrero 2020





---

Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

---

Máster en Ingeniería Industrial

**MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**  
**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**  
**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en edificio de  
oficinas según RD 244/2019**

Autor: D. Ignacio Domínguez Bachiller

Tutor: D. Julián Manuel Pérez García

Valladolid, febrero 2020



## **Resumen**

En este proyecto, se estudia el nuevo Real Decreto de autoconsumo y cómo afecta al diseño y rentabilidad de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red, llevando a cabo el diseño de la misma y un estudio económico.

## **Palabras clave**

Autoconsumo, fotovoltaica, renovable, mecanismo de compensación, ahorro.



## **Agradecimientos**

A mi madre, hermanos, familia y amigos que me han apoyado durante todos estos años en la escuela.

A mis antiguos compañeros Diego, Rafa, Alberto, Ricardo, Lorena y Jesús en particular y al equipo de i-solagua y 1A Ingenieros en general por darme la oportunidad de iniciar mi carrera profesional con ellos y los buenos ratos en su compañía.





# ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS .....	
ÍNDICE DE TABLAS .....	
ÍNDICE DE GRÁFICAS .....	
1. MEMORIA .....	1
1.1. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ALCANCE .....	1
1.1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE.....	2
1.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	3
1.2.1. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA .....	3
1.2.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA ACTUALIDAD.....	8
1.3. LEGISLACIÓN EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN CONECTADAS A LA RED ....	11
1.4. EDIFICIO OBJETO DE ESTUDIO.....	13
1.4.1. Descripción del edificio .....	13
1.4.2. Consumos del edificio .....	14
1.5. INSTALACIÓN ÓPTIMA.....	17
1.5.1. Metodología del trabajo.....	17
1.5.2. Datos de partida.....	18
1.5.3. Resultados de la simulación y análisis de resultados.....	25
1.6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	30
1.6.1. Diseño del generador .....	31
1.1.2. Cálculos.....	42
1.1.3. Esquema unifilar de la instalación.....	60
1.1.4. Estudio de generación.....	62
2. PRESUPUESTO ECONÓMICO .....	67
3. ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	71
4. PLANOS.....	75
5. CONCLUSIONES.....	77
6. BIBLIOGRAFIA .....	79
ANEXOS .....	80



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama elevación solar [2] .....	3
Figura 2. Componentes de una célula fotovoltaica [3] .....	5
Figura 3. Circuito ideal de módulo fotovoltaico [3].....	5
Figura 4. Curva V-I del módulo Canadian Solar KuMax policristalino de 345 Wp [5] ....	7
Figura 5. Planta del edificio y numeración de cubiertas. [5].....	13
Figura 6. Implantación de instalación de partida. [5] .....	20
Figura 7. Resultados simulación instalación de partida 1. (PVsyst ) .....	23
Figura 8. Resultados simulación instalación de partida 2. (PVsyst ) .....	24
Figura 9. Planta del edificio [5].....	30
Figura 10. Estructura aluminio coplanar. (Sunfer ) .....	32
Figura 11. Perfil aluminio 140101 (Sunfer ).....	33
Figura 12. Curva de eficiencia de inversor SUN2000-100KTL-M1. (Huawei) .....	35
Figura 13. Esquema unifilar inversor SUN2000-100KTL-M1 Huawei).....	35
Figura 14. Dispositivo de monitorización ITR 2.0 (Lacecal).....	37
Figura 15. Conectores estándar MC4 (Autosolar).....	38
Figura 16. Croquis separación de módulos. [7].....	39
Figura 17. Implantación final de la instalación fotovoltaica [5] .....	40
Figura 18. Esquema de distribución TT. [8] .....	42
Figura 19. Caídas de tensión admisibles. [9] .....	44
Figura 20. Método de instalación cable CC [10].....	45
Figura 21. Método de instalación cable AC [10] .....	45
Figura 22. Secciones del cableado de CC y CA [10] .....	46
Figura 23. Factores de corrección por temperatura [10].....	46
Figura 24. Factores de corrección por agrupamiento de circuitos [10].....	47
Figura 25. Grafica funcionamiento interruptor automático curva C [11] .....	49
Figura 26. Interruptor automático Schneider Compact NSX250F (Schneider Electric) 52	
Figura 27. Clases de curva de fusión de fusibles. [11].....	53
Figura 28. Curva de funcionamiento de fusible tipo “g” [11] .....	53
Figura 29. Fusible gG y portafusible DF Electric (DF Electric).....	54
Figura 30. Esquema de conexión de toroidal y relé con interruptor general de la instalación [11].....	54
Figura 31. Toroidal 50420 (Schneider Electric).....	55
Figura 32. Relé diferencial RH10M 56145 (Schneider Electric).....	55

Figura 33. Esquema de modo de instalación de red de tierras de instalación generadora [8] .....	56
Figura 34. Secciones de los conductores de puesta a tierra [8].....	57
Figura 35. Bucle de defecto de instalaciones de protección tipo TT [8] .....	58
Figura 36. Campos de la instalación fotovoltaica (PVsyst) .....	62
Figura 37. Configuración series cubierta2 PVsyst (PVsyst) .....	63
Figura 38. Perdidas térmicas de los módulos en PVsyst (PVsyst) .....	64
Figura 39. Perdidas óhmicas del cableado PVsyst (PVsyst).....	64
Figura 40. Consumo diario edificio PVsyst (PVsyst) .....	65

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos potencia instalada por comunidades años 2018 y 2019 [7] .....	10
Tabla 2. Características de las cubiertas del edificio [5] .....	14
Tabla 3. Precios de energía tarifa eléctrica edificio (€/kWh). [5].....	14
Tabla 4. Distribución de consumos por meses y gastos debido al consumo energía. [5] .....	15
Tabla 5. Coste de ejecución material para distintas potencias de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sobre cubierta [5] .....	19
Tabla 6. Especificaciones técnicas del módulo JINO Solar EAGLE JKM375M-72H. [5] 21	
Tabla 7. Especificaciones técnicas del inversor SMA Sunny Tripower 20000TL. [5] ....	21
Tabla 8. Resultados instalación de partida [5] .....	24
Tabla 9. Resultados simulación instalación óptima [5] .....	26
Tabla 10. Características de las cubiertas [5] .....	31
Tabla 11. Distribución de módulos fotovoltaicos por cubierta [5] .....	31
Tabla 12. Características mecánicas del Aluminio 6005A. [5].....	32
Tabla 13. Parámetros mecánicos de perfil 140101 [5].....	33
Tabla 14. Especificaciones técnicas inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 (Huawei) 34	
Tabla 15. Especificaciones técnicas módulo JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H (Huawei) .....	36
Tabla 16. Series de módulos y tensiones de diseño [5] .....	40
Tabla 17. Instalación eléctrica del edificio [5] .....	42
Tabla 18. Intensidad de diseño de los distintos conductores de la instalación.[5] .....	45
Tabla 19. Factor de corrección por agrupamiento en cableado CC [5].....	47
Tabla 20. Comprobación caída de tensión cableado CC y sección final. [5] .....	48
Tabla 21. Caída de tensión corriente alterna [5].....	49
Tabla 22 Intensidades uso y admisible conductor corriente alterna [5].....	50
Tabla 23. Intensidades de cortocircuito [5].....	52

Tabla 24. Intensidades de uso y máxima del conductor corriente continua [5].....	53
Tabla 25. Resultados instalación puesta a tierra:.....	58
Tabla 26. Resultados simulación[5].....	65
Tabla 27. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica. Parte 1.....	72
Tabla 28. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica. Parte 2.....	73

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Crecimiento relativo de la potencia instalada desde 2017 [6] .....	10
Gráfica 2. Consumos mensuales del edificio [5] .....	15
Gráfica 3. Consumos horarios acumulados febrero [5] .....	16
Gráfica 4. Consumos horarios acumulados agosto [5].....	16
Gráfica 5. Evolución del ratio €/Wp en función de la potencia de la instalación fotovoltaica [5] .....	19
Gráfica 6. Retorno de la inversión en función de la potencia [5].....	28
Gráfica 7. Ahorro en función de la potencia de la instalación sin tener en cuenta el coste de la instalación. [5] .....	28
Gráfica 8. Ahorro anual teniendo en cuenta el coste de la instalación [5] .....	29



# 1. MEMORIA

## 1.1. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ALCANCE

### 1.1.1. INTRODUCCIÓN

El uso eficiente de la energía en viviendas, naves industriales y cualquier otro tipo de edificaciones es un tema de vital importancia hoy en días debido a las malas perspectivas ambientales y energéticas que presenta el planeta. Por ello, en la actualidad existen todo tipo de soluciones para conseguir edificaciones que usen la mínima cantidad de energía como pueden ser sistemas de iluminación de bajo consumo, sistemas de climatización de alta eficiencia o envolventes aislantes. Esto, junto a la mayor presencia de fuentes de energía renovables en la generación eléctrica, hace que las perspectivas ambientales mejoren considerablemente, aunque no se consiga prescindir de las centrales de generación de energía eléctrica basadas en combustibles fósiles, carbón o nucleares.

La energía fotovoltaica, se presenta desde ya hace unos, cuando los precios de los módulos fotovoltaicos disminuyeron considerablemente su precio, como una opción viable de obtención de energía de carácter renovable en los distintos tipos de edificaciones e instalaciones.

Según el informe publicado el 14 de marzo del año 2019 por el Instituto de Sistemas de Energía Solar de la organización de investigación alemana Franunhofer-Gesellschaft [1], el precio medio para una instalación de 10-100 kWp de potencia instalada a finales de 2018 rondaba 1,07 €/kWp mientras que en 1990 el precio para este tipo de instalaciones era de aproximadamente de 14,00 €/kWp.

Si se realiza una comparación de la potencia instalada en los últimos años en España, se puede ver el gran avance que está presentando esta tecnología en los dos últimos años. En el año 2018 se instaló un total de 261,7 MW mientras que, en el 2017, se instaló 135 MW.

Por otra parte, en materia legislativa, el día 5 de octubre se aprobó el Real Decreto 15/2018 en el cual, entre otras cosas, se derogaba el famoso “impuesto al sol” que penaba la generación energética de origen renovable. Este nuevo Real Decreto abre un nuevo horizonte de posibilidades, como por ejemplo el autoconsumo compartido o la compensación de excedentes por la energía de origen renovable no consumida. La publicación del 5 de abril del Real Decreto 244/2019, completo las carencias técnicas del anterior RD mencionado, estableciéndose las condiciones técnicas, legislativas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Debido a esto, se ha producido un auténtico “boom” de instalaciones de autoconsumo y de generación, llegando al punto de que se ha solicitado a las compañías distribuidoras más potencia a evacuar que lo establecido en el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) (27 GW de fotovoltaica). Actualmente, se estima que hay en torno a 113 GW entre los ya autorizados (44 GW) y los que se encuentran en proceso de tramitación (69 GW).

### 1.1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo de este TFM es el diseño y optimización de una instalación solar fotovoltaica en un edificio de oficinas en modalidad de autoconsumo, al amparo del nuevo Real Decreto 244/2019. En particular, se buscará la potencia óptima de instalación que proporcione el mayor ahorro, tanto en la modalidad de autoconsumo sin excedentes como en la de autoconsumo acogido a compensación

Se estudia cómo afecta esta nueva normativa al diseño de una instalación, evaluando que tipo de instalación, tamaño y modalidad de autoconsumo es el más adecuado.

Para realizar el estudio anual se emplea datos horarios de las siguientes variables:

- Consumos horarios de un año completo
- Generación horaria de la instalación propuesta.
- Datos del precio de la electricidad por hora
- Datos de la valoración de los excedentes horaria para un año en el caso de mecanismo de compensación de excedentes

En primer lugar, se realiza un análisis estadístico de los consumos para ver los hábitos de consumo del edificio (horas de mayor consumo, meses de mayor consumo, etc.). Posteriormente, se evaluará el edificio en cuestión, identificando las zonas de la cubierta más ventajosas para situar los módulos fotovoltaicos en función del primer análisis de los consumos.

Se realizará un estudio de cuál es la instalación más ventajosa desde el punto de vista energético y económico, definiendo cual será la instalación a diseñar

A continuación, se pasará a diseñar la instalación completa al detalle cumpliendo con toda la normativa relacionada con las instalaciones generadoras de baja tensión.

Por último, se estudia la viabilidad económica del proyecto, viendo si el proyecto es interesante desde el punto de vista económico. Se analizarán datos como el ahorro producido por la instalación, el TIR o el retorno de la inversión.



## 1.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 1.2.1. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

#### 1.2.1.1. Radiación solar

El recurso energético obtenido en este tipo de instalaciones es la radiación solar debido al efecto fotovoltaico. Este efecto se basa en la emisión de electrones por un material semiconductor cuando recibe radiación electromagnética, en este caso proveniente del sol.

A la hora de evaluar la producción de un sistema fotovoltaico, en primer lugar, se debe evaluar las siguientes características relativas a la posición y orientación del campo fotovoltaico respecto al sol:

- Acimut ( $\psi_s$ ): Ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Cuanto menor sea el acimut, mayor será la producción anual de la planta.
- Elevación solar ( $\Upsilon_s$ ): ángulo formado por los rayos solares con la superficie horizontal. Ese valor va variando a lo largo del año, siendo la elevación menor en los meses invernales y mayor en los meses de verano. La elevación solar se puede representar para todos los días del año y todas las horas, quedando el siguiente gráfica (Figura 1) para la provincia de Valladolid [2]:

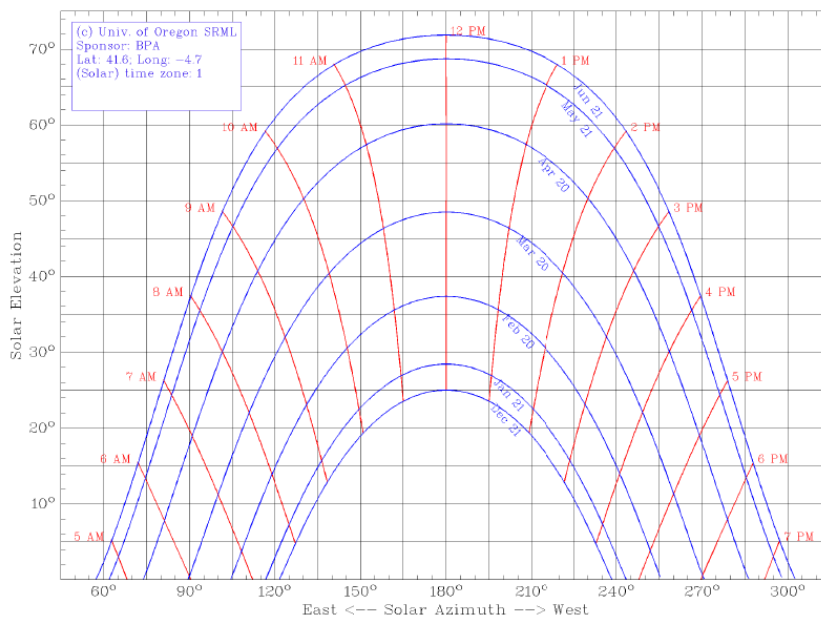


Figura 1 Diagrama elevación solar [2]

- Inclinación ( $\beta$ ): ángulo formado por el módulo fotovoltaico y el plano horizontal.

La radiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos se puede dividir en varios tipos en función de los efectos a los que se ve sometido al atravesar la atmósfera terrestre:

- Radiación directa: Es la que recibe el módulo fotovoltaico directamente del sol sin verse perturbada su dirección
- Radiación difusa: radiación procedente de toda la bóveda que recibe el módulo debido a fenómenos de difracción, reflexión, etc.

- Radiación de albedo o reflejada. Radiación recibida por el módulo fotovoltaico que ha sido reflejada previamente por el entorno.

La suma de estas 3 radiaciones, es lo que se conoce como irradiación, que es la potencia de radiación recibida por unidad de superficie o radiación si hablamos en términos de energía.

A partir de estos parámetros, se puede definir otro término de interés en las instalaciones fotovoltaicas: la hora solar pico (HSP) que va a depender de la localización geográfica de la instalación, de la inclinación de la instalación y de su acimut y se asocia a un día en concreto. Se define como el número de horas de una irradiación ficticia de  $1000 \text{ W/m}^2$  que tendría la misma irradiación total que la irradiación de ese día. Se calcula mediante la siguiente formula:

$$HSP_{(\alpha,\beta)} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{1000 \text{ W/m}^2}$$

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : valor diario de la irradiación global sobre el plano del módulo con una inclinación  $\alpha$  y un acimut  $\beta$  expresado en  $\text{W/m}^2$

#### 1.2.1.2. Célula fotovoltaica y tipos

Las células fotovoltaicas que conforman los módulos fotovoltaicos, son, al fin y al cabo, semiconductores PN (normalmente silicio), los cuales, reciben la radiación electromagnética del sol en el ánodo del semiconductor (capa n), aumentando la densidad de electrones libres. La energía de los fotones incidentes es absorbida por los electrones de valencia, los cuales rompen su enlace y son capaces, de desplazarse a la capa p del semiconductor generando así la corriente eléctrica. Cada célula se comporta como un generador de corriente en oposición con un diodo real. La tensión es función de la intensidad.

Las células fotovoltaicas, dan unas tensiones e intensidades muy bajas, por lo que se asocian en serie y en paralelo para conformar los módulos fotovoltaicos.

La energía necesaria para que un electrón pase de un lado al otro del semiconductor, es lo que se conoce comúnmente como gap de energía o banda prohibida. Esta energía va a depender de múltiples factores como son:

- Material del semiconductor (Propiedades ópticas, Propiedades electrónicas)
- Temperatura (disminución de la tensión de circuito abierto de la célula con el aumento de la temperatura)
- Densidad de defectos

En la Figura 2 se puede ver el esquema básico de una célula solar[3].

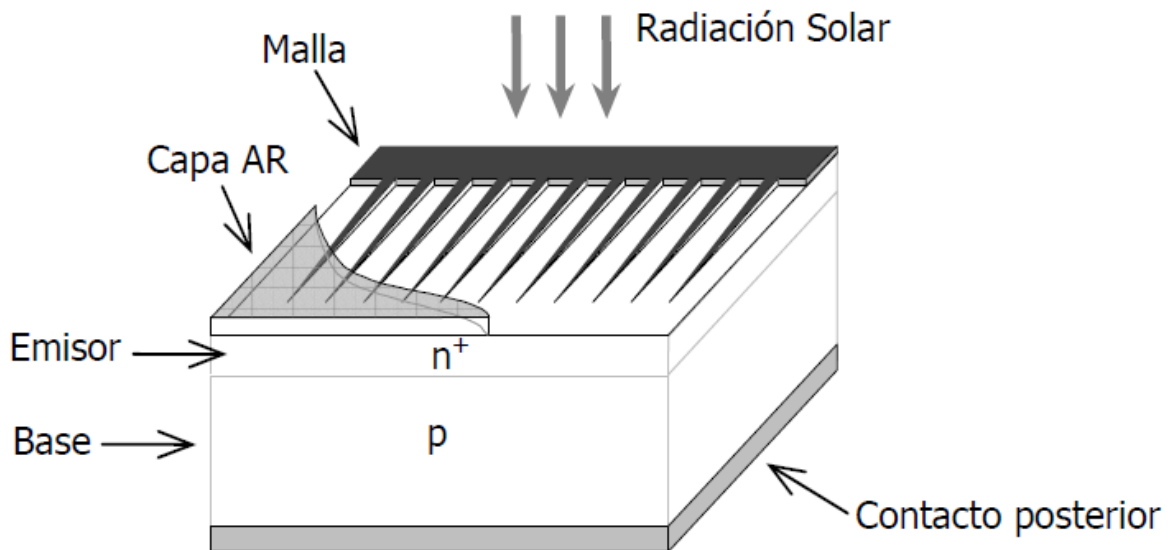


Figura 2. Componentes de una célula fotovoltaica [3]

En la cara anterior de la célula, donde incide la radiación solar, lo primero que hay es una capa antirreflexiva (AR) que tiene el objetivo de reducir la reflexión de la radiación solar determinada longitud de onda.

Tras esta primera capa se encuentra una malla metálica que hace la función de terminal de conexión. Tiene forma de rejilla debido a que interesa que ocupe la menor superficie posible para que incida más radiación sobre el ánodo del semiconductor. Para medir la idoneidad del diseño de la capa metálica se usa el concepto “factor de sombra” que cuantifica la superficie ocupada por la malla metálica.

Tras la malla, se encuentra el ánodo del semiconductor (p-n) que es el que recibe la radiación solar del sol y a continuación el cátodo donde se generan los huecos que son ocupados por los electrones que han ganado energía.

Por último, se encuentra otro contacto metálico posterior que hace que se cierre el circuito. Normalmente se trata de una capa opaca si no se trata de módulos bifaciales.

En la Figura 3 se puede ver el circuito eléctrico equivalente a una célula solar [3].

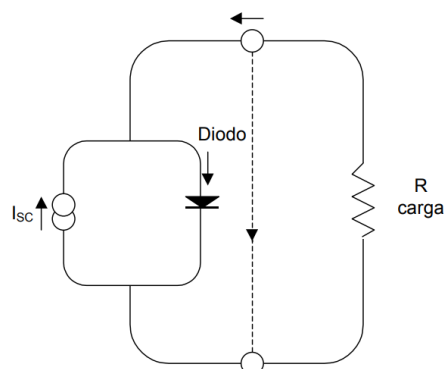


Figura 3. Circuito ideal de módulo fotovoltaico [3]

El conjunto de células fotovoltaicas es lo que compone finalmente un módulo fotovoltaico.

En cuanto a la tipología de módulos fotovoltaicos que existen, se puede diferenciar entre módulos de tecnología cristalina de silicio, módulos de tecnología de capa fina, módulos de tecnología fotovoltaica de concentración y módulos con células flexibles. Los más comunes se describen a continuación:

- **Módulos de tecnología cristalina de silicio monocristalinos:** Se obtiene tras varias fases de cristalización tras fundir el silicio dopado con boro, con lo que se consigue una célula con una microestructura perfectamente ordenada. Son obleas de una sola pieza. Presentan unas eficiencias muy altas en laboratorio (24%) aunque las eficiencias de los módulos comercializables de este tipo son menores.
- **Módulos de tecnología cristalina de silicio policristalinos:** El proceso de fabricación es similar al del monocristalino, pero cristalizan de una forma más desordenada y se realiza con un material menos puro. A simple vista se pueden reconocer al aspecto granulado del silicio. Consecuentemente su eficiencia es menor (19%). Este tipo de módulos es el más usado a nivel mundial para grandes instalaciones.
- **Módulos de tecnología de capa fina de silicio amorfo:** Se trata de un conjunto de capas de silicio depositadas sobre un cristal o metal. No cuentan con estructura cristalina. La eficiencia del módulo disminuye de forma considerable con el tiempo en comparación con los otros tipos de módulos. No presentan tanta dependencia con la temperatura.
- **Módulos de tecnología de capa fina de Teluro de Cadmio (CdTe):** módulos fotovoltaicos de alta eficiencia (de hasta el 30%). Se trata de una tecnología de película delgada que actúa de forma muy eficiente en condiciones de alta humedad y temperatura. Las células son más baratas de producir que las de silicio convencional aunque dan por ahora, una eficiencia menor.[4]
- **Módulos de concentración:** Especialmente preparadas para trabajar bajo radiación concentrada mediante una lente.
- **Células flexibles:** El material semiconductor se deposita sobre una capa de plástico fino por lo que permite adaptar su forma.

#### 1.2.1.3. Especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos y agrupaciones

A la hora de evaluar un módulo fotovoltaico para diseñar una instalación, nos tenemos que fijar en sus especificaciones técnicas. Las características más importantes de un módulo son las siguientes:

- **Potencia máxima:** Potencia máxima que va a poder suministrar el módulo. Se da para unas determinadas condiciones de irradiación y temperatura (1000 W/m<sup>2</sup> y 25°).
- **Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ):** Tensión del módulo iluminado cuando no está conectada ninguna carga a él.
- **Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ):** Corriente máxima que puede circular por el módulo. Se da cuando se cortocircuitan los terminales + y -.
- **Tensión del punto de máxima potencia ( $V_{pmp}$ ):** Tensión para la potencia máxima en las mismas condiciones de irradiación y temperatura
- **Corriente del punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ):** Corriente para la potencia máxima en las mismas condiciones de irradiación y temperatura
- **Factor de forma:** índice de calidad del módulo. Cociente entre la potencia máxima y el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Cuanto mayor sea, mayor calidad presenta el módulo.

$$FF = \frac{V_{pmp} \times I_{pmp}}{V_{OC} \times I_{SC}}$$

Módulo FV: Canadian Solar, KuMax 345 poly

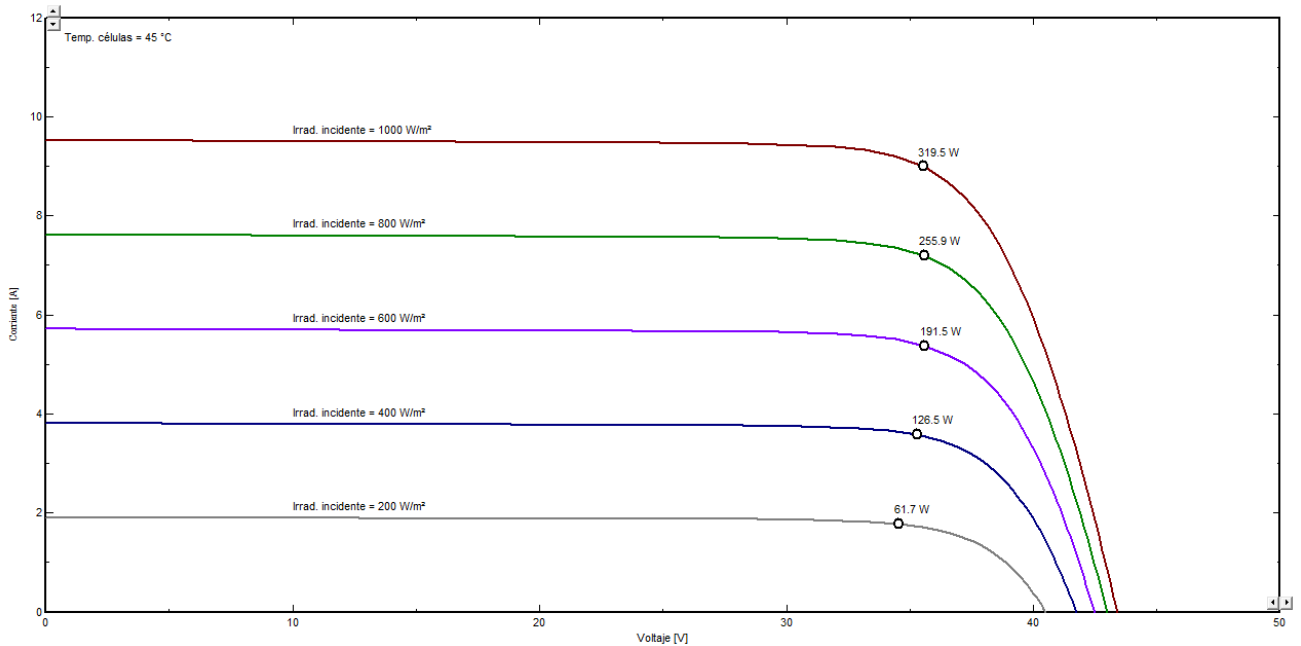


Figura 4. Curva V-I del módulo Canadian Solar KuMax policristalino de 345 Wp [5]

- **Eficiencia:** Relación entre la potencia que puede entregar la célula y la que incide sobre el módulo fotovoltaico (del orden de 16-22%)
- **Coefficiente de temperatura de intensidad ( $\alpha$ ):** Indica como aumenta la intensidad con la temperatura para cierta temperatura superior a la de referencia:

$$I_{SC} = I_{SC}(T_R) \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100} \cdot (T - T_R)\right)$$

- **Coefficiente de temperatura de tensión ( $\beta$ ):** Indica como disminuye la tensión con la temperatura para cierta temperatura de referencia:

$$V_{OC} = V_{OC}(T_R) \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} \cdot (T - T_R)\right)$$

- **Coefficiente de temperatura de punto de máxima potencia ( $\gamma$ ):** Indica como disminuye la tensión del punto de máxima potencia según la temperatura de la célula y un coeficiente de disminución. Para poder calcular este parámetro, en primer lugar, tenemos que calcular la temperatura de trabajo de la célula través de la siguiente formula:

$$T = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Siendo:

- $T$ : Temperatura de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico.
- $T_a$ : Temperatura ambiente, en grados centígrados
- $G$ : valor de la irradiancia solar  $W/m^2$
- $TONC$ : Temperatura de operación nominal de la célula. Temperatura que alcanza la célula fotovoltaica cuando la temperatura ambiente es de  $20^\circ$ , una irradiancia de  $800 W/m^2$  y una velocidad del viento de 1 m/s.

Una vez obtenida la temperatura de funcionamiento, se puede calcular la tensión de del punto de funcionamiento a una temperatura dada a través de la siguiente expresión:

$$V_{pmp} = V_{pmp}(T_R) \cdot \left( 1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T - T_R) \right)$$

Siendo:

- $V_{pmp}$ : Tensión del punto de máxima potencia
- $\gamma$ : Coeficiente de temperatura del punto de máxima potencia
- $T_R$ : Temperatura de trabajo de las células fotovoltaica en condiciones estándar de medida (25°)

Los módulos fotovoltaicos, se pueden agrupar de dos formas: en serie o en paralelo.

**Agrupamiento de módulos fotovoltaicos en serie:** esta configuración, va a aumentar la tensión del agrupamiento manteniendo el mismo nivel de intensidad. A esta configuración en serie se le llama “cadena”, “serie” o “string”. La tensión resultante de la serie, será el producto de la tensión de un único módulo por el número de módulos agrupados.

$$\begin{aligned} V_{GF} &= V_{MF} \cdot N_S \\ I_{GF} &= I_{MF} \end{aligned}$$

Siendo:

- $V_{GF}$ : Tensión total de la cadena de módulos en una determinada condición de funcionamiento
- $V_{MF}$ : Tensión del módulo fotovoltaico en una determinada condición de funcionamiento
- $N_S$ : Numero de módulos agrupados en la misma cadena.
- $I_{GF}$ : Intensidad de la cadena de módulos en una determinada condición de funcionamiento
- $I_{MF}$ : intensidad de un único módulo fotovoltaico en una determinada condición de funcionamiento.

**Agrupamiento de módulos fotovoltaicos en paralelo:** en este caso, se aumenta el valor de la intensidad, manteniendo los niveles de tensión:

$$\begin{aligned} V_{GF} &= V_{MF} \\ I_{GF} &= I_{MF} \cdot N_S \end{aligned}$$

A la hora de diseñar las instalaciones, se lleva a cabo una mezcla de las dos formas de agrupar módulos. Se realizan una serie de strings para conseguir una tensión elevada y posteriormente se agrupan estas series en paralelo para conectarse al inversor. La potencia resultante de la instalación independientemente del modo de asociación de los módulos, va a ser la potencia unitaria del módulo fotovoltaico por el número de módulos.

### 1.2.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA ACTUALIDAD

Dentro de las distintas de las energías renovables, la fotovoltaica se está imponiendo actualmente tanto en grandes instalaciones como en instalaciones de pequeña potencia para sistemas aislados debido a diversos factores como son:

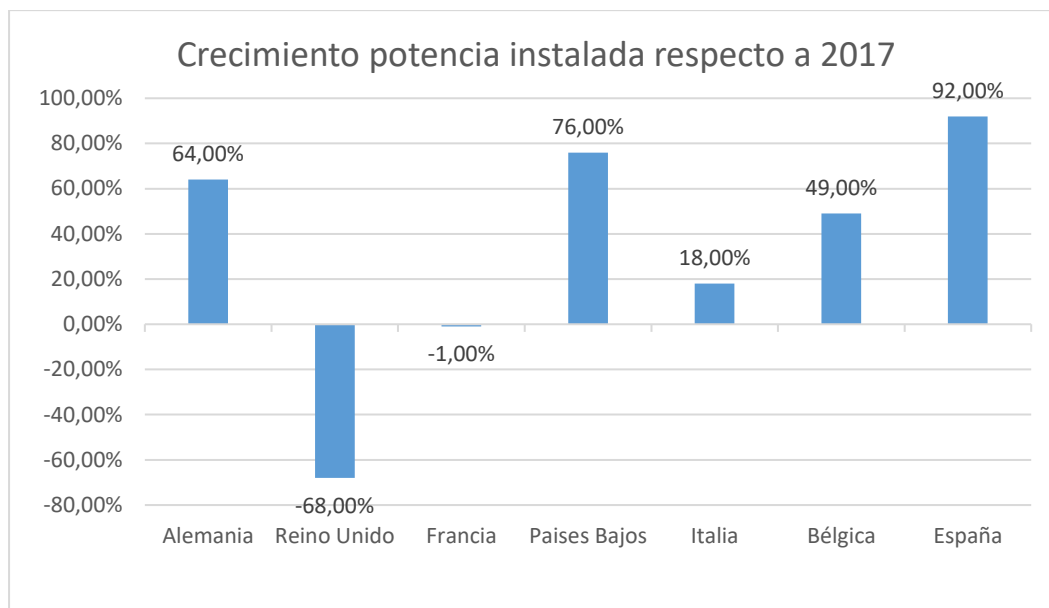
- Abaratamiento de los equipos
- Energía de base en el mix eléctrico
- Elevada vida útil (25 años)

- Aparición de nuevas tecnologías alimentadas con energía eléctrica (bombas de calor, coche eléctrico, etc.)
- Variedad de aplicaciones:
  - Instalaciones de autoconsumo: son instalaciones conectadas a la red eléctrica interior de una edificación para autoconsumir la energía generada. La energía sobrante, se puede, compensar, vender en el mercado eléctrico o directamente evitar el vertido de esa energía sobrante mediante dispositivos de inyección cero.
  - Instalaciones aisladas de la red con baterías: Son instalaciones que normalmente se encuentran en lugares donde no llega la red eléctrica y que precisan de almacenamiento de energía mediante baterías.
  - Instalaciones de bombeo solar: estas instalaciones, pueden ser tanto aisladas de la red como híbridadas con la red eléctrica o un grupo electrógeno. Este tipo de instalaciones se están viendo cada vez más debido a la crecida del precio de la electricidad y son una gran solución para la gestión de regadíos. Los módulos fotovoltaicos van directamente conectados a un variador de frecuencia que alimenta las bombas de riego bajo determinadas consignas como por ejemplo la presión de riego en un determinado punto del circuito hidráulico.
  - Instalaciones conectadas a la red: Se trata de instalaciones pensadas únicamente para inyectar la energía producida por la instalación a la red eléctrica con el único objetivo de vender esa energía en el mercado eléctrico.

Todo ello, además de otros factores, junto con el reciente cambio de normativa nivel nacional, hace que se esté incrementando la potencia instalada a pasos agigantados

Si nos paramos a analizar a nivel europeo, en el año 2017, las renovables generaron el 30% de la electricidad de Europa, creciendo un 1,7% en el mix eléctrico europeo, lo que resultaría de un 50% del mix en el año 2030, si se siguiese la progresión.

Si se habla de datos absolutos, en 2018, se instaló un 37% más de potencia que el año previo, manteniendo la tendencia. En total fueron 8,2 GW, siendo Alemania el país con más potencia instalada (2,95 GW) debido a las primas en el precio de venta de la energía, así como a las ayudas en instalaciones de autoconsumo de entre 40 y 750 kW. Tras Alemania se sitúan los Países Bajos con 1,5 GW. España en cambio, se distancia bastante de estos datos, instalando únicamente 288 MW en este mismo año. Si se analiza la siguiente gráfica, se puede ver la tendencia que tienen algunos de los distintos países de la UE en cuanto al crecimiento de la potencia instalada respecto al año 2017.



Gráfica 1. Crecimiento relativo de la potencia instalada desde 2017 [6]

Si analizamos la potencia total, Alemania sigue al frente de la UE con 45,92 GW seguido de Italia y Reino Unido con 19,87 y 12,96 GW respectivamente. España se encuentra todavía lejos de estas cifras con tan solo 4,74 GW.

Si nos centramos en España, la energía solar fotovoltaica representa tan solo un 4,5% de la potencia instalada en el país. La distribución de la potencia instalada por el territorio fluctúa proporcionalmente a la irradiación de cada zona geográfica, siendo Castilla-La Mancha, Extremadura y Andalucía las comunidades con mayor potencia instalada. En la Tabla 1, se puede ver un resumen de la potencia instalada en los dos últimos años por comunidades autónomas.

Tabla 1. Datos potencia instalada por comunidades años 2018 y 2019 [7]

	Potencia instalada 2018(MW)	Potencia instalada 2019(MW)	% 2019 por comunidad	% Incremento sobre 2018
Andalucía	882.1	1778	20.43%	101.56%
Aragón	169.1	934.3	10.74%	452.51%
Asturias	0.8	0.8	0.01%	0.00%
Baleares	80.5	81	0.93%	0.62%
Canarias	167.4	167.7	1.92%	0.18%
Cantabria	2.2	2.2	0.03%	0.00%
Castilla-La Mancha	925	1723	19.80%	86.27%
Castilla y León	495.9	795.7	9.14%	60.46%
Cataluña	269.6	273.9	3.15%	1.59%
Extremadura	564	1075.2	12.36%	90.64%
Galicia	16.7	18.2	0.21%	8.98%
La Rioja	85.6	96.6	1.11%	12.85%
Comunidad de Madrid	63.7	63.7	0.73%	0.00%
Región de Murcia	441.9	1114.7	12.81%	152.25%
Navarra	162.1	162.1	1.86%	0.00%
País Vasco	27	51	0.59%	88.89%
Comunidad Valenciana	360.7	364.7	4.19%	1.11%
Ceuta	0	0	0.00%	-
Melilla	0	0	0.00%	-
Total	4714.3	8701.8	100.00%	84.58%



### 1.3. LEGISLACIÓN EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN CONECTADAS A LA RED

La legislación en materia de energías renovables en España, se puede decir que experimentó el gran “boom” en el año 2007 con el Real Decreto 661/2007 que establecía incentivos para este tipo de instalaciones en función del tamaño, siendo las instalaciones pequeñas las mayores beneficiadas. Posteriormente una vez alcanzado la potencia prevista marcada por este Real Decreto, se publicó el Real Decreto 1578/2008 donde se establecían revisiones tarifarias en función del mercado. Posteriormente con el Real Decreto Ley 14/2010, se dio un frenazo al crecimiento del sector debido a la limitación de horas de producción de las plantas de energía fotovoltaica por las que una vez sobrepasadas, no se retribuía ningún incentivo adicional al precio del mercado eléctrico.

En 2011 con el Real Decreto 1544/2011 se establecía el peaje de generación, que continua aún vigente de 0,5 €/MWh generado. Con el Real Decreto Ley 1/2012 se suspendían todas las primas de las instalaciones de generación en régimen especial. La Ley 15/2012 que estableció el impuesto de la producción de energía eléctrica del 7% sobre el valor de venta, lo que supuso un parón en estas instalaciones.

En octubre del 2018 se publicó el Real Decreto 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética que establece las nuevas modalidades de autoconsumo además de otras medidas que se explicaran a continuación en el siguiente apartado en profundidad junto con el Real Decreto 244/2019.

Las instalaciones de generación fotovoltaica para autoconsumo se encuentran legisladas fundamentalmente por las siguientes normativas:

- Real Decreto-ley 15/2018
- Real Decreto 244/2019

Estos dos Reales Decretos han sido publicados recientemente. Han supuesto un cambio importante en el autoconsumo fotovoltaico ya que establecen entre otras cosas, mecanismos de compensación de energía y simplificación administrativa en algunos tipos de instalaciones.

Si se analiza en profundidad la nueva legislación, podemos extraer los siguientes puntos que hacen que disponer de una instalación de autoconsumo, sea una inversión más que rentable debido también al abaratamiento de los módulos fotovoltaicos. Cambia la propia definición de autoconsumo: “consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas”

- Las instalaciones de autoconsumo con esta nueva normativa se dividen en dos tipos
  - Instalaciones de autoconsumo sin excedentes, en las cuales, mediante un equipo anti vertido, se impide la inyección de energía a la red de distribución o transporte. Existe un único sujeto consumidor
  - Instalaciones de autoconsumo con excedentes, en las cuales se permite el vertido de excedentes a la red de distribución y transporte. Existen dos sujetos, consumidor y productor. Para esta modalidad, podemos diferenciar otros dos subgrupos:

- Instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación. Para acogerse a esta modalidad, se deben de cumplir los siguientes requisitos:
      - Potencia inferior a 100 kW.
      - Fuente de energía de origen renovable.
      - En el caso de ser necesario realizar un contrato de suministro para los consumos auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora.
      - Consumidor y productor hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes.
      - La instalación generadora no cuente con un régimen retributivo adicional o específico.
    - Instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación. Se incluirán en esta modalidad todas aquellas instalaciones que no cumplan los requisitos para estar sujetos a compensación o que voluntariamente, no se quieran acoger a la modalidad de compensación de excedentes
- Se distingue entre autoconsumo individual o colectivo en función del número de sujetos consumidores asociadas a una instalación de generación. En caso de que sea colectivo, todos los consumidores de la instalación deben de estar acogidos a la misma modalidad de autoconsumo. La energía autoconsumida en esta modalidad, es dividida entre los consumidores en base a unos coeficientes de reparto.
- Eliminación de cargos y peajes por autoconsumir energía de origen renovable (impuesto al sol)
- Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes estas exentas de obtener permisos de acceso y conexión. En el caso de que se trate de instalaciones de autoconsumo con excedentes, si la potencia es inferior a 15 kWp ubicadas en suelo urbano, también se encontraran exentas de obtener los permisos de acceso y conexión. En cualquier otro caso, será necesario obtener los permisos.
- Se podrá modificar la modalidad de autoconsumo únicamente una vez por año.
- Para cualquier modalidad de autoconsumo, el sujeto consumidor y el sujeto productor pueden ser personas físicas o jurídicas distintas. Esto abre una serie de nuevas posibilidades en el mercado, permitiendo como, por ejemplo, el alquiler de instalaciones. Para autoconsumo sin excedentes el titular del contrato de suministro, será el titular de la instalación de generación conectada a red.
- En cuanto a los contratos de servicio auxiliares, se podrá formalizar un único contrato de acceso para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado si se cumplen los dos siguientes requisitos:
  - Las instalaciones de generación están conectadas a la red interior del consumidor
  - El consumidor y los titulares de la instalación son la misma persona física o jurídica.
- Equipos de medida. Se debe de disponer de equipos de medida para instalaciones de generación neta siempre y cuando se cumpla alguna de los siguientes casos:

- Se realice autoconsumo colectivo
- La instalación de generación sea una instalación próxima a través de la red.
- Instalaciones de generación de potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA
- En autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.

## 1.4. EDIFICIO OBJETO DE ESTUDIO

### 1.4.1. Descripción del edificio

El edificio objeto de estudio, ubicado en la ciudad de Valladolid, se trata de una edificación usada como oficinas de distintas empresas. El edificio cuenta con una única planta formada por distintos “bloques” conectados sobre un bloque principal. Las cubiertas de los “bloques” cuentan con cubiertas típicas de naves industriales a dos aguas formado por panel sándwich atornillado sobre correas de perfil H y Z.

Cada uno de los bloques en los que se divide el edificio, tiene una orientación distinta, por lo que, a la hora de ver la implantación de la instalación fotovoltaica, se distinguirá entre cada uno de los “bloques”, teniendo preferencia por los bloques mejor orientados respecto al sur o que favorezcan más al ahorro energético-económico del edificio. A la hora de dimensionar la instalación, se dará preferencia a las aguas orientadas más hacia el sur.

En la Figura 5 se puede ver la planta del edificio donde se da la numeración a los distintos bloques:



Figura 5. Planta del edificio y numeración de cubiertas. [5]

En la Tabla 2, se da un resumen de las distintas cubiertas. Todas ellas, son cubiertas a dos aguas con una inclinación de 25°:

Tabla 2. Características de las cubiertas del edificio [5]

	Acimut	Superficie (m2)
Cubierta principal	-	2618,5
Cubierta 1	35 SE	321,2
Cubierta 2	7 SE	444
Cubierta 3	23 SW	343,5
Cubierta 4	14 SE	264,1
Cubierta 5	27 SW	197,7

El edificio está ubicado en las siguientes coordenadas:

Longitud: 4° 41' 41" Oeste

Latitud: 41° 36' 27" Norte

Altitud: 698 metros

#### 1.4.2. Consumos del edificio

Para el estudio técnico-económico, se toman los consumos anuales del edificio. Estos consumos son horarios por lo que se puede dar una idea bastante precisa de los hábitos de consumo del edificio, meses de mayor demanda, consumos constantes, etc. Además, al tratarse de un edificio con suministro trifásico, se evalúa las cargas conectadas a cada una de las fases, para ver si se encuentran equilibradas o no, hecho que afectará al "aprovechamiento" de la instalación fotovoltaica.

Esto va a permitir "cruzar" los datos de consumo con los de la generación a través de un software de simulación de instalaciones solares fotovoltaicas (PVsyst), a partir de bases de datos meteorológicos y a parámetros estadísticos como la irradiación anual, temperaturas, etc.

El edificio tiene una tarifa eléctrica 3.0 a tres periodos (punta, llano y valle) siendo el precio de punta el más caro y el valle el más barato. Los precios de la energía en los distintos periodos vienen reflejados en la Tabla 3:

Tabla 3. Precios de energía tarifa eléctrica edificio (€/kWh). [5]

	€/kWh
Punta	0.112
Llano	0.104
Valle	0.0884

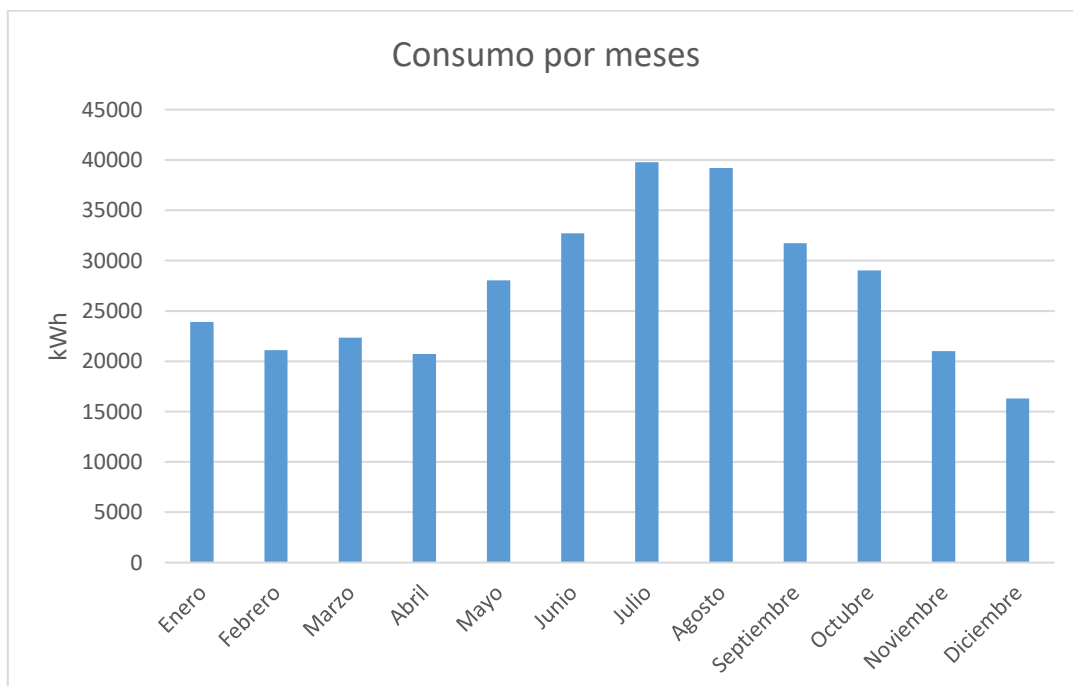
El gasto anual del edificio en el término de consumo de energía de la factura eléctrica es de **17.555,98 €**. Solo tendremos en cuenta este valor, ya que los demás términos de la

factura eléctrica no se verán modificados por la instalación fotovoltaica. El consumo anual del edificio es de **175,067 MWh** siendo la distribución por meses la mostrada en la Tabla 4:

Tabla 4. Distribución de consumos por meses y gastos debido al consumo energía. [5]

	Consumo (kWh)	Coste (€)
Enero	11917.4	1,201.06 €
Febrero	10669	1,067.31 €
Marzo	11645.7	1,164.70 €
Abril	10499.3	1,067.55 €
Mayo	14161.5	1,432.52 €
Junio	18436.1	1,867.43 €
Julio	21379.7	2,161.45 €
Agosto	21883.4	2,192.59 €
Septiembre	17413.3	1,749.08 €
Octubre	14874.5	1,479.91 €
Noviembre	11184.4	1,091.56 €
Diciembre	11002.3	1,080.82 €
<b>Total</b>	<b>175067</b>	<b>17,555.98 €</b>

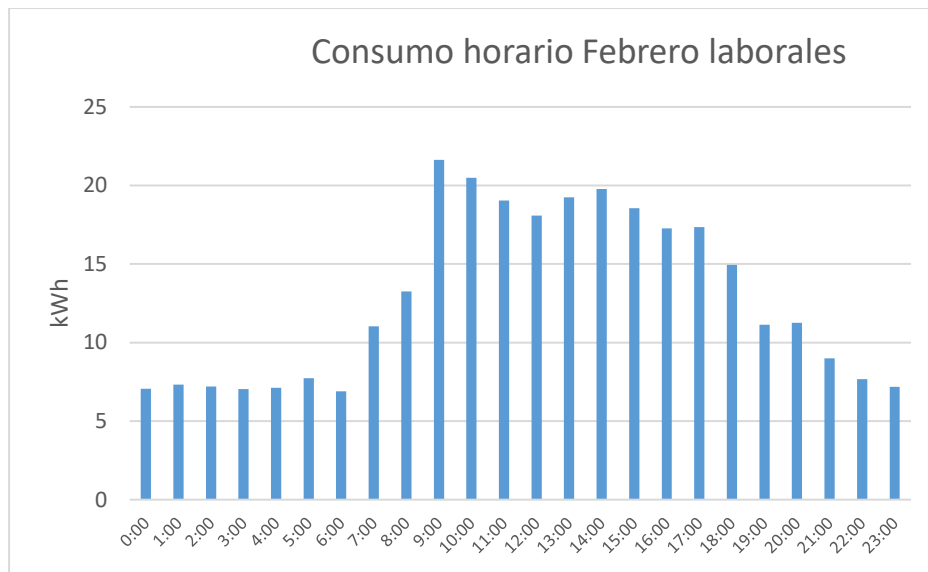
Con lo que resulta un precio medio de compra de la energía de **0,10194 €/kWh**



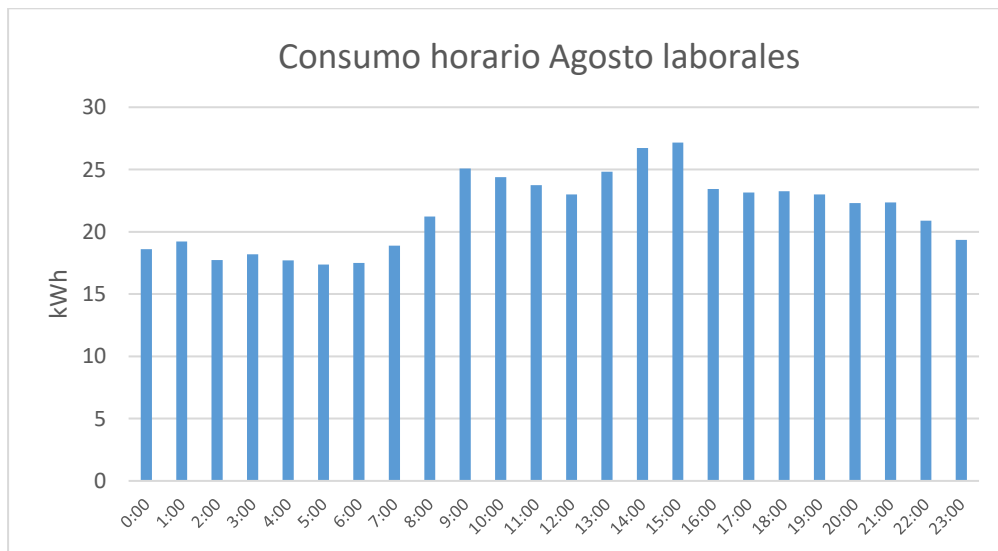
Gráfica 2. Consumos mensuales del edificio [5]

De la Gráfica 2, se puede extraer la siguiente información: Los consumos son mayores en los meses centrales del año desde mayo a octubre. Esto puede ser debido a la existencia de equipos de climatización de gran consumo. También se puede ver que el último mes del que se tienen datos (diciembre), son considerablemente menores a los de enero, hecho que se puede deber a la instalación de algún sistema de ahorro energético o debido a días festivos o cierre de la empresa por vacaciones. En vista de los elevados consumos en los meses centrales del año, la inclinación de las cubiertas de los edificios es muy beneficiosa.

También se puede ver la diferencia entre los perfiles de consumo de un mes típico de invierno (febrero) frente a un mes de verano (agosto). En las siguientes gráficas (Gráfica 3 y Gráfica 4) se representa el consumo medio horario de los días laborales por hora para distintos meses (Febrero y Agosto)



Gráfica 3. Consumos horarios acumulados febrero [5]



Gráfica 4. Consumos horarios acumulados agosto [5]

Se puede ver que, durante los meses de verano, la curva de consumos es mucho más uniforme con un nivel de consumo mucho mayor pero constante a lo largo del día. Como se ha comentado anteriormente, puede deberse a equipos de climatización que estén funcionando de forma continuada. En los meses de invierno los mayores consumos coinciden con las horas de ocupación del edificio.

Si entramos a comparar los mismos meses, pero viendo los consumos acumulados por meses:

- Febrero: 10,677 kWh
- Agosto: 21,88 kWh

Se puede ver que los meses centrales del año, se requiere una mayor cantidad de energía de origen renovable para poder hacer frente a esos consumos tan elevados.

En vista de los perfiles horarios de consumo y que los meses de mayor consumo son los correspondientes a los meses de verano, desde el punto de vista del ahorro energético, interesaría diseñar una instalación que produjese mucho más en los meses de verano. Esto se puede conseguir con inclinaciones de los módulos más bajas y un acimut que coincida con la posición del sol en las horas de mayor consumo (de 9:00 a 15:00), es decir, inclinaciones de en torno a 20°- 25° y un acimut este.

## 1.5. INSTALACIÓN ÓPTIMA

### 1.5.1. Metodología del trabajo

Una vez analizados los consumos del edificio, se puede comenzar el diseño de la instalación. Como el edificio es bastante singular, se debe de dar prioridad a unas zonas sobre otras de cara a la implantación de los módulos. Para el diseño de la instalación, se estudiará también el coste de la instalación en función de la potencia y el tipo de instalación (coplanares a cubiertas, tipo de módulos, inversores y equipos). Se estudia la instalación para dos tipos de autoconsumo: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes acogido a compensación. Se sigue la siguiente metodología de trabajo iterativa para ver el tamaño óptimo de la instalación.

1. Realizar una primera instalación en la cubierta más ventajosa y estudiar su producción anual a lo largo del año
2. Cruzar los datos con los de consumo y ver el ahorro anual producido por la instalación (sin tener en cuenta el coste de la instalación) y el retorno de la inversión
3. Incrementar el valor de la producción anual por un factor denominado "factor de producción anual" que se correspondería con la producción de una instalación de potencia igual a la dimensionada en el punto 1 multiplicada por dicho factor.
4. Obtener el factor que va a producir un mayor ahorro en el consumo anual y económico del edificio. También se tendrá en cuenta otros factores como el retorno de la inversión.
5. Dimensionar la instalación final intentando acercarse a la producción fotovoltaica óptima teniendo en cuenta las características del edificio.

Tanto como a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes como las de excedentes acogido a compensación, la instalación óptima será la que provoque un mayor

ahorro anual en relación al coste de la instalación. Puede darse el caso, que energéticamente, no se corresponda con la instalación con mayor % de autoconsumo.

Para calcular el ahorro anual, se debe de tener en cuenta, que las instalaciones de autoconsumo acogido a compensación, deben de ser inferiores a 100 kW en potencia de inversores. Para este mecanismo, como las comercializadoras eléctricas aún no se han pronunciado acerca de los precios que ofrecerán a los clientes, se toma el precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) que varía de forma horaria. Para simplificar los cálculos, se tomará el precio medio de cada hora desde el 1 de abril hasta el 31 de enero de 2020. Estos datos se pueden obtener de la página del Sistema de Información del Operador del Sistema (ESIOS) perteneciente a Red Eléctrica Española. Para los días de los que se tiene consumos (Febrero y Marzo) se realiza una estimación de los mismos haciendo la media aritmética de los precios horarios de los días de la semana de los meses de diciembre y enero para el mes de febrero y de los meses de abril y mayo para el mes de marzo.

#### 1.5.2. Datos de partida

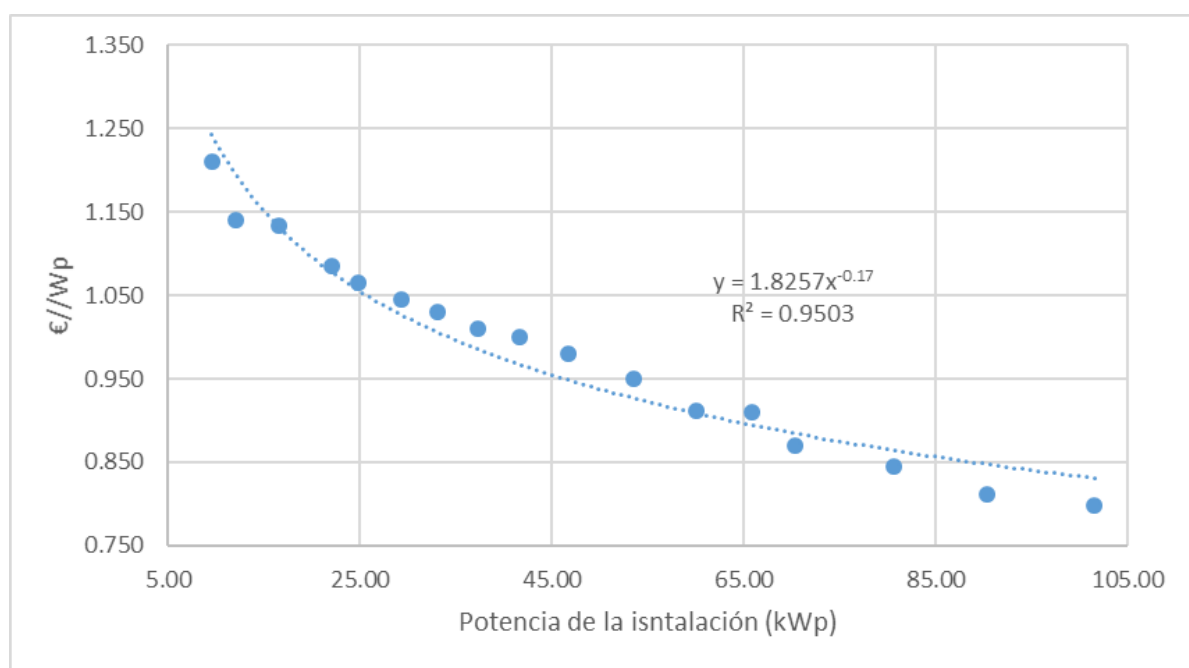
Como se ha dicho en el apartado anterior, se tomará una serie de instalaciones ya ejecutadas de la misma tipología para ver el coste de ejecución material de cada una de ellas aproximado y ver como evoluciona el precio de las mismas en función de la potencia nominal. Los costes serán aproximados ya que cada instalación va a depender de múltiples factores. Los datos tomados son para instalaciones coplanares a cubiertas con los inversores ubicados próximos a la instalación fotovoltaica y distancias de cableado pequeñas al cuadro eléctrico donde se realiza el entronque de la instalación (máximo 30m).

En la Tabla 5, se puede ver las distintas instalaciones tomadas para ver la relación entre la potencia de módulos instaladas y el coste de ejecución material.



Tabla 5. Coste de ejecución material para distintas potencias de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sobre cubierta [5]

Potencia (kWp)	Coste de ejecución material (€)	Ratio (€/Wp)
9.58	11,591.80 €	1.210
12.00	13,680.00 €	1.140
16.56	18,779.04 €	1.134
22.08	23,956.80 €	1.085
24.75	26,358.75 €	1.065
29.33	30,644.63 €	1.045
33.05	34,041.50 €	1.030
37.23	37,597.25 €	1.010
41.68	41,680.00 €	1.000
46.72	45,785.60 €	0.980
53.56	50,882.00 €	0.950
60.00	54,720.00 €	0.912
65.88	59,937.62 €	0.910
70.32	61,178.40 €	0.870
80.58	68,122.33 €	0.845
90.36	73,399.43 €	0.812
101.48	80,960.74 €	0.798



Gráfica 5. Evolución del ratio €/Wp en función de la potencia de la instalación fotovoltaica [5]

Con la ecuación de regresión obtenida en la Gráfica 5, se puede calcular de forma rápida, una estimación del coste de ejecución material de cualquier instalación a la hora de realizar el proceso iterativo para ver que instalación es en la que se obtiene un retorno de la inversión más rápido.

#### 1.5.2.1. *Instalación de partida*

Para comenzar el proceso, debemos diseñar una primera instalación, que es la que tomaremos de punto de partida para luego aplicar el “factor de producción anual” para evaluar cuál es la instalación óptima y posteriormente realizar el diseño detallado de la misma.

Se elige la cubierta 2 del edificio para hacer esta instalación, ya que es la que cuenta con un azimut menor y, por tanto, las pérdidas serán inferiores. Dado que la inclinación de la cubierta en todas las cubiertas es de  $25^\circ$ , se opta por una instalación coplanar a la cubierta. Los módulos empleados serán de la marca comercial **JINKO Solar**, concretamente el modelo **EAGLE JKM375M-72H monocristalino** con unas dimensiones de 1,987x0,942 m. Se realiza una primera implantación sobre la cubierta sur. En la Figura 6 se puede ver la implantación:



Figura 6. Implantación de instalación de partida. [5]

En total, para esta instalación de partida, se dimensiona con un total de 60 módulos, es decir, 22,5 kWp en módulos fotovoltaicos. Se instalará un inversor **SMA Sunny Tripower 20000TL** de 20 kWn de potencia nominal. Para ver el dimensionado de las series de módulos debemos conocer las características técnicas de los módulos fotovoltaicos y de los inversores:

Las especificaciones técnicas del módulo **JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H** vienen reflejadas en la Tabla 6:

Tabla 6. Especificaciones técnicas del módulo JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H. [5]

<b>JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H</b>	
Potencia	375 W <sub>p</sub>
Corriente nominal	9,33 A <sub>cc</sub>
Corriente de cortocircuito	9,68 A <sub>cc</sub>
Coefficiente temperatura V <sub>oc</sub>	-0,29 %/°C
Coefficiente temperatura P <sub>max</sub>	-0,37 %/°C
Tensión a circuito abierto	48,7 V <sub>cc</sub>
Longitud	1987 mm
Anchura	942 mm
Espesor	40 mm
Peso	22,5 kg

Las especificaciones técnicas del inversor **SMA Sunny Tripower 20000TL** vienen reflejadas en la Tabla 7:

Tabla 7. Especificaciones técnicas del inversor SMA Sunny Tripower 20000TL. [5]

<b>SMA Sunny Tripower 20000TL</b>	
<b>Entrada DC</b>	
Potencia máx. módulos	36000 W <sub>p</sub>
Rango de tensión MPP	320-800 V
Tensión asignada de entrada	600 V
Número de entradas de MPP independientes	2
Strings por entrada de MPP	A:3 B:3
<b>Salida AC</b>	
Potencia nominal	20000 W <sub>p</sub>
Tensión nominal	3x400V
Frecuencia de red	50 Hz
Corriente máx./asignada salida	29 A
Eficiencia:	98,4 %

Conociendo las especificaciones técnicas de los equipos, se procede a dimensionar las series/cadenas de módulos fotovoltaicos.

El equipo al que nos debemos de ajustar es el inversor, por lo que la tensión e intensidades de los agrupamientos de módulos, tienen que estar dentro de las especificaciones del inversor.

La máxima tensión del campo, se dará cuando la instalación se encuentre en circuito abierto en el día más frío del año, que, para Valladolid, se considera  $-10^{\circ}$ . Se calcula la tensión de circuito abierto del módulo para esa temperatura:

$$V_{OC}(-10^{\circ}) = 49,74$$

El número máximo de módulos por serie:

$$N_S = \frac{V_{max}}{V_{OC}(-10^{\circ})} = \frac{1000}{49,74} \approx 20 \text{ módulos}$$

También se debe corroborar que las tensiones de las series cuando la instalación se encuentra en funcionamiento, se encuentran dentro del rango de tensiones de MPP para que el inversor funcione de forma correcta. Al tratarse de 60 módulos fotovoltaicos, se propone realizar 4 series de 15 módulos para hacer la instalación lo más sencilla posible. Se evalúa la tensión de funcionamiento de las series para distintas temperaturas.

$$V_{pmp} = V_{pmp}(T_R) \cdot \left(1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T - T_R)\right)$$

$$V_{pmp} = 15 \cdot ((40,2)) \cdot \left(1 + \frac{37}{100} \cdot (40 - 25)\right) = 603,85 \text{ V}$$

Se debe corroborar esta tensión de funcionamiento a la temperatura mínima prevista ( $-10^{\circ}$ ):

$$V_{pmp} = V_{pmp}(T_R) \cdot \left(1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T - T_R)\right)$$

$$V_{pmp} = 15 \cdot ((40,2)) \cdot \left(1 + \frac{37}{100} \cdot (-10 - 25)\right) = 413,25 \text{ V}$$

Ambas tensiones se encuentran dentro de rango de tensiones de trabajo del inversor.

Por último, se comprueba las intensidades de cada serie:

$$I_{sc} = I_{sc}(T_R) \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100} \cdot (T - T_R)\right)$$

$$I_{sc} = 9,68 \cdot \left(1 + \frac{5}{100} \cdot (40 - 25)\right) = 9,89$$

Todos los valores calculados, se encuentran dentro de los valores admisibles del inversor, por lo que la configuración de 4 cadenas de 15 módulos cada una es válida.

#### 1.5.2.2. Simulación instalación de partida

Se simula la instalación en el software de simulación PVsyst bajo las siguientes hipótesis:

- Inclinación módulos:  $25^{\circ}$
- Acimut:  $-7^{\circ}$ (sureste)
- Montaje: semintegrados con conducto de aire posterior
- % Perdida STC CC: 1,5%
- % Perdida STC AC: 0,5%
- % Perdidas suciedad: 2%
- Consumo nocturno: 3 W

Los resultados arrojados por la simulación son los mostrados en dos siguientes figuras. Más adelante se muestran datos mas generales de la instalación como el inversor, módulos, inclinación y acimut, así como los principales datos de generación como son la energía producida por la instalación, la producción específica que nos indica la producción que nos otorga un kWp de panel de nuestra instalación y el índice de rendimiento, que nos indica el rendimiento real obtenido frente al teórico posible, es decir la cantidad de energía aprovechable de la instalación una vez, quitadas todas las pérdidas y el consumo propio de los equipos de la instalación (p.e. consumos nocturnos del inversor). En general la producción específica es bastante elevada para esta inclinación y acimut. El índice de rendimiento es algo bajo, indicio de que se debe prestar más atención a la evacuación de la energía y a la implantación de los módulos, hecho que entorpece la correcta ventilación de los mismos.

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV		inclinación	24°	acimut -7°
Módulos FV		Modelo	JKM375M-72H	Pnom 375 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	60	Pnom total <b>22.50 kWp</b>
Inversor		Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30	20.00 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	Consumos.csv	Global	322 MWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>32.98 MWh/año</b>	Produc. específica 1466 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	80.95 %	Fracción solar (SF) 10.21 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 22.50 kWp

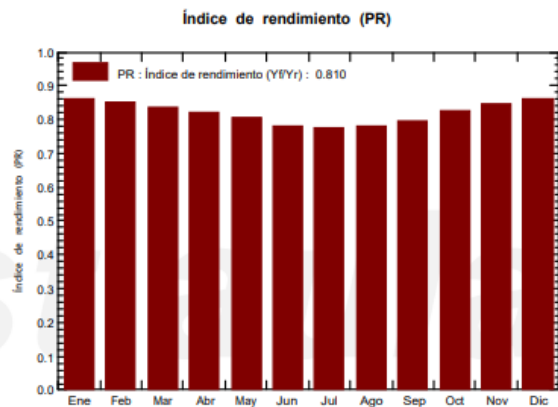
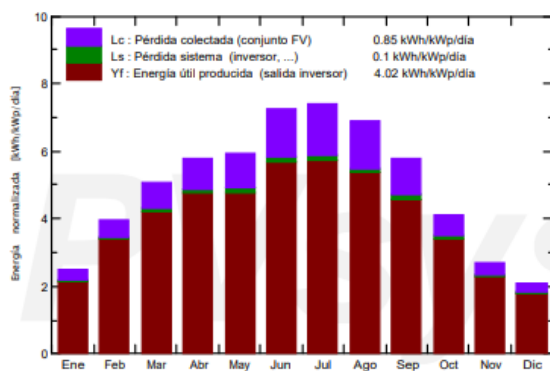


Figura 7. Resultados simulación instalación de partida 1. (PVsyst)

En la Figura 8 se presentan los datos mes a mes obtenidos de distintas variables como la energía suministrada al usuario o reinyectada a la red

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_User</b> MWh	<b>E_Solar</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>EFrGrid</b> MWh
<b>Enero</b>	50.7	23.30	3.85	76.9	72.9	1.523	21.95	1.486	0.000	20.46
<b>Febrero</b>	79.8	31.30	5.33	111.1	105.8	2.183	19.65	2.133	0.000	17.52
<b>Marzo</b>	128.0	52.00	8.71	157.1	149.4	3.020	21.45	2.951	0.001	18.50
<b>Abril</b>	157.4	61.90	10.55	173.7	165.3	3.290	19.35	3.210	0.003	16.14
<b>Mayo</b>	182.5	71.40	14.83	184.6	175.5	3.420	26.02	3.333	0.004	22.69
<b>Junio</b>	222.3	64.60	20.25	218.0	207.3	3.935	33.93	3.840	0.000	30.09
<b>Julio</b>	229.0	60.50	22.03	229.2	218.0	4.092	39.38	3.992	0.000	35.39
<b>Agosto</b>	199.6	58.10	21.64	213.6	203.5	3.838	40.33	3.698	0.049	36.63
<b>Septiembre</b>	146.3	51.30	17.58	172.8	164.6	3.174	32.20	3.100	0.000	29.10
<b>Octubre</b>	97.1	44.00	12.90	127.6	121.3	2.432	27.44	2.378	0.000	25.06
<b>Noviembre</b>	57.0	27.70	6.95	81.3	77.1	1.585	20.59	1.547	0.000	19.04
<b>Diciembre</b>	44.2	26.60	4.17	64.6	61.2	1.285	20.14	1.255	0.000	18.88
<b>Año</b>	1593.9	572.70	12.44	1810.6	1722.0	33.778	322.44	32.922	0.057	289.52

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
DiffHor Irradiación difusa horizontal  
T\_Amb T amb.  
GlobInc Global incidente plano receptor  
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
E\_User Energía suministrada al usuario  
E\_Solar Energía del sol  
E\_Grid Energía inyectada en la red  
EFrGrid Energía de la red

Figura 8. Resultados simulación instalación de partida 2. (PVsyst )

Si analizamos los datos horarios de generación obtenidos hora por hora y los cruzamos con los consumos para todo un año, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 8. Resultados instalación de partida [5]

Consumo (MWh)	Producción (MWh)	Producción autoconsumida (MWh)	Excedentes (MWh)	% Producción autoconsumida	Coste de la instalación (€)	Sin compensación de excedentes		Con compensación de excedentes	
						Ahorro anual año 1(€/año)	Payback (años)	Ahorro anual año 1 (€/año)	Payback (años)
175.017	32.84	31.48	1.36	95.85%	24,075.25 €	3,399,54 €	7.3	3,467,68 €	7,1

Como se puede ver, la producción fotovoltaica frente al consumo es muy menor, por lo que la instalación de partida se encuentra muy subdimensionada. El porcentaje de autoconsumo sobre la producción fotovoltaica es muy elevado, compensando únicamente 1,36 MWh, lo que supondría un ahorro anual de 68,10 € más si se decidiese optar por una instalación acogida a compensación de excedentes mensual. Para calcular el payback se ha realizado suponiendo una reducción de la producción de un 1% anual y un consumo constante a lo largo de los 25 años de la vida útil de la instalación. De este análisis se puede sacar la conclusión de que la instalación ideal para este edificio es una de una potencia muy superior a la inicialmente supuesta y que acogerse a la modalidad de compensación por excedentes va a interesar siempre en este tipo de edificios con consumos elevados y constantes a lo largo de todo el mes.

Una vez obtenida la instalación de partida, como se ha comentado antes, se realizará una simulación para instalaciones semejantes a la de partida. Estas instalaciones tienen la

misma producción específica por lo que se multiplicara la potencia y la producción por el denominado “factor de producción anual”.

### 1.5.3. Resultados de la simulación y análisis de resultados

En este apartado se presentan los resultados de aplicar el “factor de producción anual” a la instalación de partida. Se han estudiado distintos factores para dar una aproximación de la instalación ideal, teniendo en cuenta el ahorro producido y el retorno de la inversión. En este primer estudio, no se tiene en cuenta las pérdidas que presentan este tipo e instalaciones según el paso del tiempo. Para el cálculo del ahorro anual teniendo en cuenta el coste de la instalación, se ha supuesto una amortización lineal de la instalación a 25 años (vida útil) Los resultados se muestran en la Tabla 9

Tabla 9. Resultados simulación instalación óptima [5]

Potencia (kWp)	Factor de producción anual	Producción (MWh)	Producción autoconsumida (MWh)	% Produccion Autoconsumida	Coste de la instalación (€)	€/Wp	Sin compensación de excedentes			Con compensación de excedentes			
							Ahorro anual (€/año)	Payback (años)	Ahorro anual con amortización de instalación (€/año)	Ahorro anual (€/año)	Payback (años)	Ahorro anual con amortización de instalación (€/año)	Importe compensado (€)
22.50	1.00	32.84	31.48	95.85%	24,075.25 €	1.07	3,409.60 €	7.06	2,446.59 €	3,474.12 €	6.93	2,511.11 €	64.52 €
45.00	2.00	65.69	54.56	83.05%	42,798.22 €	0.95	5,938.55 €	7.21	4,226.62 €	6,464.75 €	6.62	4,752.82 €	526.20 €
67.50	3.00	98.53	65.68	66.66%	59,921.33 €	0.89	7,103.53 €	8.44	4,706.67 €	8,656.56 €	6.92	6,259.71 €	1,553.03 €
73.13	3,25	106.74	67.44	63.18%	64,037.44 €	0.88	7,283.82 €	8.79	4,722.33 €	9,141.51 €	7.01	6,580.01 €	1,857.68 €
78.75	3.50	114.95	68.98	60.01%	68,100.03 €	0.86	7,440.47 €	9.15	4,716.47 €	9,613.42 €	7.08	6,889.42 €	2,172.95 €
84.38	3.75	123.16	70.33	57.10%	72,113.53 €	0.85	7,572.17 €	9.52	4,687.63 €	10,069.72 €	7.16	7,185.17 €	2,497.55 €
90.00	4.00	131.37	71.50	54.42%	76,081.77 €	0.85	7,684.51 €	9.90	4,641.23 €	10,514.90 €	7.24	7,471.63 €	2,830.39 €
106.88	4.75	156.01	74.27	47.61%	87,749.24 €	0.82	7,958.51 €	11.03	4,448.54 €	11,822.44 €	7.42	8,312.47 €	3,863.94 €
123.75	5.50	180.64	76.42	42.30%	99,099.58 €	0.80	8,167.78 €	12.13	4,203.79 €	8,167.78 €	12.13	4,203.79 €	0.00 €



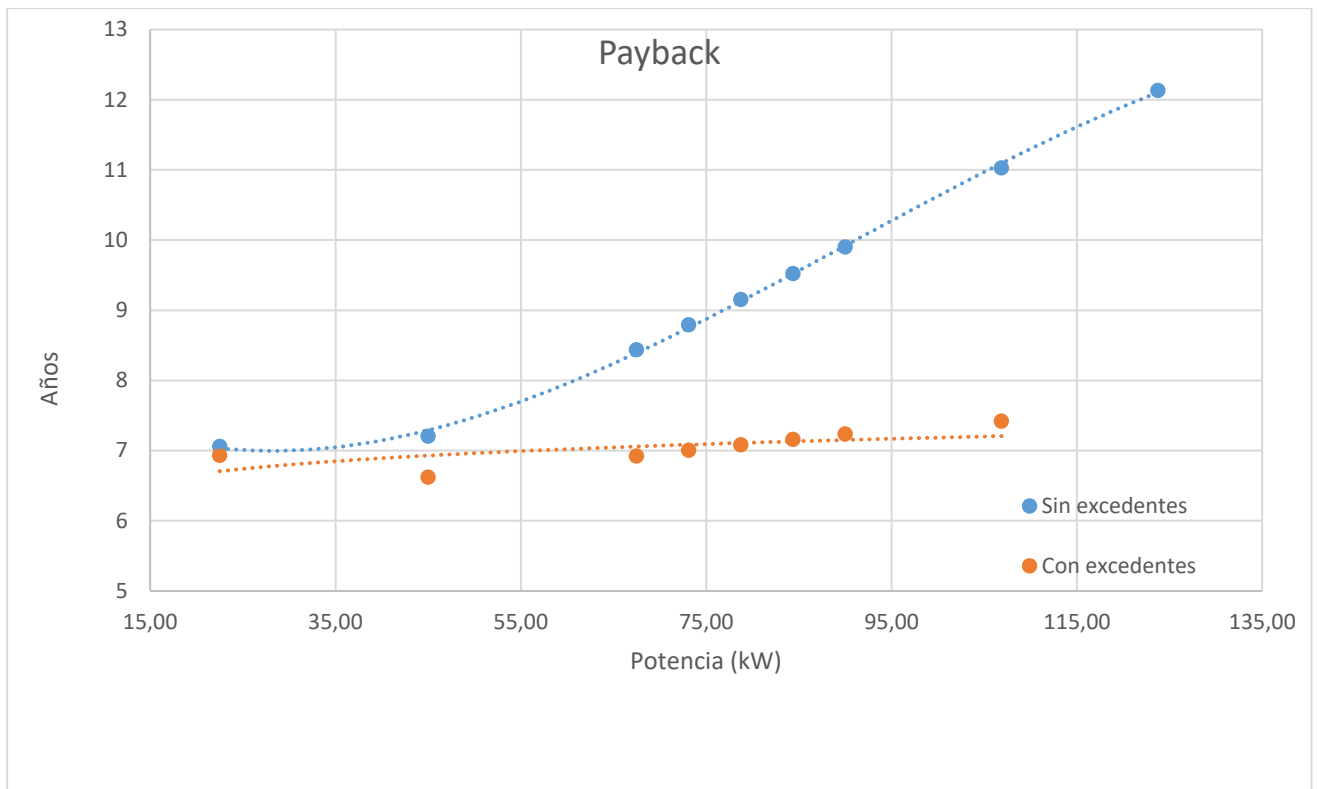
Los resultados de la tabla, muestran para instalaciones de distintas potencias, los resultados obtenidos para los dos tipos de autoconsumo que se están estudiando.

Si nos centramos en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, la instalación ideal para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía generada estaría entre una potencia de 73,13 y 78,75 kWp de potencia, ya que se maximiza el ahorro teniendo en cuenta el coste de la instalación. En ese intervalo el ahorro producido sobre el consumo es bastante elevado de en torno a 7300 € y el porcentaje de autoconsumo también. Consecuentemente el payback es bajo, aunque no es un factor importante a evaluar ya que, en este tipo de instalaciones, el payback únicamente va a venir marcado por el nivel de producción autoconsumida, por eso se obtiene un menor payback para la instalación de menor potencia, ya que el aprovechamiento de la energía generada es total. Llega un punto que por más que se aumente la potencia de la instalación, el ahorro no sube considerablemente y se desperdicia la mayor parte de la energía generado.

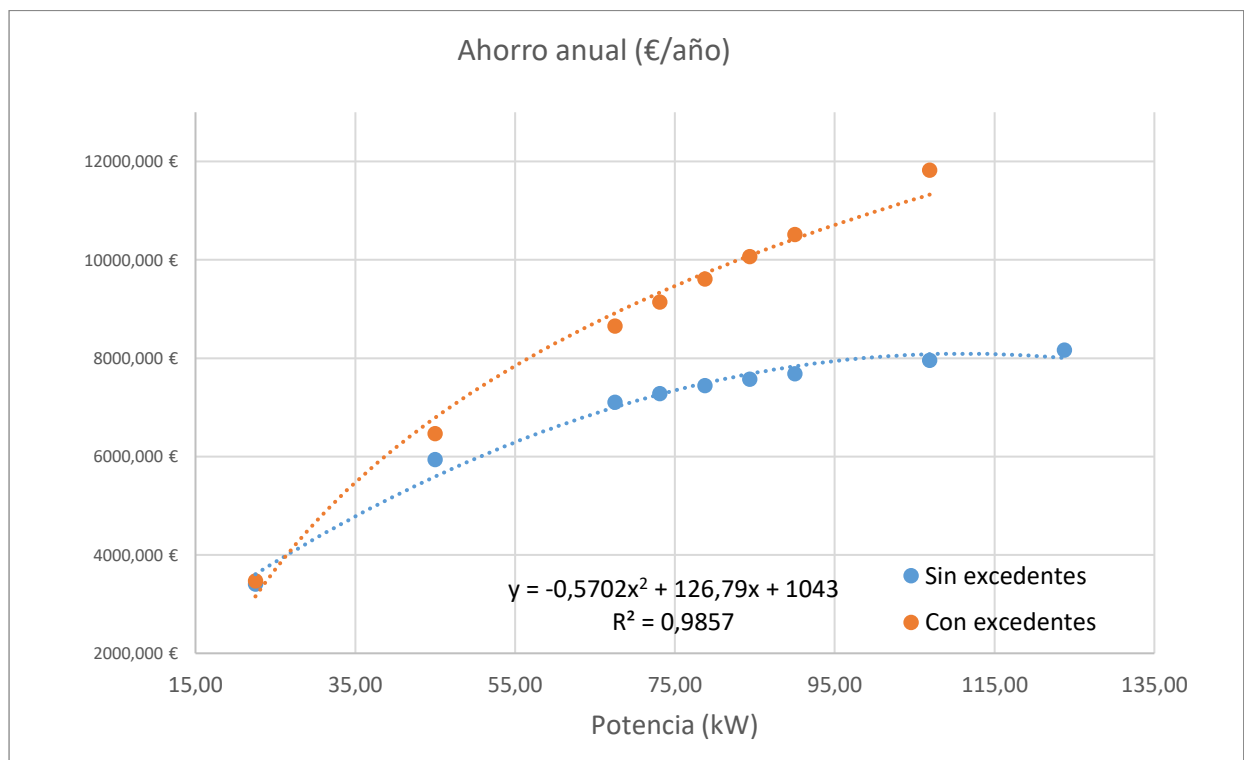
En cuanto a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación, se ha verificado que se puede compensar la totalidad de los excedentes en cada mes del año, por lo que los resultados son claros, pese al bajo % de autoconsumo, interesa sobredimensionar la instalación hasta los 100 kWn de potencia en inversores, ya que el ahorro anual aumenta de forma constante a medida que se aumenta la potencia de la instalación tanto teniendo en cuenta cómo no, el coste de la instalación. Junto el descenso el ratio €/Wp, conlleva un periodo de retorno muy bajo.

En la Gráfica 6, Gráfica 7 y Gráfica 8 se puede ver cómo evolucionan los dos parámetros analizados en función de la potencia de la instalación. Se puede apreciar la gran diferencia de ahorro anual de una modalidad de autoconsumo frente a la otra.

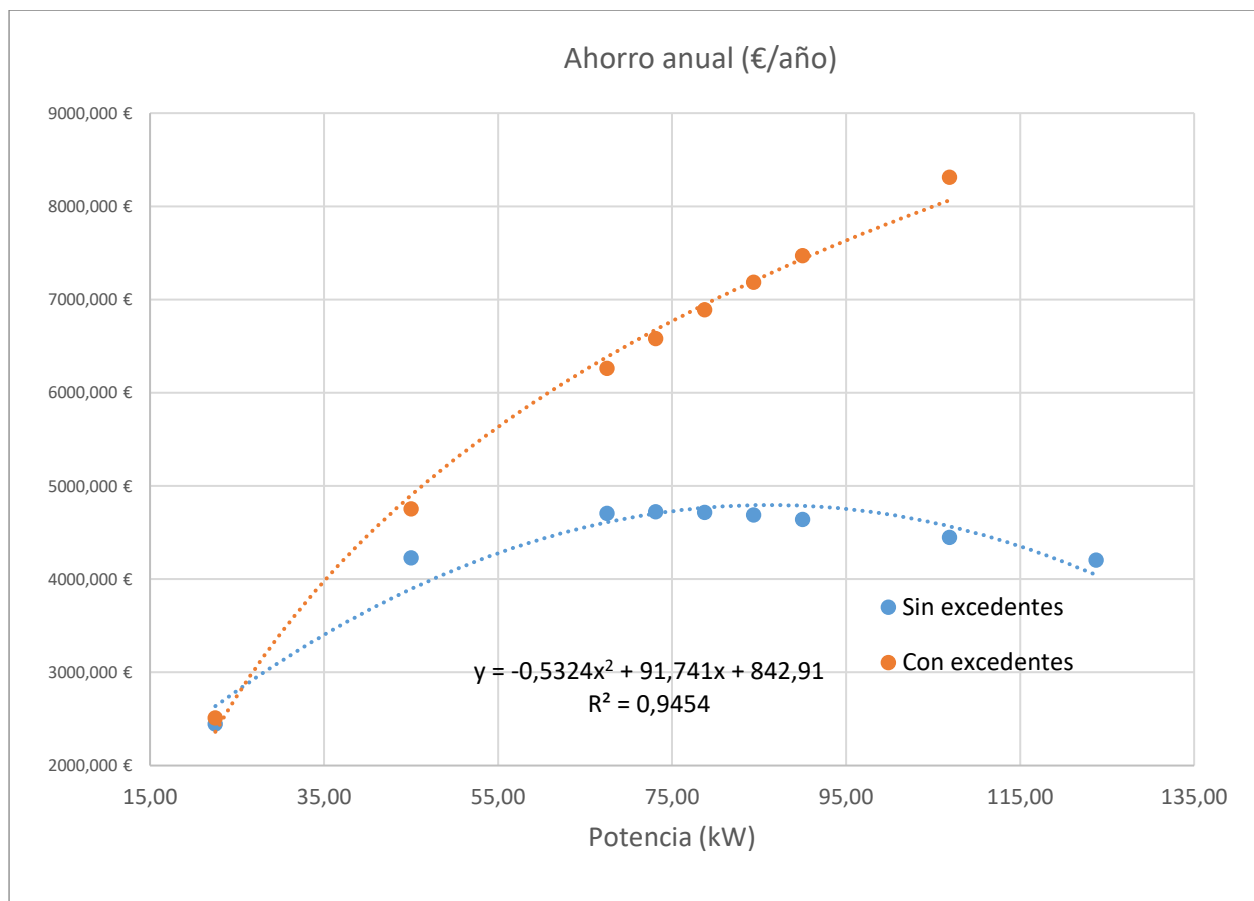
En cuanto al retorno de la inversión, en el caso de las instalaciones de autoconsumo acogido a compensación de excedentes, se ve que es más o menos estable, independientemente del tamaño de la instalación, mientras que, para autoconsumo sin excedentes, se ve que aumenta a medida que crece la potencia de la instalación y por tanto disminuye el % de autoconsumo.



Gráfica 6. Retorno de la inversión en función de la potencia [5]



Gráfica 7. Ahorro en función de la potencia de la instalación sin tener en cuenta el coste de la instalación. [5]



Gráfica 8. Ahorro anual teniendo en cuenta el coste de la instalación [5]

Si se evalúa el ahorro anual, se ve que la modalidad de autoconsumo con excedentes es claramente más ventajosa ya que el ahorro siempre aumenta, tanto teniendo en cuenta como no el coste de la instalación.

En el caso de la modalidad de autoconsumo sin excedentes, la instalación ideal se da para una potencia de 73,13 y 78,75 que es el intervalo donde empieza a disminuir el ahorro anual teniendo en cuenta el coste de la instalación

En la modalidad de autoconsumo sin excedentes, la ecuación que representa el ahorro anual en función de la potencia teniendo en cuenta el coste de la instalación viene dado por la siguiente expresión:

$$y = -0,5324x^2 + 91,74x + 842,91$$

Si se busca el punto de inflexión de la curva, se puede calcular que la instalación para la que comienza a disminuir el ahorro es para 86,15 kW aunque este dato no es fiable ya que se cuenta con pocos datos para realizar la regresión como se puede comprobar en la Tabla 9.

En vista de los resultados, se puede ver que acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes es mucho más viable que el autoconsumo sin excedentes. Esto podría cambiar para un edificio de gran superficie y con un consumo mayor, donde una instalación de 100 kWn de potencia nominal en inversores, no fuese suficiente para alcanzar un nivel de autoconsumo sobre el consumo del edificio interesante. Esto puede pasar en grandes fábricas, donde interesaría instalaciones de autoconsumo sin excedentes de gran potencia o

instalaciones de autoconsumo con venta de energía, lo que conllevaría otra serie de requisitos legales, administrativos, etc. y que no son objeto de este trabajo.

Se concluye por tanto que la instalación óptima para el edificio objeto de estudio es una instalación de 100 kW en inversores acogido a la modalidad de autoconsumo acogido a compensación de excedentes. Se debe de realizar el diseño de una instalación de esa potencia que de la máxima producción ya que como se ha estimado, cuanto mayor sea la producción en esta modalidad, mejor.

## 1.6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En esta memoria se presenta el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo acogida a compensación de excedentes de 105,75 kWp de potencia en módulos y 100 kW en inversores. La instalación se ejecutará sobre la cubierta de un edificio de oficinas en Valladolid.

Las coordenadas geográficas del edificio son las siguientes:

Longitud: 4º 41' 41" Oeste

Latitud: 41º 36' 27" Norte

Altitud: 698 metros

En la siguiente imagen se puede ver la planta del edificio, con las distintas cubiertas sobre las que se valora realizar la implantación de la instalación y la ubicación del cuadro general de baja tensión, donde se conectará la instalación fotovoltaica.



Figura 9. Planta del edificio [5]

Las características de las cubiertas se muestran en la siguiente Tabla 10.

Tabla 10. Características de las cubiertas [5]

	Acimut	Superficie (m <sup>2</sup> )
Cubierta principal	-	2618,5
Cubierta 1	35 SE	321,2
Cubierta 2	7 SE	444
Cubierta 3	23 SW	343,5
Cubierta 4	14 SE	264,1
Cubierta 5	27 SW	197,7

Todas las cubiertas cuentan con una inclinación de 25°. Para la instalación propuesta, se hará uso de las cubiertas 2, 3, 4 y 5 que son las que cuenta con un acimut menor respecto al sur y, por tanto, se obtiene menores perdidas por orientación de los módulos fotovoltaicos. La instalación contará con un total de 282 módulos fotovoltaicos de 375 Wp monocristalinos de célula partida, lo que reduce las perdidas por posibles sombreados sobre los módulos.

La energía procedente de los módulos fotovoltaicos, se adecua para su inyección en la red interna del edificio mediante un inversor trifásico de 100 kW con un total de 10 MPPT (Algoritmo de búsqueda de punto de máxima potencia) que permitirá independizar las series de módulos unas de otras en función de su tamaño y de la orientación. El inversor se encontrará ubicado justo al lado del cuadro general de baja tensión, debido a la cercanía a las cubiertas.

La distribución de módulos por cubierta, viene representada en la tabla siguiente:

Tabla 11. Distribución de módulos fotovoltaicos por cubierta [5]

Cubierta	Nº módulos	Series
2	90	5x18
3	84	4x17+1x16
4	54	3x18
5	54	3x18

#### 1.6.1. Diseño del generador

El campo generador estará ubicado sobre la cubierta anteriormente mencionadas. Los módulos fotovoltaicos irán colocados sobre una estructura de aluminio anodizado de tal forma que se dispongan con la misma inclinación que la cubierta sobre la horizontal, es decir,

coplanar a la misma. La estructura se anclará a las cubiertas mediante pernos de anclaje que irán roscados sobre las correas interiores de la estructura.

En la medida de los posible, los módulos fotovoltaicos irán dispuestos sobre las cubiertas en aquellas zonas en las que no se vean afectados por posibles sombras de elementos del propio edificio como chimeneas, UTAs, etc. o de elementos exteriores como árboles, otras construcciones, etc. Se respetará una distancia en función de la altura del objeto.

#### 1.6.1.1. Estructura

La estructura soporte en aluminio tendrá el objetivo de disponer los módulos con una orientación e inclinación correcta sobre la estructura del edificio de forma segura. El material usado para la estructura es el aluminio, que aporta las siguientes ventajas sobre el diseño de la instalación:

- Baja densidad ( $2700 \text{ kg/m}^3$ ) en comparación con el acero ( $7800 \text{ kg/m}^3$ ), lo que ayuda a que las cargas sobre la cubierta del edificio sean menores.
- Inexistencia de par galvánico entre la estructura soporte y los módulos fotovoltaicos evitando así el fenómeno de la corrosión.
- No es necesario mantenimiento salvo condiciones de contaminación industrial extrema

En concreto, el aluminio usado en la estructura será aluminio aleación EN AW-6005A-T6 (Tabla 12), tanto para los distintos perfiles usados como para las grapas de anclaje. La tornillería será de acero inoxidable AISI 304 (A2-70). Se usará varilla roscada de M10 y la longitud conveniente para el anclaje de la estructura sobre las correas de las cubiertas del edificio.

Para las uniones roscadas, se debe de verificar con periodicidad anual el par de apriete adecuado en función de la métrica del tornillo.

Tabla 12. Características mecánicas del Aluminio 6005A. [5]

	E (Mpa)	G (Mpa)	v	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )
6005A	69,5	26,2	0,33	2710

En la Figura 10, se puede ver el modelo de estructura a usar:

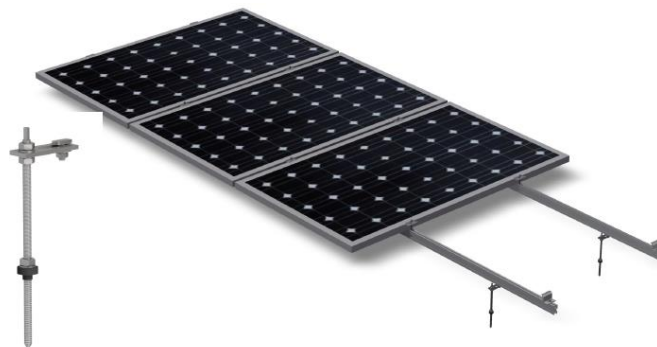


Figura 10. Estructura aluminio coplanar. (Sunfer)

El perfil usado es el 140101 Figura 11 y Tabla 13:

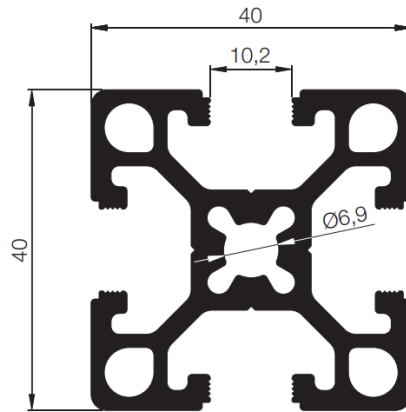


Figura 11. Perfil aluminio 140101 (Sunfer )

Tabla 13. Parámetros mecánicos de perfil 140101 [5]

	$I_x$ (cm <sup>4</sup> )	$I_y$ (cm <sup>4</sup> )	$W_x$ (cm <sup>3</sup> )	$W_y$ (cm <sup>3</sup> )
140101	9.176	9.176	4.588	4.588

#### 1.6.1.2. Inversor

Este dispositivo se encarga de la transformación de la energía en corriente continua a corriente alterna con un rendimiento elevado ( $\approx 98\%$ ). Las tensiones e intensidades de las series de módulos deben de estar dentro de un determinado rango para que el funcionamiento sea el correcto.

El inversor proporciona una salida senoidal pura con una tensión de red asignada 3x400V que en todo momento se encuentra sincronizada con la tensión de la red eléctrica, por eso, a estos dispositivos se les llama inversores “seguidores de red”.

El inversor en todo momento “busca” el PMP (Punto de Máxima Potencia) para trabajar en el todo el tiempo.

Por otro lado, el inversor, debe de contar con todos los requisitos exigidos a nivel de normativa como el funcionamiento en isla, el cual no está permitido.

En cuanto a la ubicación prevista para el grupo inversor será un lugar a la sombra y resguardado de la lluvia, lo más cercano posible a las series de paneles. La localización del grupo inversor será dentro de la sala de almacenaje donde se ubica el cuadro general de baja tensión, ya que se encuentra relativamente cerca de las series de módulos fotovoltaicos. En esa sala, se encontrará también el cuadro de protecciones de corriente alterna de la instalación fotovoltaica.

El modelo de inversor elegido es el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100 kWn de potencia nominal. Este inversor cuenta con un total de 10 MPPT, que permitirá agrupar cada tipo de serie fotovoltaica en función de su orientación y número de módulos en un MPPT individual, de este modo se aumenta la eficiencia de transformación de forma considerada.

Las especificaciones técnicas del inversor vienen referenciadas en la Tabla 14. En la Figura 12 se muestra la curva de eficiencia del inversor y en la Figura 13 el esquema unifilar simplificado del inversor.

Tabla 14. Especificaciones técnicas inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 (Huawei)

<b>Huawei SUN2000-100KTL-M1</b>	
<b>Entrada DC</b>	
Tensión de entrada máxima	1100 V
Rango de tensión MPPT	200-1000 V
Tensión asignada de entrada	600 V
Número de entradas de MPPT independientes	10
Entradas por MPP	2
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad cc por MPPT	40 A
<b>Salida AC</b>	
Potencia nominal	100.000 Wp
Tensión nominal	3x400V
Frecuencia de red	50 Hz
Corriente máx./nominal salida	160.4/144.4 A
Eficiencia europea	98,6 %
	98,4 %
<b>Protecciones</b>	
Dispositivo desconexión cc	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Sí
Protector contra sobretensiones de CA	Sí
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
<b>Comunicaciones</b>	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN +APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí
<b>General</b>	
Clase de protección	IP66
Conector de CC	MC4
Altitud máxima operación:	4000m
Rango de temperatura de operación	-25-60°C



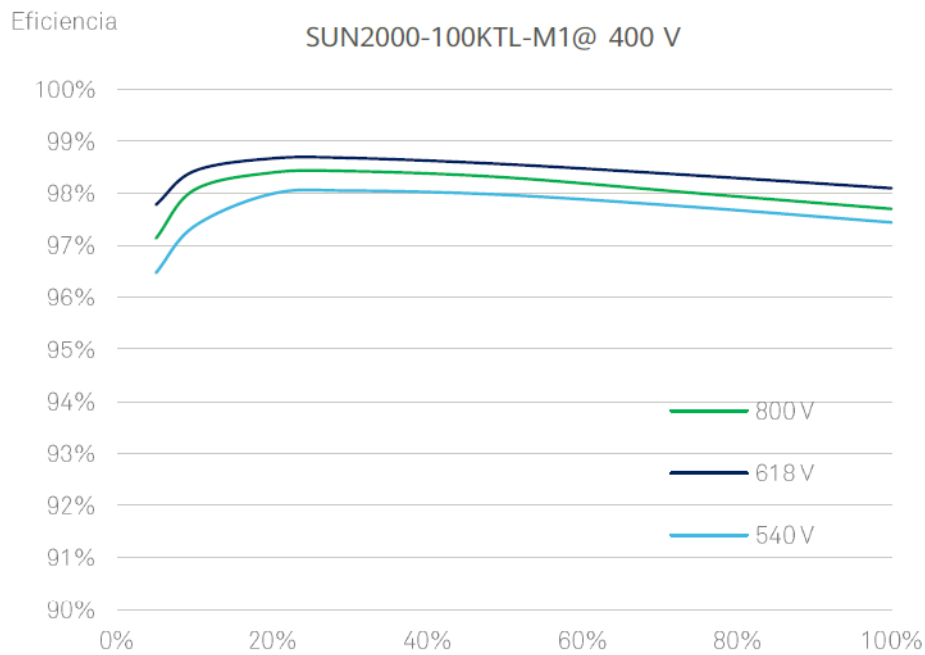


Figura 12. Curva de eficiencia de inversor SUN2000-100KTL-M1. (Huawei)

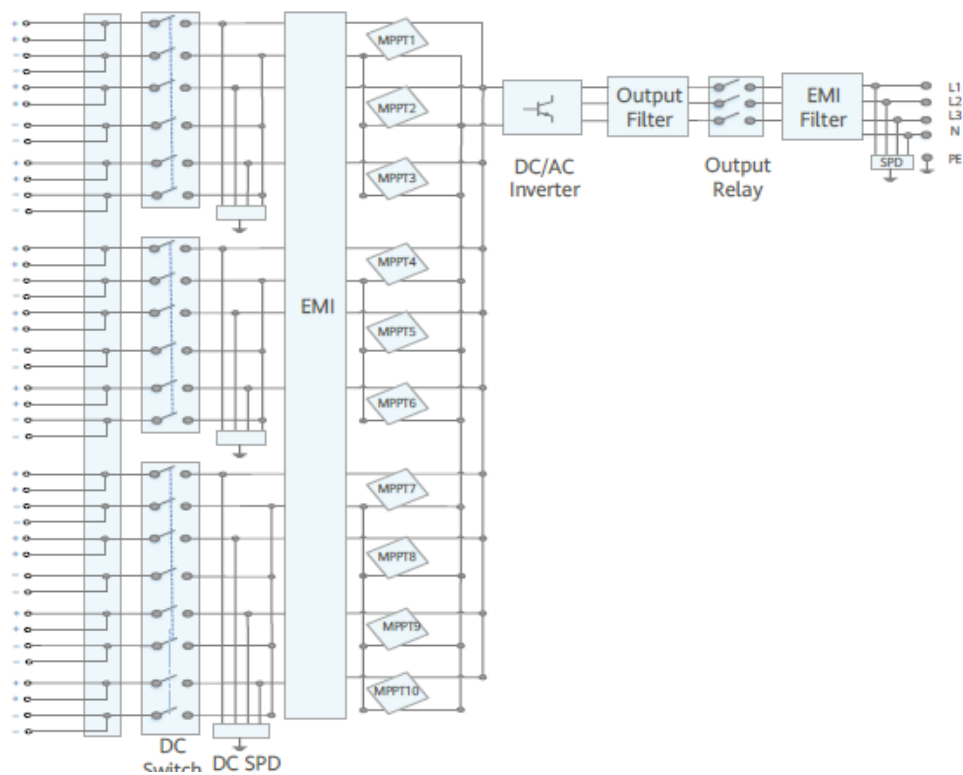


Figura 13. Esquema unifilar inversor SUN2000-100KTL-M1 Huawei)

### 1.6.1.3. Módulos

Los módulos fotovoltaicos empleados para esta instalación son los mismos que para la instalación de partida. Se usan módulos monocristalinos de célula partida. El motivo de usar

monocristalinos es su considerable disminución de precio en los últimos meses. Las especificaciones técnicas del módulo se describen en la Tabla 15

Tabla 15. Especificaciones técnicas módulo JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H (Huawei)

JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H	
Potencia	375W <sub>p</sub>
Corriente nominal	9,33A <sub>cc</sub>
Tensión nominal	40,2 V <sub>cc</sub>
Corriente de cortocircuito	9,68 A <sub>cc</sub>
Coeficiente temperatura V <sub>oc</sub>	-0,29 %/°C
Coeficiente temperatura P <sub>max</sub>	-0,37 %/°C
Tensión a circuito abierto	48,7 V <sub>cc</sub>
Eficiencia STC	19,02 %
Longitud	1987 mm
Anchura	942 mm
Espesor	40 mm
Peso	22,5 kg

#### 1.1.1.1. Dispositivo de monitorización

Contará con:

- Dos analizadores trifásicos de potencia incorporados de serie en el propio ITR.
- Registro de datos local mediante memoria SD integrada.
- Ciclo de medida y control de tan sólo 0,5 segundos.
- Envío de datos a servidor central si hay conexión a internet.

El equipo constará también de las siguientes funciones:

- Control y limitación de potencia de inversores fotovoltaicos para no inyección en la red eléctrica de posibles excedentes generados. Esto puede ser útil, si no se disponen de los permisos de acceso cuando se ponga en marcha la instalación.
- Control de cargas de dos tipos: todo/nada y regulables.
- Monitorización e histórico de datos en el portal web.

La Figura 14 muestra el diagrama de comunicaciones del equipo.

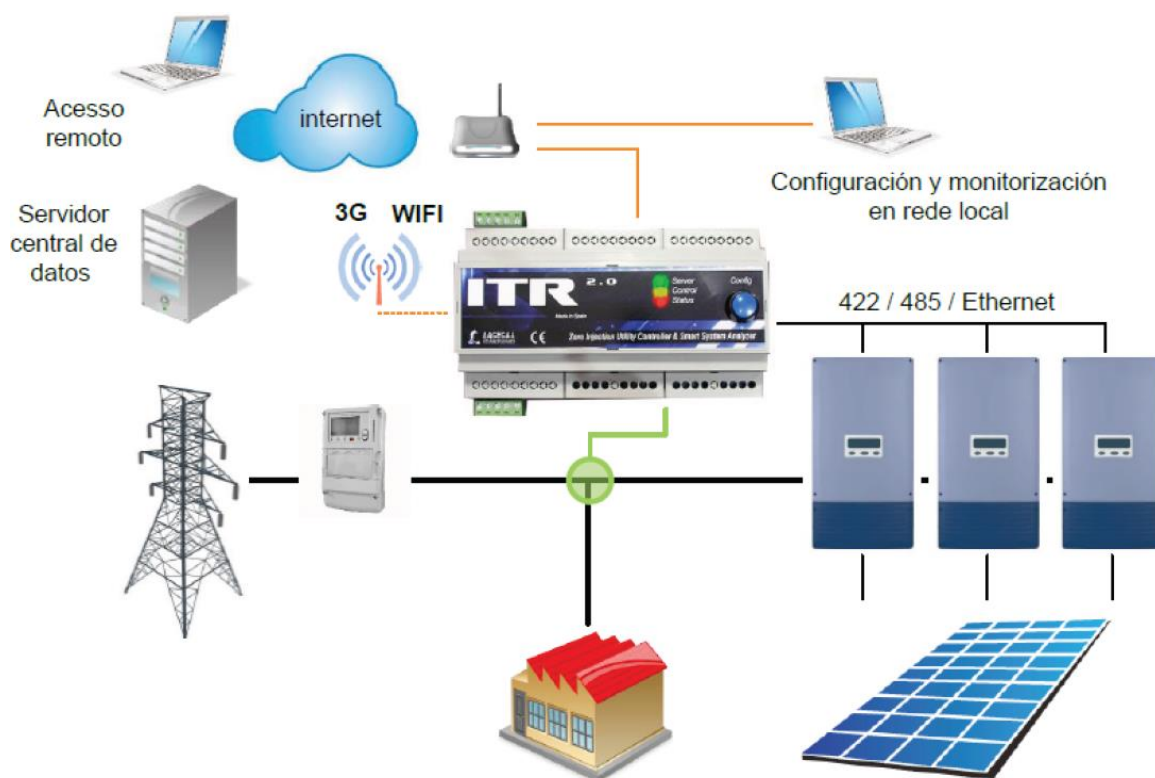


Figura 14. Dispositivo de monitorización ITR 2.0 (Lacecal)

#### 1.1.1.2. Protecciones y elementos adicionales

Se dispondrán todas las protecciones exigidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Estas protecciones tendrán el objetivo de proteger la instalación, a la red interior y a las personas, debido a los siguientes defectos:

- Sobrecarga: aumento de la intensidad respecto a la intensidad nominal sin que se presente un fallo eléctrico en la instalación.
- Sobretensión: aumento de la tensión fuera de los límites de los equipos.
- Cortocircuito: debido a un fallo de aislamiento en los conductores
- Fallo de aislamiento: Provoca corrientes diferenciales.

Las protecciones que se dispondrán son las siguientes:

- Interruptor automático: Permite conectar/desconectar la instalación frente a una sobreintensidad. Apertura en carga
- Interruptor diferencial: Desconecta la instalación cuando detecta corrientes diferenciales que puedan ocasionar contactos indirectos
- Fusibles de corriente continua: Dispositivos de protección contra sobreintensidades en el lado de corriente continua. No tienen poder de corte
- Protector contra sobretensiones de CC y de CA: de tipo II incluidos en el inversor.
- Además, se ejecutará toda la instalación de puesta a tierra necesaria para derivar las posibles corrientes de defecto.

Además de las protecciones necesarias, para la parte de corriente continua de la instalación, se usará cable termoestable (XLPE) de doble aislamiento libre de halógenos con una tensión de aislamiento de 06/1 kV de cobre, ideal para instalaciones fotovoltaicas. Serán resistentes a la radiación ultravioleta

Para facilitar la interconexión de los elementos del lado de cc, se usará el conector estándar MC4 (Figura 15)



Figura 15. Conectores estándar MC4 (Autosolar)

#### 1.1.1.3. Separación entre estructuras y sombras

Los módulos fotovoltaicos se dispondrán de tal forma que se evite la proyección de sombras de unos sobre otros, al tratarse de una instalación coplanar, no es necesario separarles, pueden estar distribuidos de forma continuada a lo largo de toda la superficie de la cubierta

Lo que si se debe de tener en cuenta es la proyección de sombras de otros objetos o de otras cubiertas sobre los módulos que se disponen justo detrás de las mismas. Por ello el IDAE en una de sus guías técnicas [8], recomienda dejar un espacio que depende de la altura del obstáculo y de la latitud donde se ubique la instalación.

La altura de la cumbrera de las distintas cubiertas respecto a donde comienzan a ubicarse los módulos fotovoltaicos es de 2,56 m, por lo que, según la fórmula del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE:

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

Donde:

- $d$ : distancia de separación entre el punto más alto del obstáculo y el módulo fotovoltaico
- $h$ : altura del obstáculo

En la Figura 16 se representa los parámetros de dicha ecuación.

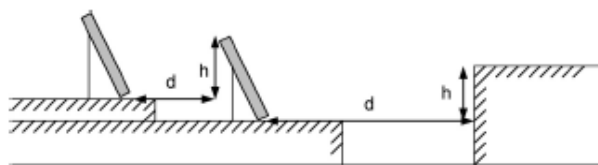


Figura 16. Croquis separación de módulos. [8]

Se debe dejar, una separación mínima **d=7,26 m**. Dejando esta separación dirección sur desde la cumbrera a los módulos ubicados en la cubierta posterior se garantiza que los módulos estén libres de sombras en el mediodía del solsticio de invierno según el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

En el caso de la instalación que nos ocupa, con la implantación planteada, la distancia mínima que existe es de 8,35 m (distancia mínima que existe en dirección sur desde la cumbrera de la cubierta 1 del edificio al primer módulo fotovoltaico colocado sobre la cubierta 2) por lo que la distancia de separación es adecuada.

#### *1.1.1.4. Implantación de los módulos sobre las cubiertas y configuración del campo*

Según lo indicado en la Tabla 12 de este documento, los módulos fotovoltaicos irán dispuestos sobre las cubiertas 2, 3, 4 y 5, ya que se trata de las cubiertas más ventajosas (la cubierta 1 presenta un acimut muy elevado por lo que tendrá más pérdidas que las otras que se han considerado).

La idea principal es instalar los módulos fotovoltaicos los más cerca posible de la cumbrera y alejado de la nave central que puede proyectar sombras a primera hora de la mañana.

En la siguiente imagen se puede ver la implantación final de los 282 módulos:



Figura 17. Implantación final de la instalación fotovoltaica [5]

Las series de módulos y las tensiones de diseño de la instalación serán las siguientes:

Tabla 16. Series de módulos y tensiones de diseño [5]

Cubierta	Nº módulos	Series	Tensión circuito abierto -10 °C (V)	Tensión funcionamiento STC 25 °C(V)
2	90	5x18	916	671,39
3	84	4x17	865,11	634,09
		1x16	814,23	596,79
4	54	3x18	916	671,39
5	54	3x18	916	671,39

La corriente de cortocircuito de todas las series será la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico, es decir, 9,68 A.

El cableado se realizará mediante polos separados, recogidos en cajas positivas y negativas colocándose portafusibles seccionables y fusibles de protección de 16 Acc para el aislamiento de cada uno de los grupos en cada uno de los polos positivos.

Además, se tendrán en cuenta en el diseño los siguientes inconvenientes que se pueden presentar:

Cumplirán con la normativa establecida en los Reales Decretos 1699/2011 y 413/2014 acerca de la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

El ondulador o inversor restablece automáticamente su funcionamiento después de las siguientes condiciones de protección:

- Fallo en la red eléctrica

Si la tensión en la línea de distribución cae por desconexión de la misma o bien por caída de la Red General, el inversor no genera tensión en dicha línea, haciendo de esta manera imposible el funcionamiento en isla., manteniendo la electrónica a la espera de que se restablezca el suministro de la red para iniciar de nuevo su funcionamiento.

- Tensión fuera de rango

Si la tensión de red se encuentra fuera del rango de trabajo aceptable, tanto si es superior ( $1,1 V_{nom}$ ) como si es inferior ( $0,85 V_{nom}$ ), el inversor interrumpe su funcionamiento hasta que dicha tensión vuelva a encontrarse dentro del rango admisible.

- Frecuencia fuera de límites

Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo (49-61 Hz) se para inmediatamente, pues esto indicaría que la red es inestable o está en modo isla.

- Temperatura elevada

En el caso de que la temperatura ambiente se incremente excesivamente o accidentalmente se tapen los canales de ventilación, el equipo seguirá funcionando, pero reducirá la potencia de trabajo a fin de no sobrepasar internamente los  $75^{\circ} C$ . Si internamente se llega a  $80^{\circ} C$ , se parará.

- Tensión de generador fotovoltaico baja

En este caso, el inversor no puede funcionar. Es la situación en la que se encuentra durante la noche, o si se desconecta el módulo fotovoltaico.

- Intensidad de generador fotovoltaico insuficiente

Los generadores fotovoltaicos alcanzan el nivel de tensión de trabajo a partir de un valor de radiación solar muy bajo ( $2...8 mW/cm^2$ ). Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia del generador fotovoltaico. Si éste no dispone de potencia debido a que la radiación solar es muy baja, el valor de intensidad mínima de funcionamiento no se verifica, lo que genera una orden de parada del equipo. Posteriormente se inicia un nuevo intento de conexión, siendo el intervalo entre intentos de, aproximadamente, 1 minuto.

#### 1.1.1.5. Instalación eléctrica

Para realizar el cálculo correcto de los elementos de protección de la instalación, se debe de conocer una serie de datos de la instalación eléctrica existente en el edificio. Estos datos sirven para dimensionar las protecciones de la instalación fotovoltaica. Los datos son la longitud desde el transformador que alimenta al edificio hasta el cuadro general de baja tensión y la longitud que tiene los cables desde el propio cuadro hasta el interruptor general de la instalación fotovoltaica.

En la Tabla 17 se presentan los datos:

Tabla 17. Instalación eléctrica del edificio [5]

	Sección (mm <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Material
Transformador-CGBT	120	45	Cu

Por otra parte, la instalación de distribución del edificio, se trata de un esquema TT, con el neutro del suministro conectado a tierra y los demás elementos que han sido necesarios poner a tierra, se han realizado con conductores de tierra independientes al del neutro. En la Figura 18, se puede ver el esquema de distribución TT.

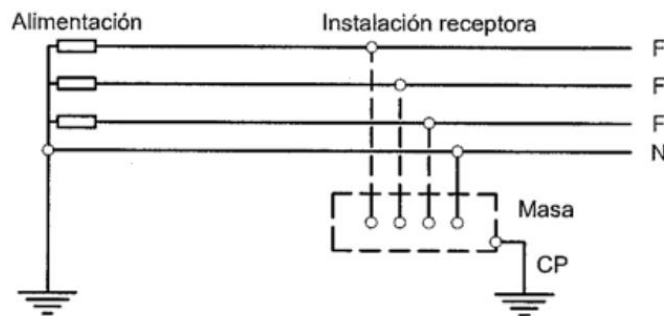


Figura 18. Esquema de distribución TT. [9]

Según lo dispuesto en la ITC-BT-40 del REBT 2002, las masas de los equipos de la instalación fotovoltaica (estructura, marcos de los módulos, bandejas, inversores, etc.) se deben de conectar a una tierra independiente del neutro del secundario del transformador.

#### 1.1.2. Cálculos

Se muestran a continuación los cálculos de todos los equipos, instalaciones, conductores, etc. necesarios para un correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica y de la instalación eléctrica del edificio además de las protecciones de todos y cada uno de los circuitos que constituyen la instalación, los equipos de medida y los requerimientos de la puesta a tierra como sistema de protección frente a contactos indirectos.

##### 1.1.2.1. Cableado

Los conductores, tanto de corriente continua como de corriente alterna, deben de estar dimensionados para cumplir los dos siguientes criterios:

- Criterio de la caída de tensión
- Criterio de la intensidad máxima admisible



Estos dos criterios tienen como objetivo realizar un dimensionamiento óptimo de los conductores para garantizar unas pérdidas mínimas y que no se den problemas de sobrecalentamiento en los mismos, hecho que puede derivar en problemas en la instalación.

Para calcular las secciones óptimas del cableado, se han usado las siguientes fórmulas:

### 1. C.d.t. en servicio monofásico

Despreciando el término de reactancia, dado el elevado valor de R/X, la caída de tensión viene dada por:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I_n \cdot \cos \varphi$$

Siendo:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

### 2. C.d.t en servicio trifásico

Despreciando también en este caso el término de reactancia, la caída de tensión viene dada por:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot R \cdot I_n \cdot \cos \varphi$$

Siendo:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

La resistividad del conductor de cobre (el que se emplea en toda la instalación) tomará los siguientes valores:

$$\rho = \frac{1}{56}$$

En las fórmulas se han empleado los siguientes términos:

$I_n$ : Intensidad nominal del circuito en A

$\cos \varphi$ : Factor de potencia

S: Sección en  $\text{mm}^2$

L: Longitud en m

$\rho$ : Resistividad del conductor en  $\text{ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

La resistividad del conductor varía con la temperatura ( $T_A$ ) según la siguiente expresión:

$$\rho(T_A) = \frac{1}{56} \cdot (1 + 0,04 \cdot (T_A - 20^{\circ}))$$

Se tomará la resistividad para una temperatura de 90°.

Las secciones se calculan según la siguiente ecuación:

Sección conductor monofásico:

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\Delta U}$$

Sección conductor trifásico:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta U}$$

Según la ITC-BT-40 del REBT 200, la caída de tensión admisible desde el punto de conexión al generador será de un 1,5% de la tensión asignada de la red, entendiéndose como generador el inversor seguidor de red. En cuanto a la parte de corriente continua, según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, la caída de tensión admisible será de un 1,5% de la tensión de funcionamiento del campo fotovoltaico.

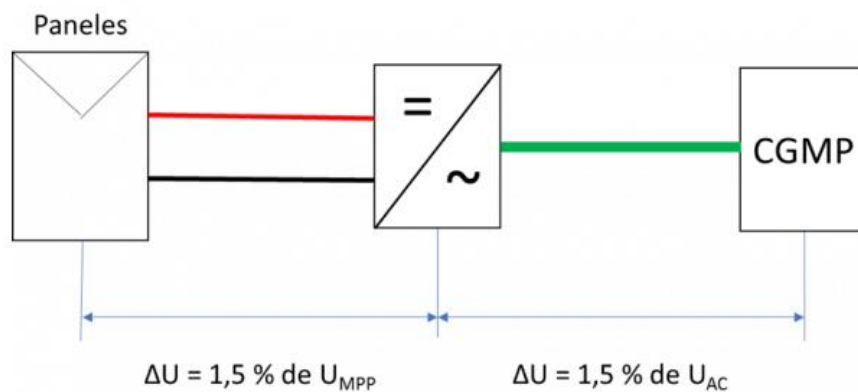


Figura 19. Caídas de tensión admisibles. [10]

En la línea de generación (inversor-CGMP), se divide en dos tramos, lo que propiamente se llama la línea de generación (inversor-CGMP) y línea de evacuación (CGMP-CGBT), aunque para el cálculo del cableado, se tomara la línea de generación como la que va desde el inversor al CGMP. En la instalación se tendrán las siguientes longitudes:

- Línea de generación: 7m
- Línea de evacuación: 3m

Por otra parte, según la ITC-BT-40, los conductores de conexión del generador a la red, deben de estar dimensionados para una intensidad mínima del 125% de la intensidad máxima del generador (salida del inversor hacia la red).

Para dimensionar los conductores, se usa la guía comercial del fabricante Prysmian. Lo primero que se debe de evaluar es la intensidad que circula por los distintos conductores.

Tabla 18. Intensidad de diseño de los distintos conductores de la instalación.[5]

	Intensidad (A)
Cable CC	9.68
Cable CA	200.50

Por otra parte, se evalúa el modo de instalación de los distintos cables, que permitirá corregir la sección del cable por método de intensidad admisible ya que esa sección no soporta la intensidad que circulará por el conductor.

Se distingue dos métodos de instalación según el tipo de cable (Según la guía del fabricante Prysmian):

- Cable CC: Cables unipolares o multipolares sobre soportes o bandeja rejilla: En recorrido horizontal. **Método E**

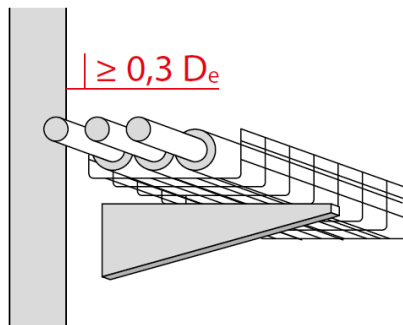


Figura 20. Método de instalación cable CC [11]

- Cable AC: Cable multiconductor en canal protectora fijada sobre una pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...). En recorrido horizontal. **Método B2**

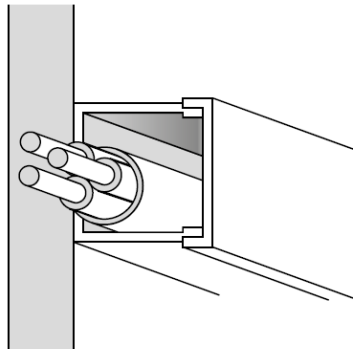


Figura 21. Método de instalación cable AC [11]

Sabiendo el modo de instalación, nos vamos a la tabla de la Figura 22, donde se representa según el método de instalación, material aislante del conductor y número de conductores activos, para cada sección, la intensidad admisible que puede circular por el mismo. Se eligen las secciones que permitan circular una intensidad superior a las marcadas en la Tabla 18 para ver que sección se corresponde para esa intensidad:

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
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)	PVC2 (90 °C)					
D1/D2*		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	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34	36
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	71	73	77	81	85	87	91	97	104	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	430	458
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	674	713	

Figura 22. Secciones del cableado de CC y CA [11]

Ahora se deben de aplicar los distintos factores de corrección para ver, como afectan las condiciones de diseño y externas a las temperaturas de la tabla anterior. Estas pueden favorecer o empeorar las condiciones del conductor.

- Corrección por temperatura. Este factor, solo afecta al cableado C, se evalúa para una temperatura exterior de 45 °C, por lo que el factor es de 0,96 (Figura 23) para con conductores de aislamiento termoestable.

#### Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40 °C (instalaciones al aire)

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t <sub>a</sub> ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

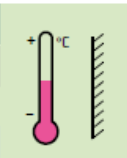


Figura 23. Factores de corrección por temperatura [11]

- Factor de corrección por agrupamiento: Debido a la disposición cercana de conductores de varias series que irán dispuestas sobre la misma canalización, bandeja, etc., se debe de considerar este factor

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	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 fijada al 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, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

Figura 24. Factores de corrección por agrupamiento de circuitos [11]

Por cada cubierta, se agruparán un máximo de 5 series, es decir, 5 circuitos. Para el punto 4 “Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales” (Figura 24) tendremos para las distintas cubiertas:

Tabla 19. Factor de corrección por agrupamiento en cableado CC [5]

Cubierta	Circuitos	Factor por agrupamiento
2	5	0.75
3	5	0.75
4	3	0.8
5	3	0.8

Para el cableado de AC, únicamente se aplicará el factor de corrección por temperatura.

Las intensidades corregidas, se calcularán a partir de la siguiente expresión:

$$I_{corr} = \frac{I_{adm}}{\prod f_i}$$

Para el cable de corriente continua resultará para las cubiertas de 5 circuitos:

$$I_{corr} = \frac{9,68}{0,96 \cdot 0,75} = 13,44 \text{ A}$$

Para el cable de corriente continua resultará para las cubiertas de 3 circuitos:

$$I_{corr} = \frac{9,68}{0,96 \cdot 0,8} = 12,61 \text{ A}$$

Para el cableado AC, resulta:

$$I_{corr} = \frac{200,5}{0,96} = 208,85 \text{ A}$$

Si se vuelve a la tabla de la Figura 19, se debe comprobar si las secciones escogidas inicialmente son válidas. Ahora queda comprobar el criterio de caída de tensión para los distintos conductores, que va a depender, en mayor medida de su longitud.

En la Tabla 20, se comprueba la caída de tensión para la sección inicialmente escogida (CC) y en caso de que supere el 1,5% de caída, la nueva caída con la sección finalmente escogida.

Tabla 20. Comprobación caída de tensión cableado CC y sección final. [5]

	Intensidad Isc (A)	Longitud (m)	Tensión de trabajo(V)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión (%)	Seccion def (mm <sup>2</sup> )	Caída de tension def (%)
Grupo 1- Inv 1	9.68	53	671.39	1.5	0.91	4	0.44
Grupo 2- Inv 1	9.68	55	671.39	1.5	1.21	4	0.45
Grupo 3- Inv1	9.68	59	631.23	1.5	1.38	4	0.52
Grupo 4- Inv 1	9.68	31.5	631.23	1.5	0.74	4	0.28
Grupo 5- Inv 1	9.68	44	631.23	1.5	1.03	4	0.39
Grupo 6- Inv 1	9.68	62	596.16	1.5	1.53	4	0.58
Grupo 7- Inv 1	9.68	58	596.16	1.5	1.44	4	0.54
Grupo 8- Inv 1	9.68	52	596.16	1.5	1.29	4	0.48
Grupo 9- Inv 1	9.68	44	596.16	1.5	1.09	4	0.41
Grupo 10-Inv1	9.68	40	596.79	1.5	0.99	4	0.37
Grupo 11-Inv 1	9.68	124.8	631.23	1.5	2.92	4	1.09
Grupo 12-Inv 1	9.68	130	631.23	1.5	3.04	4	1.14
Grupo 13-Inv 1	9.68	134	671.39	1.5	2.94	4	1.10
Grupo 14-Inv 1	9.68	145	631.23	1.5	3.39	4	1.27
Grupo 15-Inv 1	9.68	152	631.23	1.5	3.55	4	1.33
Grupo 16-Inv 1	9.68	163	631.23	1.5	3.81	4	1.43

Como se puede ver, aunque la sección de 1,5 mm<sup>2</sup> es suficiente para muchos de los circuitos, se emplea finalmente una sección de 4 mm<sup>2</sup> ya que los conectores empleados para realizar las interconexiones entre series de módulos –cableado y cableado-inversor, son normalmente aptos para secciones de cable de 4-6-10 mm<sup>2</sup>, de ahí la elección final de la sección.

Para el cableado de corriente alterna, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 21. Caída de tensión corriente alterna [5]

Esquemas	Tipo	P Dem (kW)	Caída de tensión (%)	Caída de tensión acumulado(%)	Intensidad de diseño (A)	Longitud (m)	Línea
Línea de generación	T	100.00	0.15	0.15	200.50	7.0 (x5)	RZ1-K 0,6/1 kV Cobre Flexible 1 x 95 mm <sup>2</sup> (x3)
Línea de evacuación	T	100.00	0.06	0.21	200.50	3.0 (x5)	RZ1-K 0,6/1 kV Cobre Flexible 1 x 95 mm <sup>2</sup> (x3)

Por lo que la sección inicialmente escogida es válida.

#### 1.1.2.2. Protecciones del generador fotovoltaico

La protección del generador fotovoltaico se concreta en dos aspectos: por un lado, se encuentra la salvaguarda de la instalación de posibles daños provenientes de la red; y, por otro, la no repercusión de defectos acontecidos en la instalación sobre la primera.

#### 1.1.2.3. Interruptor general Automático.

Equipo mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito en el que está instalado. Además, es capaz de establecer, soportar durante un tiempo determinado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las de cortocircuito. Se pueden maniobrar en carga. Su funcionamiento se define en la Figura 25:

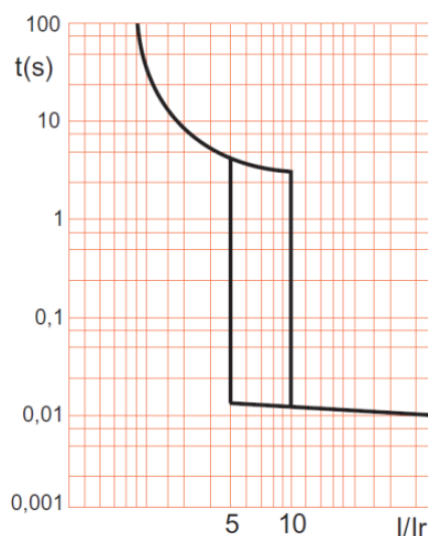


Figura 25. Grafica funcionamiento interruptor automático curva C [12]

Se distinguen dos zonas de funcionamiento:

- Zona térmica o de sobrecarga
- Zona magnética o de cortocircuito

Se tiene que evaluar la protección frente a cortocircuitos provenientes de la red eléctrica. Para ello, se emplearán las siguientes fórmulas y los datos mencionados anteriormente acerca de la instalación eléctrica del edificio.

Para que la línea quede protegida a sobrecarga, la protección debe cumplir simultáneamente las siguientes condiciones:

$$I_{uso} \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{tc} \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_{tc} \leq n \cdot I_n$$

Siendo:

- $I_{uso}$ : Intensidad de uso prevista en el circuito.
- $I_n$ : Intensidad nominal del fusible o magnetotérmico.
- $I_z$ : Intensidad admisible del conductor o del cable.
- $I_{tc}$ : Intensidad disparo del dispositivo a tiempo convencional, que coincide con la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico, por lo que, queda la siguiente expresión:
- $n$ : factor que depende del tipo de protección:
  - Interruptores: 1,45
  - Fusibles gG ( $I_n < 16$  A): 1,6
  - Fusibles gG (4 A  $< I_n < 16$  A): 1,9
  - Fusibles gG (4 A  $< I_n$ ): 2,1

En este caso:

$$I_{tc} \leq 1,45 \cdot I_n$$

Resolviendo la inecuación:

$$I_{uso} \leq I_n \leq \frac{1,45}{n} \cdot I_z$$

Para un interruptor automático, se tiene que  $n=1,45$  por lo que resulta:

$$I_{uso} \leq I_n \leq I_z$$

Tabla 22 Intensidades uso y admisible conductor corriente alterna [5]

$I_{uso}$ (A)	$I_z$ (A)
160.4	216



Por lo que el calibre del interruptor automático tiene que estar entre 160.4 y 216 A para que la instalación este protegida frente a sobrecargas.

Se calcula también la intensidad de cortocircuito para el circuito de CA, se emplean las siguientes formulas:

Entre Fases:

$$I_{cc} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot Z_t}$$

Fase y Neutro:

$$I_{cc} = \frac{U_f}{2 \cdot Z_t}$$

En las fórmulas se han empleado los siguientes términos:

$U_l$ : Tensión compuesta en V

$U_f$ : Tensión simple en V

$Z_t$ : Impedancia total en el punto de cortocircuito en mohm

$I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito en kA

La impedancia total en el punto de cortocircuito se obtendrá a partir de la resistencia total y de la reactancia total de los elementos de la red hasta el punto de cortocircuito:

$$Z_t = \sqrt{R_t^2 + X_t^2}$$

Siendo:

$R_t = R_1 + R_2 + \dots + R_n$ : Resistencia total en el punto de cortocircuito.

$X_t = X_1 + X_2 + \dots + X_n$ : Reactancia total en el punto de cortocircuito.

En la instalación objeto de estudio, se tiene en cuenta únicamente la resistencia debido a las pequeñas distancias que se manejan.

Los dispositivos de protección deberán tener un poder de corte mayor o igual a la intensidad de cortocircuito prevista en el punto de su instalación, y deberán actuar en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por los cables no supere la máxima permitida por el conductor.

En la instalación objeto de estudio, se obtienen los siguientes resultados para las intensidades de cortocircuito:

Tabla 23. Intensidades de cortocircuito [5]

	Sección (mm <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Material	Resistencia (Ω/m)	Resistencia acumulada	I <sub>cc</sub> max (kA)	I <sub>cc</sub> min (kA)
Transformador-CGBT	120	45	Cu	16.41	16.41	14.08	7.01
CGBT-CGMP	95	3	Cu	1.38	17.79	12.98	6.47

Por lo que el interruptor magnetotérmico tiene que tener un poder de corte superior a 12,98 kA.

El interruptor magnetotérmico está diseñado para soportar una intensidad de diseño de 160.4 A. Estará calibrado a 200 A, con una curva de disparo tipo C, y un poder de corte de 36 kA, superior a la potencia de cortocircuito en el punto de enganche a la red interior del edificio. El modelo del interruptor es:

- Interruptor automático Schneider Compact NSX250F - TMD - 200 A - 4 polos 4R (Figura 26)



Figura 26. Interruptor automático Schneider Compact NSX250F (Schneider Electric)

#### 1.1.2.4. Fusibles

Elementos de protección que abren un circuito en carga ante una subida de intensidad. No se pueden maniobrar en carga. Su funcionamiento depende de parámetros como la temperatura. Se clasifican en función de los fenómenos frente a los que actúan (1º letra) y en función del tipo de instalación (2º letra) (Figura 27). Para la instalación fotovoltaica, se emplearán fusibles de tipo Gg

CLASES DE CURVAS DE FUSIÓN		
1ª Letra	g	Cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada ( $I_n$ ) hasta su poder de corte asignado. Cortan intensidades de sobrecarga y de cortocircuito.
	a	Cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir las corrientes comprendidas entre el valor mínimo indicado en sus características tiempo-corriente ( $k \cdot I_n$ ) y su poder de corte asignado. Cortan sólo intensidades de cortocircuito.
2ª Letra	G	Cartuchos fusibles para uso general.
	M	Cartuchos fusibles para protección de motores.
	Tf	Cartuchos fusibles para protección de transformadores.
	B	Cartuchos fusibles para protección de líneas de gran longitud.
	R	Cartuchos fusibles para la protección de semiconductores.
	D	Cartuchos fusibles con tiempo de actuación retardado.

Figura 27. Clases de curva de fusión de fusibles. [12]

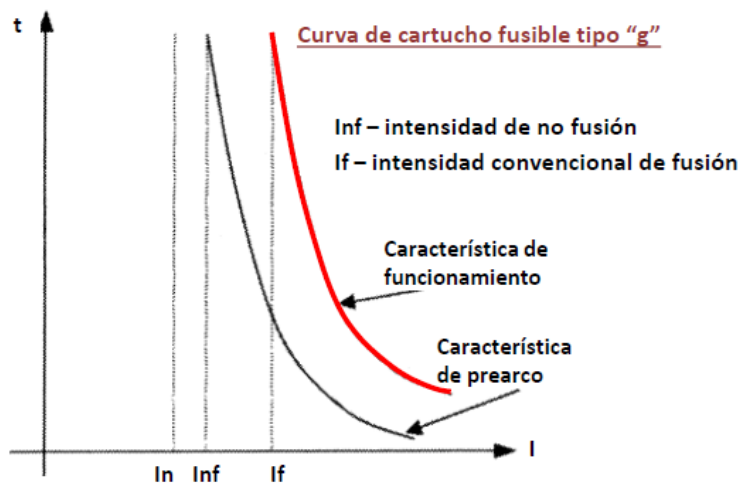


Figura 28. Curva de funcionamiento de fusible tipo "g" [12]

Para el cálculo de los fusibles de CC, se realiza la misma estimación que con el interruptor automático

$$I_{uso} \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{tc} \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_{tc} \leq n \cdot I_n$$

En este caso, el valor de  $n=1,6$ , por lo que resulta:

$$I_{uso} \leq I_n \leq \frac{1,45}{1,6} \cdot I_z$$

Tabla 24. Intensidades de uso y máxima del conductor corriente continua [5]

$I_{uso}$ (A)	$I_z$ (A)	$0,9 \cdot I_z$ (A)
9.68	44	39.6

Por lo que se usarán fusibles de 16 A amperios de calibre, para un nivel de aislamiento de 1000 V y curva Gg. Los portafusibles, contarán con el mismo nivel de aislamiento. Los fusibles serán de la marca comercial DF Electric (Figura 29) e irán dispuestos en cajas con protección IP66 ubicados en la fachada del edificio antes de entrar a la sala donde se ubicará el inversor, CGMP y cuadro general de baja tensión.



Figura 29. Fusible gG y portafusible DF Electric (DF Electric)

#### 1.1.2.5. Interruptor automático diferencial

Se emplea para la protección frente a contactos indirectos, así como límite de las tensiones de contacto en las partes metálicas en casos de falta de aislamiento de los conductores activos. Al tratarse de un circuito con una intensidad elevada para tratarse de baja tensión, en vez de usar el típico interruptor diferencial, se emplea un transformador toroidal, acoplado a un relé que actúa sobre el interruptor automático usado en la instalación, de tal forma que, al detectar el toroidal una corriente diferencial, el relé actuara sobre el interruptor desconectando la instalación.

El funcionamiento se puede ver en la Figura 30:

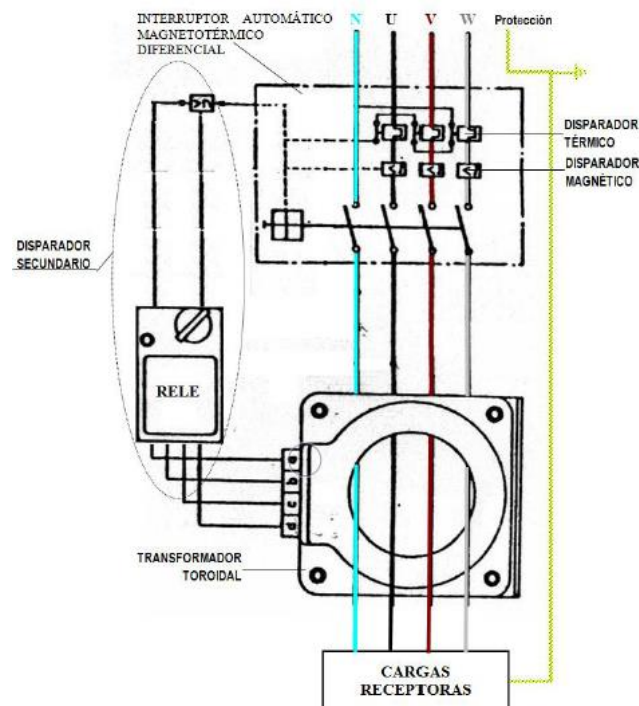


Figura 30. Esquema de conexión de toroidal y relé con interruptor general de la instalación [12]

Se emplea un toroidal de 160 A de corriente nominal, concretamente el modelo 50420 del fabricante Schneider (Figura 31), compatible con los relés RH de la misma marca comercial.



Figura 31. Toroidal 50420 (Schneider Electric)

El relé escogido es el modelo 56145 de la serie RH10M con una sensibilidad de 300 mA para una tensión asignada de 380 a 415 V (Figura 32).



Figura 32. Relé diferencial RH10M 56145 (Schneider Electric)

#### 1.1.2.6. Relés de tensión y frecuencia

Estos dispositivos, permiten la desconexión de la instalación de la instalación cuando se detecta una tensión o frecuencia fuera de lo normal. Estas protecciones vienen incluidas en el inversor empleado para la instalación.

#### 1.1.2.7. Instalación de puesta a tierra

Se conectarán todos los elementos conductores de la instalación que puedan provocar diferencias de potencial peligrosas a tierra. Para esta parte de la instalación, se emplearán las directrices dadas en la ITC-BT-18 de instalaciones de puesta a tierra y de la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión y la ITC-BT-24 sobre protección contra contactos directos e indirectos.

La instalación fotovoltaica se considera según el REBT de tipo C1 (instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con

la red. Por lo que para diseñar la red de tierras se sigue el esquema de la Figura 33. Esquema de modo de instalación de red de tierras de instalación generadora [9]Figura 33.

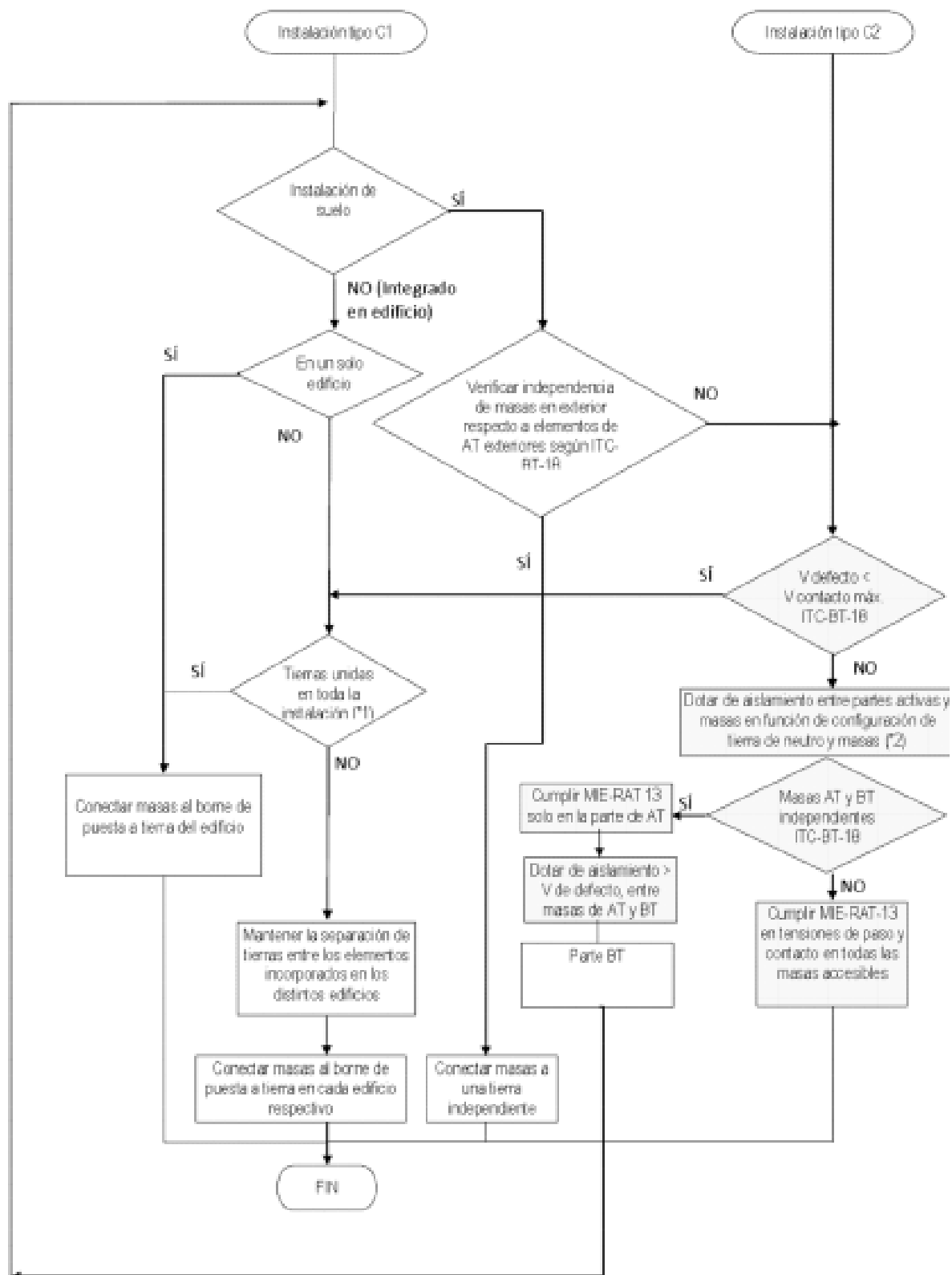


Figura 33. Esquema de modo de instalación de red de tierras de instalación generadora [9]

Por lo que, es necesario conectar todas las masas de la instalación a la instalación de puesta a tierra del edificio. Hecho que parece bastante lógico ya que la parte de corriente continua de la instalación, de no ejecutarse así las puestas a tierras, se encontraría a un potencial distinto a la de las masas del edificio, creando una diferencia de potencial peligrosa.

Las secciones de los conductores de protección de tierra serán de una sección acorde a lo mostrado en la siguiente imagen:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Figura 34. Secciones de los conductores de puesta a tierra [9]

Por lo que, para la instalación de puesta a tierra, será suficiente para el lado de corriente continua, una sección de 4 mm<sup>2</sup> para todos los conductores de protección. Estos conductores de protección, irán conectados a cada una de las series fotovoltaicas y discurrirán por la canaleta diseñada para la evacuación de los conductores activos hasta el inversor, donde se unificarán todos los conductores de protección. El inversor será puesto a tierra mediante un conductor de protección de 50 mm<sup>2</sup>. Una vez unificados todos los conductores (sección 70 mm<sup>2</sup>), se conectarán a la toma a tierra general del edificio.

Se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Estructura de aluminio
- Bandeja perforada
- Cajas de protección
- Inversor

También se tiene que limitar la tensión máxima de contacto, que, al tratarse de una instalación ubicada en el exterior, se puede tomar como un local húmedo, es decir 24 V. En base a ello, se tiene que verificar que la resistencia  $R_A$  es lo suficientemente pequeña para que no se tengan tensiones de defecto peligrosas.

$$R_A \cdot I_A \leq U$$

Siendo:

- $R_A$ : Resistencia de los conductores de tierra
- $I_A$ : intensidad de defecto máxima (sensibilidad del diferencial :300 mA)
- $U$ : Tensión de contacto máxima, (24V en locales húmedos y 50V en locales secos)

En la Figura 35 , se representa el bucle de defecto en instalaciones de tipo TT:

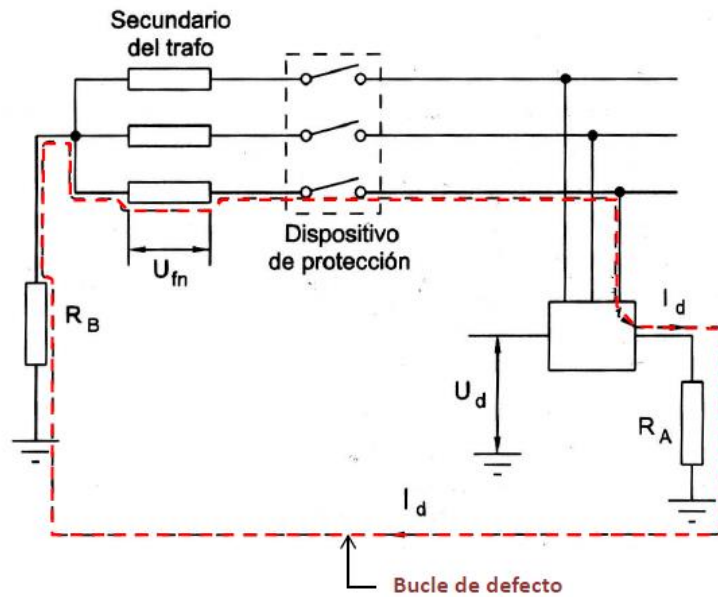


Figura 35. Bucle de defecto de instalaciones de protección tipo TT [9]

Para la comprobación, se toma la serie que cuenta con una mayor longitud de conductor de protección, ya que, si esa serie es segura, las demás a tener una longitud menor de cableado, también lo serán. La resistencia debe de ser menor de 80Ω para que se verifique la condición de seguridad.

Para obtener la resistencia del terreno, se debe conocer el tipo de terreno sobre el que está ubicado el edificio, en nuestro caso, el caso que más se asemeja a los expuestos en la ITC-BT-18, es el de franco-arenoso. Por lo que se toma un valor orientativo de 500 (Ω·m). La resistencia de la toma de tierra para un conductor enterrado en anillo de una longitud total de 60 m viene definida por la siguiente fórmula:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L}$$

Siendo:

- $\rho$ : Resistividad del terreno (Ω·m)
- $L$ : Longitud del conductor enterrado horizontalmente(m)

Se obtienen los resultados reflejados en la Tabla 25 :

Tabla 25. Resultados instalación puesta a tierra:

	Longitud	Sección	Resistencia (ohm)	Resistencia terreno (ohm.m)
Protección	130	4	0.560	-
Unión	30	70	0.007	-
Conductor tierra	60	-	16.667	500
Resistencia total	17.23			

Por lo que la red de tierras, estaría bien dimensionada para evitar tensiones de contacto peligrosas.

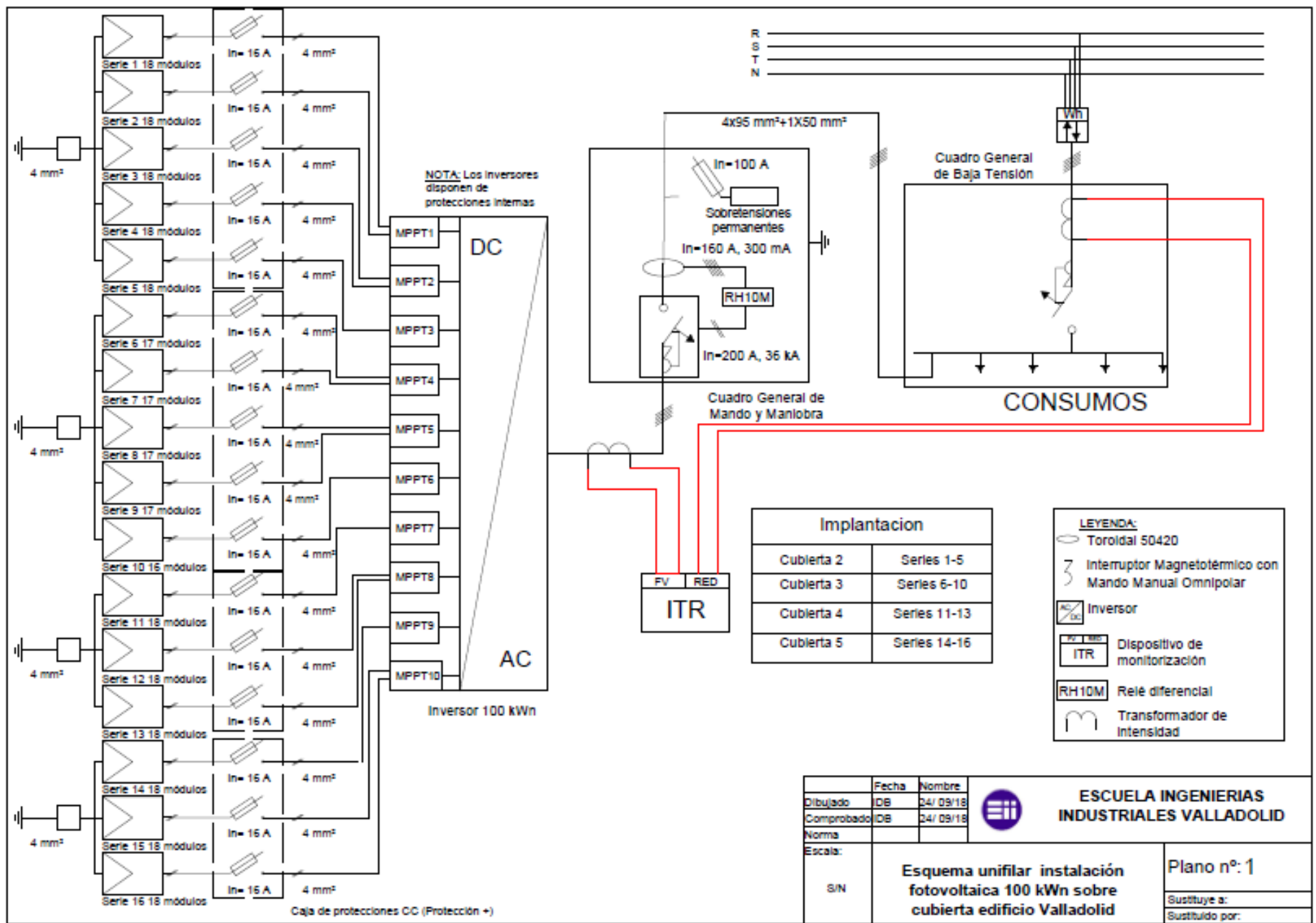


#### 1.1.2.8. *Descargadores de tensión (varistores)*

Equipo empleado para proteger la instalación frente a fenómenos externos como rayos o maniobras en la red eléctrica. Se dispondrá dos dispositivos. Uno para corriente continua y otro para la parte de corriente alterna:

- Corriente continua: Se dispone de un varistor de tipo II con una tensión de aislamiento de 1000 VDC en cada una de las ramas del generador.
- Corriente alterna: protector trifásico de categoría I.

### 1.1.3. Esquema unifilar de la instalación



Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo según RD 244/2019

#### 1.1.4. Estudio de generación

Para el estudio de generación de la planta, se emplea el software de simulación PVsyst, el cual permite diseñar cualquier instalación solar fotovoltaica y modificar prácticamente la totalidad de los parámetros.

En primer lugar, se define el tipo de instalación fotovoltaica. En este caso: instalación solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red.

En segundo lugar, se define la ubicación de la instalación. PVsyst ya cuenta con un conjunto de ubicaciones guardadas. Si no se encuentra la ubicación deseada, se puede importar a través de distintas bases de datos que el programa ya incorpora. (MetNorm).

Posteriormente, ya se puede comenzar a diseñar la instalación. Lo primero es elegir la orientación e inclinación de los distintos campos que componen la instalación, en la instalación objeto de estudio, los campos van divididos por las cubiertas, por lo que se da la inclinación y orientación de cada una de las cubiertas (Figura 36):

	Inclinación	Acimut
Oriente#1	25.0	-7.0
Oriente#2	25.0	23.0
Oriente#3	25.0	-14.0
Oriente#4	25.0	27.0

Figura 36. Campos de la instalación fotovoltaica (PVsyst)

Una vez definida la orientación e inclinación de los campos, se debe de diseñar las series de módulos, asignarlas una de las orientaciones disponibles y ver cómo van a estar conexionadas en el inversor. En la Figura 37 se puede ver como se ha definido las 4 primeras series de la cubierta 2:

Sub-conjunto #1 | Sub-conjunto #2 | Sub-conjunto #3 | Sub-conjunto #4 | Sub-conjunto #5 | Sub-conjunto #6 | Sub-conjunto #7 | Sub-conjunto #8

**Nombre y orientación del sub-conjunto**  
 Nombre: Sub-conjunto #1 | Orden: 1 | Inclinación: 25° | Acimut: -7°

**Ayuda al dimensionamiento**  
 Sin pre-dim. | Entrar Pnom deseada: 0.0 kWp  
 ... o superficie disponible(módulos): 0 m²

**Selección del módulo FV**  
 Disponible actualmente: [dropdown] | Filter: All PV modules [dropdown]  
 Jinko Solar | 375 Wp 34W | Si-mono | JKM375M-72H | Manufacturer [dropdown] | Abrir  
 Dimensionamiento de voltajes: 35.4 V | Voc (-10°C): 53.9 V  
 Use Optimizer

**Selección del inversor**  
 Disponible actualmente: [dropdown] | Output voltage: 400 V Tri 50Hz  
 Huawei | 100 kW | 200 - 1000 V TL | 50 Hz | SUN2000-100KTL-M1 | Abrir  
 Núm. de entradas MPPT: 2 | Voltaje de funcionam.: 200-1000 V | Inverter power used: 26.0 kWac | Reparto Pnom  
 Utilice característica mu | Voltaje máx. de entrada: 1100 V | **inversor con 10 MPPT**

**Dimensionamiento del conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie: 18 | entre 6 y 18  
 Núm. de cadena: 4  
 Pérdida sobrecarga: 0.0% | Relación Pnom: 1.04 | Pérd. sobrecarga [?]  
**Núm. módulos: 72 Superficie: 135 m²**

**Cond. de funcionamiento**  
 Vmpp (60°C): 637 V | Vmpp (20°C): 751 V | Voc (-10°C): 971 V  
 Irradiancia plano: 1000 W/m²  
 Imp (STC): 37.0 A | Isc (STC): 38.7 A  
 Isc (en STC): 38.7 A  
 Pmáx en funcionamiento: 24.6 kW (en 1000 W/m² y 50°C)  
 Máx. en bases |  STC  
**Potencia nom. Conjunto (STC): 27.0 kWp**

Figura 37. Configuración series cubierta2 PVsyst (PVsyst)

Como se puede ver, se debe de definir los siguientes aspectos:

- Orientación
- Modelo de módulo
- Modelo de inversor
- Entradas de MPPT usadas del inversor
- Numero de cadenas (series)
- Numero de módulos por cadena

PVsyst te advierte en caso de que la configuración sea errónea. Voltaje de las series excesivo, intensidades excesivas por entrada MPPT, etc.

A continuación, se deben de detallar las pérdidas detalladas de la instalación. Al tratarse de una instalación coplanar a la cubierta, se escoge la siguiente opción en el apartado de pérdidas térmicas (Figura 38):

**Factor de pérdidas térmicas del campo**

Factor de pérdidas térmicas  $U = U_c + U_v \bullet V_{\text{Viento}}$

Factor de pérdida constante  $U_c$   W/m<sup>2</sup>k

Factor de pérdida del viento  $U_v$   W/m<sup>2</sup> / m/s

**Valores por defecto según el montaje**

Captores "libres" con circulación de aire alrededor

Semi-integrado con conducto de aire

Integrado con aislamiento trasero

Figura 38. Pérdidas térmicas de los módulos en PVsyst (PVsyst)

Las pérdidas óhmicas del cableado se estiman en un 0,5% en la parte de corriente continua. Para la parte de corriente alterna, se introducen los datos estimados anteriormente (sección y longitud de la línea)

**Circuito CC: pérdidas óhmicas en el sub-campo**

**Especificado por**

Resistencia de cableado  mOhm  Calculada

Fracción pérdidas en STC  %  Defecto

Caída de voltaje a través del diodo  V  Defecto

---

**AC losses after the inverter (Sistema completo)**

**Circuito CA: inversor punto inyección**

Largo significativo, a tomar en cuenta

Largo inversor hasta inyección  m

Fracción pérdidas en STC  %

STC:  $P_{ac} = 105 \text{ kW}$ ,  $V_{ac} = 400 \text{ V}$  Tri,  $I = 151 \text{ A}$

Caída de voltaje en STC  V (0.1 %)

Este subsistema

Sistema completo

**Transformador externo**

Transformador externo presente defecto

Pérdida hierro (valor constante)  %  kW

Pérdidas Resistivas/Inductivas  % en STC

(cuadrático,  $R \bullet I^2$ ,  $R =$   mOhm

Desconexión nocturna

Este subsistema

Sistema completo

Figura 39. Pérdidas óhmicas del cableado PVsyst (PVsyst)

Por último, se introducen unas pérdidas por suciedad de los módulos de un 2% debido a la inclinación de los módulos.

Una vez introducidas las pérdidas, se introducen los valores de consumo anual horarios de la instalación para posteriormente, cruzarlos con los datos de la generación y ver el porcentaje de autoconsumo que tendrá la instalación. En la Figura 40 se puede ver el consumo del edificio el día 15 de enero, esta gráfica se obtiene a través de PVsyst

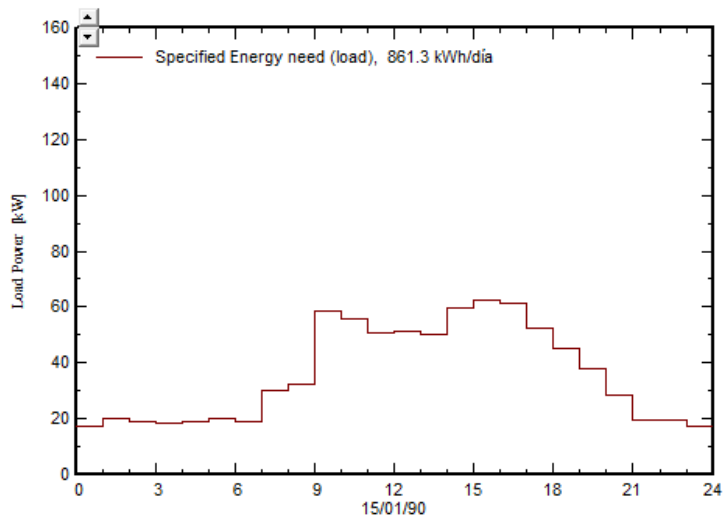


Figura 40. Consumo diario edificio PVsyst (PVsyst)

Una vez introducidos estos datos, se puede realizar la simulación. En las siguientes páginas, se puede visualizar íntegramente el informe obtenido del software PVsyst.

La producción específica obtenida es de **1459 kWh/kWp**. Un valor bastante bueno para tratarse de esa inclinación y esas orientaciones. La producción anual es de **154,3 MWh**.

A continuación, en la Tabla 26 se muestran los datos obtenidos por meses y anual:

Tabla 26. Resultados simulación[5]

	Consumo (kWh)	Generación (kWh)	Consumo con FV	% Producción autoconsumida	Gasto anual sin FV (€)	Gasto con FV sin compensación	Gasto con FV con compensación	€ compensados	Precio medio de compensación (€/kWh)
Enero	11917.4	6943.8	8240.2	52.96%	1,201.06 €	812.37 €	658.35 €	154.01 €	0.0471 €
Febrero	10669.0	10041.4	6025.1	46.25%	1,067.31 €	578.61 €	308.38 €	270.23 €	0.0501 €
Marzo	11645.7	13793.1	5828.7	42.17%	1,164.70 €	555.30 €	155.63 €	399.67 €	0.0501 €
Abril	10499.3	14880.5	5171.8	35.80%	1,067.55 €	488.81 €	24.98 €	463.83 €	0.0486 €
Mayo	14161.5	15534.0	6850.0	47.07%	1,432.52 €	642.61 €	238.71 €	403.91 €	0.0491 €
Junio	18436.1	17928.4	9134.6	51.88%	1,867.43 €	867.16 €	460.13 €	407.03 €	0.0472 €
Julio	21379.7	18780.5	10882.1	55.90%	2,161.45 €	1,032.27 €	589.46 €	442.81 €	0.0535 €
Agosto	21883.4	17533.0	11909.3	56.89%	2,192.59 €	1,129.69 €	785.21 €	344.48 €	0.0456 €
Septiembre	17413.3	14495.4	10134.3	50.22%	1,749.08 €	953.71 €	647.83 €	305.87 €	0.0424 €
Octubre	14874.5	11158.3	10173.4	42.13%	1,479.91 €	953.55 €	652.17 €	301.37 €	0.0467 €
Noviembre	11184.4	7317.4	8423.8	37.73%	1,091.56 €	802.55 €	609.27 €	193.28 €	0.0424 €
Diciembre	11002.3	5890.4	8325.9	45.44%	1,080.82 €	797.88 €	677.71 €	120.17 €	0.0374 €
Total	175067	154296	101099	47.94%	17,555.98 €	9,614.53 €	5,807.86 €	3,806.67 €	0.0467 €

Como se puede ver, los niveles de autoconsumo son bajos (máximo de 56,89% para agosto), pero los ahorros mensuales son elevados, siendo el mes de abril, en el que se obtiene un ahorro mayor con un 97%, el ahorro anual, se encuentra en un 66,91%.

En cuanto a los precios de la compensación, son bastante estables siendo el mes de julio el mes con el precio medio más elevado, coincidiendo, además, con el mes de mayor generación de todo el año.

Cabe destacar que según el RD244/19, como mucho, se puede compensar energía por un importe igual al importe de los consumos que tengamos ese mes. En los resultados obtenidos se puede ver que en ninguno de los meses se desperdicia energía, es decir, todos los excedentes se pueden compensar, siendo el mes de abril el mes que mayor ahorro se obtiene en el término de energía consumida, pasando de pagar 488,81 € a pagar tan solo 24,98 €, un ahorro de prácticamente un 95% en ese término.



## 2. PRESUPUESTO ECONÓMICO

PARTIDA 1: OBRA CIVIL, ESTRUCTURA, INSTALACIONES, MONTAJES Y OTRAS PARTIDAS					TOTAL: 50,284.29 €
1.1.- OBRA CIVIL					TOTAL: 1,860.80 €
Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	SUB TOTAL
1.1.1	pda	Material construcción	1	963.40 €	963.40 €
1.1.2	pda	Paletería y trabajos de obra para instalación interior de la medida de generación.	1	897.40 €	897.40 €
1.2.- MATERIAL ESTRUCTURA SOPORTE					TOTAL: 12,118.12 €
Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1.2.1	Ud.	Carril 40/40 3.150 mm	218	17.50 €	3,814.22 €
1.2.2	Ud.	Carril 40/40 2.100 mm	294	15.43 €	4,536.42 €
1.2.3	m	Conector carriles 40/40 solar	206	3.21 €	661.26 €
1.2.4	m	Conector carriles cruz	54	2.45 €	132.30 €
1.2.5	m	Tornillo martillo M8X30 A2 C26	390	2.10 €	819.00 €
1.2.6	m	Tuerca Tensilock M8 A2	214	7.03 €	1,504.90 €
1.2.7	Ud.	Grapa solar 40mm Z	368	0.71 €	260.02 €
1.2.8	Ud.	Grapa solar 40mm U	86	0.98 €	83.92 €
1.2.9	Ud.	Arandela goma 8mm	136	1.01 €	137.28 €
1.2.10	pda	Material y accesorios para instalación estructura soporte	1	168.80 €	168.80 €
1.3.- MATERIAL ELECTRICO					TOTAL: 7,533.31 €
Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1.3.1	Ud.	Cuadro Protecciones en CC para generador fotovoltaico, incluye:	1	523.13 €	523.13 €
		Cuadro protecciones IP66 18 módulos	5	161.05 €	
		Portafusibles DF 10x38mm	16	44.16 €	
		Fusible gG 16 A 10x38mm	16	29.92 €	
		Protección sobretensiones CC Clase 2	16	288.00 €	
1.3.2	Ud.	Cuadro General de Protecciones en CA para generador fotovoltaico, incluye:	1	4,054.26 €	4,054.26 €
		1 x Interruptor automático Compact NSX250F - TMD	1	2,424.55 €	
		- 200 A - 4 polos 4R 36 kA			
		1 x Toroidal abierto para protección diferencial tipo TOA - Ø 80 mm	1	1,272.74 €	

		1 x Relé diferencial RH10M - 300 mA - 415 V	1	344.22 €	
		1 x Interruptor magnetotérmico bipolar 10A (Monitorización)	1	12.75 €	
1.3.3	m	Conductor en cobre tipo RV-k libre de halógenos sección 4 mm2	1348	0.74 €	1,001.29 €
1.3.4	m	Cablecillo amarillo-verde tipo H07Z1-k de sección 4 mm2 (latiguillo tierra)	243	0.34 €	82.62 €
1.3.5	m	Cablecillo amarillo-verde tipo H07Z1-k de sección 6 mm (línea general tierras campo FV)	130	0.49 €	63.70 €
1.3.6	m	Manguera RZ1-K AS 0,6/1 KV de 5x95mm2.	12	22.91 €	274.92 €
1.3.7	m	Cable Cu desnudo de 16mm	40	1.39 €	55.65 €
1.3.8	m	Conductor cobre tipo RZ1-k libre halógenos sección 25 mm2 (Tierra general)	40	1.25 €	50.00 €
1.3.10	m	Bandeja metálica tipo rejilla de 75x60 de galvanizado en caliente con tapa	224	4.31 €	964.61 €
1.3.12	m	Bandeja rígida PVC para cable 200x60 color blanco con tapa	12	12.78 €	153.36 €
1.3.14	m	Juego Macho-Hembra MC4 4-10mm2	32	9.68 €	309.76 €
<b>1.4.- MONTAJE ESTRUCTURA SOPORTE</b>				<b>TOTAL:</b>	<b>3,256.77 €</b>
Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1.4.1	pda	Instalación de estructura soporte para módulos fotovoltaicos en disposición vertical - horizontal, sobre superficie cubierta chapa.	1	3,256.77 €	3,256.77 €
<b>1.5.- MONTAJE PANELES</b>				<b>TOTAL:</b>	<b>3,994.52 €</b>
1.5.1	pda	Instalación de módulos fotovoltaicos, en disposición vertical - horizontal sobre estructura soporte.	1	3,994.52 €	3,994.52 €
<b>1.6.- MONTAJE INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>				<b>TOTAL:</b>	<b>2,677.28 €</b>
Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1.6.1	pda	Instalación eléctrica tramo CC según Reglamento de Baja Tensión (RBT).	1	965.93 €	965.93 €
1.6.2	pda	Instalación eléctrica tramo CA según Reglamento de Baja Tensión (RBT).	1	676.15 €	676.15 €
1.6.3	pda	Instalación inversores, equipo inyección cero y cables de comunicaciones.	1	691.03 €	691.03 €

1.6.4	pda	Conexión a instalación interior del edificio según Reglamento de Baja Tensión (RBT).	1	344.17 €	344.17 €
-------	-----	--	---	----------	----------

<b>1.7.- OTRAS PARTIDAS</b>				<b>TOTAL: 18,843.50 €</b>	
-----------------------------	--	--	--	---------------------------	--

Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
1.7.1	pda	Visado del proyecto, libro de incidencias, acta de aprobación	1	4,000.00 €	4,000.00 €
1.7.3	pda	Gestión y ejecución de las obras.	1		12,423.50 €
		Redacción proyecto técnico	1	5,600.00 €	
		Dirección de obra facultativa	1	4,200.00 €	
		Dossier final de obra y puesta en marcha de la instalación.	1	1,723.50 €	
1.7.4	pda	Gestión solicitud de punto de acceso y conexión	1	900.00 €	
1.7.5	pda	Otras partidas:	0		2,420.00 €
		Imprevistos de obra, cartelería, seguridad, calidad y prevención de riesgos	1	1,450.00 €	
		Alquiler de maquinaria	1	970.00 €	

<b>PARTIDA 2: EQUIPAMIENTOS FOTOVOLTAICOS</b>				<b>TOTAL: 35,575.57 €</b>	
---	--	--	--	---------------------------	--

<b>2.1.- COMPONENTES FOTOVOLTAICOS</b>				<b>TOTAL: 35,575.57 €</b>	
--	--	--	--	---------------------------	--

Nº	Ud.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
2.1.1	Ud.	Módulo policristalino; panel de 72 células policristalinas y dimensiones 1940x992 [mm], con potencia pico de 375 Wp Jinko Solar Monocristalino	282	103.45 €	29,172.90 €
2.1.2	Ud.	Equipo inyección Cero y monitorización	1	1,111.67 €	1,111.67 €
2.1.3	Ud.	Transformadores de intensidad	6	23.50 €	141.00 €
2.1.4	Ud.	Inversor de conexión a red apto inyección cero Trifásico 100 kWn	1	5,150.00 €	5,150.00 €

<b>TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL</b>		
<b>PARTIDA 1: OBRA CIVIL, ESTRUCTURA, INSTALACIONES, MONTAJES Y OTRAS PARTIDAS</b>		<b>TOTAL: 50,284.29 €</b>
<b>PARTIDA 2: EQUIPAMIENTOS FOTOVOLTAICOS</b>		<b>TOTAL: 35,575.57 €</b>
<b>TOTAL</b>		<b>85,859.86 €</b>



### 3. ESTUDIO DE VIABILIDAD

Una vez conocidos el coste de la instalación, la producción anual de la misma y los precios de la energía (tanto comprada como compensada), se puede realizar un estudio de viabilidad del proyecto suponiendo una serie de variables sobre las que no se tienen control durante los 25 años de vida útil de la instalación como son el precio de la energía.

Otros parámetros, se pueden conocer con más o menos certeza pasados los años como es la producción de la planta y los costes estimados de mantenimiento.

El estudio de viabilidad se realiza bajo las siguientes hipótesis:

- Disminución de la producción anual 0,5% lineal (dato del fabricante de los módulos)
- Costes de mantenimiento (Año 0): 330 € (Mantenimiento preventivo trimestral)
- Aumento anual costes de mantenimiento: 1% anual
- Precio medio de compensación de excedentes (€/kWh): 0,0462 €/kWh. Este dato se ha obtenido de comparar la generación compensada hora por hora con el precio exacto de compensación de esa misma hora.
- % de autoconsumo: 47,93 %. Se considera constante durante los 25 años. Se obtiene de la simulación de PVsyst. Se trata del porcentaje de producción autoconsumida por el edificio.
- Incremento del precio de compra de la electricidad: se mantiene constante
- Incremento del consumo eléctrico del edificio de un 0,1% anual

Teniendo en cuenta estas hipótesis se obtiene que la instalación quedaría totalmente amortizada en 8 años y se obtendrían unos ahorros totales tras los 25 años de vida útil de 168.221 €. En las siguientes tablas (Tabla 27 y Tabla 28), se pueden ver los resultados:

Tabla 27. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica. Parte 1

AÑOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Consumo (kWh)	175066.5	175241.6	175416.8	175592.3	175767.9	175943.6	176119.6	176295.7	176472	176648.5	176825.1	177001.9
Coste anual energía (€)	17,556.00 €	17,573.50 €	17,591.10 €	17,608.70 €	17,626.30 €	17,643.90 €	17,661.60 €	17,679.20 €	17,696.90 €	17,714.60 €	17,732.30 €	17,750.10 €
Producción Fotovoltaica (kWh)	154296.2	153524.7	152753.3	151981.8	151210.3	150438.8	149667.3	148895.8	148124.4	147352.9	146581.4	145809.9
Producción Fotovoltaica Autoconsumida (kWh)	73967.5	73597.6	73227.8	72858	72488.1	72118.3	71748.4	71378.6	71008.8	70638.9	70269.1	69899.3
Producción Fotovoltaica Compensada (kWh)	80328.7	79927.1	79525.5	79123.8	78722.2	78320.5	77918.9	77517.2	77115.6	76713.9	76312.3	75910.7
Rebaja factura compensación excedentes (€)	3,713.90 €	3,695.30 €	3,676.70 €	3,658.20 €	3,639.60 €	3,621.00 €	3,602.50 €	3,583.90 €	3,565.30 €	3,546.80 €	3,528.20 €	3,509.60 €
Coste de la instalación y mantenimiento (€)	86,189.90 €	331.20 €	334.50 €	337.80 €	341.20 €	344.60 €	348.10 €	351.50 €	355.10 €	358.60 €	362.20 €	365.80 €
Gasto anual sin fotovoltaica (€)	17,556.00 €	17,573.50 €	17,591.10 €	17,608.70 €	17,626.30 €	17,643.90 €	17,661.60 €	17,679.20 €	17,696.90 €	17,714.60 €	17,732.30 €	17,750.10 €
Gasto anual con fotovoltaica (€)	6,358.62 €	6,762.65 €	6,838.83 €	6,915.07 €	6,991.36 €	7,067.70 €	7,144.09 €	7,220.54 €	7,297.03 €	7,373.58 €	7,450.18 €	7,526.84 €
Ahorro anual (€)	11,197.40 €	10,810.90 €	10,752.30 €	10,693.60 €	10,635.00 €	10,576.20 €	10,517.50 €	10,458.70 €	10,399.90 €	10,341.00 €	10,282.20 €	10,223.20 €
<b>Flujo de caja acumulado (€)</b>	<b>-74,993 €</b>	<b>-64,182 €</b>	<b>-53,429 €</b>	<b>-42,736 €</b>	<b>-32,101 €</b>	<b>-21,525 €</b>	<b>-11,007 €</b>	<b>-548 €</b>	<b>9,852 €</b>	<b>20,193 €</b>	<b>30,475 €</b>	<b>40,698 €</b>

Tabla 28. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica. Parte 2

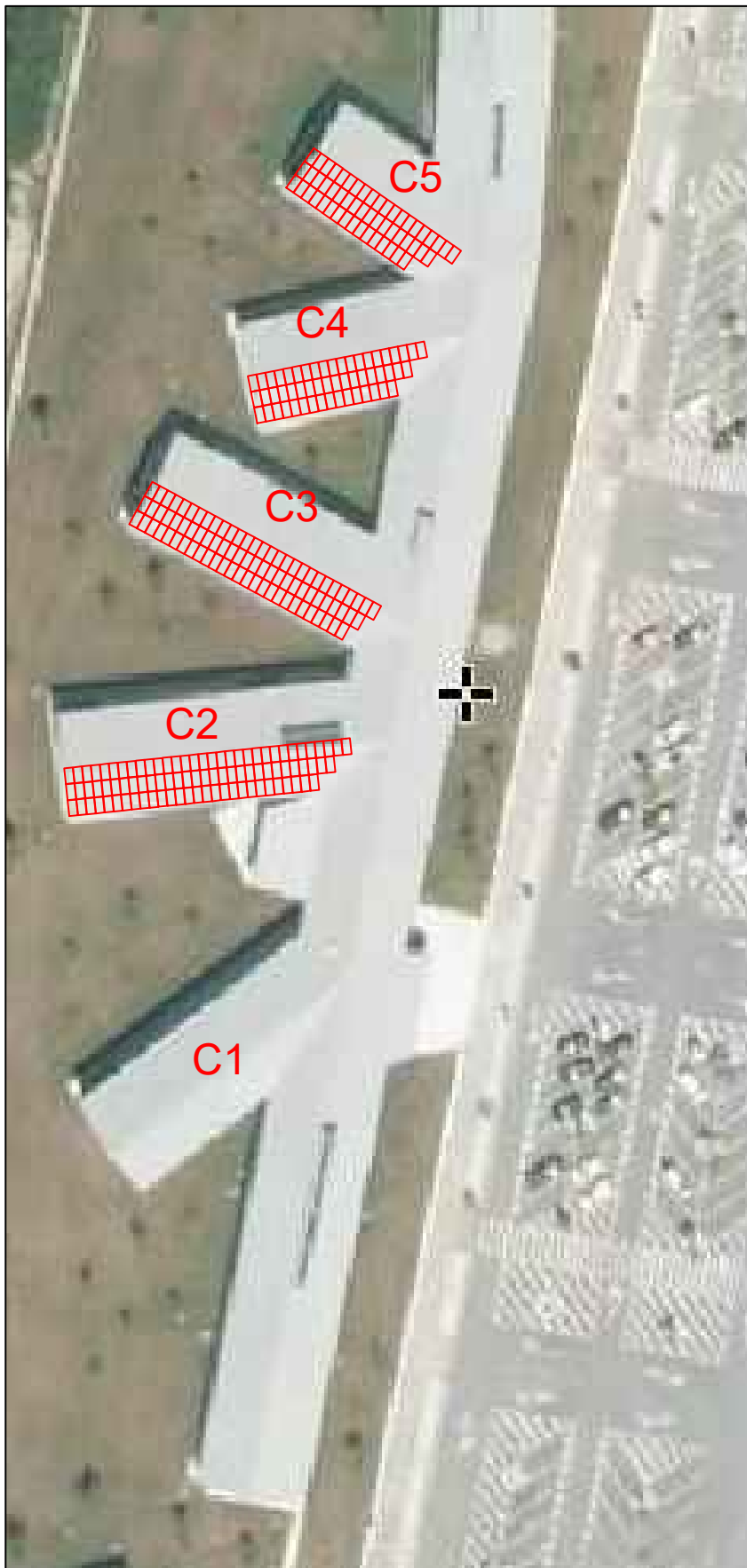
<b>AÑOS</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
Consumo (kWh)	177178.9	177356.1	177533.5	177711	177888.7	178066.6	178244.7	178422.9	178601.3	178779.9	178958.7	179137.7	179316.8
Coste anual energía (€)	17,767.80 €	17,785.60 €	17,803.40 €	17,821.20 €	17,839.00 €	17,856.80 €	17,874.70 €	17,892.60 €	17,910.50 €	17,928.40 €	17,946.30 €	17,964.20 €	17,982.20 €
Producción Fotovoltaica (kWh)	145038.4	144267	143495.5	142724	141952.5	141181	140409.6	139638.1	138866.6	138095.1	137323.6	136552.2	135780.7
Producción Fotovoltaica Autoconsumida (kWh)	69529.4	69159.6	68789.8	68419.9	68050.1	67680.2	67310.4	66940.6	66570.7	66200.9	65831.1	65461.2	65091.4
Producción Fotovoltaica Compensada (kWh)	75509	75107.4	74705.7	74304.1	73902.4	73500.8	73099.2	72697.5	72295.9	71894.2	71492.6	71090.9	70689.3
Rebaja factura compensación excedentes (€)	3,491.00 €	3,472.50 €	3,453.90 €	3,435.30 €	3,416.80 €	3,398.20 €	3,379.60 €	3,361.10 €	3,342.50 €	3,323.90 €	3,305.30 €	3,286.80 €	3,268.20 €
Coste de la instalación (€)	369.50 €	373.20 €	376.90 €	380.70 €	384.50 €	388.30 €	392.20 €	396.10 €	400.10 €	404.10 €	408.10 €	412.20 €	416.30 €
Gasto anual sin fotovoltaica (€)	17,767.80 €	17,785.60 €	17,803.40 €	17,821.20 €	17,839.00 €	17,856.80 €	17,874.70 €	17,892.60 €	17,910.50 €	17,928.40 €	17,946.30 €	17,964.20 €	17982.2
Gasto anual con fotovoltaica (€)	7,603.55 €	7,680.31 €	7,757.13 €	7,834.00 €	7,910.93 €	7,987.91 €	8,064.95 €	8,142.05 €	8,219.20 €	8,296.41 €	8,373.68 €	8,451.01 €	8,528.40 €
Ahorro anual (€)	10,164.30 €	10,105.30 €	10,046.20 €	9,987.20 €	9,928.10 €	9,868.90 €	9,809.70 €	9,750.50 €	9,691.30 €	9,632.00 €	9,572.60 €	9,513.20 €	9453.8
<b>Flujo de caja acumulado (€)</b>	<b>50,862 €</b>	<b>60,968 €</b>	<b>71,014 €</b>	<b>81,001 €</b>	<b>90,929 €</b>	<b>100,798 €</b>	<b>110,608 €</b>	<b>120,358 €</b>	<b>130,049 €</b>	<b>139,681 €</b>	<b>149,254 €</b>	<b>158,767 €</b>	<b>168,221 €</b>

El retorno de la instalación se produce prácticamente a los 8 años de la puesta en marcha. Los años posteriores se estarían ahorrando dinero, resultando un ahorro final del orden de dos veces el coste de la instalación.

Si se estima la tasa interna de retorno (TIR) para evaluar la rentabilidad del proyecto, en comparación con otro proyecto que nos ofrece un 5% de interés, se obtiene un TIR de un 13%, por lo que queda claro, que la viabilidad del proyecto es bastante alta.



## 4. PLANOS



Modulos cubierta	
C2	90
C3	84
C4	54
C5	54

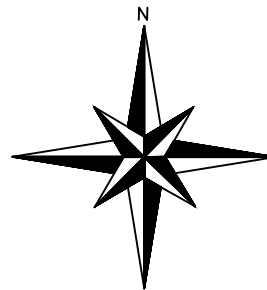
Coordenadas:

Longitud: 4º 41' 41" Oeste

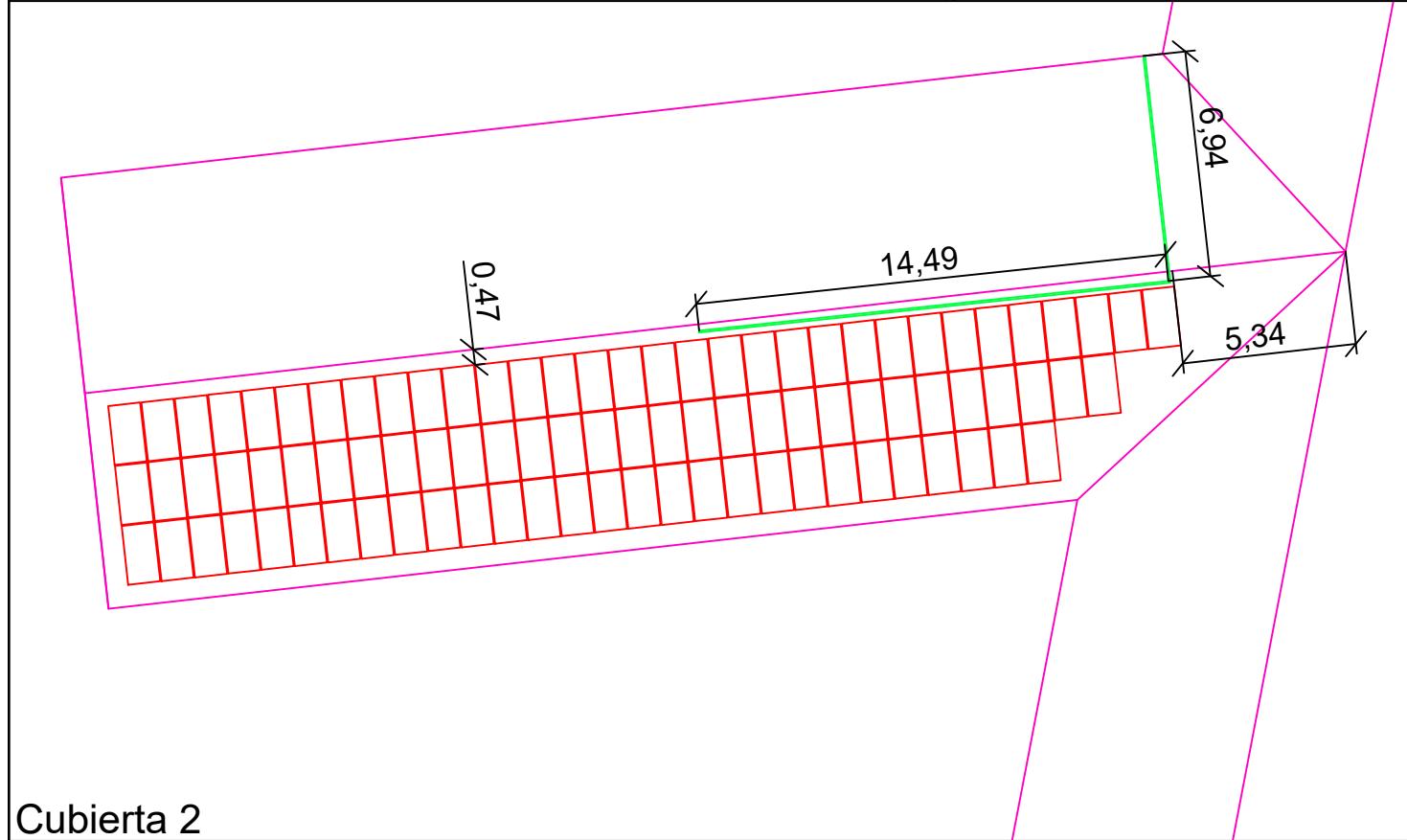
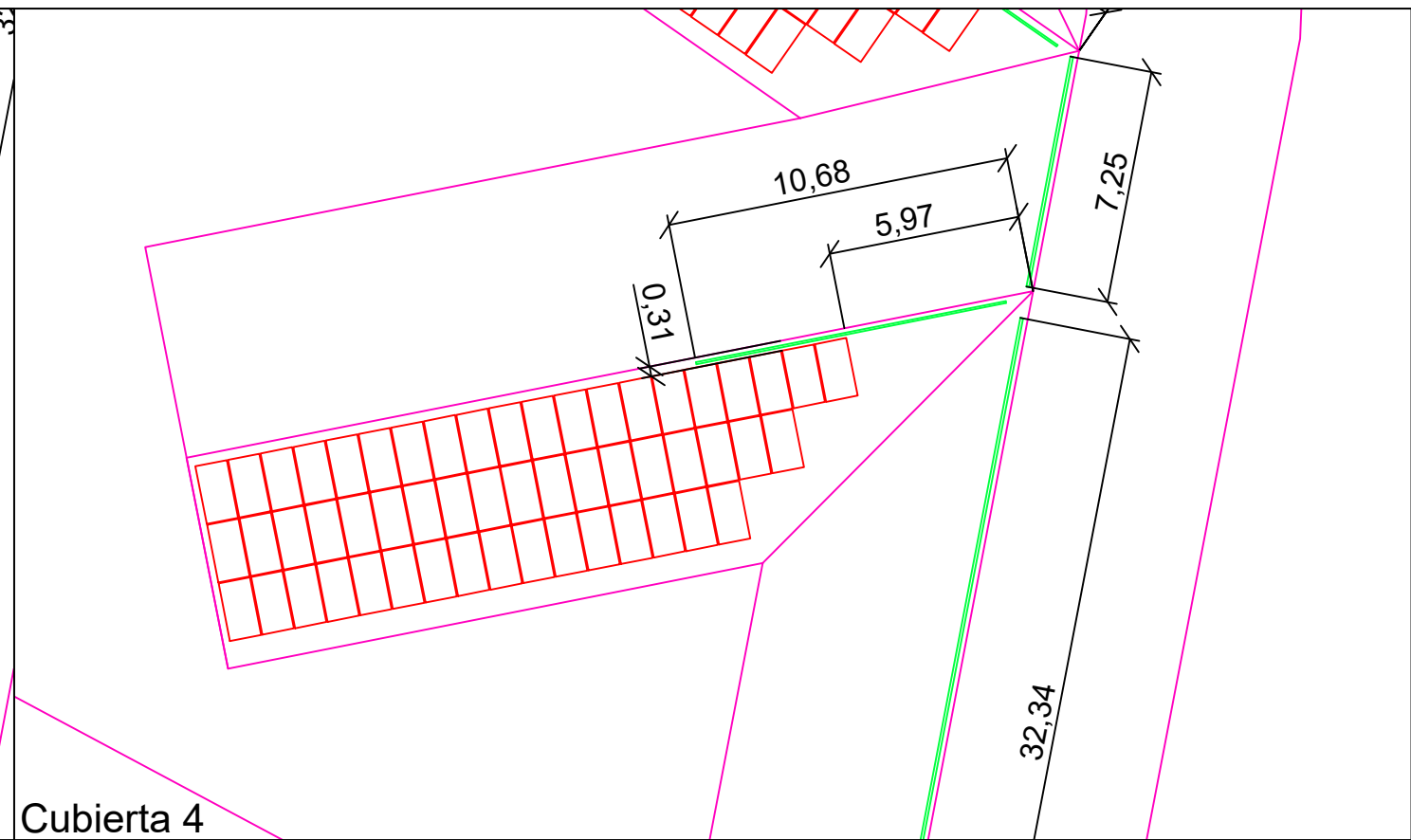
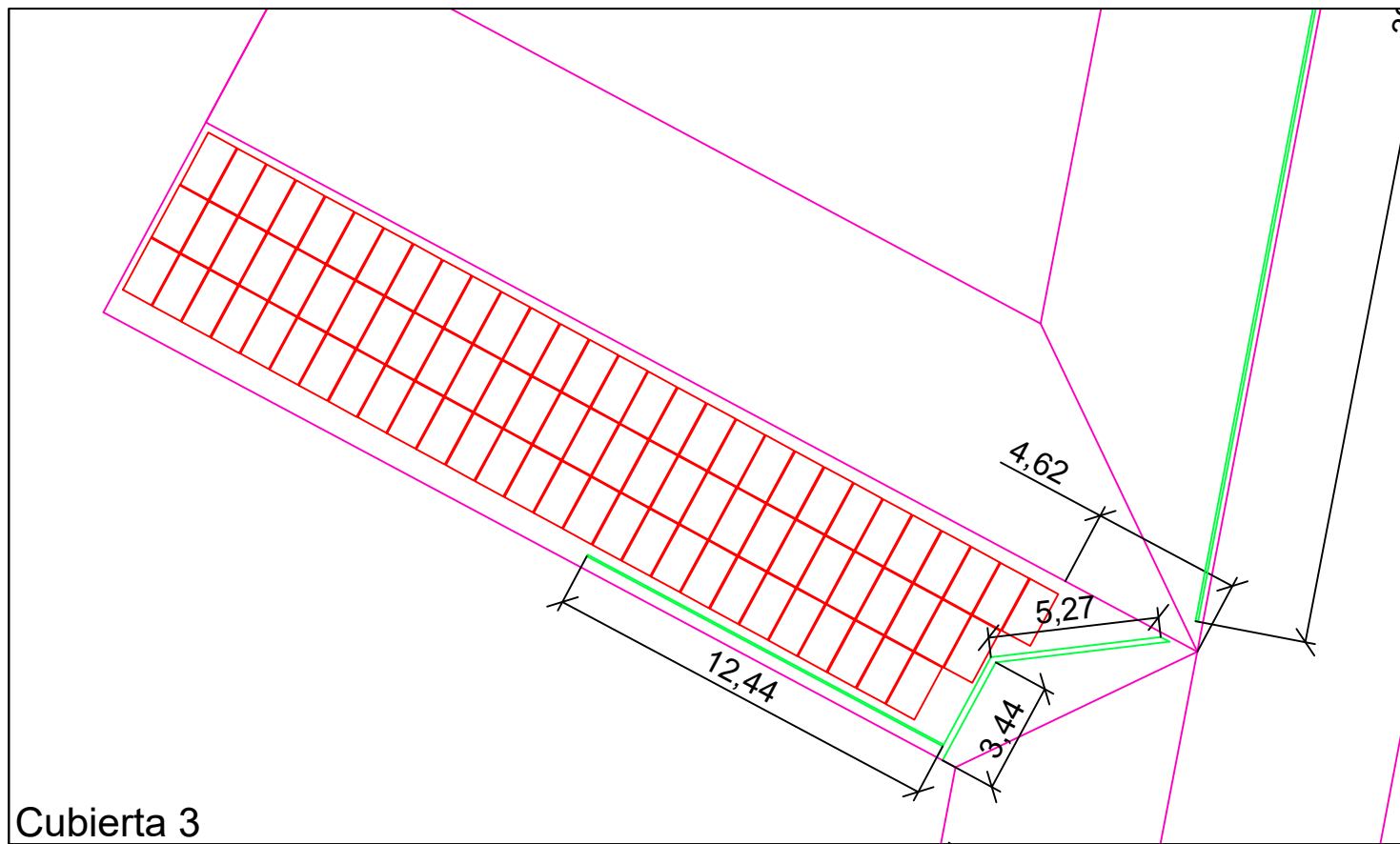
Latitud: 41º 36' 27" Norte

Modulo Jinko Solar JKM375M-72H

Dimensiones: 1,99x0,99 m



Dibujado	Nombre	Fecha		<b>ESCUELA INGENIERIAS INDUSTRIALES VALLADOLID</b>	
	IDB	24/ 09/18			
	Comprobado	IDB			24/ 09/18
	Norma				
Escala:	<b>Distribución módulos cubierta instalación fotovoltaica 100 kWn sobre cubierta edificio Valladolid</b>			<b>Plano nº: 1</b>	
S/N				Sustituye a: Sustituido por:	



Inclinación cubiertas: 25°

	Nombre	Fecha
Dibujado	IDB	24/ 09/18
Comprobado	IDB	24/ 09/18
Norma		
Escala:	S/N	

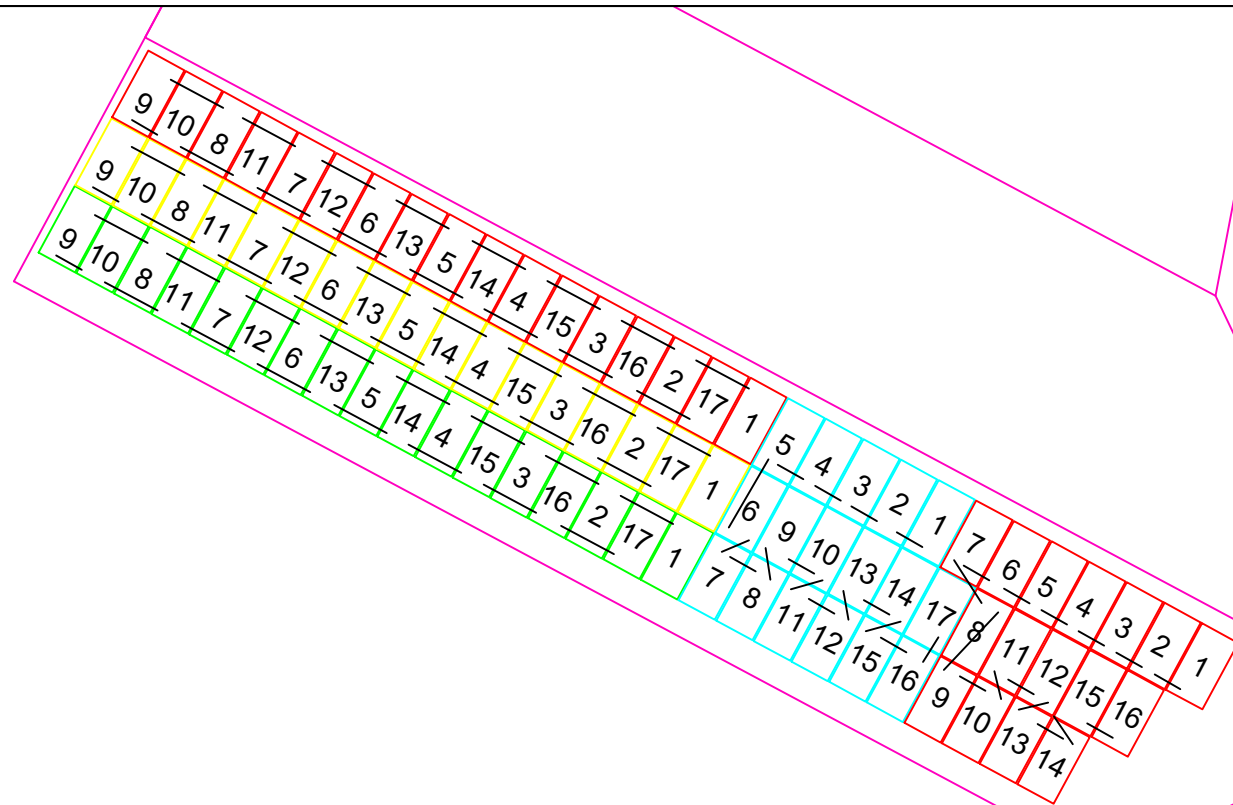


**ESCUELA INGENIERIAS INDUSTRIALES VALLADOLID**

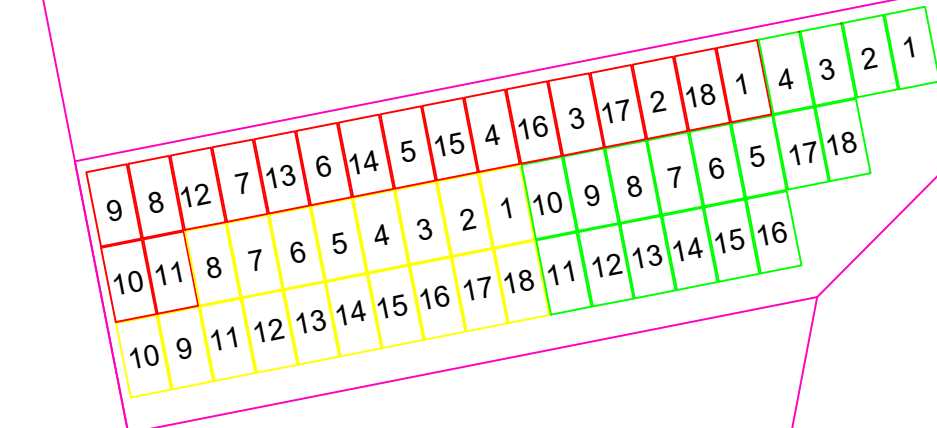
**Replanteo modulos fotovoltaicos  
instalación fotovoltaica 100 kWn  
sobre cubierta edificio Valladolid**

Plano nº: 2

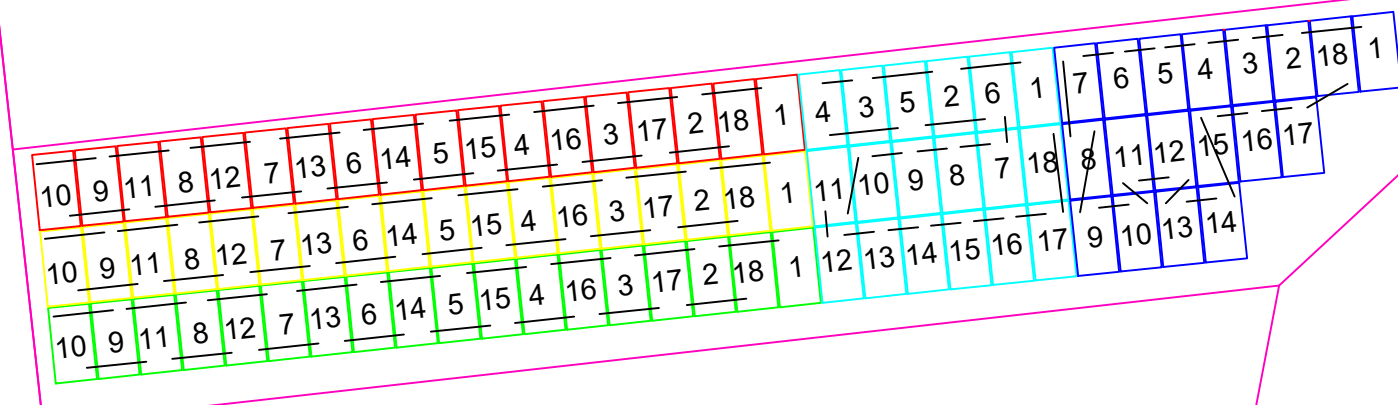
Sustituye a:  
Sustituido por:



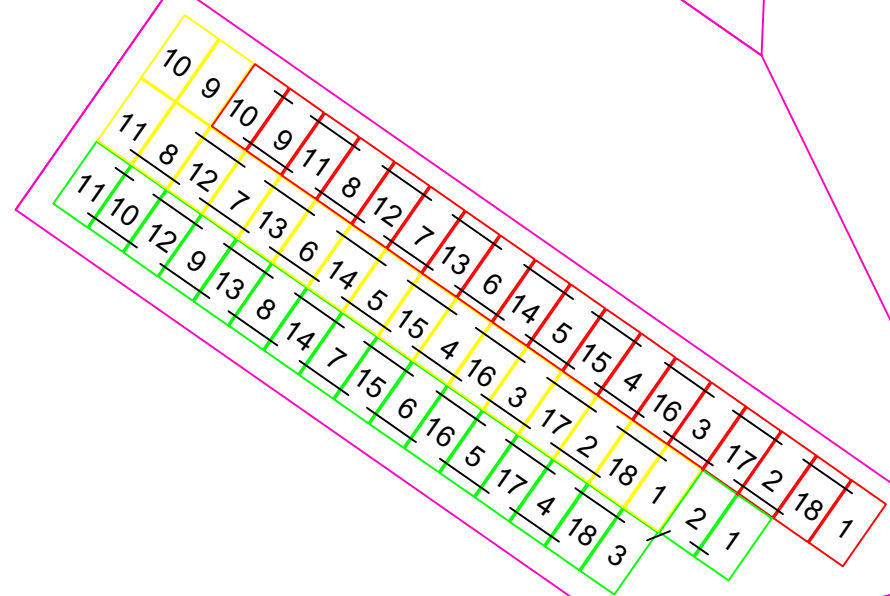
Cubierta 3



Cubierta 4



Cubierta 2



Cubierta 5

Cadenas	
Cubierta 2	5x18
Cubierta 3	4x17+1x16
Cubierta 4	3x18
Cubierta 5	3x18

	Nombre	Fecha
Dibujado	IDB	24/ 09/18
Comprobado	IDB	24/ 09/18
Norma		
Escala:	S/N	



**ESCUELA INGENIERIAS INDUSTRIALES VALLADOLID**

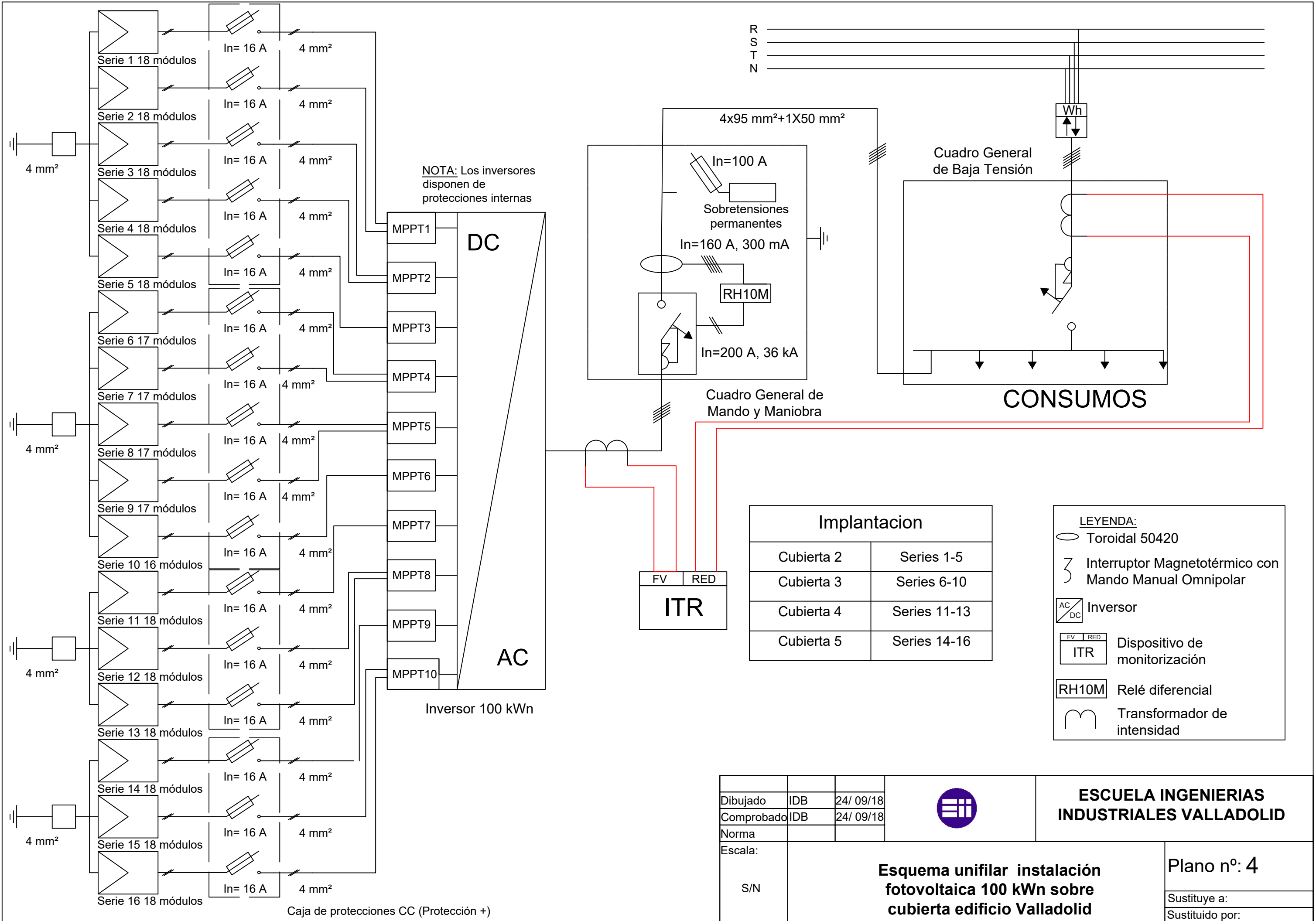
**Cableado series módulos instalación fotovoltaica 100 kWn sobre cubierta edificio Valladolid**

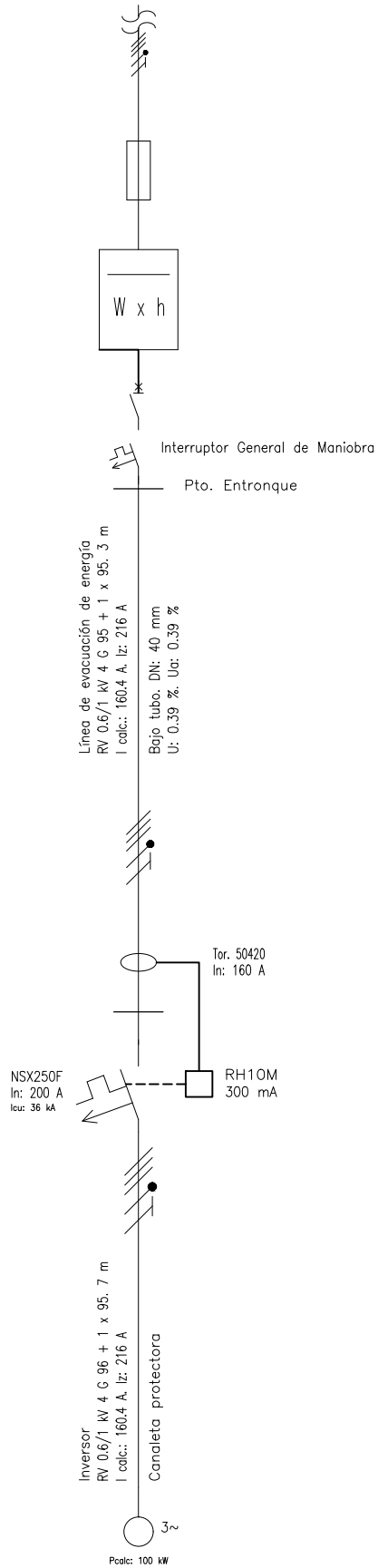
Plano n°: 3

Sustituye a:  
Sustituido por:

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK





	Nombre	Fecha		<b>ESCUELA INGENIERIAS INDUSTRIALES VALLADOLID</b>
Dibujado	IDB	24/ 09/18		
Comprobado	IDB	24/ 09/18		
Norma				
Escala:	<b>Unifilar simplificado instalación fotovoltaica 100 kWn sobre cubierta edificio Valladolid</b>			Plano nº: 5
S/N				Sustituye a:
				Sustituido por:



## 5. CONCLUSIONES

En vista de los resultados obtenidos en el estudio, se concluye que la nueva modalidad de autoconsumo establecida en el RD 244/19 de autoconsumo acogido a compensación de excedentes, va a ser siempre una opción rentable en instalaciones de pequeño tamaño (<100 kW) siempre que el consumidor asociado tenga unos consumos constantes a lo largo de los distintos meses del año. También el diseño de la instalación va a cambiar, interesando sobredimensionar la instalación respecto la instalación ideal de autoconsumo sin excedentes (mayor aprovechamiento energético) para poder aprovechar los excedentes de la producción para obtener una rebaja en la factura eléctrica. También esta modalidad de autoconsumo va a cambiar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de pequeña potencia con baterías, ya que ahora, la energía no consumida va a tener cierto valor para el consumidor, hecho que le puede replantearse el uso de baterías en su instalación con el gran coste que ello supone.

Respecto a los objetivos planteados en este trabajo, se ha comprobado que el autoconsumo con excedentes resulta una mejor opción para el edificio objeto de estudio, pese al menor aprovechamiento de la energía respecto la instalación ideal en la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

Se ha llevado a cabo el diseño completo de la instalación, de acuerdo a las premisas establecidas en el estudio de la instalación más ventajosa. Se ha logrado una instalación con una producción específica elevada en comparación con cualquiera de las otras variantes que podían haber resultado.

Los resultados económicos son claros. Se trata de una inversión claramente viable. Se trata de una instalación con una vida útil de 25 años con un ahorro más o menos constante a lo largo de su vida útil. La inversión se recupera a los 8 años y los ahorros producidos a lo largo de toda la vida útil es del orden de dos veces el coste de la instalación.

Por último, comentar que este tipo de instalaciones son casi siempre independientes de las mejoras tecnológicas en los materiales, equipos, etc. El desarrollo de este tipo de instalaciones está marcado en gran medida por las normativas políticas de cada gobierno por lo que esta situación puede verse modificada en un periodo relativamente corto si lo comparamos con la vida útil de la instalación. Se debe tener en cuenta también este tipo de factores a la hora de estudiar la viabilidad de una instalación de este tipo.





## 6. BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Ise, "PHOTOVOLTAICS REPORT," 2019.
- [2] S. R. M. L. University of Oregon, "UO SRML: Sun chart program," *Sun chart program*. [Online]. Available: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>. [Accessed: 25-Jan-2020].
- [3] S. P. U. de V. Vaquero, "TRATAMIENTO Y EXPLOTACION DE IMAGENES DE ELECTROLUMINISCENCIA OBTENIDAS EN MODULOS SOLARES," *Trab. fin Grado. Grado en Física*, vol. Universida.
- [4] "Células solares de telurio de cadmio logran un nuevo récord de eficiencia | MIT Technology Review." [Online]. Available: <https://www.technologyreview.es/s/5648/celulas-solares-de-telurio-de-cadmio-logran-un-nuevo-record-de-eficiencia>. [Accessed: 29-Jan-2020].
- [5] Elaboración propia, "Fuente propia.pdf." .
- [6] "Anuario Fotovoltaico 2019."
- [7] R. E. Española, "Prevision cierre REE 2019," p. 2019, 2019.
- [8] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE, "Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red," *Idae*, p. 46, 2011.
- [9] "Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión."
- [10] "Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo - Prysmian Club." [Online]. Available: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>. [Accessed: 03-Feb-2020].
- [11] C. Iglesias and J. Martinez, "El libro blanco de la instalación," pp. 33–92, 2006.
- [12] Universidad de Valladolid, "Tecnología Eléctrica."

## ANEXOS

## Módulo fotovoltaico JINKO Solar EAGLE JKM375M-72H

# Eagle HC 72M

## 365-385 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell



PERC



### KEY FEATURES



#### 5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



#### High Efficiency:

Higher module conversion efficiency (up to 19.53%) benefit from Half cells structure (low resistance characteristic)



#### PID RESISTANT:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 C /85%RH,96hours) for mass production.



#### Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



#### Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



#### Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

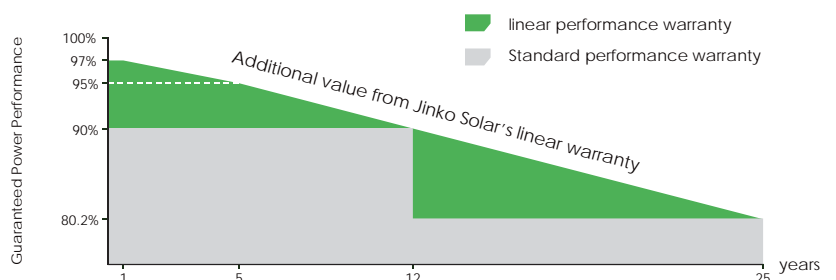


### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

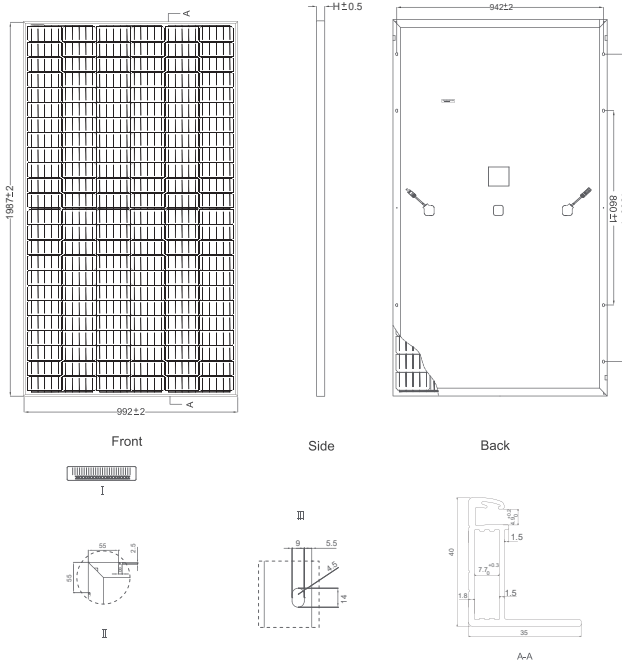
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

• ISO9001:2008、ISO14001:2004、OHSAS18001 certified factory.

• IEC61215、IEC61730 certified products



## Engineering Drawings

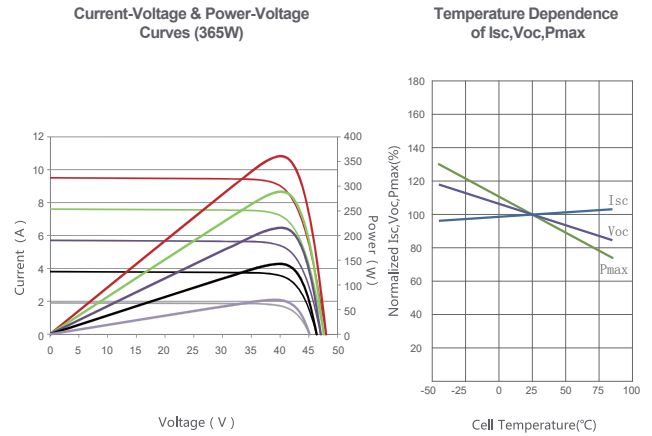


## Packaging Configuration

( Two pallets =One stack )

26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156×156mm (6 inch)
No.of Half-cells	144 (12×12)
Dimensions	1987×992×40mm (78.23×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM365M-72H		JKM370M-72H		JKM375M-72H		JKM380M-72H		JKM385M-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V
Maximum Power Current (Imp)	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V
Short-circuit Current (Isc)	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A
Module Efficiency STC (%)	18.52%		18.77%		19.02%		19.28%		19.53%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000V DC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

## **Inversor SMA Sunny Tripower 20000TL**

# SUNNY TRIPOWER

## 15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



### 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

### 15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower 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.

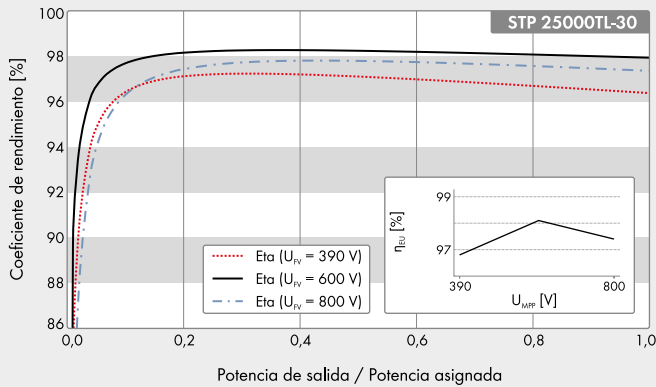


# SUNNY TRIPOWER

## 15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 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 asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
<b>Dispositivos de protección</b>	
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)	I / AC: III; DC: II
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	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%
<b>Equipamiento / función / accesorios</b>	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, 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.º 7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

## 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: octubre de 2017

### Datos técnicos

#### Entrada (CC)

Potencia máx. del generador fotovoltaico
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
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

\* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Modelo comercial

### Sunny Tripower 20000TL

36000 W <sub>p</sub>
20440 W
1000 V
320 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/33 A
2/A:3; B:3
20000 W
20000 VA

### Sunny Tripower 25000TL

45000 W <sub>p</sub>
25550 W
1000 V
390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V
33 A/33 A
2/A:3; B:3
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, DEWA 2.0, EN 50438:2013\*, 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, S14777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

# www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de plantas fotovoltaicas



www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

## **Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1**

# SUN2000-100KTL-M1

## Inversor de String Inteligente



10 Seguidores MPP



98.8% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



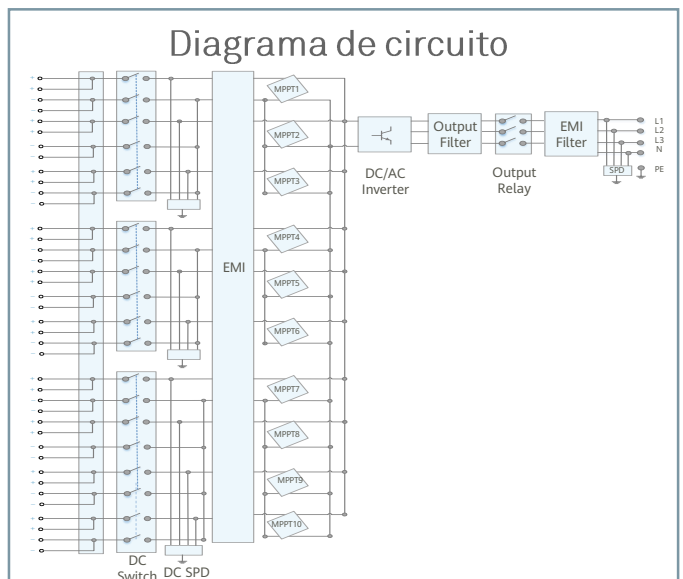
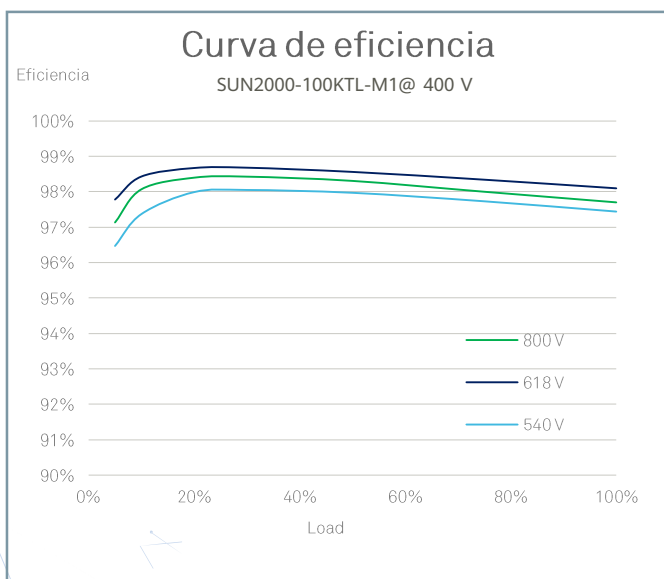
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



*Preliminary Version*

## Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA ( $\cos\phi=1$ )	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas )
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
<b>Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)</b>	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

*Preliminary Version*

