

# UNIVERSITAT JAUME I

ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍAS Y CIENCIAS  
EXPERIMENTALES

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA  
AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA  
DEL CID

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Autor:

Héctor Loras Forés

Tutor:

Ricardo Vidal Albalate

Castellón, julio de 2022.



# ÍNDICE GENERAL

## DOCUMENTO 1. MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO

1. INTRODUCCIÓN.
2. OBJETOS, ALCANCE Y ANTECEDENTES.
3. NORMAS Y REFERENCIAS.
4. PROGRAMAS DE CÁLCULO Y DISEÑO.
5. BIBLIOGRAFÍA.
6. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.
7. REQUISITOS DE DISEÑO.
8. ESTUDIOS REALIZADOS.
9. ESTUDIO ECONÓMICO.
10. CONCLUSIONES.

## DOCUMENTO 2. ANEXOS

ANEXO 1. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE CONDUCTORES EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

ANEXO 2. PROTECCIÓN EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

ANEXO 3. CÁLCULOS EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

ANEXO 4. PROTECCIONES EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

ANEXO 5. FICHAS TÉCNICAS.

## DOCUMENTO 3. PLIEGO DE CONDICIONES

## DOCUMENTO 4. PRESUPUESTO

## DOCUMENTO 5. PLANOS

PLANO 1. UBICACIÓN.

PLANO 2. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS SOBRE EL TEJADO.

PLANO 3. DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS DE TRABAJO SOBRE EL TEJADO.

PLANO 4. STRING.

PLANO 5. PROTECCIONES COLECTIVAS SOBRE EL TEJADO.

PLANO 6. BAJANTE HASTA EL INVERSOR.

PLANO 7. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

PLANO 8. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA 1/4.



UNIVERSITAT  
JAUME·I

**PLANO 9. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA 2/4.**

**PLANO 10. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA 3/4.**

**PLANO 11. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA 4/4**



# ÍNDICE DE CONTENIDO

## DOCUMENTO 1. MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO

1. **Introducción.**
2. **Objeto, alcance y antecedentes.**
  - 2.1 **Objeto.**
  - 2.2 **Alcance.**
  - 2.3 **Antecedentes.**
3. **Normas y referencias.**
4. **Programas de cálculo y diseño.**
5. **Bibliografía.**
6. **Definiciones y abreviaturas.**
7. **Requisitos de diseño.**
8. **Estudios realizados.**
  - 8.1. **Distribución de la instalación eléctrica.**
  - 8.2. **Criterio de la caída de tensión y criterio térmico en la instalación eléctrica.**
  - 8.3. **Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos en la instalación eléctrica.**
  - 8.4. **Protecciones de puesta a tierra en la instalación eléctrica.**
  - 8.5. **Factura de la luz.**
  - 8.6. **Módulos fotovoltaicos.**
  - 8.7. **Determinación de la potencia pico a instalar.**
    - 8.7.1. **Estructura coplanar.**
    - 8.7.2. **Estructura inclinada.**
  - 8.8. **Discusión sobre la estructura a emplear.**
  - 8.9. **Marcas de inversores.**
  - 8.10. **Estructura soporte.**
    - 8.10.1. **Método de fijación salva teja.**
    - 8.10.2. **Método de teja y rasillón.**
    - 8.10.3. **Medidas de protección del edificio.**
      - 8.10.3.1. **Plancha salva teja**
      - 8.10.3.2. **Plancha anti-turbulencias.**
    - 8.10.4. **Medidas de protección de los trabajadores.**
  - 8.11. **Distribución de los módulos.**
  - 8.12. **Funcionamiento de inversor y módulos.**

- 8.13. Cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por la instalación.
- 8.14. Uso de otras fuentes de energía renovable.
- 8.15. Compensación de excedentes.
- 9. Estudio económico.
  - 9.1. Coste de la energía generada por la fotovoltaica.
  - 9.2. Cálculo de los parámetros económicos.
- 10. Conclusión.

## **DOCUMENTO 2. ANEXOS**

- 1. Dimensionado de conductores en la instalación eléctrica.
  - 1.1 Características de los circuitos.
  - 1.2 Dimensionado de conductores.
    - 1.2.1 Criterio térmico.
    - 1.2.2 Criterio de caída de tensión.
- 2 Protección en la instalación eléctrica.
  - 2.1 Protección contra las sobrecargas.
  - 2.2 Protección contra los cortocircuitos.
  - 2.3 Protección de las personas.
- 3 Cálculos en la instalación fotovoltaica.
  - 3.1 Cálculo de parámetros.
  - 3.2 Criterio térmico.
  - 3.3 Criterio de caída de tensión.
- 4 Protecciones en la instalación fotovoltaica.
  - 4.1 Protección contra las sobrecargas en la fotovoltaica.
  - 4.2 Protección contra cortocircuito en la fotovoltaica.
- 5 Fichas técnicas.

## **DOCUMENTO 3. PLIEGO DE CONDICIONES**

## **DOCUMENTO 4. PRESUPUESTO**

## **DOCUMENTO 5. PLANOS**

## ÍNDICE DE IMÁGENES

**Figura 1 – Imagen satelital de la ciudad.**

**Figura 2 – Imagen satelital del domicilio.**

**Figura 3 – Esquemas de los posibles criterios de caída de tensión.**

**Figura 4 – Generación mensual del PVGIS 1.**

**Figura 5 – Generación mensual del PVGIS 2.**

**Figura 6 – Generación mensual del PVGIS 3.**

**Figura 7 – Generación mensual del PVGIS 4.**

**Figura 8 – Esquema de una pieza de fijación de la estructura fotovoltaica.**

**Figura 9 – Forma de clocar la pieza.**

**Figura 10 – Método de taladrado de la teja.**

**Figura 11 – Pieza interclamp.**

**Figura 12 – Pieza end clamp.**

**Figura 13 – Plancha salva teja.**

**Figura 14 – Estructura inclinada.**

**Figura 15 – Dimensiones de las planchas triangulares.**

**Figura 16 – Dimensiones de las planchas rectangulares.**

**Figura 17 – Proyección de las sombras que generan los módulos a primera hora de la mañana.**

**Figura 18 – Layout de la instalación.**

**Figura 19 – Distancia de los cables hasta el inversor.**

**Figura 20 – Longitud del cableado sobre el tejado.**

**Figura 21 – Esquema unifilar del inversor.**

**Figura 22 – Curva de eficiencia.**

**Figura 23 – Módulo que se va a utilizar.**

**Figura 24 – Tabla obtenida de la Orden de la convocatoria de subvenciones de eficiencia energética y Energías Renovables de La Región de Murcia del año 2019.**

**Figura 25 – Generación diaria según el mes.**

**Figura 26 – Generación mensual del PVGIS 5.**

**Figura 27 – Tarifa de la marca Endesa.**

**Figura 28 – Tabla procedente de la guía ITC BT – 25.**

**Figura 29 – Tabla de intensidades de la guía ITC BT – 19.**

**Figura 30 – Relación entre la distancia y la longitud de las picas.**

**Figura 31 – Gráfica que muestra la curva de tiempo frente a la intensidad prevista.**

**Figura 32 – Parámetros de protección de la instalación.**

## ÍNDICE DE TABLAS

**Tabla 1 – Parámetros del criterio térmico y del de caída de tensión de la instalación eléctrica.**

**Tabla 2 – Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.**

**Tabla 3 – Cifras de la factura de la luz.**

**Tabla 4 – Valores de energía de la factura.**

**Tabla 5 – Valores de los parámetros de la decisión multicriterio.**

**Tabla 6 – Órdenes de importancia en la decisión multicriterio.**

**Tabla 7 – Resultado final de la decisión multicriterio.**

**Tabla 8 – Precio de varios componentes de la instalación.**

**Tabla 9 – Parámetros que tiene que cumplir el inversor seleccionado.**

**Tabla 10 – Comparativa entre el inversor Fronius y la instalación.**

**Tabla 11 – Comparativa entre el inversor Solaredge y la instalación.**

**Tabla 12 – Comparativa entre el inversor Huawei y la instalación.**

**Tabla 13 – Precios de los inversores.**

**Tabla 14 – Longitud del cableado en la instalación fotovoltaica.**

**Tabla 15 – Modos de funcionamiento del inversor.**

**Tabla 16 – Generación mensual fotovoltaica.**

**Tabla 17 – Toneladas de petróleo y CO2 evitadas.**

**Tabla 18 – Generación que deberían hacer las turbinas para alcanzar el consumo medio.**

**Tabla 19 – Comparación entre la generación necesaria y la que aportan las dos marcas.**

**Tabla 20 – Coste de la energía generada por la instalación fotovoltaica.**

**Tabla 21 – Valores de los flujos.**

**Tabla 22 – Coste de los materiales.**

**Tabla 23 – Presupuesto total.**



**Tabla 24 – Circuitos que conforman la instalación eléctrica.**

**Tabla 25 – Cálculo de la intensidad prevista.**

**Tabla 26 – Cálculo de la intensidad.**

**Tabla 27 – Comparativa entre los parámetros del inversor y los de la instalación fotovoltaica.**



## DOCUMENTO 1

# MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO



## **1 - Introducción**

En España, desde principios del siglo XXI, la energía renovable ha ido adquiriendo especial relevancia en comparación con la no renovable, siendo continuado su crecimiento hasta el día de hoy. El aumento de este tipo de energía es cada vez mayor, especialmente desde la revolución de la energía solar fotovoltaica que se produjo en nuestro país en el año 2018.

El crecimiento de este tipo de fuente de energía viene dado por varios motivos; siendo el principal factor, el desarrollo tecnológico al que se ha visto sometida debido a su corta edad. En España, no se empezó a utilizar hasta mediados de 2004, donde la gran mayoría de instalaciones que se realizaban eran las huertas solares (conjunto de agrupaciones de varios módulos fotovoltaicos formando series, ubicadas en terrenos agrícolas.)

Otro factor muy importante son las ayudas públicas concedidas a los clientes que instalan fotovoltaica en sus industrias, terrenos y domicilios. Sin embargo, al depender estas del Gobierno, han ido variando en función del poder ejecutivo del momento. A raíz de la aprobación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se empezó a implementar este tipo de energía. En este primer momento, las ayudas consistían en importantes sumas de dinero, lo que produjo que muchas empresas extranjeras, que ya se dedicaban a proyectar este tipo de instalaciones en otras regiones de Europa, vieran en España un gran potencial debido a las elevadas horas de sol que tenemos en nuestro país y a estas cuantiosas cantidades de dinero.

Sin embargo, con el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, se regularon las primas para estabilizar las ayudas. No obstante, durante ese año, hasta el mes de septiembre, como ya se había avisado del cambio que se iba a dar en las primas, se batieron récords históricos de instalación de este tipo de energía renovable. Desde ese día, tan solo se anunciaron medidas que restringían las renovables, incluso llegaron a ser bloqueadas las nuevas instalaciones con la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible.

Esta decadencia duró hasta que se aplicó el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. A partir de este momento, se empezó a reactivar el sector, lo que dio pie al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En virtud del mismo, quedó eliminado el “impuesto al sol”, se establecieron las distintas modalidades de autoconsumo (con y sin excedentes), se habilitó el balance neto en €, y por periodos tarifarios, permitió el autoconsumo individual y el colectivo, simplificó la tramitación administrativa y se eliminó la necesidad de doble contador. Este Real Decreto continúa vigente, siendo la normativa aplicable a día de hoy.

Por último, otro factor importante, aunque mucho menos destacable que los ya mencionados, es la concienciación popular debido al notable cambio climático. Si bien no son completamente cuidadosas con el ecosistema, ya que ni la propia fabricación de las placas, ni su reciclaje, está en un punto en el que tengan un total compromiso con este; con la tecnología disponible hoy en día, la mejor forma para evitar que se sigan gastando fuentes de energía basadas en el carbón, y a la espera de futuros descubrimientos en el campo de la fusión nuclear, las formas de energía basadas en procesos naturales son las menos perjudiciales para el medioambiente.

## **2 - Objeto, alcance y antecedentes.**

### **2.1 - Objeto**

El objetivo principal de este proyecto es el estudio para la posterior instalación de placas solares fotovoltaicas en una casa rural ubicada en la localidad de Iglesuela del Cid (Teruel), cuya finalidad es que la mayor parte de la energía consumida provenga de estos módulos. En particular, dicho estudio se basará en:

- Estudio sobre la instalación eléctrica del edificio y de las protecciones pertinentes para asegurar una instalación segura y funcional.
- Discusión acerca de la potencia necesaria a instalar para compensar la máxima energía posible.
- Estudio de la estructura e inversor a utilizar, así como la orientación que se le darán a las placas.
- Discusión sobre la necesidad de complementar la energía fotovoltaica con otras fuentes de energía.
- Estudio sobre el proceso de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

Una vez realizados todos estos estudios específicos, será posible considerar si es o no viable la instalación de las placas fotovoltaicas, cumpliendo así con el principal objetivo del proyecto. Siendo en principio viable su instalación, se debería proseguir con la realización del pertinente proyecto y, finalmente, con su ejecución y explotación.

## 2.2 - Alcance

Con el fin de obtener un correcto aprovechamiento de los bienes que se van a invertir en la instalación, se va a realizar un estudio previo de la factura de la luz, para poder conocer la potencia a instalar; así como de las diferentes marcas de módulos e inversores a emplear, ya que tanto las prestaciones como la eficacia varía mucho en función del productor. Tras realizar ambas elecciones, se seleccionará una estructura acorde a dichas placas y al tejado. Posteriormente, se procederá con un pequeño estudio relativo a la eficacia que puedan tener los módulos fotovoltaicos en la ubicación elegida, la distribución de estos y si resulta conveniente acompañar a las placas fotovoltaicas con otra fuente de energía renovable. Para terminar, se discutirá sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> que se evitarán, y del coste de la instalación, tanto de la eléctrica como de la fotovoltaica.

### 2.3 - Antecedentes

El edificio donde se van a colocar los módulos fotovoltaicos es una casa de finales de siglo XIX, recién restaurada, cuyo propósito es el arrendamiento de la misma en forma de hotel rural.

A día de hoy, se encuentra conectada a la red y el gasto de luz es muy elevado, por lo que se presupone que la instalación de placas generadoras será un gasto que se recuperará con rapidez.

La instalación fotovoltaica se ubicará en el tejado de la casa, quedando sujeta su regulación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. El mismo regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica conectadas a la red, las cuales se encuentran definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

### **3- Normas y referencias**

#### Disposiciones legales y normas aplicadas

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Resolución de 4 de noviembre de 2002 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002, de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio, por la que se adoptan medidas de normalización en la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas. (Suplemento BORM nº 284, de 10/12/2002).
- RD 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología (B.O.E. nº 234 de 27 de septiembre).
- CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Orden ITC/82/2009 de 30 de enero, por la que se pospone el cierre del plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas al registro de preasignación de retribución, establecido en el RD 1578/2008, de 26 de septiembre, publicado el día 31 de enero, número 27, página 10.431.
- Real Decreto 661/2007 de 26 de mayo (entrada en vigor el 1 de junio de este mismo año), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduciendo particularidades que afectan a los procedimientos de autorización administrativa, régimen especial, acceso y conexión a la red de distribución, de las instalaciones solares fotovoltaicas. En el punto 1.5 se desarrolla en profundidad este real decreto, comentando los cambios sustanciales que él introduce en el sector fotovoltaico.

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en el BOE nº 224 del 18 de septiembre de 2002.
- Código Técnico de la Edificación: Seguridad Estructural: Bases de Cálculo y Acciones en la Edificación.
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95).
- Instalaciones de enlace conectadas a la red de distribución. Consumidores en Baja Tensión. Ed 2º 09-2018. NRZ103. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.
- UNE EN 62 052-11: Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 11: equipos de medida.
- Normas UNE relacionadas con las instalaciones fotovoltaicas
- UNE- EN 9488 2001 Energía solar. Vocabulario (ISO 9488:1999)
- UNE-EN-60891 1994 Procedimiento corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-1 2007 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad tensión de los módulos fotovoltaicos.
- UNE- EN 60904-2 1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE- EN 60904-2/A1 1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE- EN 60904-3 1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE- EN 60904-5 1996 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE- EN 60904-6 1997 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.

- UNE- EN 60904-7 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por el desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE- EN 60904-8 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE- EN 60904-10 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE- EN 61173 1998 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
- UNE- EN 61194 1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos
- UNE- EN 61215 2006 Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Cualificación del diseño y aprobación del tipo
- UNE- EN 61277 2000 Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía
- UNE- EN 61345 1999 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos
- UNE- EN 61683 2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE- EN 61701 2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos
- UNE- EN 61702 2000 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico de acoplo directo.
- UNE- EN 61721 2000 Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental (resistencia al impacto)
- UNE- EN 61724 2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE- EN 61725 1998 Expresión analítica para los perfiles solares diarios
- UNE- EN 61727 1996 Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a tierra.
- UNE- EN 61829 2000 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el silicio de características I-V.
- UNE- EN 61646 1997 Módulos de capa de lámina delgada. Cualificación del diseño y aprobación del tipo
- UNE- EN 61835 2006 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Reglamento de alta Tensión RD 223, 2008 de 15 de enero.
- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.

- UNE-HD 60364-5-52: 2014 - Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos.
- CTE DB-HE Sección 5 - Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

#### **4 - Programas de cálculo y diseño.**

- Microsoft Excel versión 15.32.
- Schletter Configurator.
- Autocad.
- PVGIS.
- Google Earth.

## **5 - Bibliografía**

- Estructura de la generación por tecnología nacional-(Objetivo).  
<https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- Decreto Real (Antecedentes).  
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>
- Ubicación.  
<https://www.google.com/maps/place/44142+La+Iglesuela+del+Cid,+Teruel/@40.481783,-0.3232005,16z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0xd5fa2c7fd78643d:0xbac8cc21771debb0!8m2!3d40.4823794!4d-0.3189668>
- Selección de módulos fotovoltaicos.  
<https://www.photon.info/en/yield-and-quality-tests-solar-modules-0>
- Discusión sobre los módulos a seleccionar.  
<https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/placas-solares/tier1>
- Photovoltaic geographical information system (PVGIS).  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)
- Precio Canadian Solar HiKu CS3W 395 ~ 415 W.  
[https://tiendasocialenergy.es/tienda/placas-solares/placa-solar-canadian-solar-hiku-cs3w-400/?utm\\_source=Google%20Shopping&utm\\_campaign=SocialEnergy%2008-09-2020&utm\\_medium=cpc&utm\\_term=5424&gclid=CjwKCAjw-e2EBhAhEiwAJI5jg-zCZLsSFmyxVpVMpXt9-aRMkf3le81oiSMtfyzpe00FS1DsYLuPyhoC9mEQAvD\\_BwE](https://tiendasocialenergy.es/tienda/placas-solares/placa-solar-canadian-solar-hiku-cs3w-400/?utm_source=Google%20Shopping&utm_campaign=SocialEnergy%2008-09-2020&utm_medium=cpc&utm_term=5424&gclid=CjwKCAjw-e2EBhAhEiwAJI5jg-zCZLsSFmyxVpVMpXt9-aRMkf3le81oiSMtfyzpe00FS1DsYLuPyhoC9mEQAvD_BwE)
- Precio SunPower MAXEON 3 | 400 W.  
<https://www.solarweb.net/forosolar/central-compras/45690-panel-sunpower-maxeon-3-390w.html>
- Precio Jinko Solar Tiger Pro 54HC 395 - 415 Watt.  
<https://www.eurosolarvalencia.es/p8055015-panel-solar-410w-iinko-144-celulas.html>
- Precio Jäger Plus RSM 120-6-330M-350M.  
<https://becquel.com/shop/paneles-solares/risen-energy-335w--414.html>
- Precio Honey TSM-DE08M.08 360 - 390 W.  
[https://sonarfotovoltaica.es/products/trina-solar-vertex-s-390w-half-cut-black-frame-tsm-390-de09-08?variant=39967791743019&currency=EUR&utm\\_medium=product\\_sync&utm\\_source=google&utm\\_content=sag\\_organic&utm\\_campaign=sag\\_organic](https://sonarfotovoltaica.es/products/trina-solar-vertex-s-390w-half-cut-black-frame-tsm-390-de09-08?variant=39967791743019&currency=EUR&utm_medium=product_sync&utm_source=google&utm_content=sag_organic&utm_campaign=sag_organic)

- Precio FRONIUS PRIMO 4,0-1 4kW.  
[https://tienda-solar.es/es/productos/1006-inversor-solar-fronius-prim0-4-1-4kw-150-1000v-152a?utm\\_source=google&utm\\_medium=ppc&utm\\_campaign=V\\_Shop\\_General&cmp\\_id=10820009728&adg\\_id=110122881481&device=c&gclid=Cj0KCQjw2MWVBhCQARIsAljbwoOOn1M72luyAbZC0eP2J1RuZjxfjYieHtn56NgPffL-8jpdGdmqYt0aAhF9EALw\\_wcB](https://tienda-solar.es/es/productos/1006-inversor-solar-fronius-prim0-4-1-4kw-150-1000v-152a?utm_source=google&utm_medium=ppc&utm_campaign=V_Shop_General&cmp_id=10820009728&adg_id=110122881481&device=c&gclid=Cj0KCQjw2MWVBhCQARIsAljbwoOOn1M72luyAbZC0eP2J1RuZjxfjYieHtn56NgPffL-8jpdGdmqYt0aAhF9EALw_wcB)
- Ficha técnica FRONIUS PRIMO 4,0-1 4kW.  
[https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-prim0/fronius-prim0-4-0-1#bacc\\_68da66d8-1192-4347-80c9-463519b5a2f2\\_372160b4-7b89-436b-80c5-d56ae52046d5](https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-prim0/fronius-prim0-4-0-1#bacc_68da66d8-1192-4347-80c9-463519b5a2f2_372160b4-7b89-436b-80c5-d56ae52046d5)
- Precio SolarEdge Extended Power Three Phase Inverters SE5K.  
<https://atersa.shop/producto/inversor-trifasico-solaredge-se5k/?product-page-alternate-benefits=1>
- Precio HUAWEI SUN2000-4,6KTL.  
[https://www.wccsolar.net/product-page/inversor-huawei-hibrido-4600w-sun2000-4-6ktl-inyeccion-a-red?gclid=Cj0KCQjw2MWVBhCQARIsAljbwoNdTgmzr8m587zIWwzHuFSq1L7Yd\\_xvmRLrtaQa1HO1KOO8I5uDr4BAaAoZqEALw\\_wcB](https://www.wccsolar.net/product-page/inversor-huawei-hibrido-4600w-sun2000-4-6ktl-inyeccion-a-red?gclid=Cj0KCQjw2MWVBhCQARIsAljbwoNdTgmzr8m587zIWwzHuFSq1L7Yd_xvmRLrtaQa1HO1KOO8I5uDr4BAaAoZqEALw_wcB)
- Precio Smart Metter FRONIUS.  
[https://ecofener.com/accesorios-para-inversores/1436-fronius-smart-meter-63a-1.html?gclid=CjwKCAjw-8qVBhANEiwAfjXLrhaufsnbTj1SOxYyaZzhQuDW2bQicQRzmGAsxEegwmkaiOWXoZEZxocJz8QAvD\\_BwE](https://ecofener.com/accesorios-para-inversores/1436-fronius-smart-meter-63a-1.html?gclid=CjwKCAjw-8qVBhANEiwAfjXLrhaufsnbTj1SOxYyaZzhQuDW2bQicQRzmGAsxEegwmkaiOWXoZEZxocJz8QAvD_BwE)
- Precio Smart Metter HUAWEI.  
[https://carlosalcaraz.com/producto/movilidad-electrica-y-energia-solar/inversores/36-011485/?gclid=CjwKCAjw-8qVBhANEiwAfjXLrnN-S6z\\_Wv7V8QfbJG9-EZBMdBREPABr4Ch98Z0wQ-IUzRImD-mjdBoC3gMQAvD\\_BwE](https://carlosalcaraz.com/producto/movilidad-electrica-y-energia-solar/inversores/36-011485/?gclid=CjwKCAjw-8qVBhANEiwAfjXLrnN-S6z_Wv7V8QfbJG9-EZBMdBREPABr4Ch98Z0wQ-IUzRImD-mjdBoC3gMQAvD_BwE)
- Precio Smart Metter SolarEdge.  
[https://suministrodelsol.com/es/accesorios-fotovoltaica/664-energy-meter-solaredge-modbus.html?gclid=CjwKCAjw-8qVBhANEiwAfjXLrsyqFOtCVT4U4\\_pISshLJhOw\\_ykLFgAojarWO64gmy3ZU3zXiPaWXoCTfUQAvD\\_BwE](https://suministrodelsol.com/es/accesorios-fotovoltaica/664-energy-meter-solaredge-modbus.html?gclid=CjwKCAjw-8qVBhANEiwAfjXLrsyqFOtCVT4U4_pISshLJhOw_ykLFgAojarWO64gmy3ZU3zXiPaWXoCTfUQAvD_BwE)
- Apuntes Tema 3 asignatura ET 1021 - Conexión a tierra y protección de las personas.
- Apuntes Tema 4 asignatura ET 1021 - Dimensionado de conductores.

- Apuntes Tema 9 asignatura ET 1021 - Contratación del suministro eléctrico.
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP)
- Manual de usuario de HUAWEI.  
[https://support.huawei.com/view/PdfRead/EDOC1100026958/SUPE\\_DOC/6001/document.pdf](https://support.huawei.com/view/PdfRead/EDOC1100026958/SUPE_DOC/6001/document.pdf)
- CTE DB-HE Sección 5.  
[https://www.coit.es/system/files/link\\_group/he\\_5\\_contribucion\\_fotovoltaica\\_minima\\_de\\_energia\\_electrica\\_77f479a7.pdf](https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf)
- Guía BT – 24.  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2i2/rbt/guias/guia\\_bt\\_24\\_jun19R2.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2i2/rbt/guias/guia_bt_24_jun19R2.pdf)
- Guía BT – 25.  
[http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia\\_Tecnica\\_REBT/guia\\_bt\\_25\\_sep03R1.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_25_sep03R1.pdf)
- Guía BT – 18.  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2i2/rbt/guias/guia\\_bt\\_18\\_oct05R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2i2/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf)
- Guía BT – 19.  
[http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia\\_Tecnica\\_REBT/guia\\_bt\\_19\\_sep03R1.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf)
- Cálculo del factor de corrección de k para superficies inclinadas, para el cálculo de nºpaneles a instalar.  
<https://renovablesconsaburum.files.wordpress.com/2015/12/tablas-factor-correccion-k.pdf>
- Montaje estructura coplanar sobre tejado.  
<https://solarcos.com/anclaje-placas-solares-tejado/>
- Precio interclams.  
[https://bricoelige.com/presor-central-sunfer-s11-para-placas-solares?lighthousefeed&utm\\_source=GS++Google+Shopping+\(Via+LighthouseFeed\)&lighthousefeed&utm\\_medium=cpc&lighthousefeed&utm\\_term=ES80052&qclid=CjwKCAjw682TBhATEiwA9crI31B3WAcE6it6S\\_s2H2On-amziZ7XBksImTv-MGgbvMVQ6NQBKhLKOBoCWKkQAvD\\_BwE](https://bricoelige.com/presor-central-sunfer-s11-para-placas-solares?lighthousefeed&utm_source=GS++Google+Shopping+(Via+LighthouseFeed)&lighthousefeed&utm_medium=cpc&lighthousefeed&utm_term=ES80052&qclid=CjwKCAjw682TBhATEiwA9crI31B3WAcE6it6S_s2H2On-amziZ7XBksImTv-MGgbvMVQ6NQBKhLKOBoCWKkQAvD_BwE)
- Precio L-Feet.  
[https://www.google.com/search?q=l+feet+solar&rlz=1C1RXQR\\_esES982ES982&sxsr=ALiCzsan9fBlfPfoe9K--Mx1ExA2zXPutQ:1657019403552&source=Inms&tbm=shop&sa=X&ved=2ahUKE](https://www.google.com/search?q=l+feet+solar&rlz=1C1RXQR_esES982ES982&sxsr=ALiCzsan9fBlfPfoe9K--Mx1ExA2zXPutQ:1657019403552&source=Inms&tbm=shop&sa=X&ved=2ahUKE)

[wizvbynuH4AhV0QPEDHWLhCNIQ\\_AUoAnoECAEQBA&biw=1536&bih=714&pr=1.25#spd=2426189223339320874](http://wizvbynuH4AhV0QPEDHWLhCNIQ_AUoAnoECAEQBA&biw=1536&bih=714&pr=1.25#spd=2426189223339320874)

- Precio varilla roscada.  
<https://www.leroymerlin.es/fp/57995/varilla-roscada-de-acero-cincado-y-1000-mm-de-longitud>
- Precio taco químico.  
[https://bricoelige.com/fijacion-madera-hormigon-con-taco-quimico-sunfer-s01?lighthousefeed&utm\\_source=GS++Google+Shopping+\(Via+LighthouseFeed\)&lighthousefeed&utm\\_medium=cpc&lighthousefeed&utm\\_term=ES80054&qclid=CjwKCAjww-WBhAMEiwAV4dybTiwaWBJlu1XCV\\_zo4I54oWifu6TkfkZuo32WyRz2BKW\\_8-xvipZhoC35cQAvD\\_BwE](https://bricoelige.com/fijacion-madera-hormigon-con-taco-quimico-sunfer-s01?lighthousefeed&utm_source=GS++Google+Shopping+(Via+LighthouseFeed)&lighthousefeed&utm_medium=cpc&lighthousefeed&utm_term=ES80054&qclid=CjwKCAjww-WBhAMEiwAV4dybTiwaWBJlu1XCV_zo4I54oWifu6TkfkZuo32WyRz2BKW_8-xvipZhoC35cQAvD_BwE)
- Precio tuercas.  
<https://es.rs-online.com/web/p/tuercas-hexagonales/0189591>
- Precio arandelas.  
<https://www.amazon.es/M10-10-M%C3%A9tricas-arandelas-brillante-galvanizado/dp/B0772S5P5H>
- Precio soporte estructura coplanar.  
[https://bricoelige.com/soporte-coplanar-atornillado-anclaje-a-hormigon-y-o-madera-vertical#/21-n\\_placas-6\\_paneles\\_solares](https://bricoelige.com/soporte-coplanar-atornillado-anclaje-a-hormigon-y-o-madera-vertical#/21-n_placas-6_paneles_solares)
- Precio soporte estructura inclinada.  
<https://solarbex.com/comprar/estructura-inclinada-6-modulos/>
- Datos temperaturas.  
<https://es.weatherspark.com/d/42829/8/5/Tiempo-promedio-el-5-de-agosto-en-La-Iglesuela-del-Cid-Espa%C3%B1a#Figures-Temperature>
- Precio magnetotérmico 10 A.  
[https://www.cadenzaelectric.com/magnetotermico-2p-10a-curva-c-k60n-ref-a9k17210\\_p1208397.htm?qclid=CjwKCAjww-WBhAMEiwAV4dybdC3P7WtglyddcxCbzfZbOhLqJpiC4IzlbouFRQ0hxcsiW4oyrpZpxoCEf8QAvD\\_BwE](https://www.cadenzaelectric.com/magnetotermico-2p-10a-curva-c-k60n-ref-a9k17210_p1208397.htm?qclid=CjwKCAjww-WBhAMEiwAV4dybdC3P7WtglyddcxCbzfZbOhLqJpiC4IzlbouFRQ0hxcsiW4oyrpZpxoCEf8QAvD_BwE)
- Precio cable 1,5 mm<sup>2</sup>.  
[https://www.ilumitec.es/unipolar-flexible-1-5-750v-h07z1-k-libre-halogenos?qclid=CjwKCAjww-WBhAMEiwAV4dybVD5FZnGbP0bkEACpS99zJ5qTkWNE1j2YK06gqZnea3xBv6pEX1JAxoCIAoQAvD\\_BwE](https://www.ilumitec.es/unipolar-flexible-1-5-750v-h07z1-k-libre-halogenos?qclid=CjwKCAjww-WBhAMEiwAV4dybVD5FZnGbP0bkEACpS99zJ5qTkWNE1j2YK06gqZnea3xBv6pEX1JAxoCIAoQAvD_BwE)
- Precio cable 2,5 mm<sup>2</sup>.  
<https://www.eenergie-shop.es/cables-electricos-mangueras/cable-electrico-cero-halogenos-750v/cable-exzhellent-xxi-25mm2-caja-de-200->

[metros?qclid=CjwKCAjw\\_b6WBhAQEiwAp4HyIB9BxablknO14ej4umvdN7Mq5yUtJMybvo7gM-PwNzpS0fp10h3HcRoCWgkQAvD\\_BwE](https://www.ilumitec.es/unipolar-flexible-4-750v-h07z1-k-libre-halogenos?qclid=CjwKCAjw_b6WBhAQEiwAp4HyIB9BxablknO14ej4umvdN7Mq5yUtJMybvo7gM-PwNzpS0fp10h3HcRoCWgkQAvD_BwE)

- Precio cable 4 mm<sup>2</sup>.  
[https://www.ilumitec.es/unipolar-flexible-4-750v-h07z1-k-libre-halogenos?qclid=CjwKCAjwwo-WBhAMEiwAV4dybTToWOXaCZ9k\\_CJSTJbYZeLi8g0Rp-rxUfOWO83U0-fFHE-t5sDNehoCifMQAvD\\_BwE](https://www.ilumitec.es/unipolar-flexible-4-750v-h07z1-k-libre-halogenos?qclid=CjwKCAjwwo-WBhAMEiwAV4dybTToWOXaCZ9k_CJSTJbYZeLi8g0Rp-rxUfOWO83U0-fFHE-t5sDNehoCifMQAvD_BwE)
- Curva tipo gpV del fusible de la instalación fotovoltaica.  
<https://www.dfelectric.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf>
- Precio tarifa One luz 3 de Endesa.  
<https://preciogas.com/companias/endesa/tarifas-luz>
- Precio chapa para la estructura soporte.  
<https://aceropanel.es/chapa-de-formato/128-chapa-negra-2000x1000mm-e15>
- Precio diferencial In = 40 A, sensibilidad = 300 mA.  
[https://www.one-elec.com/es/a9r24440-iid-4p-40a-300ma-a-schneider.html?qclid=CjwKCAjw\\_b6WBhAQEiwAp4HyINMxTN5CRDQGUISuSbk6U51vKyllqRUhG8yzdl\\_whz-seJ8O5K5lhoC2gAQAvD\\_BwE](https://www.one-elec.com/es/a9r24440-iid-4p-40a-300ma-a-schneider.html?qclid=CjwKCAjw_b6WBhAQEiwAp4HyINMxTN5CRDQGUISuSbk6U51vKyllqRUhG8yzdl_whz-seJ8O5K5lhoC2gAQAvD_BwE)
- Precio diferencial In = 40 A, sensibilidad = 30 mA.  
[https://www.amazon.es/Interruptor-diferencial-superinmunizado-Clase-6kA/dp/B07ZJHNFCX/ref=asc\\_df\\_B07ZJHNFCX/?tag=googshopes-21&linkCode=df0&hvadid=346505161563&hvpos=&hvnetw=g&hvrnd=17945807431800799762&hvpone=&hvptwo=&hvqmt=&hvdev=c&hvdvcmdl=&hvlocint=&hvllocphy=1005539&hvtargid=pla-834361291403&psc=1](https://www.amazon.es/Interruptor-diferencial-superinmunizado-Clase-6kA/dp/B07ZJHNFCX/ref=asc_df_B07ZJHNFCX/?tag=googshopes-21&linkCode=df0&hvadid=346505161563&hvpos=&hvnetw=g&hvrnd=17945807431800799762&hvpone=&hvptwo=&hvqmt=&hvdev=c&hvdvcmdl=&hvlocint=&hvllocphy=1005539&hvtargid=pla-834361291403&psc=1)
- Precio línea de vida regulable (5 – 20 m).  
<https://store.forimte.com/shop/LINEA-DE-VIDA-PORTATIL-X2-PRO-p393985707>

## **6 - Definiciones y abreviaturas.**

- Huertas solares: Pequeñas instalaciones fotovoltaicas individuales formando un conjunto de estas.
- Electrificación básica: Potencia de diseño de la instalación < 9,2 kW.
- Electrificación elevada: Potencia de diseño de la instalación > 9,2 kW.
- Módulo fotovoltaico: Dispositivo que capta la luz solar y la transforma en energía eléctrica en forma de corriente continua.
- Inversor: Invierte la corriente continua en alterna.
- Smart Metter: también conocido como contador inteligente, es un tipo de contador eléctrico inteligente que registra el consumo de energía eléctrica cada corto periodo de tiempo.
- String: Conjunto de paneles solares conectados entre sí derivando a un solo cable que lo guía hasta la entrada al inversor.
- Azimut: El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con  $\psi = 0^\circ$ , y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.
- Filtro de entrada EMI: Un filtro EMI es un dispositivo que combina un inductor pasivo, un resistor y componentes de capacitores para crear una topología de filtro capaz de suprimir una banda de frecuencias de las señales en un circuito.
- SPD: El dispositivo de protección contra sobretensiones es un equipo conectado entre L-PE que tiene una impedancia elevada para evitar que el funcionamiento del equipo sufra cambios. Cuando ocurre la sobretensión, la impedancia cae al nivel mínimo, lo que permite la conducción de la corriente generada.

- MPPT: Regulador de carga que permite obtener la máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, haciéndolos trabajar a su máximo rendimiento.
- Mecanismo antivertido: Dispositivo o conjunto de dispositivos que impide en todo momento el vertido de energía eléctrica a la red. Estos dispositivos deberán cumplir con la normativa de calidad y seguridad industrial que le sea de aplicación y, en particular, en el caso de la baja tensión con, lo previsto en la ITC-BT-40.
- PVGIS: Photovoltaic geographical information system, (sistema de información geográfico fotovoltaico).

## **7 - Requisitos de diseño**

### **7.1 - Cliente:**

- Casa Teresa Rural
- Calle Mayor N.º 35
- La Iglesuela del Cid
- 44142, Teruel

### **7.2 - Emplazamiento, entorno socioeconómico y ambiental.**

- La instalación se va a realizar en el tejado de un domicilio ubicado en la localidad de Iglesuela del Cid (Teruel).
- El domicilio es una casa de finales del siglo XIX, restaurada en la primera década del siglo XXI, tiene un uso comercial de hotel rural, con posibilidad de albergar un restaurante en su planta baja en los próximos años.
- Se halla en la calle mayor de la localidad, ubicada en medio de la sierra del Maestrazgo, la cual tiene una población de 414 personas censadas, hasta el 2018, y una superficie de 40,29 km<sup>2</sup>, no habiendo alrededor de la localidad ningún tipo de actividad industrial.



Figura 1 - Imagen satelital de la localidad

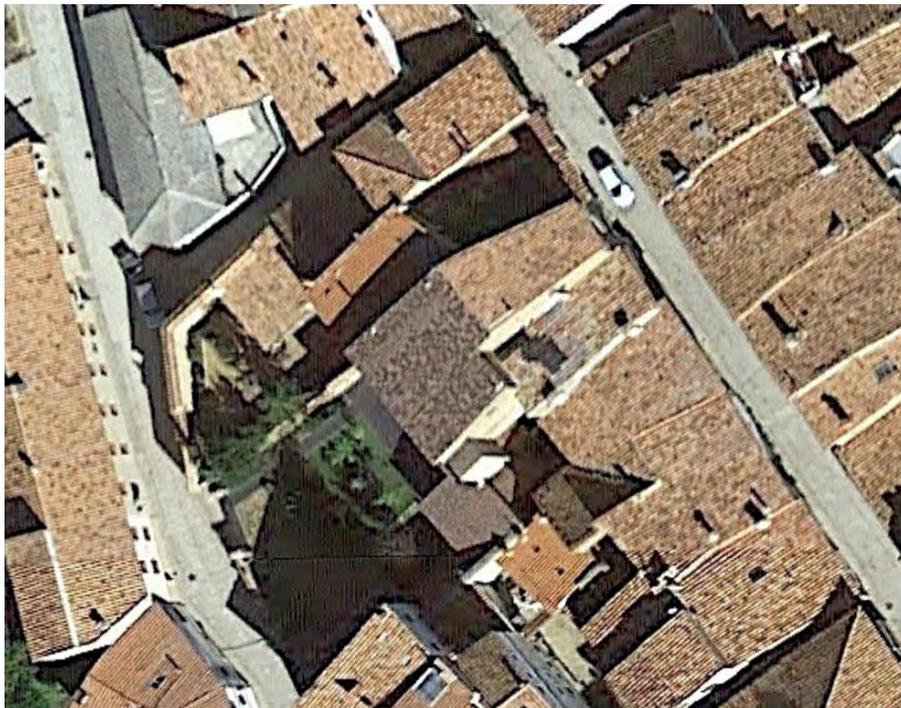


Figura 2 - Imagen satelital del domicilio.

En la figura 1 se muestra una imagen de la localidad de Iglesuela del Cid y en la figura 2 una imagen de la casa rural, ambas obtenidas desde la aplicación Google Earth.

Las coordenadas de la vivienda donde se va a realizar el proyecto son:

DMS	UTM
Latitud - 40° 28' 58,23" N Longitud - 0° 19' 11,68" O	X = 727.165,29 Y = 4.484.800,83

## **8 - Estudios realizados:**

### **8.1 – Distribución de la instalación eléctrica.**

En primer lugar, se realizará un pequeño estudio sobre toda la instalación de la vivienda con el fin de obtener la información necesaria para realizar el dimensionado del cableado y seleccionar las protecciones correspondientes.

Una vez calculados los consumos, se dimensionan los cables siguiendo el criterio térmico y el de caída de tensión siguiendo la norma UNE-HD 60364-5-52: 2014. En la misma se definen, según el método de instalación de los conductores y el aislamiento que recubre a los mismos, la sección que deberán tener los cables.

A la hora de seleccionar las protecciones necesarias, se deberá hacer con arreglo a lo dispuesto en la guía BT - 24 de protección contra los contactos directos e indirectos y la guía BT - 25 de instalaciones interiores en viviendas, números de circuitos y características.

La casa consta de una planta baja con 3 alturas, distribuida de la siguiente manera:

- En la entrada principal, por la Calle Raballa, se encuentra un amplio jardín que consta de un porche con iluminación ubicado a la derecha de esta; un cobertizo, que sirve como almacén para objetos de jardinería y de mantenimiento en general; un cuarto, en el que está la bomba de agua, y finalmente, una terraza situada en el mismo jardín junto con los pasillos que llevan desde la entrada de la Calle Raballa hasta dicha terraza.
- Al entrar a la planta baja hay, por un lado, una cocina con varios de los consumos previamente mencionados y, por el otro, un comedor espacioso con diferentes zonas de ocio. En la misma planta, desde la entrada por la Calle Mayor, hay un recibidor el cual tiene un pasillo al fondo, que sirve de unión con el comedor y unas escaleras. Además, en el mismo pasillo, hay también dos baños para hombres y mujeres.

- Las dos plantas posteriores se componen de cuatro dormitorios con sus respectivos baños y otro cuarto destinado para lavandería y almacén.
- Finalmente, en el último piso hay una buhardilla despejada que ocupa toda la planta.

Por lo tanto, hay un total de 19 estancias, siendo el recibidor, comedor, buhardilla y terraza, las cuatro más grandes. El resto está distribuido en 4 cuartos pequeños, un almacén en el jardín, un cuarto de la bomba de agua y los dos de la lavandería. Finalmente, una cocina, 10 cuartos de baño y una terraza.

#### Protecciones y dimensionado del cableado

Lo primero a conocer será el grado de electrificación de la casa. Este viene determinado por la norma recogida en la guía ITC BT - 10, en virtud de la cual, se considera que el grado de electrificación de una vivienda será “electrificación elevada” cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Superficie útil > 160 m<sup>2</sup>.
- Existencia de aire acondicionado, de calefacción, de sistemas de automatización o de una secadora
- Que el número de puntos de alumbrado sea mayor de 30, y el de puntos de utilización de tomas de corriente de uso general mayor de 20.

Como se cumple la condición de que la superficie útil de la vivienda es mayor a 160 m<sup>2</sup>. El número de puntos de alumbrado y de tomas de corriente también son mayores a los mencionados. Por tanto, se tratará la vivienda como si tuviera electrificación elevada.

Otra de las razones por las que el domicilio presenta electrificación elevada es porque la potencia contratada es de casi 14 kW. De acuerdo con la guía BT - 25, el interruptor general automático tendrá un calibre de 63 A. A parte, se va a dividir la instalación en circuitos, tal y como señala esta misma guía, donde cada uno de ellos irá protegido por un interruptor automático de corte omnipolar con accionamiento manual y dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Tales circuitos vendrán determinados por estos supuestos, incluidos en la misma guía:

- C1 - Circuito de distribución interna, destinado a alimentar los puntos de iluminación.
- C2 - Circuito de distribución interna, destinado a tomas de corriente de uso general y frigorífico.
- C3 - Circuito de distribución interna, destinado a alimentar la cocina y horno.
- C4 - Circuito de distribución interna, destinado a alimentar la lavadora, lavavajillas y termo eléctrico.
- C5 - Circuito de distribución interna, destinado a alimentar tomas de corriente de los cuartos de baño, así como las bases auxiliares del cuarto de cocina.
- C6 - Circuito adicional del tipo C1, por cada 30 puntos de luz.
- C7 - Circuito adicional del tipo C2, por cada 20 tomas de corriente de uso general o si la superficie útil de la vivienda es mayor de 160 m<sup>2</sup>.
- C8 - Circuito de distribución interna, destinado a la instalación de calefacción eléctrica, cuando existe previsión de ésta.
- C9 - Circuito de distribución interna, destinado a la instalación aire acondicionado, cuando existe previsión de éste.
- C10 - Circuito de distribución interna, destinado a la instalación de una secadora independiente.
- C11 - Circuito de distribución interna, destinado a la alimentación del sistema de automatización, gestión técnica de la energía y de seguridad, cuando exista previsión de éste.
- C12 - Circuitos adicionales de cualquiera de los tipos C3 o C4, cuando se prevean, o circuito adicional del tipo C5, cuando su número de tomas de corriente exceda de 6.

Por otro lado, para determinar la sección de los cables que los conforman, se emplearán los criterios térmicos y de variación de voltaje, para que toda la instalación se ajuste a la normativa vigente.

## 8.2 - Criterio de la caída de tensión, y criterio térmico en la instalación eléctrica.

Con arreglo a lo dispuesto en la guía ITC BT – 19, se diferencia entre tres tipos de esquemas a la hora de dimensionar el criterio de caída de tensión:

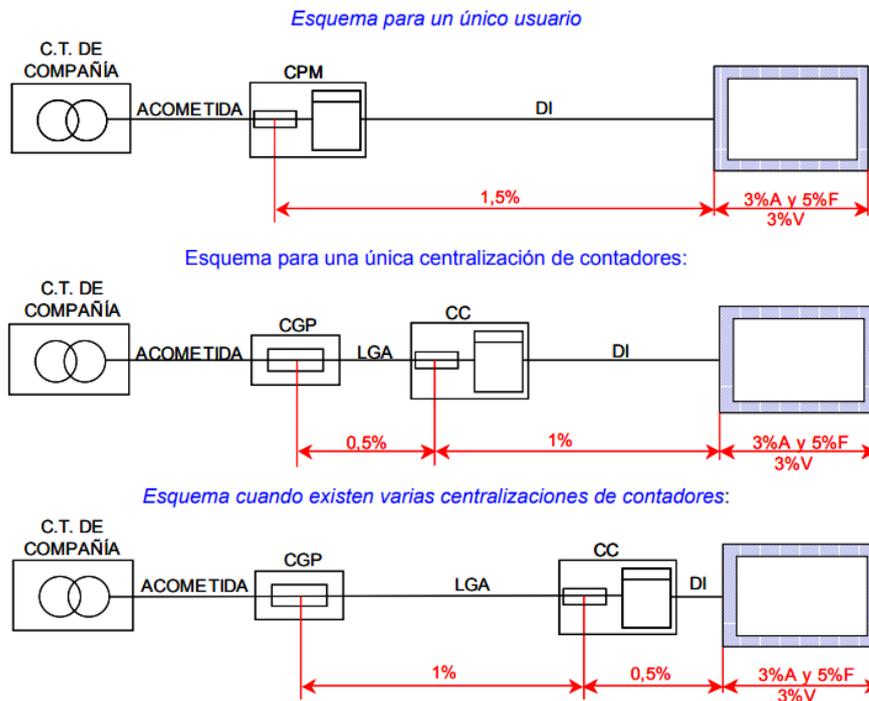


Figura 3 – Esquemas de los posibles criterios de caída de tensión.

La figura 3 obtenida de la guía ITC BT – 19 explica cuáles son las caídas de tensión en función de la forma en la que está diseñada la centralización de contadores.

Como en el vecindario todas las casas son unifamiliares y de gran tamaño, se ha de seguir el esquema para un único usuario. Es decir, una caída de tensión máxima ( $\Delta V (\%)_{MAX}$ ) para el alumbrado de 4,5% y del 6,5% para el resto de los usos.

Los parámetros por conocer para dimensionar el cableado son:

- Material – Para esta instalación se empleará cobre
- Método de instalación – Los cables se encuentran alojados en el interior de paredes aislantes, método A2. Este es el método más restrictivo, con lo que se podría utilizar otro en caso de ser necesario.

- PVC o XLPE – Policloruro de vinilo (PVC) en este caso.
- Monofásico o trifásico – Al ser una instalación interior de una vivienda sin consumos muy elevados ni largos conductores será monofásico. En la tabla está nombrado como 2x o 3x, siendo equivalente monofásico a 2x.

Los resultados, calculados en el anexo son los siguientes:

Nombre de la línea	Intensidad (A)	Iz (A)	Sección(mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	$\rho$ (mm <sup>2</sup> * $\Omega$ /m)	$\Delta V(\%)$ max	$\Delta V(\%)$
1	0,541	11,5	1,5		0,0225	3%	0,138
2	1,743	16	2,5		0,0225	5%	0,444
3	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,507
25	2,465	16	2,5		0,0225	5%	0,627
26	3,735	16	2,5		0,0225	5%	0,951
A	17,459	21	4	19,62	0,0225	5%	1,667
4	0,541	11,5	1,5		0,0225	3%	0,157
5	1,743	16	2,5		0,0225	5%	0,506
6	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,578
27	2,465	16	2,5		0,0225	5%	0,715
28	3,735	16	2,5		0,0225	5%	1,084
B	17,459	21	4	22,37	0,0225	5%	1,900
7	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,207
8	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,545
9	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,545
C	6,774	16	2,5	21,09	0,0225	5%	1,853
10	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,234
11	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,616
12	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,616
D	6,774	16	2,5	23,84	0,0225	5%	2,095
13	0,433	11,5	1,5		0,0225	3%	0,088
14	1,494	16	2,5		0,0225	5%	0,303
15	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,404
E	5,598	16	2,5	15,62	0,0225	5%	1,135
16	0,433	11,5	1,5		0,0225	3%	0,110
17	1,494	16	2,5		0,0225	5%	0,380
18	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,507
F	5,598	16	2,5	18,37	0,0225	5%	1,425
19	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,193
20	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,507
21	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,507
G	6,774	16	2,5	23,89	0,0225	5%	1,724
22	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,193
23	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,507
24	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,507
H	6,774	16	2,5	26,64	0,0225	5%	1,724

29	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,201
30	3,735	16	2,5		0,0225	5%	1,158
I	5,480	16	2,5		0,0225	5%	1,699
31	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,178
32	3,486	16	2,5		0,0225	5%	0,955
J	5,169	16	2,5	21,12	0,0225	5%	1,416
33	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,223
34	1,992	16	2,5		0,0225	5%	0,685
35	3,984	16	2,5		0,0225	5%	1,370
K	9,464	16	2,5	26,5	0,0225	5%	3,254
36	1,407	11,5	1,5		0,0225	3%	0,416
37	2,739	16	2,5		0,0225	5%	0,810
L	5,183	16	2,5	22,8	0,0225	5%	1,533
38	8,299	27	6	4	0,0225	5%	1,292
39	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,118
40	2,465	16	2,5		0,0225	5%	0,448
41	2,923	27	6		0,0225	5%	0,531
42	9,959	16	2,5		0,0225	5%	1,809
M	24,610	16	2,5	4	0,0225	5%	4,470

Tabla 1 – Parámetros del criterio térmico y de caída de tensión de la instalación eléctrica

En la tabla 1 se pueden observar las variables que se han empleado para calcular el criterio térmico, y el de caída de tensión.

Como marca la guía ITC BT – 25, las secciones de los circuitos C1 (iluminación) serán de 1,5 mm<sup>2</sup>, las secciones de los circuitos tipo C2 (tomas de corriente), C4 (lavavajillas), C5 (tomas de corriente de cocina y baños) y C10 (secadora) serán de 2,5 mm<sup>2</sup>, las secciones de los circuitos tipo C3 (cocina – horno) y C8 (calefacción) serán de 6 mm<sup>2</sup>. El resto de las secciones están seleccionadas en función del criterios térmico y del de caída de tensión.

Estos valores de  $\Delta V$  (%) han sido calculados empleando las longitudes de los circuitos de agrupación de las líneas, con lo que se han sobredimensionado varios metros. Esta medida ha sido aplicada por dos motivos: para mayor seguridad, y porque las longitudes de los circuitos una vez agrupados eran más sencillas de obtener, y por tanto más verídicas.

### 8.3 – Protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la instalación eléctrica.

Con toda esta información se pueden calcular las protecciones ante sobrecargas y cortocircuitos, estas son las que se pueden observar a continuación, y los cálculos se encuentran en el anexo 1.

Nombre de la línea	Rlínea (mΩ)	Icc max (kA)	Icc min (kA)	In (A)	I2 (A)	1,45Iz	PdC (kA)
1	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
2	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
3	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
25	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
26	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
A	0,110		1,488				
4	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
5	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
6	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
27	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
28	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
B	0,126		1,354				
7	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
8	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
9	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
C	0,190		0,985				
10	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
11	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
12	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
D	0,214		0,891				
13	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
14	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
15	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
E	0,140		1,246				
16	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
17	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
18	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
F	0,165		1,099				
19	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
20	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
21	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
G	0,215		0,889				
22	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
23	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
24	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
H	0,239		0,812				
29	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
30	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
I	0,215		0,889				

31	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
32	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
J	0,190		0,984				
33	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
34	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
35	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
K	0,238		0,816				
36	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
37	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
L	0,205		0,924				
38	0,045		0,924			39,15	4,5
39	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
40	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
41	0,019	12,332		10	16	39,15	4,5
42	0,045	5,138		10	16	23,2	4,5
M	0,126		1,352				

Tabla 2. Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos

En la tabla 2 se pueden observar los parámetros que se han empleado para calcular las protecciones necesarias contra sobrecargas y cortocircuitos.

Por tanto, con magnetotérmicos de 10 A de calibre, y de 4,5 kA de PdC se puede asegurar que la instalación estará protegida contra sobrecargas y cortocircuitos.

Una vez conocidas las protecciones que se colocarán en la instalación eléctrica se puede diseñar el esquema unifilar de la misma. Este esquema se encuentra en el documento planos.

#### 8.4 – Protecciones de puesta a tierra en la instalación eléctrica.

Las protecciones contra las sobrecargas y los cortocircuitos protegen las instalaciones de fallos en las mismas, ahora se van a dimensionar las protecciones que protegen a las personas de los fallos en las instalaciones.

Los cálculos están realizados en el anexo 1, y los resultados obtenidos son los que se pueden ver a continuación:

Para proteger la instalación se necesitará una pica de 2 metros de longitud, la cual provocará una  $Rt = 1500 \Omega$ .

## 8.5 - Factura de la luz

Durante el año 2020 y los dos primeros cuatrimestres del año 2021, la casa ha estado en desuso debido a la pandemia del COVID-19. Por tanto, se van a analizar las facturas del año 2019, durante el cual, el arrendamiento de la vivienda funcionó con total normalidad y se produjeron unos consumos más comunes a lo habitual.

La potencia contratada es de **13,856 kW**.

Resumen de la factura de la luz (€)						
NºFactura	Fecha factura	Potencia	Energía	Otros	Impuestos	Total
1	15/12/2018	102,64	214,75	2,68	86,85	406,92
2	13/02/2019	94,08	157,36	2,46	68,88	322,78
3	09/04/2019	109,48	218,51	2,87	89,77	420,63
4	12/06/2019	104,35	181,26	2,74	78,22	366,57
5	12/08/2019	104,35	170,13	4,78	75,75	355,01
6	12/10/2019	107,77	218,86	4,85	89,94	421,42
	14/12/2019					

Tabla 3 – Cifras de la factura de la luz.

En la tabla 3 se muestran los valores de la factura de la luz del año 2019 de la casa rural.

Una vez se haya definido por completo la estructura, se utilizarán estas facturas para calcular el periodo de retorno, el VAN y el TIR.

NºFactura	Fecha factura	Duración (días)	Consumo (kWh)	Consumo al día (kWh)	Consumo mensual(kWh)
1	15/12/2018	60	1004	16,733	502
2	13/02/2019	55	736	13,382	401,455
3	09/04/2019	64	1022	15,969	479,063
4	12/06/2019	61	848	13,902	417,050
5	12/08/2019	61	796	13,049	391,475
6	12/10/2019	63	1024	16,254	487,619
	14/12/2019	Media de consumo al día		14,881	446,443

Tabla 4 – Valores de energía de la factura.

En la tabla 4 aparecen los datos de consumos de energía durante el año 2019 en la casa rural.

Como se puede comprobar en la tabla, se obtiene que el consumo medio diario más elevado se produce en los meses invernales de diciembre y enero; con lo que estos meses serán los que observaremos a la hora de limitar en potencia.

## 8.6 - Módulos fotovoltaicos

La elección de la marca de los módulos a utilizar se hará en función de su precio (según el mercado y la disponibilidad para la región), de su eficiencia, de su vida útil, del período de garantía y de sus características de diseño; es decir, superficie, peso y anchura, en este orden.

Si bien estas son las características consideradas como más importantes, no son las únicas que tiene. Respecto al resto de características se hará una pequeña discusión una vez se seleccione la marca.

Para la discusión se examinarán varias marcas de las más populares en el mercado, las cuales han sido seleccionadas de entre muchas mediante una prueba de calidad, una de vida útil y otra de rendimiento, llamado el photon test (este es un marcado de calidad que se le dan a este tipo de productos).

Cada una de las marcas tiene varios modelos de módulos. De entre todos estos modelos, su principal diferencia es la potencia unitaria de las placas, desde aproximadamente 200 Wp hasta unos 600 Wp. Por tanto, cada uno tendrá unas características propias, pese a compartir fabricante, pudiendo variar su eficiencia hasta un 10%, a mayor potencia unitaria del módulo mayor eficiencia. De manera que se podría llegar a pensar que lo más rentable sería instalar módulos con una potencia unitaria mayor, ya que se ahorraría en espacio.

Sin embargo, dado que en el lugar donde se va a colocar la instalación hay espacio suficiente para ubicar muchas placas y que la diferencia de precio entre unos y otros es todavía mayor, no se compensa ese porcentaje que se pierde en eficiencia.

En consecuencia, se han seleccionado modelos de entre 330 y 415 Wp, ya que son los más usados para domicilios:

- SunPower MAXEON 3 | 400 W
- Canadian Solar HiKu CS3W 395 – 415 W
- Jäger Plus RSM 120-6-330M-350M
- Jinko Solar Tiger Pro 54HC 395 - 415 Watt
- Honey TSM-DE08M.08 360 - 385 W

Para seleccionar entre uno de estos modelos se va a realizar una decisión multicriterio mediante la aplicación de cálculo Excel valorando las características que se han comentado anteriormente.

Marca del módulo	Precio (€)	Efic. (%)	V.Útil (años)	P.Gar (años)	P (W)	S (mm <sup>2</sup> )	Peso (kg)	Anchura (mm)
Canadian Solar	135,25	18,79	25	10	415	1048 X 2108	24,9	40
Sunpower	244	20,9	25	25	390	1046 X 1690	19	40
Trina Solar	133,75	20,2	25	0	370	1040 X 1763	20	35
Risen Solar	163,35	19,9	25	15	335	996 X 1689	19,5	35
Jinko Solar	150	21,04	25	15	410	1134 X 1718	22	30
Importancia	9	7	6	5	4	3	2	1

Tabla 5 – Valores de los parámetros de la decisión multicriterio

En esta tabla se muestran los valores que después se tendrán en cuenta en la decisión multicriterio.

Donde:

- Precio (€): Precio de los módulos fotovoltaicos.
- Efic. (%): Eficiencia.
- V.Útil (años): Vida útil.
- P.Gar (años): Período de garantía.
- P (W): Potencia.
- S (mm<sup>2</sup>): Superficie.
- Peso (kg).
- Anchura (mm): Grosor de los módulos.

Una vez se conocen las características de cada marca, y la importancia que se le va a dar a cada una de ellas se realiza la tabla comparativa de características:

	Precio (€)	Efic. (%)	V.Útil (años)	P.Gar (años)	P (W)	S (mm <sup>2</sup> )	Peso (kg)	Anchura (mm)
Precio (€)	1	3	4	5	6	7	8	9
Eficiencia (%)	0,333	1	2	3	4	5	7	9
Vida Útil (años)	0,25	0,5	1	2	3	5	7	9
Periodo de garantía	0,2	0,333	0,5	1	3	5	7	9
Potencia (W)	0,1667	0,25	0,33	0,333	1	5	7	9
Superficie (mm <sup>2</sup> )	0,1429	0,2	0,2	0,2	0,2	1	3	9
Peso (kg)	0,125	0,143	0,14	0,143	0,143	0,333	1	7
Anchura (mm)	0,1111	0,111	0,11	0,111	0,111	0,111	0,143	1
	Wprecio	Wefic	Wvu	Wpg	Wpot	Wsup	Wpeso	Wanch
	11,265	4,789	2,98	1,994	1,078	0,361	0,165	0,0485
	1	0,8	0,7	0,6	0,4	0,2	0,1	0
	0,497	0,211	0,13	0,0879	0,0475	0,0159	0,007	0,00214

Tabla 6 – Órdenes de importancia en la decisión multicriterio.

En esta tabla se calculan los valores que se les da a cada parámetro dentro de la decisión.

Marca del módulo	Precio	Ef.	V.Útil	P.Gar.	Potencia	S	Peso	Anchura	RES.
Canadian Solar	0,75	0	1	0,25	1	0	0	0,5	0,575
Sunpower	0	0,75	1	1	0,5	0,8	1	0,5	0,422
Trina Solar	1	0,5	1	0	0,25	0,5	0,5	1	0,759
Risen Solar	0,25	0,25	1	0,5	0	1	0,75	1	0,376
Jinko Solar	0,5	1	1	0,5	0,75	0,3	0,25	1	0,678

Tabla 7 – Resultado final de la decisión multicriterio.

En esta tabla aparece el resultado de la decisión multicriterio, subrayado en amarillo está la que es la mejor selección.

La mejor elección, por tanto, será el módulo **Honey TSM-DE08M.08 370 W.**



## 8.7 - Determinación de la potencia pico a instalar

### Método del PVGIS.

A través de la página web ofrecida por la Comisión Europea se analiza, en función del consumo mensual que salga, cuál será la potencia que instalar y, por tanto, los paneles que se necesitarán.

Se va a distinguir entre dos métodos, la estructura coplanar, la cual va superpuesta al tejado, y la inclinada, la cual se ha optimizado para la ubicación de la instalación.

#### 8.7.1 – Estructura coplanar.

Con una inclinación de 20° y un azimuth de +40°, los resultados obtenidos para 29 módulos son los siguientes:

Para que la demanda sea más cercana a la producción de las placas fotovoltaicas, se va a realizar un proceso de iteración con los datos mencionados anteriormente. Es decir, 20° de inclinación, +40° de azimuth y 15% de pérdidas, variando la potencia total de la instalación 0,37 kW, hasta llegar a un valor lo más cercano posible a 502 kWh.

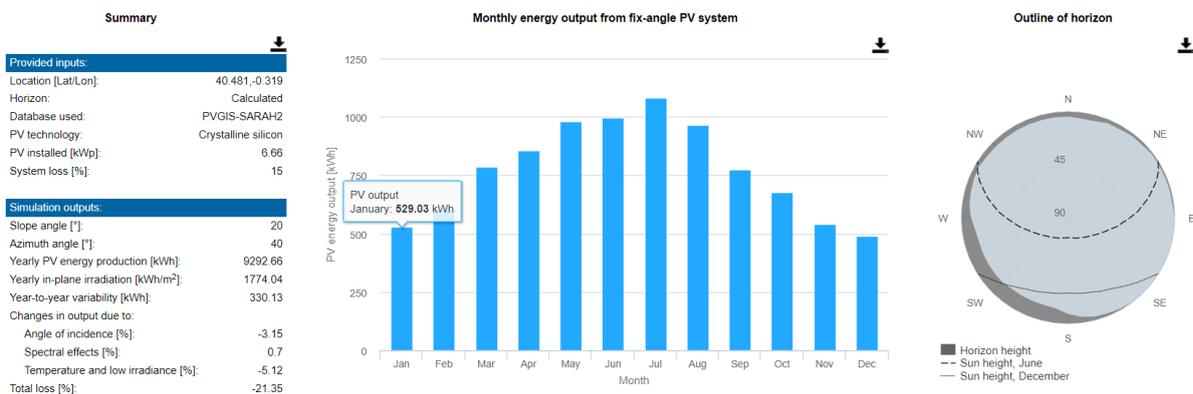


Figura 5 - Generación mensual del PVGIS 2.

En la figura 5 aparece la energía generada mensualmente por la instalación.

La distribución que mejor se adapta a la demanda de potencia cuenta con 18 módulos, lo que significa una potencia de 6,66 kW. Esto supone una generación aproximadamente de 529,03 kWh.

#### 8.7.2 – Estructura inclinada.

En PVGIS hay una opción que permite optimizar el grado de inclinación y el azimuth. En la siguiente tabla se muestran los valores de la misma iteración que se ha realizado en el epígrafe anterior para que en el mes de enero se generen 502 kWh.

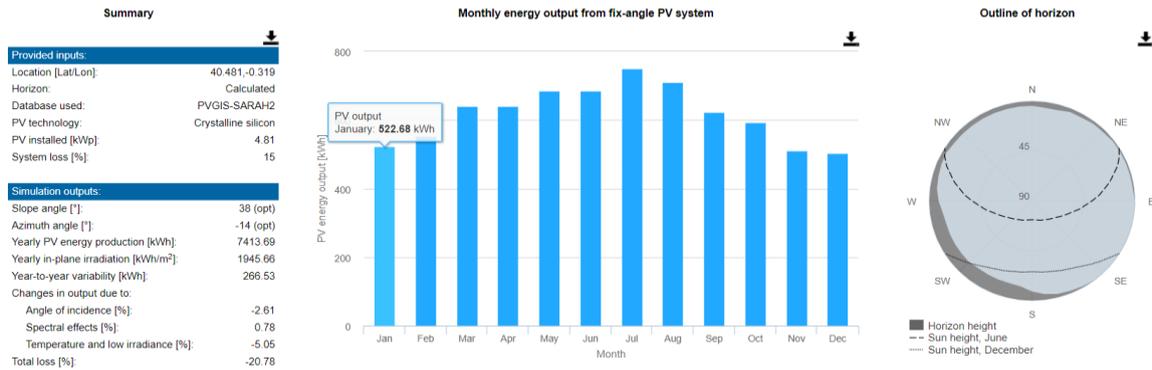


Figura 6 - Generación mensual del PVGIS 3.

En la figura 6 aparece la energía generada mensualmente por la instalación.

Con este método habría que añadir una estructura que variará el ángulo de inclinación hasta  $38^\circ$  y el azimuth a  $-14^\circ$ . De esta forma, el número de placas necesarias será de 13 y la potencia generada de alrededor de 522,68 kWh.

Con la inclinación de  $55^\circ$  para aumentar al máximo la generación en los meses invernales, y con el azimuth de  $-14^\circ$ , la gráfica quedará de esta forma:

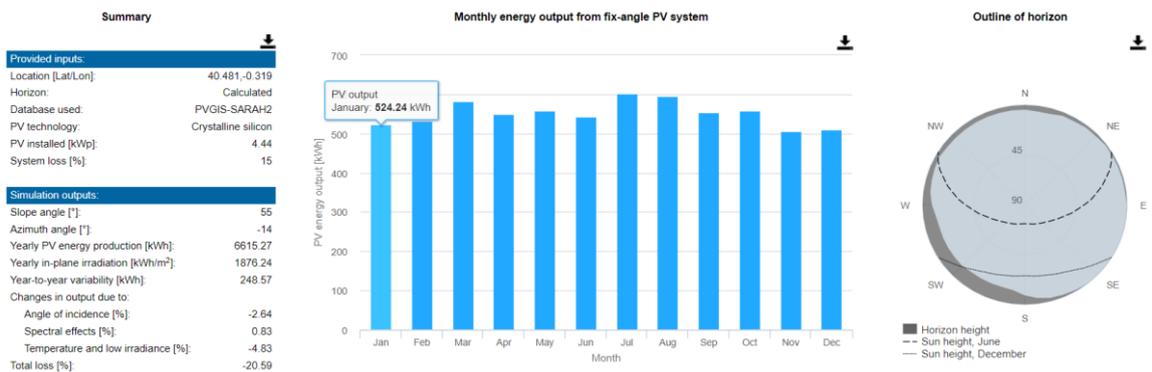


Figura 7 - Generación mensual del PVGIS 4.

En la figura 7 aparece la energía generada mensualmente por la instalación.

Con esta posición tan solo se necesitarán 12 placas fotovoltaicas.

Por tanto, la discusión de cuál será la distribución de los módulos óptima se decidirá entre:

- 18 módulos en estructura coplanar.
- 12 módulos en estructura inclinada, con un ángulo de inclinación de  $55^\circ$  y un azimuth de  $-14^\circ$ .

## 8.8 – Discusión sobre la estructura a emplear

En este apartado se va a evaluar la estructura que soportará los módulos fotovoltaicos, para decidir si son 12 o 18.

Para ello en primer lugar se tendrá en cuenta el precio de la estructura.

	Precio estructura (€)	Estructuras necesarias	Precio de los módulos (€)	Número de módulos	Precio total (€)
Soporte inclinado	364,00 €	2	181,99 €	12	2.911,88 €
Soporte coplanar	224,44 €	3	181,99 €	18	3.949,14 €

Tabla 8 – Precios de varios componentes de la instalación.

En la tabla 8 aparecen los precios de las posibles estructuras que se van a seleccionar y de los módulos.

El peso de las estructuras más el de los módulos no será lo suficientemente elevado como para poder quebrar el tejado, ya que los módulos son livianos para su longitud (20 kg), y la estructura solo pesa 5 kg, pero siempre será mejor tener el menor peso posible.

De esta forma se demuestra que la distribución más eficaz será con el soporte inclinado.

## 8.9 - Marcas de inversores

Al igual que con los módulos, a la hora de elegir marca de inversor, se realizará una criba en función de la potencia que pueda intercambiar, y de su precio. En este caso, como es lógico, a medida que el inversor tenga una potencia más próxima a la potencia pico de las placas fotovoltaicas, este será más barato.

Para la selección se van a escoger entre tres de las marcas más empleadas.

- FRONIUS PRIMO 3.0/8,2 – 1.
- Solaredge Three Phase Inverters SE3K – SE10K.
- HUAWEI SUN2000-2/6KTL.

Lo primero que se va a comprobar es, dentro de los rangos de los mencionados inversores, cuál es el que se ajusta más a las características de la instalación, ya que cada uno tiene una potencia de inversión determinada. Posteriormente, se realizará la selección según el precio en el mercado actual.

	CASA TERESA
Número de strings	1
Corriente máxima (A)	10,82
Corriente máxima de cortocircuito (A)	11,37
Valor de tensión MPP (V)	410,4
Tensión máxima a circuito abierto (V)	495,6
Número de entradas CC	1
Máxima salida del generador FV (Pcc máx.) (W)	4400

Tabla 9 – Parámetros que tiene que cumplir el inversor seleccionado.

En la tabla 9 aparecen los parámetros de funcionamiento de la instalación a una temperatura ambiente de 25°C.

FRONIUS	min	max	unidades	CASA TERESA	Cumple
Número de seguidores MPP		2		1	☑
Máxima corriente de entrada (Idc max)		12	A	10,82	☑
Máxima corriente de cortocircuito		18	A	11,37	☑
Rango de tensión de entrada CC (Ucc mín. - Ucc máx.)	80	1000	V	495,6	☑
Tensión CC mínima de puesta en marcha (Udc arranque)	80		V	410,4	☑
Rango de tensión MPP (Umpp mín. - Umpp máx.)	210	800	V	410,4	☑
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable	80	800	V	495,6	☑
Número de entradas CC	2	4		1	☑
Máxima salida del generador FV (Pcc máx.)		6000	W	4400	☑

Tabla 10 – Comparativa entre el inversor Fronius y la instalación.

La tabla 10 muestra la comparativa entre el inversor Fronius y la instalación fotovoltaica en la casa rural.

Solaredge	min	max	unidades	CASA TERESA	Cumple
Número de seguidores MPP		2		1	☺
Máxima corriente de entrada (Idc max)		8	A	10,82	NO
Máxima corriente de cortocircuito		8,5	A	11,37	NO
Rango de tensión de entrada CC (Ucc mín. - Ucc máx.)	184	900	V	495,6	☺
Tensión CC mínima de puesta en marcha (Udc arranque)	184		V	410,4	☺
Rango de tensión MPP (Umpp mín. - Umpp máx.)	184	750	V	410,4	☺
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable	184	900	V	495,6	☺
Número de entradas CC	2	4		1	☺
Máxima salida del generador FV (Pcc máx.)		6750	W	4400	☺

Tabla 11 – Comparativa entre el inversor Solaredge y la instalación.

La tabla 11 muestra la comparativa entre el inversor Solaredge y la instalación fotovoltaica en la casa rural.

HUAWEI	min	max	unidades	CASA TERESA	Cumple
Número de seguidores MPP		2		1	☺
Máxima corriente de entrada (Idc max)		12,5	A	10,82	☺
Máxima corriente de cortocircuito		18	A	11,37	☺
Rango de tensión de entrada CC (Ucc mín. - Ucc máx.)	90	600	V	495,6	☺
Tensión CC mínima de puesta en marcha (Udc arranque)	100		V	410,4	☺
Rango de tensión MPP (Umpp mín. - Umpp máx.)	90	560	V	410,4	☺
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable	184	900	V	495,6	☺
Número de entradas CC		2		1	☺
Máxima salida del generador FV (Pcc máx.)		6900	W	4400	☺

Tabla 12 – Comparativa entre el inversor Huawei y la instalación.

La tabla 12 muestra la comparativa entre el inversor Huawei y la instalación fotovoltaica en la casa rural.

Respecto al precio de cada una de las marcas:

Marca	Potencia	Precio	Disponibilidad	Smart Metter	Precio Smart Metter	Precio total
FRONIUS	4	1.171,70 €	☑	☑	106,95 €	1.278,65 €
HUAWEI	4,6	1.049,00 €	☑	☑	204,48 €	1.253,48 €
SOLAREDGE	5	1.360,21 €	☑	☑	240,00 €	1.600,21 €

Tabla 13 – Precios de los inversores.

La tabla 13 muestra la comparativa de los precios de los inversores, así como la disponibilidad de estos, y de los Smart Metters y su precio.

El inversor seleccionado será el **HUAWEI SUN2000-4.6KTL**, al ser el más rentable de los tres y tener una potencia de salida más próxima a la de la potencia total de las placas. A parte, el Fronius tiene una salida máxima del generador algo menor que la del HUAWEI. Por otro lado, el Solaredge no cumple con todos los criterios de la instalación.

Además, el inversor Huawei cuenta con un software para visualizar la energía que están generando las placas en todo momento, muy sencillo de usar y con avisos por si ocurre alguna situación no deseada.

Puesto que ya se conoce cual será el inversor que se va a utilizar, se ha realizado un cálculo con los valores límite de temperatura registrados durante este último año en la población de Iglesuela del Cid. De esta forma se va a comprobar si la instalación funcionará correctamente durante todo el año.

## 8.10 - Estructura soporte

En la selección de la estructura que soportará las placas fotovoltaicas, así como el sistema de cableado hay que tener en cuenta diversos factores como:

- Tipo de tejado:
  - Tejado a dos aguas.
  - Una sola vertiente.
  - Cubierta plana.
- Forma de instalación:
  - Inclinado (añadiendo una estructura que optimice la inclinación de la instalación).
  - Coplanar (superpuesto a la forma del tejado)
  - Fachadas (las placas van integradas en la propia fachada).
- Cubierta del tejado:
  - Tejas flamencas
  - Fibrocemento
  - Chapa trapezoidal
  - Sándwich
  - Tejado de chapa
  - Betún/lámina
  - Chapa ondulada
- Medidas del tejado: (Una vez decidido el tipo de cubierta)
  - Longitud del tejado frontón - frontón
  - Longitud del tejado cumbrera
  - Altura sobre rasante
  - Longitud de correa
  - Inclinación del tejado
- Subestructura, y material de la subestructura
  - Vigas
  - Correa
  - Madera
  - Acero

En este caso el tejado es a dos aguas, inclinado, de tejas flamencas, y la subestructura está formada por vigas de madera. Debajo de las tejas hay una capa de cemento que las separa de las vigas.

Para montar las placas se va a emplear una estructura inclinada de fijación en tejados de teja. Este tipo de estructuras pueden ser montadas de dos formas, las dos igual de válidas.

### 8.10.1 – El método de fijación salva teja:

La fijación se ancla al cemento que soporta las tejas, y a ella va unida la pieza a la que después se une el perfil de fijación de los módulos, tal como se muestra en la siguiente imagen

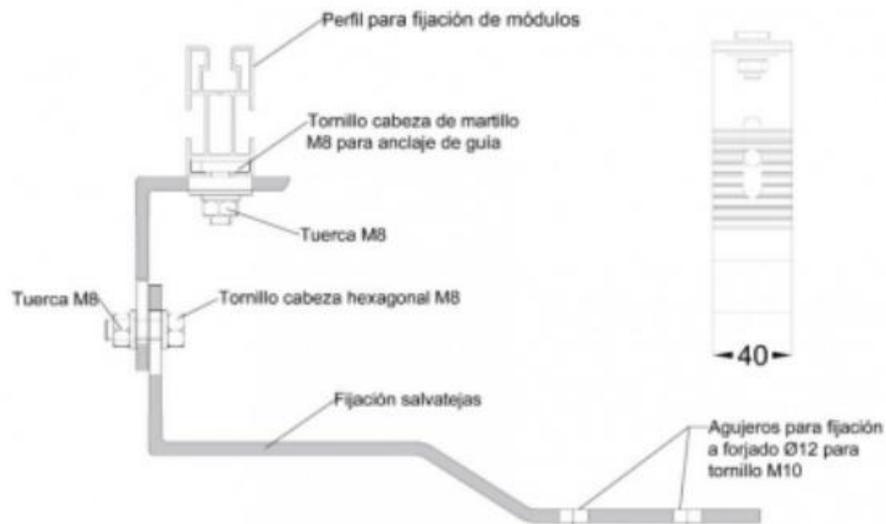


Figura 8 – Esquema de una pieza de fijación de la estructura fotovoltaica.

En la figura 8 se observa la pieza llamada salva teja, con las diferentes piezas que van unidas a ella.

Se fijaría de esta manera sobre el tejado:



Figura 9 – Forma de colocar la pieza

En la figura 9 aparece la manera de colocar la pieza salva teja entre dos tejas, para que se la estructura fotovoltaica se mantenga fija, y no dañe las tejas.

### 8.10.2 – Método de taladrado de teja y rasillón:

Sin realizar toda la labor que supone levantar las tejas, el otro método sería agujerear viga y teja y situar una varilla roscada a través del espacio que se ha abierto, sellándolo con taco químico para que no se creen goteras.



Figura 10 – Método de taladrado de la teja.

En la figura 10 se observan tres imágenes que explican este método: en la primera, la teja ya ha sido taladrada y la varilla ubicada en el agujero, en la segunda se ha colocado el taco químico que asegurará que no se filtre el agua a través del agujero, por último, aparece ya la estructura de soporte de la pieza sujeto por el L-Feet.

Tras haber fijado bien la varilla y observar que no queda ningún hueco por el que se pueda filtrar el agua, se corta dejando unos 4 o 5 cm, donde se pondrá la pieza llamada L-Feet. Esta se fija con una arandela y una tuerca a la varilla roscada, y por su otra cara, al soporte de los módulos de la misma manera.

Por cada dos placas que compartan un lado, se añadirán 2 inter clamps, que son piezas intermedias cuya finalidad es reforzar la estructura.



Figura 11 – Pieza interclamp.

En la figura 11 aparece la pieza interclamp, tiene un juego para admitir distintas anchuras de placa. La parte de abajo va apoyada en el soporte de la estructura, y la de arriba aprieta a los módulos contra el soporte.

Al final y al principio de cada fila de módulos se pondrán dos end clamps con el mismo objetivo que los inter clamps, darle consistencia a la estructura.



Figura 12 – Pieza end clamp.

En la figura 12 se observa la pieza end clamp. Aprieta con la parte en L el módulo sobre la estructura soporte, mientras que la pieza que tiene forma rectangular va dentro de los rieles de la estructura soporte, apoyándose en esta.

### 8.10.3 – Medidas de protección del edificio.

#### 8.10.2.1 – Plancha salva teja.

Dado que la estructura que vamos a utilizar va a variar el azimut que presenta el edificio, se van a utilizar unas planchas metálicas que irán soldadas a las patas de los perfiles de fijación de los módulos de la siguiente forma:

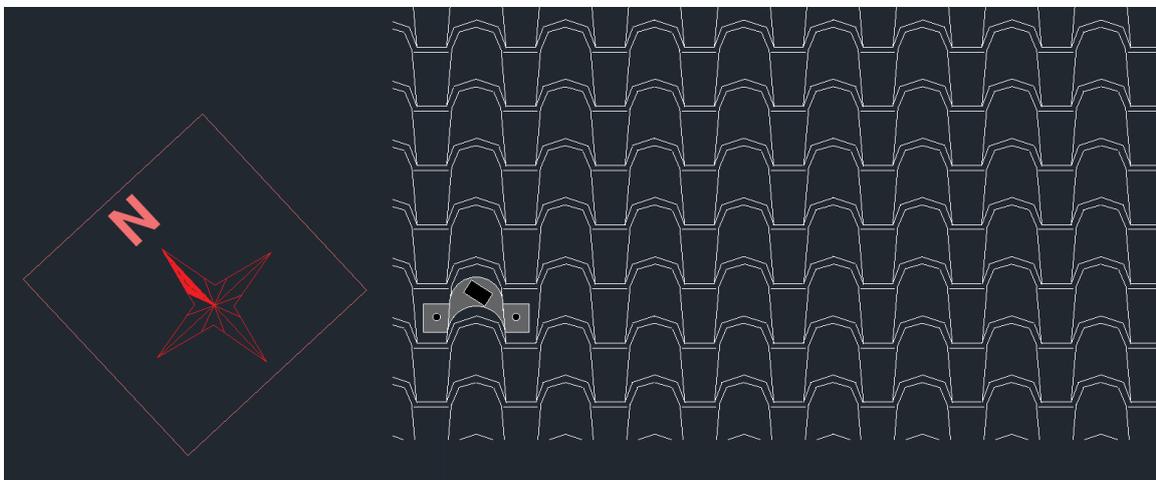


Figura 13 – Plancha salva teja.

En la figura 13 aparece un diseño propio, con la finalidad de proteger las tejas, y asegurar la estructura sobre el soporte, en los dos huecos negros irá la varilla roscada con el taco químico, y la parte que va taladrada sobre la parte más curva de la teja irá soldada sobre esta.

#### 8.10.2.2 – Plancha anti-turbulencias.

Como medida para solucionar los posibles problemas que aparecerán con las turbulencias que se formen en la parte trasera de los módulos se han diseñado unas planchas que irán soldadas a la estructura de soporte.

Estas se soldarán tras el montaje cuando la estructura esté orientada en  $35^\circ$  ( $35^\circ$  de la estructura +  $20^\circ$  del tejado) ya que una vez se haya soldado no se podrá variar la inclinación, además de que la plancha está diseñada para las dimensiones de la estructura con esa inclinación.



Figura 14 – Estructura inclinada

En la figura 14 aparece la estructura que va a soportar las placas fotovoltaicas.

Las planchas deben de ir en ambos lados y detrás de la estructura, con lo que habrá que cortar y soldar 12 placas:

- 4 placas triangulares con las siguientes dimensiones

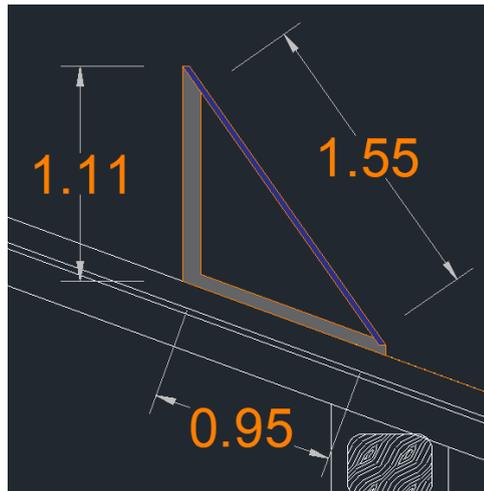


Figura 15 – Dimensiones de las planchas triangulares.

En esta figura se limitan las dimensiones que deberán tener las planchas triangulares para poder ser soldadas en la estructura.

- 8 placas rectangulares con las siguientes dimensiones:

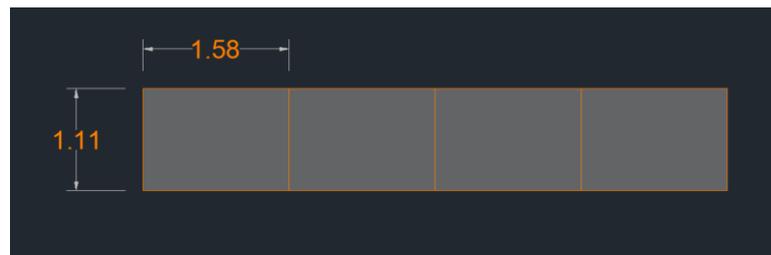


Figura 16 – Dimensiones de las planchas rectangulares.

En esta figura se limitan las dimensiones que deberán tener las planchas rectangulares para poder ser soldadas en la estructura.

### 8.10.3 – Decisión de la estructura.

A efecto de implementar un modo de instalación más sencillo y veloz, se realizará con el método en el que teja y rasillón son taladrados con taladro percutor. Todo ello a sabiendas de que supone un peligro para la casa que no se sellen bien todos los huecos realizados.

Por tanto, se necesita para la estructura de 12 módulos, con 2 filas de 6 módulos:

- 2 filas de soportes para estructura inclinada. Estos deben tener una longitud aproximada a la suma de la anchura de 6 módulos, más los inter clamps (6 x 1005 [mm] (1005 mm = anchura de los módulos) + 5 x 40 [mm] (anchura de los interclamps)) para las 2 filas de dichos soportes.
- 8 L-feet por cada fila de 6 placas, lo que hace un total de 16 L-feets.
- 4 end clamps por fila, lo que hace un total de 8.

- 10 inter clamps por cada fila de 6, lo que hace un total de 20 inter clamps.

### 8.10.3 – Medida de protección colectiva para los trabajadores.

Con motivo de proteger la vida de los operarios que instalen los módulos fotovoltaicos se ha colocado a lo largo de la cumbrera una línea de vida.

En los planos se encuentra más detallado el lugar exacto donde se colocará dicha línea de vida.

### 8.11 - Distribución de los módulos

La distribución de placas se hará teniendo en cuenta la manera en que sea más fácil subir los materiales desde el jardín, ya que el agua donde se van a colocar es la que da al mismo

Habrá que considerar realizar el acopio de material en una zona que permita empezar con la obra, sin que moleste a medida que este avance, y montarlos de la forma en que los operarios corran los menos riesgos posibles.

Ya que la estructura que se va a utilizar será inclinada, hay que tener en cuenta las sombras que se van a crear

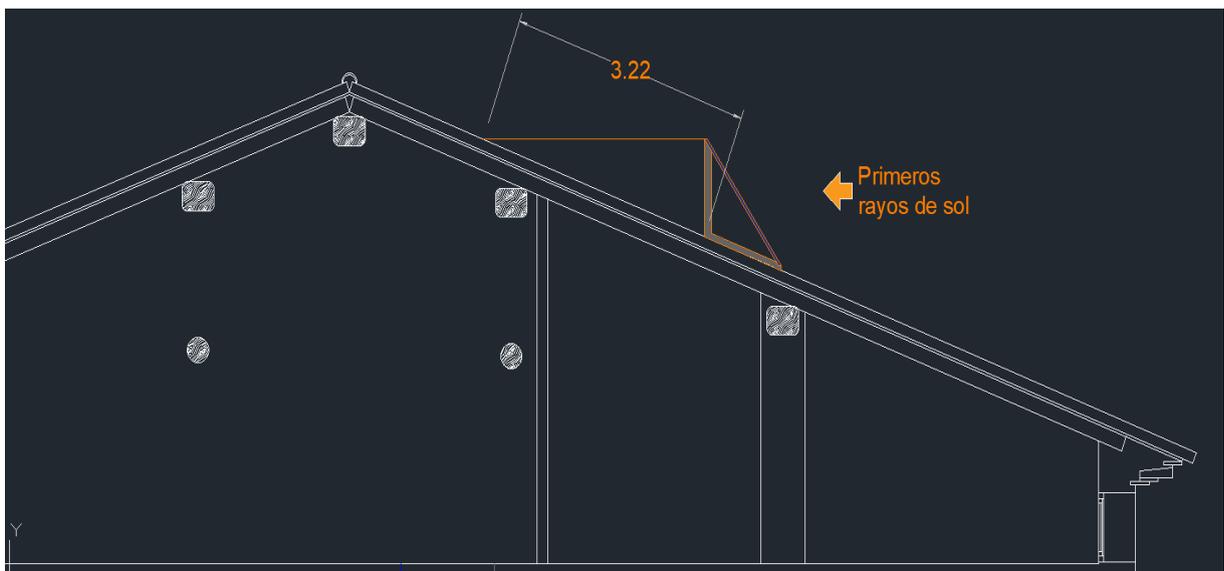


Figura 17 – Proyección de las sombras que generarán los módulos a primera hora de la mañana.

En la figura 17 se muestra la distancia a la que se deberán colocar las placas para que no se hagan sombras entre sí.

Con todo lo mencionado previamente, la distribución quedará de la siguiente forma:

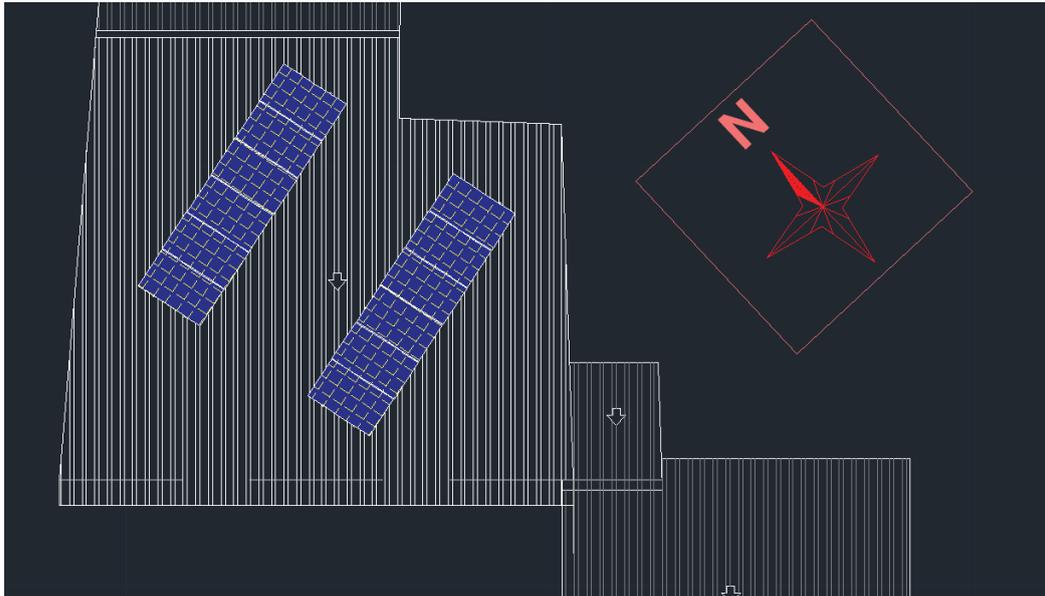


Figura 18 – Layout de la instalación.

La figura 18 muestra el layout de la instalación fotovoltaica, para que se aprecie el azimut se ha indicado hacia donde está el norte.

Por su parte, el inversor irá junto al cuadro de luces, situado en la planta baja, dentro de la cocina. De esta forma, se utilizará menos cableado para el interruptor del, y será más estético que si estuviera el cuadro por un lado y el inversor por otro.

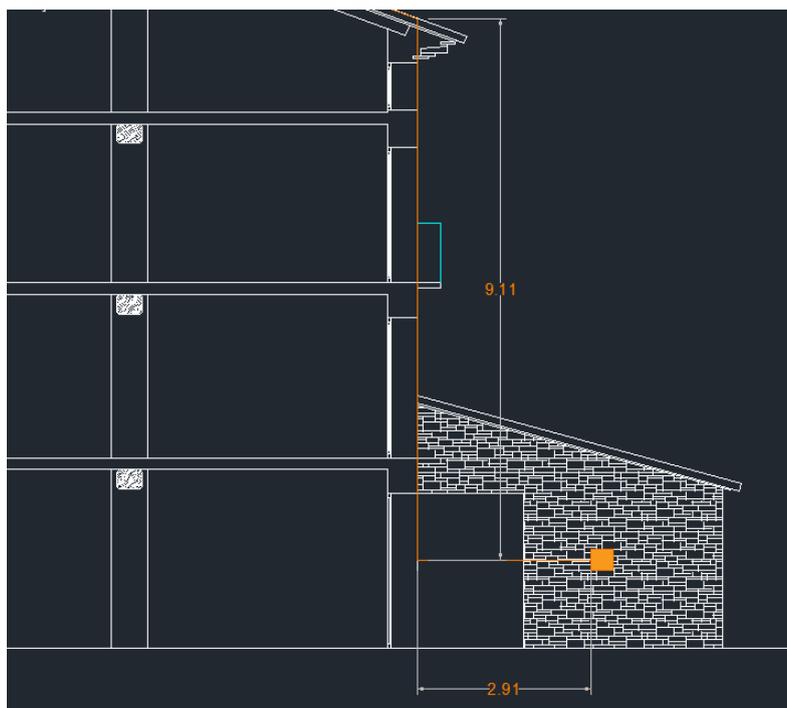


Figura 19 – Distancias de los cables hasta el inversor.

En la figura 19 aparece el inversor en la ubicación escogida (dentro de la cocina) y por tanto se puede obtener la longitud de cable que habrá desde el comienzo de la bajante hasta este.

Con toda esta información y la longitud de cableado que irá sobre el tejado, se puede deducir la longitud total desde la salida del inversor hasta la entrada de este.

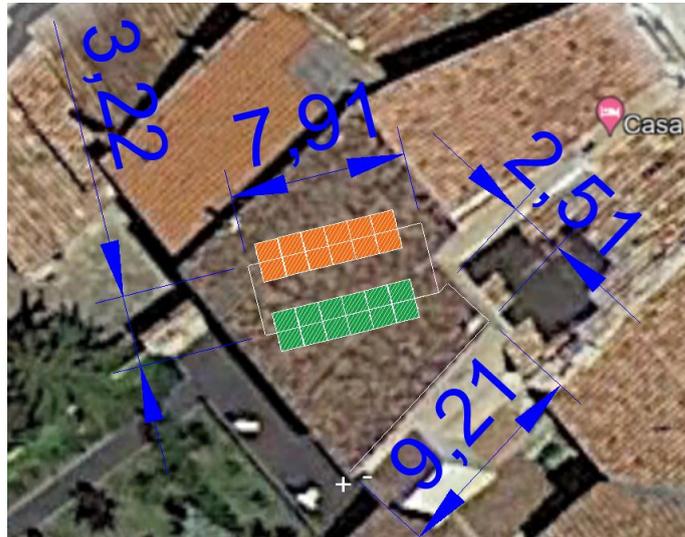


Figura 20 – Longitud del cableado sobre el tejado.

En la figura 20 se observan las dos líneas de módulos sobre el tejado, y el cableado distribuido sobre este.

La mayor cantidad de cableado en la fotovoltaica se concentra, tal y como era de suponer, en la zona del tejado. Para que fuera más fácil para los operarios, estuviera más recogido y el mantenimiento se realizara con mayor rapidez, el cable que va desde la cadena de módulos hasta la bajante se ha diseñado lo más próximo al borde del tejado.

Zona	Longitud del cableado [m]	(x2)
Sobre el tejado	23,15	46,3
Bajante	9,11	18,22
Cocina	2,91	5,82
Total		70,34

Tabla 14 – Longitud del cableado en la instalación fotovoltaica.

En la tabla 14 se muestra la longitud de cableado total en la instalación fotovoltaica. Se necesitará un total de 75 m de cable.

La superficie del cable en la instalación se calcula mediante el criterio térmico, y el de caída de tensión, este cálculo está realizado en el anexo de cálculos y su superficie será de 4 mm<sup>2</sup>.



## 8.12 - Funcionamiento de inversor y módulos

En este apartado se explicará cómo se van a conectar los módulos, se comentará cómo funciona la instalación y se mencionarán el resto de las características que no se han explicado anteriormente.

Los 12 paneles **Honey TSM-DE08M.08** de 370 W suman una potencia total de **4,44 kW**, a la entrada del inversor **HUAWEI SUN2000-4.6KTL**. Como se observa, la potencia de inversión es mayor a la del total de las placas, debido a que, al sobrar espacio en el tejado para colocar más módulos, sería posible una ampliación de potencia.

En cuanto a la conexión, se realizará en serie, dado que este tipo de paneles con las células partidas tienen la caja de diodos en el centro del panel, como se puede comprobar en la ficha técnica, y una longitud de cableado menor. Ello propicia que en el caso de que se quiera conectar las placas en paralelo, se tengan que realizar numerosos empalmes, con lo que se tendría que utilizar una mayor cantidad de cable.

Para conectar en serie, se unen el polo positivo con el negativo del cable uno a uno y los dos extremos al inversor. Es una manera muy sencilla de conectar; no obstante, pese al ahorro en cable que supone al pasar de un módulo a otro, se tienen que empalmar cuando se conecta el extremo más alejado del inversor.

### Conversión de corriente continua a alterna

El objetivo principal de las placas fotovoltaicas es poder consumir la energía procedente del sol. Este proceso se realiza en varios pasos, desde que se capta la luz solar hasta que se transforma en energía eléctrica.

- En primer lugar, mediante el llamado efecto fotovoltaico, la célula fotovoltaica convierte la luz solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. No todas las partículas que forman la luz solar, llamadas fotones, penetran en las células. Esto depende de la longitud de onda de dichas partículas, y solo las que pasan a través de las células se transforman en energía eléctrica. Los módulos fotovoltaicos están formados por estas células, en este caso, las placas seleccionadas tienen un total de 72 de estas células repartidas a lo largo y ancho de toda su superficie frontal.

- Para inyectar potencia a la red se necesita que la corriente sea alterna y no continua. Aquí es donde interviene el inversor de corriente, el cual transforma la corriente continua que circula desde las placas hasta la entrada de corriente del inversor. Al llegar al inversor pasa por un filtro de entrada EMI para suprimir la interferencia conducida, por un SPD que protege contra los posibles cambios en el funcionamiento del dispositivo y por un regulador de carga MPPT, hasta que llegan al circuito inversor, donde se hace la transformación.

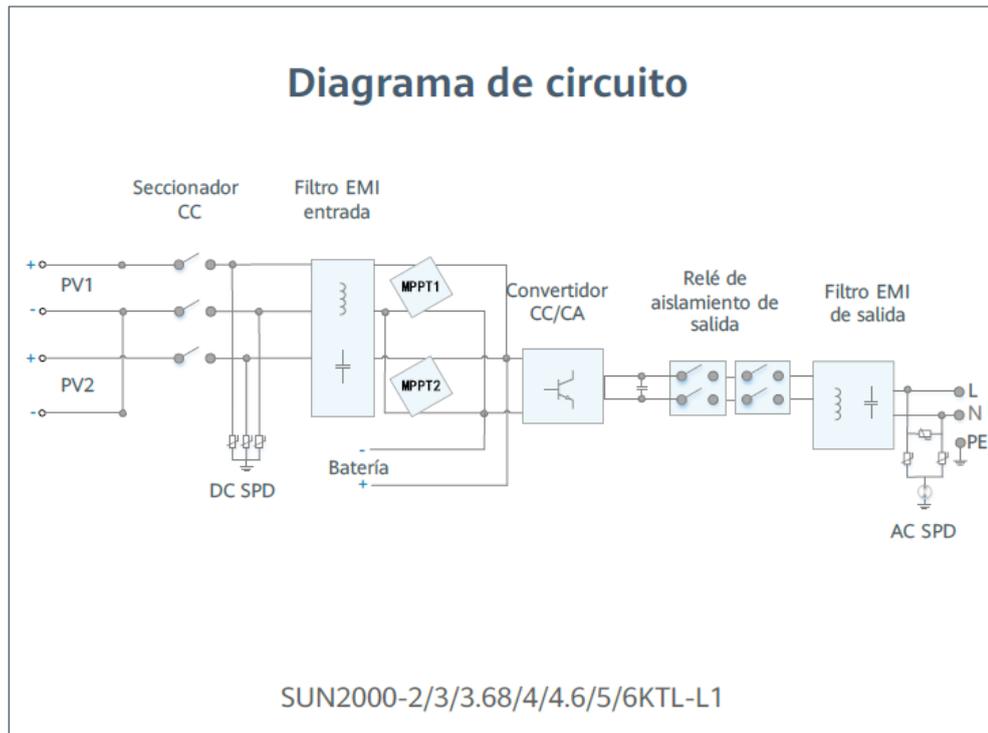


Figura 21 – Esquema unifilar del inversor.

En la figura 21 se observa el esquema unifilar del módulo Huawei SUN2000 – 4,6 KTL.

Modos de funcionamiento del inversor **HUAWEI SUN2000-4,6KTL**:

Modo de operación	Descripción
Espera	<p>Entra en modo de espera cuando el entorno exterior no cumple con los requisitos de funcionamiento. En este modo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Realiza continuamente comprobaciones de estado y pasa a modo de funcionamiento cuando se cumplen las condiciones.</li> <li>• Pasa al modo de apagado tras detectar un comando de apagado, o un fallo en la puesta en marcha.</li> </ul>
Funcionamiento	<p>En modo de funcionamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Convierte la potencia de CC procedente de los strings en potencia de CA y sirve de alimentación</li> </ul>

	<p>para la red eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rastrea el punto de potencia máxima para maximizar la salida del string.</li> <li>• Si detecta un fallo o un comando de apagado, pasa a modo de apagado.</li> <li>• Pasa al modo de espera después de detectar que la potencia de salida del string no es la adecuada para conectar a la red eléctrica y generar potencia.</li> </ul>
Apagado	En el modo de apagado, pasa al modo de espera después de detectar un comando de arranque o una rectificación del fallo.

Tabla 15 – Modos de funcionamiento del inversor.

La tabla 15 explica los distintos modos de funcionamiento que hay automatizados en el inversor.

La tensión a circuito abierto por panel es de 41,3 V, para cada string de 12 módulos será de 495.6 V DC.

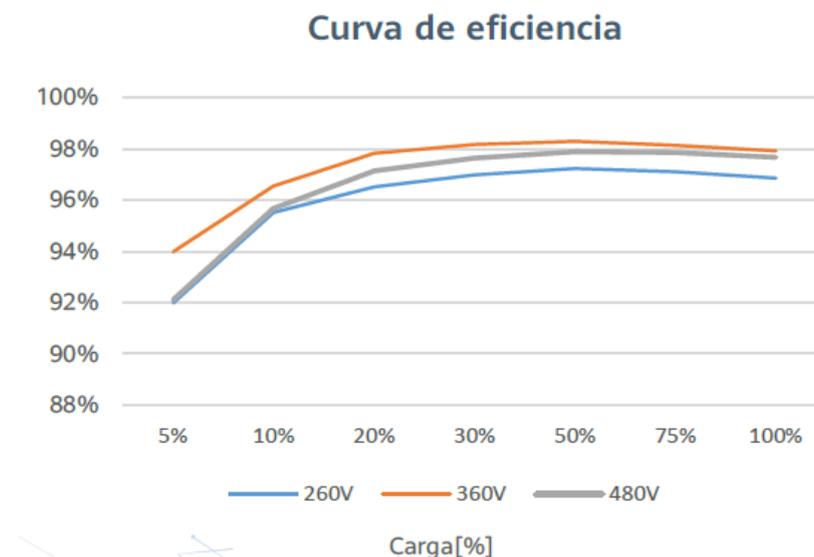


Figura 22 – Curva de eficiencia.

En la figura 22 se observa la curva de eficiencia del inversor que se va a utilizar en la instalación.

Para esta tensión la curva de eficiencia marca aproximadamente un 98%. Otra opción sería separar la instalación en dos strings de 6 módulos, donde la

tensión a circuito abierto tan solo alcanzaría los 247,8 V, disminuyendo de esta forma la eficiencia al 97%.

La tensión simple de la instalación será de 90 ~ 600 V DC.



Figura 23 – Módulo que se va a utilizar.

En la figura 23 se observa el módulo Trina solar Honey TSM 370 W.

#### Aspectos eléctricos:

- Potencia unitaria ( $P_{MAX}$ ): 370 W
- Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ): 41,3 V
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{MPP}$ ): 34,2 V
- Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): 11,37 A
- Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{MPP}$ ) 10,82 A
- Tolerancia en la potencia: 0/+5 W

#### Aspectos mecánicos:

- Longitud: 1763 mm
- Anchura: 1040 mm
- Espesor: 35 mm
- Peso: 20 kg

### 8.13 – Cálculo de las emisiones de CO2 evitadas por la instalación

Para poder visualizar la importancia de que el propio consumidor sea el mismo que se genere la energía que consume, se va a realizar un cálculo conciso sobre las emisiones que se dejan de emitir en este tipo de instalaciones.

El cálculo se basa en obtener las toneladas equivalentes de petróleo a la generación de la instalación. Una vez conocidas las toneladas equivalentes de petróleo que se han ahorrado, con un factor de conversión se obtiene las toneladas de CO2 que se han evitado.

ANEXO II

FACTORES DE CONVERSIÓN			
<b>ENERGÍA ELÉCTRICA</b>			
	ENERGÍA FINAL	ENERGÍA PRIMARIA	EMISIONES
Energía Eléctrica General	0,086 tep/MWh final	0,190 tep/MWh final	3,84 tCO <sub>2</sub> /tep final
Energía Eléctrica Baja Tensión	0,086 tep/MWh final	0,200 tep/MWh final	4,05 tCO <sub>2</sub> /tep final

Figura 24 – Tabla obtenida de la Orden de la convocatoria de subvenciones de eficiencia energética y Energías Renovables de La Región de Murcia del año 2019.

En esta figura se observa la tabla procedente del anexo II de la Orden de la convocatoria de subvenciones de eficiencia energética y Energías Renovables de La Región de Murcia del año 2019.

Donde:

- tep: toneladas equivalentes de petróleo.
- tCO<sub>2</sub>: toneladas de CO<sub>2</sub>.

Mediante el software online PVGIS se ha calculado cual será la potencia que generen las placas fotovoltaicas. Recordamos que esta generación era la siguiente:

Mes	Generación mensual (kWh)
Enero	524,24
Febrero	531,4
Marzo	582,73
Abril	549,84
Mayo	558,25
Junio	543,67
Julio	601,03
Agosto	596,12
Septiembre	554,53
Octubre	558,38
Noviembre	505,27
Diciembre	509,81

Tabla 16 – Generación mensual fotovoltaica.

En la tabla 16 se muestra la generación fotovoltaica que se ha calculado previamente con la aplicación online PVGIS.

La generación anual por tanto será de 6615,27 kWh, con toda esta información se obtiene que:

Mes	Generación mensual (kWh)	tep ahorradas	tCO2 evitadas
Enero	524,24	0,105	0,425
Febrero	531,4	0,106	0,430
Marzo	582,73	0,117	0,472
Abril	549,84	0,110	0,445
Mayo	558,25	0,112	0,452
Junio	543,67	0,109	0,440
Julio	601,03	0,120	0,487
Agosto	596,12	0,119	0,483
Septiembre	554,53	0,111	0,449
Octubre	558,38	0,112	0,452
Noviembre	505,27	0,101	0,409
Diciembre	509,81	0,102	0,413
		1,323	5,358

Tabla 17 – Toneladas de petróleo y de CO2 evitadas.

En la tabla 17 se muestra el resultado de los cálculos medioambientales realizados.

Con la instalación fotovoltaica se evitarán un total de 5,358 toneladas de CO2 anualmente.

## 8.14 – Uso de otras fuentes de energía renovable

En caso de que fuese necesario para realizar una aproximación más exhaustiva a la potencia a generar ideal, se realizará un pequeño estudio sobre la viabilidad de añadir a la instalación fotovoltaica una mini eólica, aprovechando que en la provincia de Teruel suelen haber abundantes rachas de viento.

La energía eólica se diferencia entre dos tipos:

1. Las turbinas de generación de eje horizontal: estas son las que se suelen observar en el campo con tres aspas, su generación de energía es mayor que la de los de eje vertical, pero soportan peor las tensiones que ocasionan las turbulencias, y necesitan mayores velocidades de viento para funcionar
2. Las turbinas de generación de eje vertical: son idóneas para instalaciones entre edificios, más fáciles de instalar y con un menor coste de mantenimiento que las de eje horizontal.

Por estos motivos, se hará un breve estudio sobre la necesidad de añadir a la instalación una turbina de eje vertical.

Puesto que el mercado de los mini aerogeneradores de eje vertical domésticos está mucho menos desarrollado que el de los aerogeneradores, se ha supuesto que en la instalación se va a añadir un aerogenerador de la marca Ryse Energy, con una potencia nominal de 3 kW y una velocidad de arranque de 2 m/s.

Se ha realizado un estudio mediante la aplicación de la propia marca.

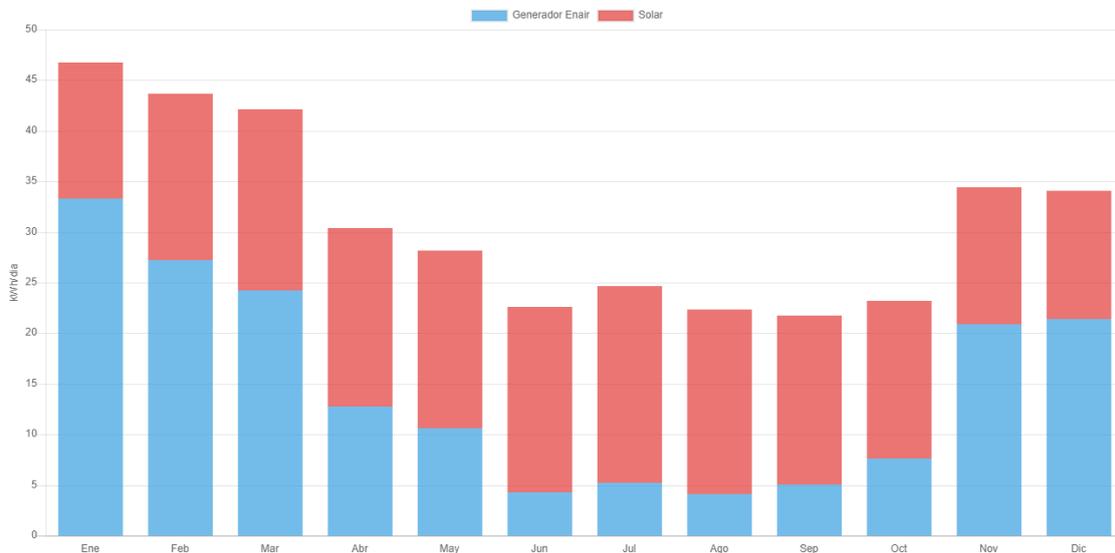


Figura 25 – Generación diaria según el mes

En la figura 25 se puede observar cual es la distribución de la generación de energía eólica a lo largo del año.

Como se muestra en la tabla las turbinas de energía eólica consiguen generar mucha más energía durante los meses invernales, que en los estivales, esto es lo contrario que sucede con la fotovoltaica, a la cual se le saca más partido

en los meses veraniegos, en los que los días son más largos. Por tanto se puede decir que la combinación de ambas energías encaja a la perfección.

En el caso en el que se añadiese la eólica a la instalación se sustituiría la estructura de soporte por una coplanar, la cual tiene una distribución más similar a la que se aprecia en la figura anterior.

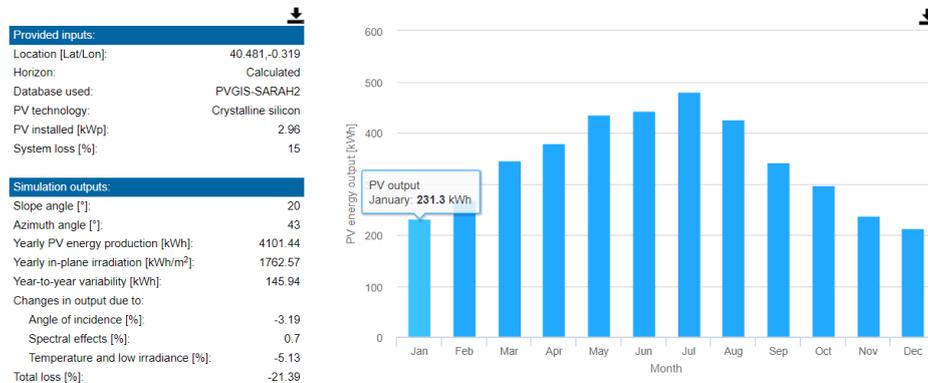


Figura 26 – Generación mensual en PVGIS 5.

En la figura 26 se puede observar una una gráfica de la generación que supodría en Iglesuela del Cid una instalación de 2,96 kW con estructura coplanar (20° de inclinación, y +43 de azimuth).

Mes	Consumo medio mensual (kWh)	Generación fotovoltaica (kWh)	Generación eólica mensual(kWh)	Generación eólica diaria(kWh)
Enero	502	231,30	270,70	8,73
Febrero	502	269,27	232,73	7,51
Marzo	401,455	346,22	55,23	1,78
Abril	401,455	379,70	21,75	0,70
Mayo	479,063	434,90	44,16	1,42
Junio	479,063	442,81	36,25	1,17
Julio	417,049	479,54	0	0
Agosto	417,049	426,65	0	0
Septiembre	391,475	342,55	48,93	1,58
Octubre	391,475	297,94	93,54	3,02
Noviembre	487,619	237,16	250,46	8,08
Diciembre	487,619	213,41	274,21	8,85

Tabla 18 – Generación que deberían hacer las turbinas para alcanzar el consumo medio.

En la tabla 18 se puede observar cual es la generación que debería aportara la eólica para cumplir con la necesidad de energía.

En los meses estivales la diferencia de energía alcanzaba mínimos negativos (cosa que es físicamente imposible), por lo que se ha igualado a 0. Como se conoce la energía generada por la turbina de la marca Ryse Energy de 19000 W de potencia nominal, se va a realizar una comparativa que muestra cual sería la

potencia generada por un mini aerogenerador del fabricante AECEVAN de 8000 W de potencia nominal teniendo en cuenta los parámetros de ambos generadores.

Mes	Generación necesaria (kWh/día)	Generador Ryse Energy (kWh/día)	Generador AECEVAN (kWh/día)
Enero	8,73	34	14,32
Febrero	7,51	27	11,37
Marzo	1,78	24	10,11
Abril	0,70	13	5,47
Mayo	1,42	11	4,63
Junio	1,17	4	1,68
Julio	0,00	5	2,11
Agosto	0,00	4	1,68
Septiembre	1,58	5	2,11
Octubre	3,02	8	3,37
Noviembre	8,08	21	8,84
Diciembre	8,85	22	9,26

Tabla 19 – Comparación entre la generación necesaria y la que aportan las dos marcas.

En la figura 19 se puede observar cual es la generación de las diferentes marcas.

Puesto que faltan datos sobre los rangos de funcionamiento del generador AECEVAN en función del viento que haga, se ha comparado con el Ryse Energy en función de su potencia nominal, y estos son los valores que se han obtenido, que superan con creces la generación necesaria.

El precio del generador AECEVAN es de 539,99 €, y se podría conectar al MPP del inversor que no se va a ser utilizado por la fotovoltaica.

Como conclusión sobre la viabilidad de tener ambos tipos de energía funcionando a la vez, desde el punto de vista técnico es interesante, pero como con la disposición de placas que se ha dispuesto se abarca toda la energía necesaria, además, la instalación que se ha diseñado es más simple. Por tanto no sería rentable la inclusión de un mini aerogenerador.

### 8.15 – Compensación de excedentes.

La compensación de excedentes es un método de vertido a red que se viene implantando cada día con mayor frecuencia. Ello es debido a que la energía generada que no se puede consumir se tiene que verter de nuevo a la red, en el caso de que no se cuente con baterías.

Por un lado, el autoconsumo sin excedentes no hay vertido a red. Este método requiere de un mecanismo anti vertido que impida la inyección a la red de transporte. Este mecanismo lo que hace realmente es informar al controlador dinámico de potencia de que se está generando más de lo que se consume, actuando sobre el inversor, lo que provoca que se extraiga una menor cantidad de energía de las placas fotovoltaicas.

Lo más conveniente sería tener una batería instalada tras el inversor. Esto permitiría almacenar lo que no se fuese a consumir mientras las placas estén en funcionamiento, para así aprovechar toda la potencia que tengan los módulos.

Por el otro, en el autoconsumo con excedentes la energía eléctrica excedentaria se puede inyectar a la red eléctrica de transporte y distribución. Dentro de este tipo de autoconsumo hay otros dos subtipos:

- En el método con excedentes acogido a compensación, la energía vertida a red se compensa en la factura del consumidor. Para poder acogerse a la compensación de excedentes, la fuente de energía debe de ser renovable y la potencia total no debe superar los 100 kW. Solo puede haber un contrato de suministro para el consumo asociado y para los servicios auxiliares de producción, y que se suscriba un contrato de compensación de excedentes entre productor y consumidor.
- En el caso con excedentes no acogido a compensación, la energía que no se consume se vuelca a la red y se vende en el mercado eléctrico.

En este caso, se utilizará el método con excedentes acogido a compensación debido a la diferencia entre los consumos de fin de semana, cuando la casa rural tiene inquilinos, y entre semana, cuando tan solo están los consumos empleados por el personal de la limpieza.

Para poder acogerse a la compensación de excedentes es necesario rellenar varios formularios. El procedimiento requerido para el suministro de autoconsumo con excedentes acogido a compensación es competencia del Gobierno de Aragón. Aunque en cada comunidad autónoma se siguen unos procedimientos muy similares entre ellos, no están unificados, dado que el permiso para que un consumidor empiece a producir y a vender los dan las propias comunidades y no el Gobierno de España. El proceso suele tardar entre 2 y 4 meses, por lo que es recomendable empezar a realizarlo una vez se conozca exactamente cuáles serán los parámetros de la instalación.



## 9 – Estudio económico.

### 9.1 – Coste de la energía generada por la fotovoltaica.

Desde el 1 de junio de 2021 se unificaron todos los contratos de menos de 15 kW, desde entonces los usuarios que se ven acogidos a estas tarifas tienen un peaje con discriminación horaria en los términos de potencia y energía organizado como se ve a continuación:

#### Tarifa One Luz 3 Periodos de Endesa

Consumo	Potencia
<b>Punta:</b> 0.2525 €/kWh <b>Llano:</b> 0.2061 €/kWh <b>Valle:</b> 0.1745 €/kWh	<b>Punta:</b> 0.0927 €/kW día <b>Valle:</b> 0.0219 €/kW día

#### Horarios de la tarifa de luz de Endesa con DH

Tramo	Horario entre semana	Horario fin de semana
Punta	10-14h y 18-22h	-
Llano	08-10h, 14-18h y 22-00h	-
Valle	00-08h	24 horas

Figura 27 – Tarifa de la marca Endesa.

En la figura 27 aparecen las características de la tarifa que está contratada en la casa rural.

El consumo en la casa rural resulta difícil de analizar ya que por lo general está ocupada los fines de semana mientras que entre semana se procede con el mantenimiento y limpieza.

Por tanto, para el cálculo de la viabilidad de las placas fotovoltaicas se tomará que todas las horas en las que la casa no se encuentre en pleno funcionamiento, bastará con la energía que se compense.

Mientras que en los horarios de pleno funcionamiento solo se tendrá en cuenta como energía procedente de la fotovoltaica aquellas horas en las que el consumo coincida con las horas de sol.

El personal de limpieza está contratado de lunes a viernes de 09:00 hasta las 13:00, es decir 4 horas en las que la casa estará a pleno funcionamiento. El fin de semana no se puede deducir ninguna fórmula ya que cada cliente que la alquile tendrá sus propias costumbres, con lo que se va a tomar que la casa está a pleno funcionamiento desde las 12:00 hasta las 02:00.

Teniendo en cuenta los precios obtenidos de la Tarifa One Luz 3 de Endesa, se va a calcular el ahorro de luz en un año teniendo en cuenta las horas de funcionamiento mencionadas anteriormente, y la factura de la luz que se ha proporcionado anteriormente. Se tendrá en cuenta que la casa está a pleno funcionamiento:

- De lunes a viernes:
  - 09 – 10 horas en período llano.
  - 10 – 13 horas en período punta.
- Fin de semana:
  - 12 – 02 horas en período valle.

De estas horas las únicas que no coinciden con horario de sol son las referentes al fin de semana de 19 a 02, por tanto, estas no se tendrán en cuenta a la hora de calcular el dinero ahorrado.

Para calcular el coste mensual se va a utilizar la siguiente fórmula

$$C. e = h. periodo * \text{€}e, c * p. c * \text{días del período}$$

Donde:

- C.e: Coste de la energía mensual [€]
- H.período: Horas en las que se trabaja dentro del período del que se está calculando el coste. [horas]
- €e,c: Precio de la electricidad consumida [€/kWh], es fija para cada período.
- P,c: Potencia contratada [kWh]
- Días del período: Días al mes en el que funciona el período que se está calculando.

Periodo	Horas del periodo	Coste energía (€/kWh)	Días	Potencia contratada (kW)	Coste mensual (€)
Punta	3	0,2525	23	13,856	241,41
Llano	1	0,2061	23	13,856	65,68
Valle	5	0,1745	8	13,856	96,71
					403,8026368
Periodo	Horas del periodo	Peaje potencia (€/kWh)	Días	Potencia contratada(kW)	Coste mensual (€)
Punta	3	0,0927	23	13,856	88,63
Llano	1	0,0219	23	13,856	6,98
Valle	5	0	8	0	0
					95,61
				Total sin IVA (€)	499,41
				IVA (21%)	104,88
				Total (€)	604,28

Tabla 20 – Coste de la energía generada por la instalación fotovoltaica.

En esta tabla se muestra cual es el coste de la energía que generará la fotovoltaica mensualmente

Coste anual (€)	7251,42
-----------------	---------

A la hora de calcular el resto de los parámetros económicos, se contarán estos costes como los beneficios.

## 9.2 – Cálculo de los parámetros económicos.

Para conocer la rentabilidad de la instalación se van a realizar los cálculos de los parámetros conocidos como VAN, TIR y PR.

Para ello, se han empleado los valores recientemente calculados, como los beneficios, o ingresos, y los de la factura de la luz como los egresos.

n	Flujo de Egresos	Flujo de Ingresos	Flujo de efectivo neto
1	2.293,33 €	7.251,42 €	4.958,09 €
2	2.293,33 €	7.251,42 €	4.958,09 €
3	2.293,33 €	7.251,42 €	4.958,09 €
4	2.293,33 €	7.251,42 €	4.958,09 €
5	2.293,33 €	7.251,42 €	4.958,09 €

Tabla 21 – Valores de los flujos.

En la tabla 21 se observan los valores de los distintos flujos necesarios para el cálculo de los parámetros económicos.

Se va a tomar un interés del 10% y un número de períodos de tiempo de 5, y la inversión inicial será equivalente al coste total de la instalación, 10702,26 €.

Materiales	Unidades	Precio	Total
Cable Flexible Libre Halógenos 4 mm <sup>2</sup> EXZHELLENT CPR 750V General Cable (CAJA 100 METROS)	1	66,50 €	66,50 €
Cable Flexible Libre Halógenos 2,5 mm <sup>2</sup> EXZHELLENT CPR 750V General Cable (CAJA 200 METROS)	1	83,98 €	83,98 €
Cable Flexible Libre Halógenos 1,5 mm <sup>2</sup> EXZHELLENT CPR 750V General Cable (CAJA 200 METROS)	1	55,90 €	55,90 €
Tuercas (100 unidades) 10 mm	1	11,30 €	11,30 €
Arandelas (50 unidades) 10 mm	1	6,50 €	6,50 €
End-Clam (35/40 mm)	4	0,99 €	3,96 €
Inter-Clam (35/40 mm)	10	1,43 €	14,30 €
L-Feet (35/40 mm)	8	1,57 €	12,56 €
Taco químico	5	5,59 €	27,95 €
Varilla roscada (1000 mm longitud)	13	1,69 €	21,97 €
Chapa negra 2000 x 1500 x 1,5 mm <sup>3</sup>	10	44,72 €	447,20 €
Soporte (6 módulos)	2	364,00 €	728,00 €
Módulo	12	181,99 €	2.183,88 €
Inversor	1	1.049,00 €	1.049,00 €
Smart metter	1	204,48 €	204,48 €
Diferencial In = 40 A, sensibilidad = 300 mA	1	71,98 €	71,98 €
Diferencial In = 40 A, sensibilidad = 30 mA	12	32,90 €	394,80 €
Interruptor autom. I <sub>a</sub> = 10 A	42	9,00 €	378,00 €
Línea de vida (5 - 20 m)	1	104,54 €	104,54 €
			5.866,80 €

Tabla 22 – Coste de los materiales.

En la tabla 22 se observa el coste de cada uno de los materiales que se van a emplear en la instalación.

Descripción	Unidades	Precio	Total
Materiales	1	5.866,80 €	5.866,80 €
Transporte material	1	300,00 €	300,00 €
Protecciones individuales	1	200,00 €	200,00 €
Gastos ingeniería	150 (h)	20,00 €	3.000,00 €
Gastos operarios	24 (h)	60,00 €	1.440,00 €
<b>Total</b>			<b>10.806,80 €</b>

Tabla 23 – Presupuesto total.

En la tabla 23 se observa la suma de todos los costes asociados a la instalación, consistiendo este valor en el que se va a emplear a continuación como inversión inicial ( $I_0$ ).

El VAN o valor actual neto es un indicador financiero que sirve para determinar la viabilidad de un proyecto. Si tras medir los flujos de los futuros ingresos y egresos y descontar la inversión inicial queda alguna ganancia, el proyecto es viable.

Cálculo del VAN:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC}{(1+i)^j}$$

Donde:

- $I_0$ : Inversión inicial en el proyecto.
- FC: Flujo de caja o flujo de efectivo neto, equivale a la diferencia entre el flujo de ingresos y de egresos.
- n: Número de períodos de tiempo.
- i: Interés.

El TIR o tasa interna de retorno es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión.

Cálculo de la TIR:

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC}{(1+TIR)^j}$$

El PR o período de retorno es el tiempo que se tardará en volver a obtener mediante los beneficios un valor equivalente a la inversión inicial.

Cálculo del período de retorno:

$$PR = \frac{I_0}{FC \text{ promedio anual}}$$

Estos parámetros están calculados en el anexo y sus valores son los que se observan a continuación:

VAN	TIR	PR
7.988,26 €	36%	2,179630001

Que el  $VAN > 0$  demuestra que el proyecto es rentable, ya que el valor actual neto es mayor que la inversión.

Que el  $TIR > k$ , donde  $k$  es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo de VAN, significa que la tasa de rendimiento interno que se obtendrá será mayor a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión. El valor del TIR es muy elevado puesto a que las facturas de luz son del año 2019, y los cálculos de los beneficios en la fotovoltaica se han generado con precios del segundo trimestre del año 2022.

Para que el proyecto sea lo más rentable se busca que el PR sea lo más próximo posible a 0.

## 10 – Conclusión.

Tras conocer los resultados obtenidos de los parámetros económicos se puede decir que la instalación sería muy rentable ya que  $TIR = 36\%$ , y el VAN es positivo. Además de que se prevé un ahorro de 6615,27 kWh que se traduce en un ahorro monetario y de generación de CO<sub>2</sub>. También hay que mencionar que si se tiene en cuenta la vida útil de los módulos e inversor (25 años), la generación asciende a 165381,75 kWh, teniendo en cuenta que este valor se vería reducido con los años debido a la pérdidas producidas por el deterioro de las células fotovoltaicas se podría aproximar a unos 150000 kWh.

## DOCUMENTO 2

## ANEXOS



## 1 – Dimensionado de conductores en la instalación eléctrica.

La determinación del número de circuitos y de los cuartos o zonas que los formarán, se basará en los parámetros previamente referenciados en el punto 8.1 del documento memoria.

Para realizar una posible futura ampliación de la casa rural en hotel rural, se deberá dimensionar de forma que en cada habitación haya un cuadro de luces, ya que, según la normativa vigente, estos deben estar presentes en cada dormitorio.

El resto de las derivaciones que no pertenecen a los dormitorios están diferenciados por la distancia que separa unas de otras, de forma que cada circuito quedará agrupado en:

Línea	Circuito	NºTomas/Receptores	Nombre de la línea
Habitación 1, Planta 1	C1	5	1
Habitación 1, Planta 1	C2	7	2
Baño	C5	2	3
Lavadora 1ºPiso	C4	1	25
Secadora 1ºPiso	C10	1	26
C1+C2+C5+C4+C10			A
Habitación 1, Planta 2	C1	5	4
Habitación 1, Planta 2	C2	7	5
Baño	C5	2	6
Lavadora 2ºPiso	C4	1	27
Secadora 2ºPiso	C10	1	28
C1+C2+C5+C4+C10			B
Habitación 2, Planta 1	C1	7	7
Habitación 2, Planta 1	C2	8	8
Baño	C5	2	9
C1+C2+C5			C
Habitación 2, Planta 2	C1	7	10
Habitación 2, Planta 2	C2	8	11
Baño	C5	2	12
C1+C2+C5			D
Habitación 3, Planta 1	C1	4	13
Habitación 3, Planta 1	C2	6	14
Baño	C5	2	15
C1+C2+C5			E
Habitación 3, Planta 2	C1	4	16
Habitación 3, Planta 2	C2	6	17
Baño	C5	2	18

C1+C2+C5			F
Habitación 4, Planta 1	C1	7	19
Habitación 4, Planta 1	C2	8	20
Baño	C5	2	21
C1+C2+C5			G
Habitación 4, Planta 2	C1	7	22
Habitación 4, Planta 2	C2	8	23
Baño	C5	2	24
C1+C2+C5			H
Buhardilla	C1	6	29
Buhardilla	C2	15	30
C1+C2			I
Pasillos 1º y 2º piso y escalera	C1	6	31
	C2	14	32
C1+C2			J
Hall	C1	6	33
Hall	C2	8	34
Baños	C5	4	35
C1+C2+C5			K
Salón, patio, y almacén	C1	13	36
Salón, patio, y almacén	C2	11	37
C1+C2			L
Sala de máquinas	C8	1	38
Cocina	C1	6	39
Cocina - Lavavajillas	C4	1	40
Cocina - Horno	C3	1	41
Cocina	C5	10	42
	C1+C3+C5+C4		M

Tabla 24 – Circuitos que conforman la instalación eléctrica.

En la tabla 24 se observan los circuitos y como están agrupados de toda la instalación eléctrica.

Queda dividido en 12 líneas que conforman la instalación, cada una de estas formada por los circuitos mencionados con anterioridad.

## 1.1 – Características de los circuitos.

A partir de ahora, las líneas y los circuitos serán referidas con un número en el caso de los circuitos, y con una letra para las líneas, y no con el nombre de la dependencia de la que proceden.

El siguiente paso será calcular la intensidad prevista en los circuitos ya definidos, para obtener la intensidad nominal del dispositivo de protección.

Para ello se ha hecho uso de las tablas presentes en la guía ITC BT – 25. De la siguiente tabla se han extraído las diferentes potencias que se han utilizado para cada nombre de línea en función del tipo de circuito que sea cada una de ellas.

Circuito de utilización	Potencia prevista por toma (W)	Factor simultaneidad Fs	Factor utilización Fu	Tipo de toma (7)	Interruptor Automático (A)	Máximo nº de puntos de utilización o tomas por circuito	Conductores sección mínima mm <sup>2</sup> (5)	Tubo o conducto Diámetro mm (3)
C <sub>1</sub> Iluminación	200	0,75	0,5	Punto de luz <sup>(9)</sup>	10	30	1,5	16
C <sub>2</sub> Tomas de uso general	3.450	0,2	0,25	Base 16A 2p+T	16	20	2,5	20
C <sub>3</sub> Cocina y horno	5.400	0,5	0,75	Base 25 A 2p+T	25	2	6	25
C <sub>4</sub> Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	0,66	0,75	Base 16A 2p+T combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A <sup>(8)</sup>	20	3	4 <sup>(6)</sup>	20
C <sub>5</sub> Baño, cuarto de cocina	3.450	0,4	0,5	Base 16A 2p+T	16	6	2,5	20
C <sub>8</sub> Calefacción	<sup>(2)</sup> ---	---	---	---	25	---	6	25
C <sub>9</sub> Aire acondicionado	<sup>(2)</sup> ---	---	---	---	25	---	6	25
C <sub>10</sub> Secadora	3.450	1	0,75	Base 16A 2p+T	16	1	2,5	20
C <sub>11</sub> Automatización	<sup>(4)</sup> ---	---	---	---	10	---	1,5	16

Figura 28 – Tabla procedente de la guía de la ITC BT – 25.

En la figura 28 se observa la manera en la que proceder a calcular los parámetros de una vivienda.

De forma que:

$$I = \frac{P * N^{\circ}Tomas}{\sqrt{3} * V * \cos(\Phi)}$$

Donde:

- P: Potencia (W).
- V: Voltaje (V).
- Cos (Φ): Factor de potencia.

Nombre de la línea	NºTomas/Receptores	Potencia (W)	Voltaje (V)	FP	Intensidad prevista (A)
1	5	200	400	1	1,443
2	7	3450	400	1	34,858
3	2	3450	400	1	9,959
25	1	3450	400	1	4,980
26	1	3450	400	1	4,980
A					
4	5	200	400	1	1,443
5	7	3450	400	1	34,858
6	2	3450	400	1	9,959
27	1	3450	400	1	4,980
28	1	3450	400	1	4,980
B					
7	7	200	400	1	2,021
8	8	3450	400	1	39,837
9	2	3450	400	1	9,959
C					
10	7	200	400	1	2,021
11	8	3450	400	1	39,837
12	2	3450	400	1	9,959
D					
13	4	200	400	1	1,155
14	6	3450	400	1	29,878
15	2	3450	400	1	9,959
E					
16	4	200	400	1	1,155
17	6	3450	400	1	29,878
18	2	3450	400	1	9,959
F					
19	7	200	400	1	2,021
20	8	3450	400	1	39,837
21	2	3450	400	1	9,959
G					
22	7	200	400	1	2,021
23	8	3450	400	1	39,837
24	2	3450	400	1	9,959
29	6	200	400	1	
30	15	3450	400	1	1,732
I					74,695
31	6	200	400	1	
32	14	3450	400	1	1,732
J					69,715
33	6	200	400	1	
34	8	3450	400	1	1,732
35	4	3450	400	1	39,837

K					19,919
36	13	200	400	1	
37	11	3450	400	1	3,753
L					54,776
38	1	5750	400	1	
39	6	200	400	1	8,299
40	1	3450	400	1	1,732
41	1	5400	400	1	4,980
42	10	3450	400	1	7,794
M					49,796

Tabla 25 – Cálculo de la intensidad prevista.

En la tabla 25 se observan intensidad calculada empleando la guía ITC BT – 25.

La intensidad prevista es la intensidad que habrá por toma o receptor sin tener en cuenta los factores de corrección que se explican a continuación, y lo cuales aparecen en la figura 28.

El valor de la intensidad en cada circuito se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$I = n * I_p * F_s * F_u$$

Donde:

- n: Número de tomas o receptores
- Ip: Intensidad prevista por toma o receptor (A).
- Fs: Factor de simultaneidad.
- Fu: Factor de uso.

Estos valores varían en función del tipo de circuito, como se observa en la ilustración siguiente.

Nombre de la línea	Intensidad prevista (A)	Factor de simultaneidad	Factor de utilización	Intensidad (A)
1	1,443	0,75	0,5	0,541
2	34,858	0,2	0,25	1,743
3	9,959	0,4	0,5	1,992
25	4,980	0,66	0,75	2,465
26	4,980	1	0,75	3,735
A				17,459
4	1,443	0,75	0,5	0,541
5	34,858	0,2	0,25	1,743
6	9,959	0,4	0,5	1,992
27	4,980	0,66	0,75	2,465
28	4,980	1	0,75	3,735
B				17,459
7	2,021	0,75	0,5	0,758

8	39,837	0,2	0,25	1,992
9	9,959	0,4	0,5	1,992
C				6,774
10	2,021	0,75	0,5	0,758
11	39,837	0,2	0,25	1,992
12	9,959	0,4	0,5	1,992
D				6,774
13	1,155	0,75	0,5	0,433
14	29,878	0,2	0,25	1,494
15	9,959	0,4	0,5	1,992
E				5,598
16	1,155	0,75	0,5	0,433
17	29,878	0,2	0,25	1,494
18	9,959	0,4	0,5	1,992
F				5,598
19	2,021	0,75	0,5	0,758
20	39,837	0,2	0,25	1,992
21	9,959	0,4	0,5	1,992
G				6,774
22	2,021	0,75	0,5	0,758
23	39,837	0,2	0,25	1,992
24	9,959	0,4	0,5	1,992
H				6,774
29	1,732	0,75	0,5	0,650
30	74,695	0,2	0,25	3,735
I				5,480
31	1,732	0,75	0,5	0,650
32	69,715	0,2	0,25	3,486
J				5,169
33	1,732	0,75	0,5	0,650
34	39,837	0,2	0,25	1,992
35	19,919	0,4	0,5	3,984
K				9,464
36	3,753	0,75	0,5	1,407
37	54,776	0,2	0,25	2,739
L				5,183
38	8,299	1	1	8,299
39	1,732	0,75	0,5	0,650
40	4,980	0,66	0,75	2,465
41	7,794	0,5	0,75	2,923
42	49,796	0,4	0,5	9,959
M				24,610

Tabla 26 – Cálculo de la intensidad.

En la tabla 26 se observan intensidad que circulará por cada circuito.

1.2 – Dimensionado de conductores por el criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

### 1.2.1 – Criterio térmico.

Tras sacar la intensidad de cada circuito, será más fácil aplicar el criterio térmico, según el cual obtenemos una sección de cable en función de la intensidad que puede circular por dicho conductor.

Los parámetros para obtener la sección del cableado son:

- Material del que este hecho – Para esta instalación se empleará cobre
- Método de instalación – Los cables se encuentran alojados en el interior de paredes aislantes, método A2. Este es el método más restrictivo, pudiendo utilizar otro en caso de ser necesario.
- PVC o XLPE – Policloruro de vinilo (PVC) en este caso.
- Monofásico o trifásico – Al ser una instalación interior de una vivienda sin consumos muy elevados ni largos conductores será monofásico, en la tabla está nombrado como 2x o 3x, siendo equivalente monofásico a 2x.

La sección de los conductores, y por tanto la I (A) que pueda circular por ellos, vendrá dada por la tabla que se puede observar en esta ilustración.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x		2x		3x		2x			
			PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>1)</sup>			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a 0.3D <sup>2)</sup>					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a D <sup>2)</sup>					3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>		
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>2)</sup>							3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR	
<b>Cobre</b>	mm <sup>2</sup>	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
120				208	225	240	267	284	314	348	455	
150				236	260	278	310	338	363	404	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Figura 29 – Tabla de intensidades de la guía ITC BT – 19.

En la figura 29 se muestra la tabla que aparece en la guía ITC BT – 19, que muestra que Intensidad corresponde cada superficie de conductor, en función del material con el que esté hecho y el método con el que esté instalado.

Para que estos datos sean correctos y por tanto, se cumpla el criterio térmico, se tiene que dar que:

$$I_z \text{ (Intensidad recogida en la tabla)} > I \text{ (Intensidad en cada circuito)}$$

Los resultados se pueden comprobar en la próxima tabla, después del apartado 1.4.2.

### 1.2.2 – Criterio de caída de tensión

Como se ha explicado previamente, la  $\Delta V$  (%) max será de 4,5% para el alumbrado y del 6,5% para el resto de los usos.

En este caso, para obtener la sección de los conductores, se ha calculado con la  $\Delta V$  (%) max desde los consumos hasta las derivaciones individuales (3% para el alumbrado y 5% para el resto de los consumos). Todo ello pese a que la longitud que se emplea para cada una de ellas es la que va desde los consumos hasta la centralización de contadores.

Para obtener la caída de tensión se empleará la siguiente fórmula:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * \rho * l * P}{S * U^2} * 100$$

Donde:

- $\rho$ : resistividad térmica del conductor [ $(\Omega * \text{mm}^2) / \text{m}$ ]
- $l$ : longitud del cable (m)
- $P$ : Potencia prevista, teniendo en cuenta los factores de uso y de simultaneidad (W).
- $S$ : Sección del cable ( $\text{mm}^2$ ).
- $U$ : Voltaje del sistema (400 V para baja tensión).

Para que estos datos sean correctos y por tanto se cumpla el criterio de caída de tensión se tiene que dar que:

$$\Delta V(\%)_{max} > \Delta V(\%)_{línea}$$

Nombre de la línea	Intensidad (A)	Iz (A)	Sección(mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	$\rho$ (mm <sup>2</sup> * $\Omega$ /m)	$\Delta V(\%)$ max	$\Delta V(\%)$
1	0,541	11,5	1,5		0,0225	3%	0,138
2	1,743	11,5	1,5		0,0225	5%	0,444
3	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,507
25	2,465	11,5	1,5		0,0225	5%	0,627
26	3,735	11,5	1,5		0,0225	5%	0,951
A	17,459	21	4	19,62	0,0225		1,667
4	0,541	11,5	1,5		0,0225	3%	0,157
5	1,743	11,5	1,5		0,0225	5%	0,506
6	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,578
27	2,465	11,5	1,5		0,0225	5%	0,715
28	3,735	11,5	1,5		0,0225	5%	1,084
B	17,459	21	4	22,37	0,0225		1,900
7	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,207
8	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,545
9	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,545
C	6,774	11,5	1,5	21,09	0,0225		1,853
10	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,234
11	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,616
12	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,616
D	6,774	11,5	1,5	23,84	0,0225		2,095
13	0,433	11,5	1,5		0,0225	3%	0,088
14	1,494	11,5	1,5		0,0225	5%	0,303
15	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,404
E	5,598	11,5	1,5	15,62	0,0225		1,135
16	0,433	11,5	1,5		0,0225	3%	0,110
17	1,494	11,5	1,5		0,0225	5%	0,380
18	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,507
F	5,598	11,5	1,5	18,37	0,0225		1,425
19	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,193
20	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,507
21	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,507
G	6,774	11,5	1,5	23,89	0,0225		1,724
22	0,758	11,5	1,5		0,0225	3%	0,193
23	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,507
24	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,507
H	6,774	11,5	1,5	26,64	0,0225		1,724
29	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,201
30	3,735	11,5	1,5		0,0225	5%	1,158
I	5,480	11,5	1,5		0,0225		1,699
31	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,178
32	3,486	11,5	1,5		0,0225	5%	0,955
J	5,169	11,5	1,5	21,12	0,0225		1,416
33	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,223
34	1,992	11,5	1,5		0,0225	5%	0,685
35	3,984	11,5	1,5		0,0225	5%	1,370
K	9,464	11,5	1,5		0,0225		3,254
36	1,407	11,5	1,5		0,0225	3%	0,416

37	2,739	11,5	1,5		0,0225	5%	0,810
L	5,183	11,5	1,5	22,8	0,0225		1,533
38	8,299	11,5	1,5	4	0,0225	5%	1,292
39	0,650	11,5	1,5		0,0225	3%	0,118
40	2,465	11,5	1,5		0,0225	5%	0,448
41	2,923	11,5	1,5		0,0225	5%	0,531
42	9,959	11,5	1,5		0,0225	5%	1,809
M	24,610	27	6	4	0,0225		4,470

Tabla 1 – Parámetros del criterio térmico y de caída de tensión de la instalación eléctrica

En la tabla 1 se pueden observar las variables que se han empleado para calcular el criterio térmico, y el de caída de tensión.

## 2 – Protecciones en la instalación eléctrica.

### 2.1 – Protección contra sobrecargas.

Son dos los criterios a la hora de seleccionar las protecciones contra sobrecargas:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$

Donde:

$I_b$ : Hace referencia a la Intensidad que circula por la línea, en la tabla anterior se le llama Intensidad (A).

$I_n$  o Calibre: Intensidad nominal del magnetotérmico o interruptor automático. (En función de la potencia

$I_z$ : Intensidad sacada de la tabla de la ITC BT – 19, es la referente a la intensidad límite que pasará por un conductor

- $I_2 = 1,6 * I_n \leq 1,45 * I_z$

Donde:

$I_2$ : Valor equivalente a 1,6 veces el calibre.

### 2.2 – Protección contra cortocircuitos.

También son dos los criterios:

- $PdC > I_{cc, \text{máx.}}$

Donde:

$PdC$ : Potencia a la que corta el magnetotérmico y así deja de circular la corriente.

$I_{cc, \text{máx}}$ : Intensidad máxima que puede circular por la línea cuando se da un cortocircuito, su fórmula es:

$$I_{cc, \text{máx}} = \frac{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}{\sqrt{(\sum(Rt^2) + \sum(Xl^2))}}$$

- $If5s \text{ o } I_a < I_{cc, \text{mín.}}$

Donde:

Ia o If5s: Equivale a la intensidad a la que se produce el corte de las curvas características I – t aceptable, y de la curva I – t de extinción del fusible, o a la intensidad de fusión del fusible a los 5 segundos. En este caso se va a utilizar la If5s, ya que no se conocen las curvas de los magnetotérmicos.

Icc,mín: Intensidad mínima que se dará cuando haya un cortocircuito, su fórmula es:

$$I_{cc, \min} = \frac{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}{\sqrt{(\sum(Rt^2) + \sum(Xl^2))}}$$

Icc, mín. y Icc, máx. en este caso solo varían entre sí en el número de conductores. Estos se ven representados en las fórmulas por las variables Rt y Xl, las cuales se calculan de la siguiente forma:

$$Rt = \rho * \frac{l}{S}$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad térmica [mm<sup>2</sup>\*Ω/m].

l: Longitud del circuito.

S: Sección del conductor

$$Xl = 80 \frac{m\Omega}{km} \text{ para cables tripolares}$$

$$Xl = 130 \frac{m\Omega}{km} \text{ para cables unipolares}$$

Todo esto siempre que  $S \geq 120$ , sino  $Xl = 0$ .

Con toda esta información se puede obtener las características que necesitaremos en los magnetotérmicos:

Nombre de la línea	Rlínea (mΩ)	Icc max (kA)	Icc min (kA)	In (A)	I2 (A)	1,45Iz	PdC (kA)
1	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
2	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
3	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
25	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
26	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
A	0,110		1,247				
4	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
5	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
6	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
27	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
28	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
B	0,126		1,151				
7	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
8	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
9	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
C	0,316		0,591				
10	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
11	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
12	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
D	0,357		0,535				
13	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
14	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
15	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
E	0,234		0,748				
16	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
17	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
18	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
F	0,275		0,660				
19	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
20	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
21	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
G	0,358		0,534				
22	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
23	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
24	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
H	0,399		0,487				
29	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
30	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
I	0,358		0,533				
31	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
32	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
J	0,316		0,590				
33	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
34	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5

35	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
K	0,397		0,489				
36	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
37	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
L	0,342		0,555				
38	0,180		0,443			16,675	4,5
39	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
40	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
41	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
42	0,075	3,083		10	16	16,675	4,5
M	0,210		0,811				

Tabla 2. Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos

En la tabla 2 se pueden observar los parámetros que se han empleado para calcular las protecciones necesarias contra sobrecargas y cortocircuitos.

Para esta instalación habrá suficiente con magnetotérmicos de 10 A de calibre y 4,5 kA de PdC.

### 2.3 – Protecciones de las personas.

En este apartado se van a realizar los cálculos pertinentes a la instalación de puesta a tierra para un esquema TT con protección mediante interruptores diferenciales.

En total se añadirán tantos diferenciales con estas características como número de agrupaciones de cables haya, los cálculos se han realizado en el anexo 1, obteniéndose un total de 12 diferenciales con:

$$I_a = 0,03 A \text{ y } I_n = 40 A$$

Donde:

- $I_a$ : Sensibilidad de la protección diferencial (A).
- $I_n$ : Corriente nominal (A).

Al ser una vivienda con electrificación elevada, la suma de las pérdidas en los circuitos puede producir diferencias de fases, por tanto se añade un interruptor diferencial aguas arriba del resto de interruptores diferenciales con las siguientes características.

$$I_a = 0,3 A \text{ y } I_n = 40 A$$

La puesta a tierra se realizará mediante picas de 2 metros de longitud en un suelo con una resistividad  $\rho = 3000 \Omega \cdot m$  (la propia del hormigón). A la hora de seleccionar la puesta a tierra se va a emplear la sensibilidad de 0,03 A

- $U_L$ : Tensión límite convencional, tiene un valor para locales húmedos o conductores (24 V), y otra para el resto de los casos (50 V). Como en este ejemplo se está calculando para una casa rural se tomará el valor del resto de casos [V]

$$U_L = 50 \text{ V}$$

Número y disposición de las picas	Relación D/L							k
	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	
2 en línea	1,17	1,12	1,09	1,07	1,06	1,05	1,05	
3 en línea	1,26	1,18	1,14	1,11	1,09	1,08	1,07	
3 en triángulo	1,34	1,23	1,18	1,15	1,12	1,1	1,09	
4 en línea	1,43	1,29	1,23	1,18	1,15	1,13	1,12	
4 en cuadrado	1,46	1,32	1,25	1,2	1,17	1,14	1,13	

Figura 30 – Relación entre la distancia y la longitud de las picas.

En la figura 30 se puede observar la relación que guardan entre sí la longitud de las picas y la distancia que las separa entre sí.

La condición para que la protección sea la adecuada es que:

$$R_t \leq \frac{U_L}{I_s} = R_{t, \text{máx.}} = \frac{50}{0,03} = 1667 \Omega$$

$$R_{t, \text{máx.}} = \frac{50}{0,03} = 1667 \Omega$$

Para una sola pica la resistencia que ejercerá en dicho suelo será:

$$R_{t, 1 \text{ pica}} = \frac{\rho}{L}$$

$$R_{t, 1 \text{ pica}} = \frac{3000}{2} = 1500 \Omega$$

Como una sola pica en un electrodo en anillo de 4x3 m<sup>2</sup> bastará para proteger toda la instalación, incluso teniendo en cuenta la fotovoltaica.

### 3 – Cálculos en la instalación fotovoltaica.

#### 3.1 – Cálculo de parámetros.

Según la ficha técnica del módulo Honey TSM – 370 W a 25 ° C en funcionamiento normal, trabaja a 34,2 V, para corregir este valor se calcula la temperatura promedio del panel que habrá en Iglesuela del Cid mediante la fórmula:

$$T^{\circ}\text{PANEL} = T^{\circ}\text{AMB} + \frac{T^{\circ}\text{ONC} - 20}{800} * \text{RSOLAR}$$

$T^{\circ}\text{PANEL}$  = Temperatura promedio a la que trabajará el panel en la localidad indicada (°C).

$T^{\circ}\text{AMB}$  = Temperatura obtenida de los datos recopilados (°C).

$T^{\circ}\text{ONC}$  = Temperatura de operación de la célula. En las fichas técnicas también es llamada NOCT (Nominal Operating Cell Temperatura) (°C).

$\text{R}_{\text{SOLAR}}$  = Radiación solar obtenida en datos recopilados (W/m<sup>2</sup>).

Los valores de 20 °C y de 800 W/m<sup>2</sup> son constantes.

Mediante esta fórmula se calculará la temperatura a la que trabajará el panel durante el día más frío del año y durante el más caluroso, para así conocer los casos límites.

Temperatura más fría del año:

$$T^{\circ}\text{PANEL frío} = 7 [^{\circ}\text{C}] + \frac{43 [^{\circ}\text{C}] - 20 [^{\circ}\text{C}]}{800 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]} * 390 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$$

$$T^{\circ}\text{PANEL frío} = 18,2125 [^{\circ}\text{C}] = 291,3625 [^{\circ}\text{K}]$$

Temperatura más caliente del año:

$$T^{\circ}\text{PANEL caliente} = 25 [^{\circ}\text{C}] + \frac{43 [^{\circ}\text{C}] - 20 [^{\circ}\text{C}]}{800 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]} * 930 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$$

$$T^{\circ}\text{PANEL caliente} = 51,735 [^{\circ}\text{C}] = 324,8875 [^{\circ}\text{K}]$$

Una vez conocidos estos valores, se calcularán mediante los porcentajes de variación de las variables de los módulos fotovoltaicos, los valores reales de estas mismas variables. Por cada grado Kelvin que varíe respecto al valor a temperatura ambiente, los valores que se mencionan a continuación variarán en un:

- Coeficiente de temperatura de la potencia máxima =  $-0.34\% / ^\circ\text{K}$
- Coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto =  $-0.25\% / ^\circ\text{K}$
- Coeficiente de temperatura de la intensidad de sobrecarga =  $0.04\% / ^\circ\text{K}$

Potencia máxima:

- $P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{ambiente} = 370 \text{ [W]}$
- $P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{máxima} = 370 \text{ [W]} - (T^{\circ}\text{PANEL caliente } [^{\circ}\text{K}] - T^{\circ}\text{ambiente } [^{\circ}\text{K}]) * \text{coef}T^{\circ}\text{dePotMAX}$

$$P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{máxima} = 370 - (324,8875 - 298,15) * 0,34$$

$$P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{máxima} = 360,91 \text{ [W]}$$

- $P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{mínima} = 370 \text{ [W]} - (T^{\circ}\text{ambiente } [^{\circ}\text{K}] - T^{\circ}\text{PANEL frío } [^{\circ}\text{K}]) * \text{coef}T^{\circ}\text{dePotMAX}$

$$P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{mínima} = 370 - (298,15 - 291,3625) * 0,34$$

$$P_{MAX} \text{ a } T^{\circ}\text{mínima} = 367,69 \text{ [W]}$$

Voltaje en circuito abierto:

- $V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{ambiente} = 41,3 \text{ [V]}$
- $V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{máxima} = 41,3 \text{ [V]} - (T^{\circ}\text{PANEL caliente } [^{\circ}\text{K}] - T^{\circ}\text{ambiente } [^{\circ}\text{K}]) * \text{coef}T^{\circ}\text{deVoc}$

$$V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{máxima} = 41,3 - (324,8875 - 298,15) * 0,25$$

$$V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{máxima} = 34,62 \text{ [V]}$$

- $V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{mínima} = 41,3 \text{ [V]} - (T^{\circ}\text{ambiente } [^{\circ}\text{K}] - T^{\circ}\text{PANEL frío } [^{\circ}\text{K}]) * \text{coef}T^{\circ}\text{deVoc}$

$$V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{mínima} = 41,3 - (298,15 - 291,3625) * 0,25$$

$$V_{oc} \text{ a } T^{\circ}\text{mínima} = 39,6 \text{ [V]}$$

Intensidad de sobrecarga:

- $I_{sc} \text{ a } T^{\circ}\text{ambiente} = 11,37 \text{ [A]}$

- $I_{sc} a T^{\circ}m\acute{a}xima = 11,37 [A] + (T^{\circ}PANEL\ caliente [^{\circ}K] - T^{\circ}ambiente [^{\circ}K]) * coefT^{\circ}deI_{sc}$

$$I_{sc} a T^{\circ}m\acute{a}xima = 11,37 + (324,8875 - 298,15) * 0,04$$

$$I_{sc} a T^{\circ}m\acute{a}xima = 12,44 [A]$$

- $I_{sc} a T^{\circ}m\acute{in}ima = 11,37 [A] - (T^{\circ}ambiente [^{\circ}K] - T^{\circ}PANEL\ fr\acute{o} [^{\circ}K]) * coefT^{\circ}deI_{sc}$

$$I_{sc} a T^{\circ}m\acute{in}ima = 11,37 - (298,15 - 291,3625) * 0,04$$

$$I_{sc} a T^{\circ}m\acute{in}ima = 11,64 [A]$$

En resumen:

	Pmax (W)	Voc (V)	Isc (A)
T.ambiente	370	41,3	11,37
T.máx.	360,91	34,62	12,44
T.mín.	367,69	39,6	11,64

HUAWEI	mín.	máx.	T.amb.	T.máx.	T.mín.	Cumple
Número de seguidores MPP		2	1	1	1	☑
Máxima corriente de entrada (I <sub>dc</sub> max) (A)		12,5	10,82	10,82	10,82	☑
Máxima corriente de cortocircuito (A)		18	11,37	12,44	11,64	☑
Rango de tensión de entrada CC (U <sub>cc</sub> mín. - U <sub>cc</sub> máx.) (V)	90	600	495,6	415,44	475,2	☑
Tensión CC mínima de puesta en marcha (U <sub>dc</sub> arranque) (V)	100		410,4	410,4	410,4	☑
Rango de tensión MPP (U <sub>mpp</sub> mín. - U <sub>mpp</sub> máx.) (V)	90	560	410,4	410,4	410,4	☑
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable (V)	184	900	495,6	415,44	475,2	☑
Número de entradas CC		2	1	1	1	☑
Máxima salida del generador FV (P <sub>cc</sub> máx.) (W)		6900	4400	4330,9	4412,28	☑

Tabla 27 – Comparativa entre los parámetros del inversor y los de la instalación fotovoltaica.

En la tabla 27 se observan los diferentes parámetros de funcionamiento del inversor, y su comparativa con los de la instalación fotovoltaica.

Una vez conocidos estos valores se puede decir que el diseño del string de 12 módulos, para el inversor de 4,6 kW, es válido.

### 3.2 – Criterio térmico.

Mediante el criterio térmico se va a calcular si la distribución es adecuada para el inversor que se ha seleccionado.

Al ser el mismo proceso que en el apartado anterior, no se va a explicar con detalle el procedimiento.

$$Potencia\ total = 370\ [W] * 12 = 4400\ kW$$

$$Intensidad\ prevista = \frac{P_{total}}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I_{prevista} = \frac{4440}{\sqrt{3} * 400} = 6,41$$

Se va a aplicar el factor de corrector debido a agrupación de 2 cables, para el método A2. Factor de corrección = 0.8

$$I_b = \frac{6.41}{0,8} = 8,0125\ A$$

Para el método A2, con una superficie de 1,5 mm<sup>2</sup> la intensidad que se obtiene de la tabla es de 11,5 A, ( $I_b < I_{tabla}$ ).

### 3.3 – Criterio de la caída de tensión.

Para una centralización de contadores, la variación de tensión máxima en circuito fotovoltaico será del 3%. Con esta información junto con la proporcionada anteriormente, se puede calcular la variación de voltaje en la línea fotovoltaica:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * \rho * l * P}{S * U^2} * 100$$

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 0,02247 * 75 * 4440}{1,5 * 400^2} * 100$$

$$\Delta V(\%) = 6.24\%$$

Como  $\Delta V(\%) > \Delta V(\%)_{max}$ , hay que aumentar la superficie de cable hasta 4, con lo que saldrá:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 0,0225 * 75 * 4440}{4 * 400^2} * 100$$

$$\Delta V(\%) = 2,34\%$$

Por tanto, la superficie de conductor adecuada para la instalación será de 4 mm<sup>2</sup>.



#### 4 – Protecciones en la línea fotovoltaica.

Como medida de protección del lado de DC (corriente continua) se instalará una toma a tierra desde las estructuras de soporte de los módulos, a parte el propio inversor cuenta con un interruptor seccionador para proteger de los cortocircuitos y de dispositivos de protección contra sobretensiones, como se muestra en la figura 21.

Para el lado de AC (corriente alterna), a continuación, se van a realizar los cálculos pertinentes para obtener las protecciones que protegerán contra sobre corrientes y cortocircuitos:

##### 4.1 – Protección contra sobrecargas.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Como se sabe que

$$I_b = 8,0125 \text{ A, y que } I_z = 11,5 \text{ A, se puede deducir que } I_n = 10 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 * I_n \leq 1,45 * I_z$$

$$1,6 * I_n = 16 \leq 1,45 * I_z = 16,75$$

Por tanto, sí que cumpliría ambas condiciones, y el calibre correcto para el magnetotérmico sería de 10 A.

##### 4.2 – Protección contra cortocircuitos.

$$PdC > I_{cc, \text{máx.}}$$

$$I_{cc, \text{máx}} = \frac{\frac{Un}{\sqrt{3}}}{\sqrt{Rt^2}}$$

$$I_{cc, \text{máx}} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{\sqrt{(\rho * \frac{l}{S} * 10^{-3})^2}} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{\left(\frac{1}{44,5} * \frac{75}{4}\right) * 10^{-3}}$$

$$I_{cc, \text{máx}} = 0,548 \text{ kA}$$

Con que haya un fusible con un poder de corte de 1 kA se cumplirá la condición, ya que es la única restricción que se puede conocer en la línea fotovoltaica. De

todas formas, se ha calculado cual será la intensidad de fusión del fusible a los 5 segundos.

En este caso, como se está tratando de proteger una instalación fotovoltaica se ha empleado un fusible con curva gpV.

## CARACTERÍSTICAS t-I

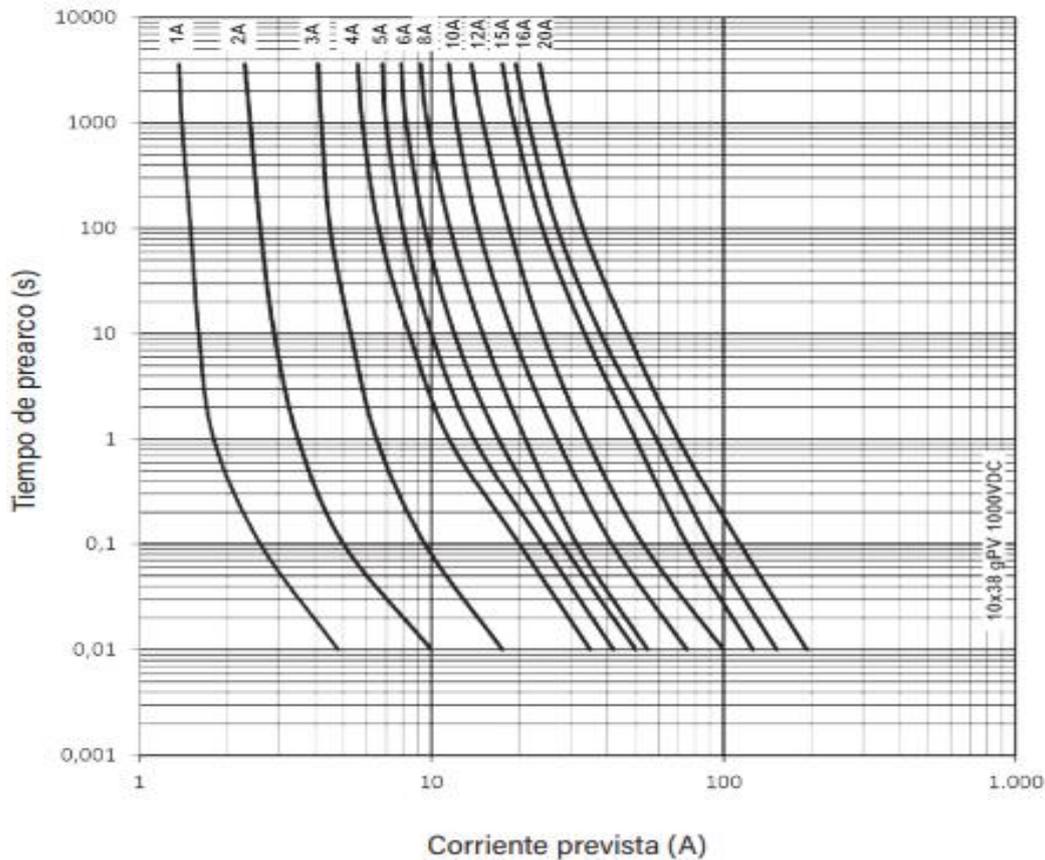


Figura 31 – Gráfica que muestra la curva de tiempo frente a la intensidad prevista.

En la figura 31 se puede observar la curva gpV, mediante la cual se consigue obtener la  $I_{f5s}$ .

Como se puede apreciar en la gráfica  $I_{f5s} = 11,1 A$ . Valor menor a la corriente máxima admisible del inversor, por tanto, protegerá a las placas fotovoltaicas de una posible sobrecarga



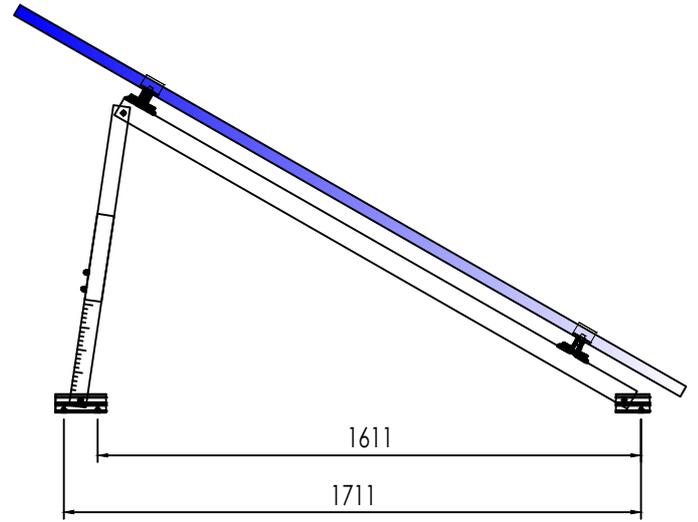
UNIVERSITAT  
JAUME I

## 5 – Fichas técnicas.

# Ficha técnica

Soporte inclinado abierto regulable. Vertical.

# 12V



- Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado.
- Regulable de 20° a 35°
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.

**Viento:** Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
 Tornillería de acero inoxidable A2-70  
*Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.*  
*Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.*

**Dos opciones:**

Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150  (Ver página 2)

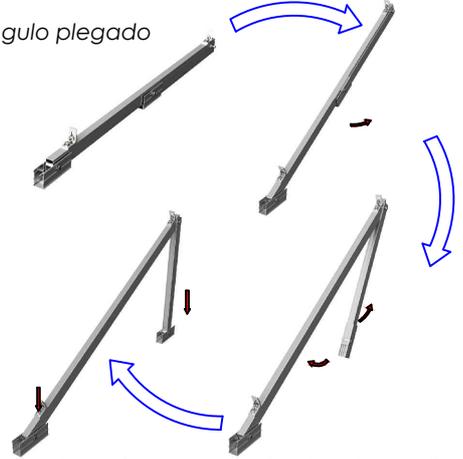
Para módulos de hasta **2400x1350 - Sistema PS**

2400x1350  (Ver página 3)

 Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



Triángulo plegado



**Par de apriete:**

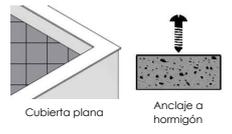
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Detalle fijación G1 a triángulo  
 (Son necesarios 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado)

Herramientas necesarias:



Seguridad:

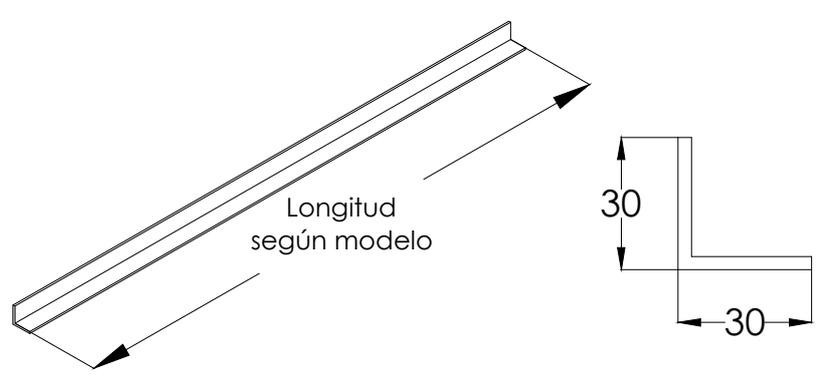


Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Ficha técnica

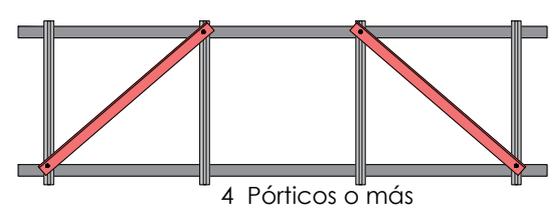
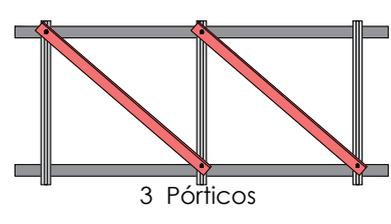
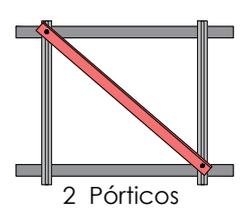
## Arriostramiento para soportes inclinados

# S08



### Disposiciones S08 según nº de pórticos

Compatibilidad: 09V - 09H - 11V - 11H - 12V - 13V - 19H - 20H - 21H - 22V - 19.1H - 20.1H - 22H - 24H - 25H - 40V - 42V



### Soportes compatibles con el S08

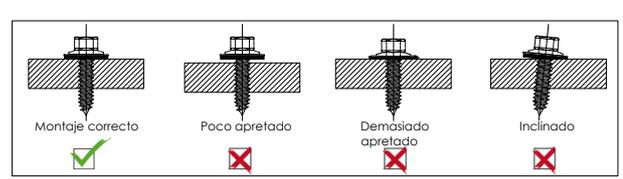
Soporte	longitud (mm)
19H - 20H - 21H - 22V	1600
08V - 9V - 10V - 11V - 12V - 13V - 19.1H - 20.1H - 24H - 25H	1900
09H - 11H - 40V	2200
22H	2400
42V	2600



Imagen de ejemplo S08

**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6

#### Seguridad:



**Par de apriete:**  
Tornillo 6,3 / 5,5 Hexagonal 10 Nm



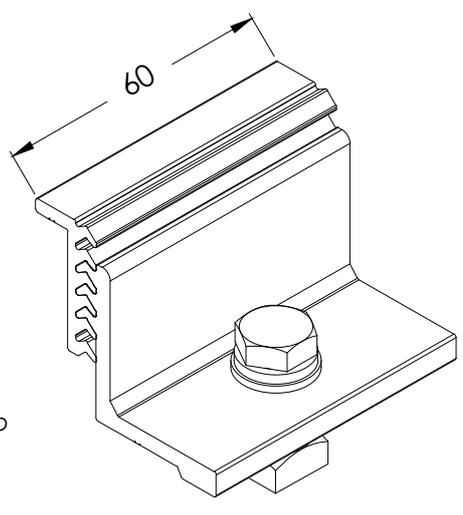
Marcado **CE**  
ES19/86524

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

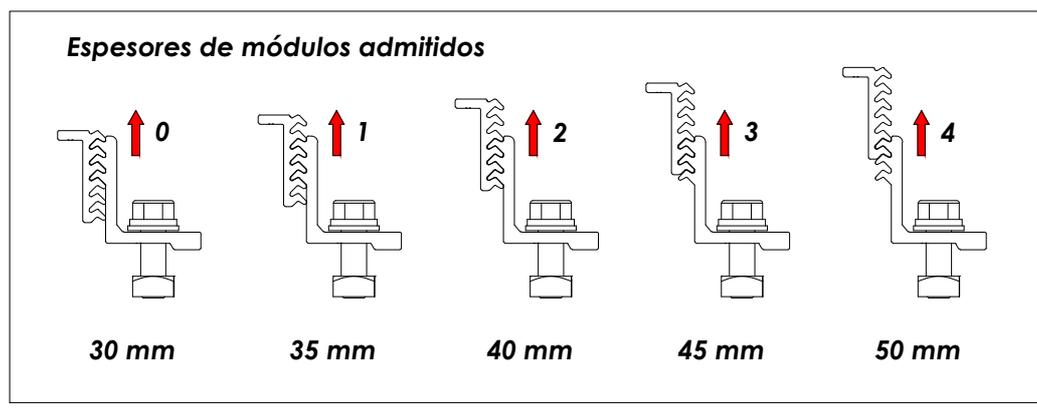
# Ficha técnica

## Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final

# S10



Válido para medidas de espesor de módulo de 30 mm a 50 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.



**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



**Par de apriete:**  
Tornillo presor      7 Nm

Seguridad:



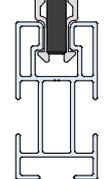
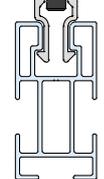
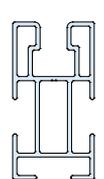
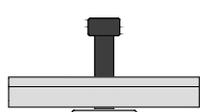
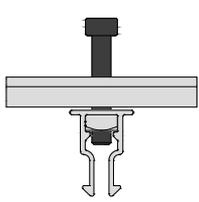
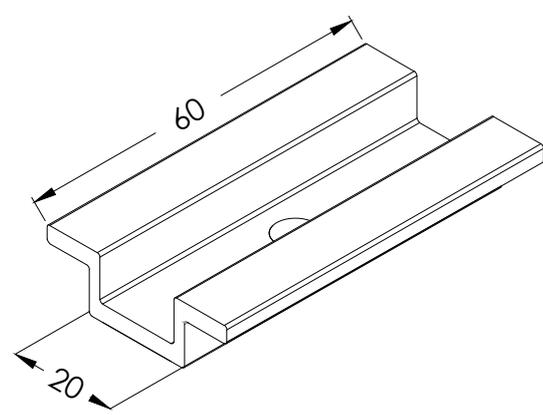
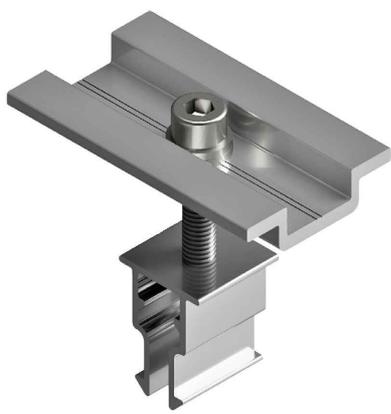
Marcado **ES19/86524** **CE**

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Ficha técnica

## Presor central para fijar paneles uno con otro

# S11

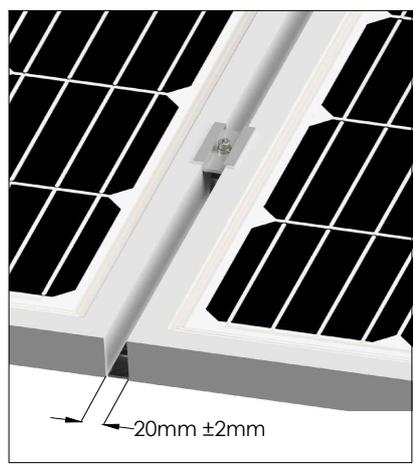


1)

2)

3)

- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) bajar hasta hacer clic
- 3) roscar el tornillo.



Válido para medidas de espesor de módulo de 30 mm a 45 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.

**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



**Par de apriete:**  
Tornillo Presor 7 Nm

Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE

# Ficha técnica

## Unión para perfil G1

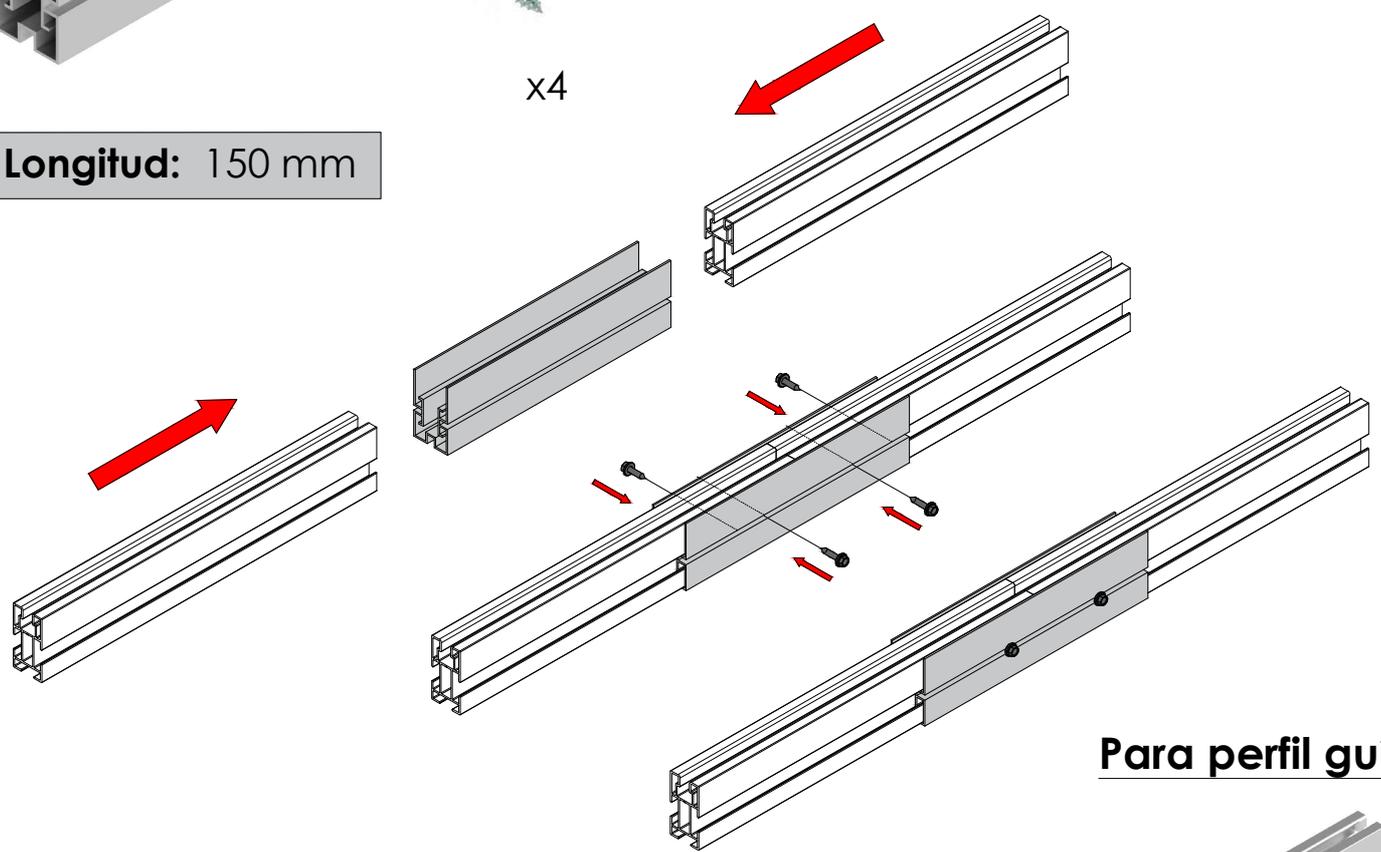
# UG1



x4

Deslizar los perfiles G1 al interior de la unión UG1 hasta que se toquen y centrar la unión, quedando la misma distancia de cada perfil en su interior.

**Longitud:** 150 mm



### Para perfil guía



Para bloquear la unión, fijar con 4 tornillos de bloqueo a la altura de la ranura lateral, 2 a cada lado del perfil, ligeramente desplazados para no coincidir en el mismo eje.



**Par de apriete:**  
Tornillo M4.2/M4.8Hexagonal 6 Nm

**Materiales:** Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Seguridad:



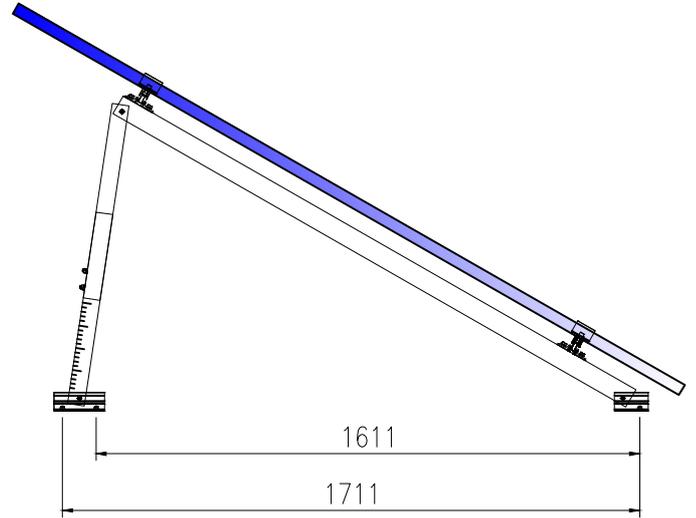
Marcado ES19/86524 **CE**

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

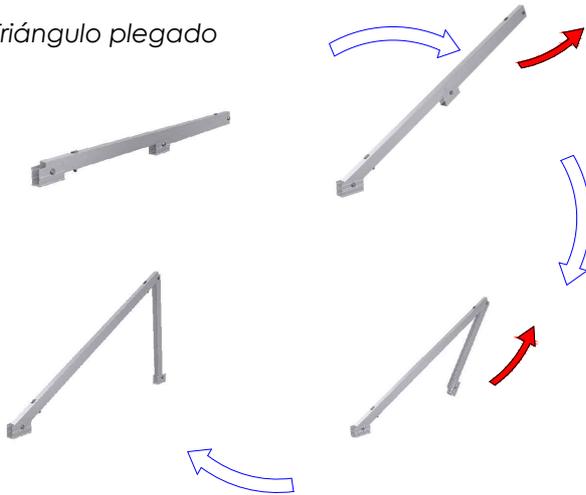
# Ficha técnica

Triángulo para soporte 12V

# TR12V



Triángulo plegado



Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10



Perfil compatible G1

## TR12V

Triángulo para soporte abierto regulable para módulos de hasta 2400mm.

Disposición de módulos en vertical.

Para cubierta plana de hormigón o subestructura.

Anclaje a hormigón.

Premontado

Tornillería acero inoxidable A2-70

Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6

Incluye fijaciones y tornillería para perfiles y módulos.

3 puntos de anclaje (Máx. M10).

Tornillos de anclaje NO incluidos

Inclinación regulable de 20° a 35°



Cubierta plana



Anclaje a hormigón

Herramientas necesarias:



Seguridad:



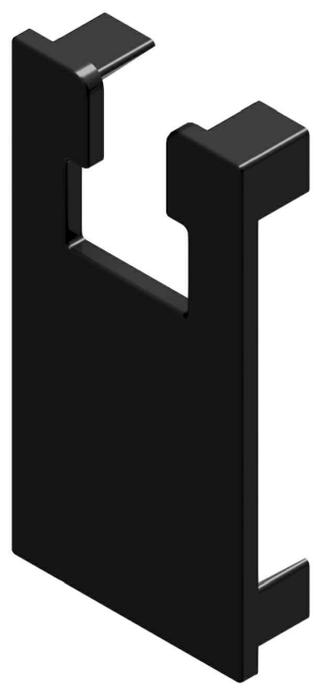
100% Reciclable

Marcado ES19/86524 CE

# Ficha técnica

## Embellecedor para perfil G1

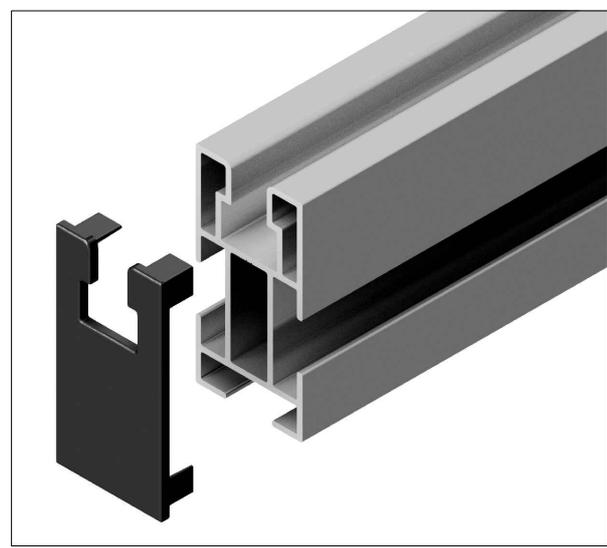
# Tapa G1



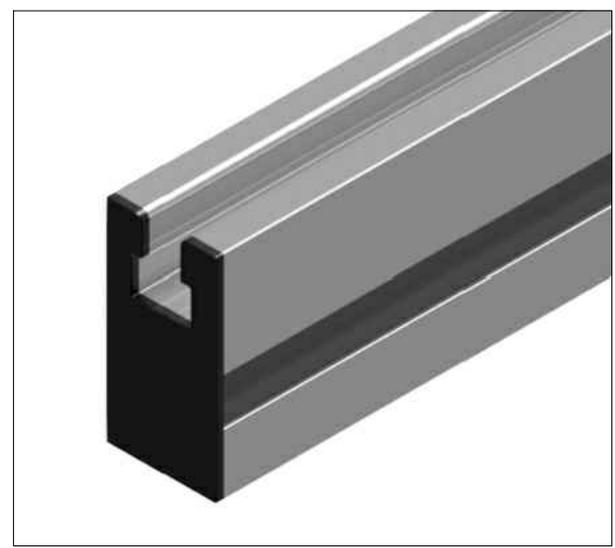
Perfil compatible:



G1



Introducir los salientes de la tapa en los orificios del perfil G1



**Materiales:** PP copolimero

Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Ficha técnica

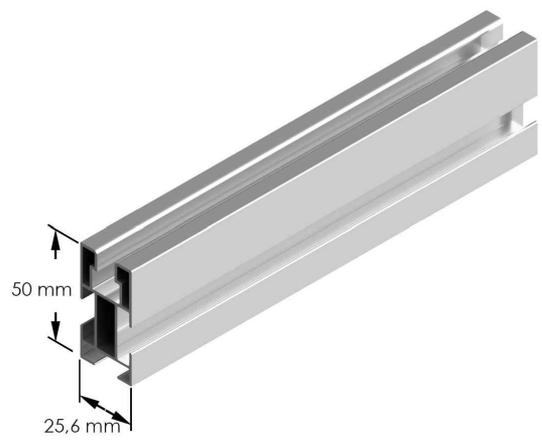
## Perfil para guía de módulos

# Perfil G1

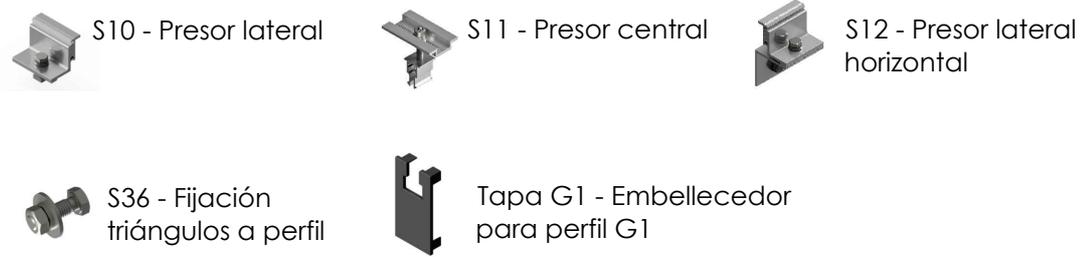


### Soportes compatibles con Perfil G1:

Coplanares	Inclinados
01V - 01H	08V
02V	09V - 09H
02.1V	10V
02.2V	11V - 11H
02.3V	12V
01.1V - 01.1H	13V
03V - 03H	40V
04V - 04H	42V



### Accesorios compatibles con Perfil G1:



**Longitudes:**  
 1230 mm  
 2200 mm  
 2350 mm  
 3600 mm  
 4400 mm  
 4800 mm

### Fijaciones y triángulos compatibles con Perfil G1:



### Unión guía UG1



**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6

Seguridad:

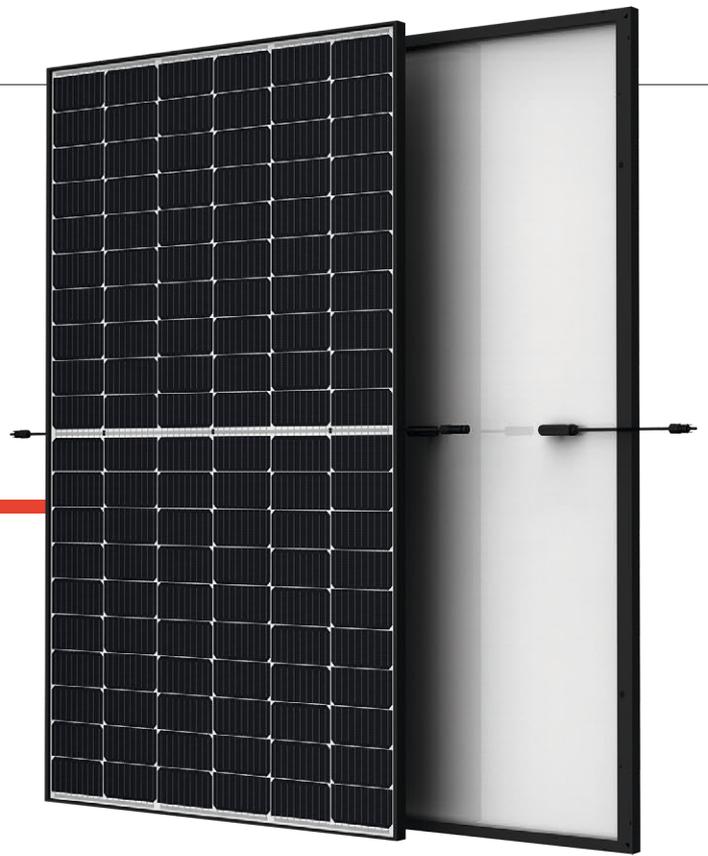


Marcado  
 ES19/86524 **CE**

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



TSM-DE08M.08(II)



**120 HALF-CUT**  
MONOCRYSTALLINE CELLS

**360-385 W**  
POWER OUTPUT RANGE

**21.0 %**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0/+5 W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

**Comprehensive Products and System Certificates**

IEC61215/IEC61730/UL1703  
IEC61701: Salt Mist Corrosion  
IEC62716: Ammonia Corrosion  
IEC60068: Blowing Sand  
ISO9001; ISO14001; ISO45001; ISO14064



**High power output**

- Multi busbar technology combined with half-cut mono PERC cells for up to 385 W front power and 21.0 % module efficiency
- Reduced BOS costs with higher power bins and 1,500V system voltage



**Great for residential rooftop application**

- Maximize limited space with up to 210 W/m<sup>2</sup> power density
- Ultra-thin, virtually invisible busbars



**Highly reliable due to stringent quality control**

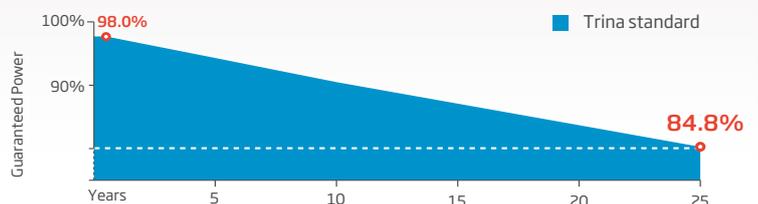
- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 2x 100% inline EL inspection



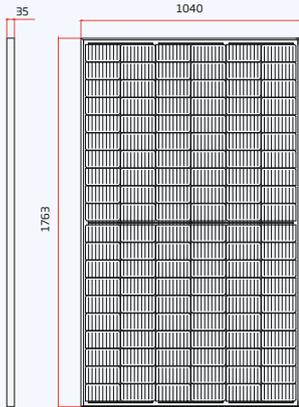
**Certified to withstand challenging environmental conditions**

- Salt Mist Corrosion
- Ammonia Corrosion
- Blowing Sand

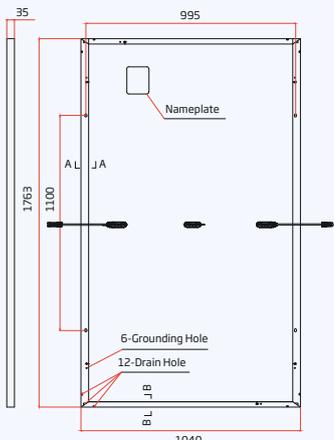
**PERFORMANCE WARRANTY**



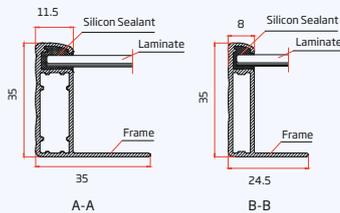
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



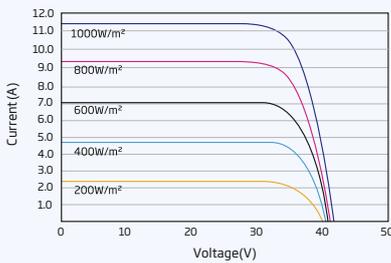
Front View



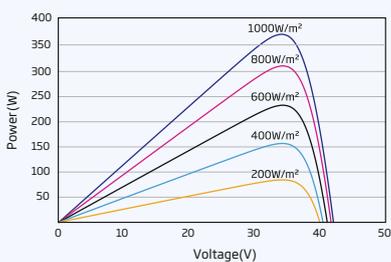
Back View



**I-V CURVES OF PV MODULE(370W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(370W)**



ELECTRICAL DATA (STC)	TSM-360 DE08.M.08(II)	TSM-365 DE08.M.08(II)	TSM-370 DE08.M.08(II)	TSM-375 DE08.M.08(II)	TSM-380 DE08.M.08(II)	TSM-385 DE08.M.08(II)
Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*	360	365	370	375	380	385
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	33.6	33.9	34.2	34.4	34.7	34.9
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	10.70	10.76	10.82	10.89	10.96	11.04
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	40.7	41.0	41.3	41.6	41.9	41.9
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	11.24	11.30	11.37	11.45	11.52	11.58
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.6	19.9	20.2	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)	TSM-360 DE08.M.08(II)	TSM-365 DE08.M.08(II)	TSM-370 DE08.M.08(II)	TSM-375 DE08.M.08(II)	TSM-380 DE08.M.08(II)	TSM-385 DE08.M.08(II)
Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	271	275	279	283	287	290
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	31.5	31.8	32.0	32.2	32.5	32.7
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	8.60	8.65	8.71	8.77	8.83	8.89
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	38.3	38.6	38.9	39.2	39.4	39.4
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	9.06	9.10	9.16	9.23	9.28	9.33

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	120 cells (6 × 20)
Module Dimensions	1763 × 1040 × 35 mm
Weight	20.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm <sup>2</sup> Portrait: N 280mm/P 280 mm Landscape: N 1200 mm /P 1200 mm
Connector	MC4 EVO2/TS4

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2 K)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	- 0.34%/K
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	- 0.25%/K
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/K

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

**WARRANTY**

- 15 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Power Warranty
- Max. 2% first year degradation
- Max. 0.55% Annual Power Degradation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

- Modules per box: 31 pieces
- Modules per 40' container: 806 pieces



## Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos  
active con tecnología de IA



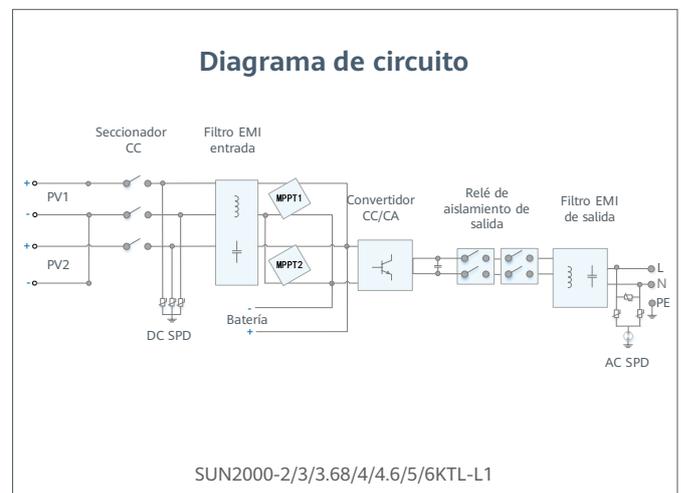
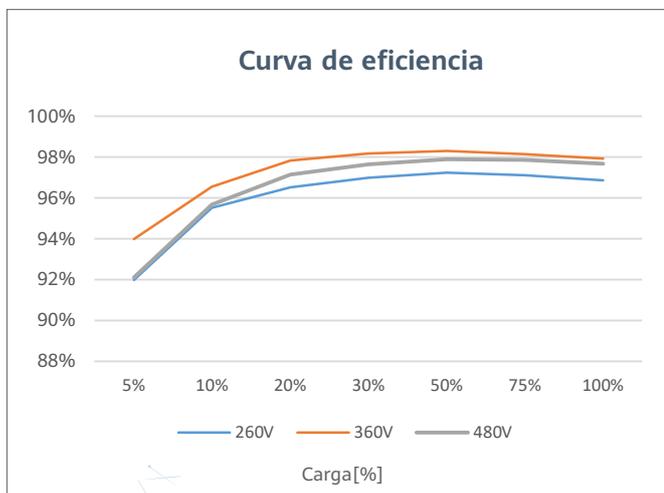
## Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de  
energía con optimizadores



## 2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más  
5kW de Carga en Baterías



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 <sup>1</sup>
---------------------------	---------------------	---------------------	------------------------	---------------------	-----------------------	---------------------	----------------------------------

**Eficiencia**

Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %

**Entrada ( FV )**

Entrada de CC máxima recomendada <sup>2</sup>	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V <sup>3</sup>						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V <sup>3</sup>						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						

**Entrada ( Batería CC )**

Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W				
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh <sup>1</sup>						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W <sup>4</sup>						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W

**Salida**

Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>5</sup>	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>6</sup>	5,500 VA <sup>7</sup>	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>8</sup>	25 A <sup>8</sup>	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 <sup>1</sup> )						

**Protección & Características**

Protección anti-isla	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de aislamiento	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de la corriente residual	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra sobrecalentamiento	Sí
Protección de falla de arco	Sí
Carga inversa de la batería desde la red	Sí

**Datos generales**

Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C
Humedad relativa de operación	0 %RH ~ 100 %RH
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de energía durante la noche	< 2,5 W

**Compatibilidad con optimizadores**

Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

**Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)**

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

\* 1 Disponible en Q3 del 2020.  
 \* 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.  
 \* 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.  
 \* 4 2.500W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh  
 \* 5 AS4777.2:4,991W. \* 6. VDE-AR-N 4105:4,600VA / AS4777.2:4,999VA. \*7. AS4777.2:4,999VA / C10/11:5,000VA. \* 8. AS4777.2: 21.7A.

## DOCUMENTO 3

# PLIEGO DE CONDICIONES



## 1.1 Objeto y Campo de Aplicación

Este pliego de condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje de una instalación fotovoltaica conectada a red, especificadas en el correspondiente proyecto.

Estas obras se refieren al suministro e instalación de los materiales necesarios en la construcción de una planta generadora de energía solar fotovoltaica y su conexión a red.

Los pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

## 1.2 Ejecución del Trabajo

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

### 1.2.1 Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo Clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

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

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

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

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

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

### 1.2.2 Módulo fotovoltaico

Todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones UNE- EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE- EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio de reconocido prestigio, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Los módulos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de la célula y sus circuitos por sombreados parciales y tener un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen de  $\pm 5\%$  de las correspondientes a sus valores nominales de catálogo.

La estructura del módulo fotovoltaico se conectará a tierra.

El diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre los diferentes modelos de módulos que componen la instalación y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa, además los distintos modelos se conectarán en ramas del inversor diferentes.

En aquellos casos excepcionales en la que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos en laboratorios homologados a los ensayos necesarios para satisfacer la norma UNE-EN 61215 para módulos de Silicio Cristalino, o UNE- EN 61646.

### 1.2.3 Estructura soporte

La estructura soporte ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y la nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a la permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tortillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo los requisitos del PCT IDAE, sobre sombras.

La estructura será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc....

Si está construido con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es de tipo galvanizado en caliente, cumplirá la norma y UNE-EN ISO 1461:2010, con espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

#### 1.2.4 Inversor

Sera del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, trifásico a 400V, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- No funcionará en isla o en modo aislado.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz C.A. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a la CEM (Condiciones Estándar de Medida). Además, soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 27 kW, y del 90,5 al 92% para inversores mayores de 27 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias superiores al 10% de su potencia, el inversor deberá inyectar a la red.
- El inversor tendrá un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- El inversor estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40 °C de temperatura y entre 0% y 85 % de humedad.

#### 1.2.5 Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Potencia producida y potencia consumida en la instalación
- Energía auto consumida.

La monitorización dispondrá de un sistema de alarma que alerte de posibles fallos de la instalación.

#### 1.2.6 Cableado.

De acuerdo a recomendaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de C.C. tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de C.A. para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable C.C. y C.A. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

### 1.2.7 Conexión a red.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

### 1.2.8 Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

### 1.2.9 Protecciones

El sistema de protecciones cumplirá las exigencias previstas en la reglamentación vigente, según el artículo 14 Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de realizar la desconexión manual. Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión –fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión – fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

FIGURA 32 - Parámetros de protección de la instalación.

En la figura 32 se observan los valores de umbral de protección y de tiempo máximo de actuación para varios parámetros de la instalación.

### **1.2.10 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.**

De acuerdo al artículo 15 del RD 1699/2011, de 18 de noviembre, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

### **1.2.11 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose la documentación mencionada en el del RD 1699/2011 los certificados que así lo acrediten, esta función la asegura el inversor.

### **1.2.12 Transporte y acopio a pie de obra**

Los materiales no serán arrastrados ni golpeados.

Los materiales se transportarán en camión grúa por carretera hasta el almacén de obra y desde este punto con carros especiales o elementos apropiados hasta el pie de obra.

Se tendrá especial cuidado con los módulos fotovoltaicos y los inversores, ya que un golpe puede romperlos.

El contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al director de obra de las anomalías que se produzcan.

### **1.2.13 Recepción y pruebas**

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de los componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como actuación. Con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la recepción provisional de la Instalación. No obstante, el acta de recepción provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar el personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

#### **1.2.14 Certificados y documentación**

Se adjuntarán, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes, las documentaciones indicadas a continuación:

- Autorización administrativa de la obra.
- Proyecto firmado por técnico competente.
- Certificado de tensión de paso y contacto.
- Certificación de fin de obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Conformidad por parte de la compañía suministradora.

#### **1.2.15 Libro de órdenes**

Se dispondrá en este centro de un libro de órdenes en el que se registrarán todas las incidencias surgidas durante la vida útil del citado centro, incluyendo cada visita, revisión, etc.

### 1.3 Normas complementarias

Además del contenido del presente Pliego de Condiciones y en todo lo que se contradiga con él, deberán ser tenidas en cuenta las siguientes normas:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017
- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Reglamento de Seguridad en el Trabajo y posteriores disposiciones a esta Memoria.

# DOCUMENTO 4

# PRESUPUESTO



### Presupuesto materiales:

Materiales	Unidades	Precio	Total
Cable Flexible Libre Halógenos 4 mm <sup>2</sup> EXZHELLENT CPR 750V General Cable (CAJA 100 METROS)	1	66,50 €	66,50 €
Cable Flexible Libre Halógenos 2,5 mm <sup>2</sup> EXZHELLENT CPR 750V General Cable (CAJA 200 METROS)	1	83,98 €	83,98 €
Cable Flexible Libre Halógenos 1,5 mm <sup>2</sup> EXZHELLENT CPR 750V General Cable (CAJA 200 METROS)	1	55,90 €	55,90 €
Tuercas (100 unidades) 10 mm	1	11,30 €	11,30 €
Arandelas (50 unidades) 10 mm	1	6,50 €	6,50 €
End-Clamp (35/40 mm)	4	0,99 €	3,96 €
Inter-Clamp (35/40 mm)	10	1,43 €	14,30 €
L-Feet (35/40 mm)	8	1,57 €	12,56 €
Taco químico	5	5,59 €	27,95 €
Varilla roscada (1000 mm longitud)	13	1,69 €	21,97 €
Chapa negra 2000 x 1500 x 1,5 mm <sup>3</sup>	10	44,72 €	447,20 €
Soporte (6 módulos)	2	364,00 €	728,00 €
Módulo	12	181,99 €	2.183,88 €
Inversor	1	1.049,00 €	1.049,00 €
Smart metter	1	204,48 €	204,48 €
Diferencial In = 40 A, sensibilidad = 300 mA	1	71,98 €	71,98 €
Diferencial In = 40 A, sensibilidad = 30 mA	12	32,90 €	394,80 €
Interruptor autom. (Ia = 10 A)	42	9,00 €	378,00 €
Línea de vida (5 - 20 m)	1	104,54 €	104,54 €
			5.866,80 €

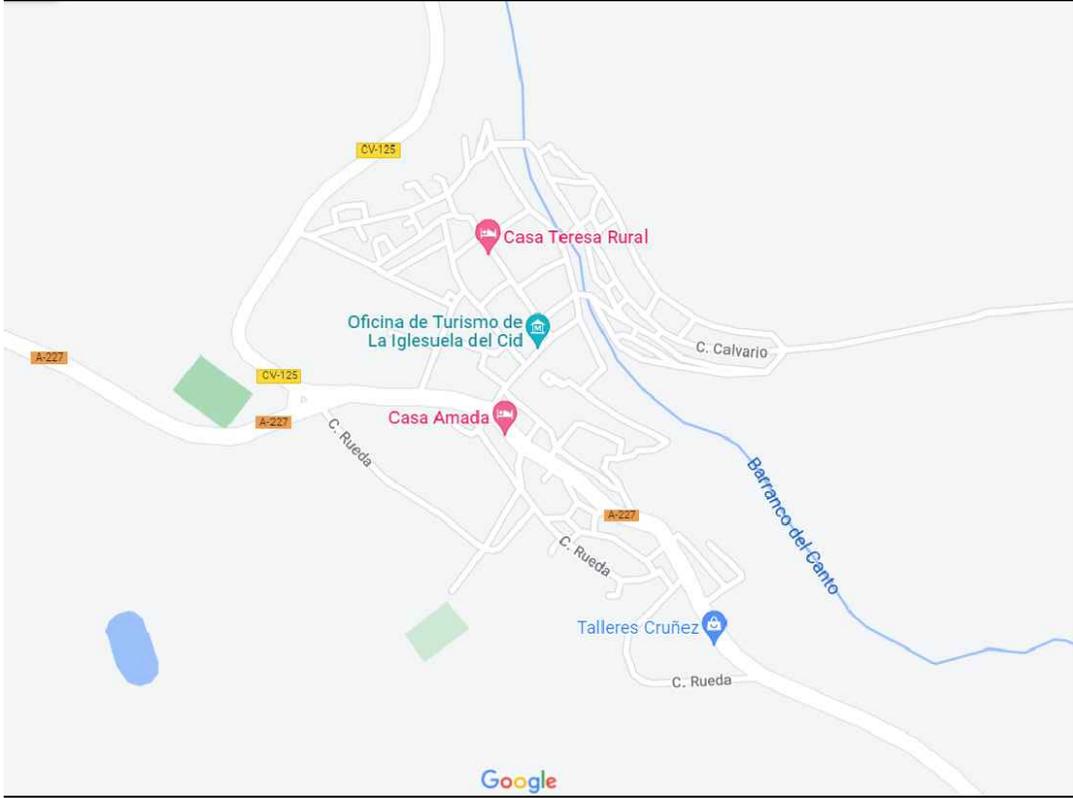
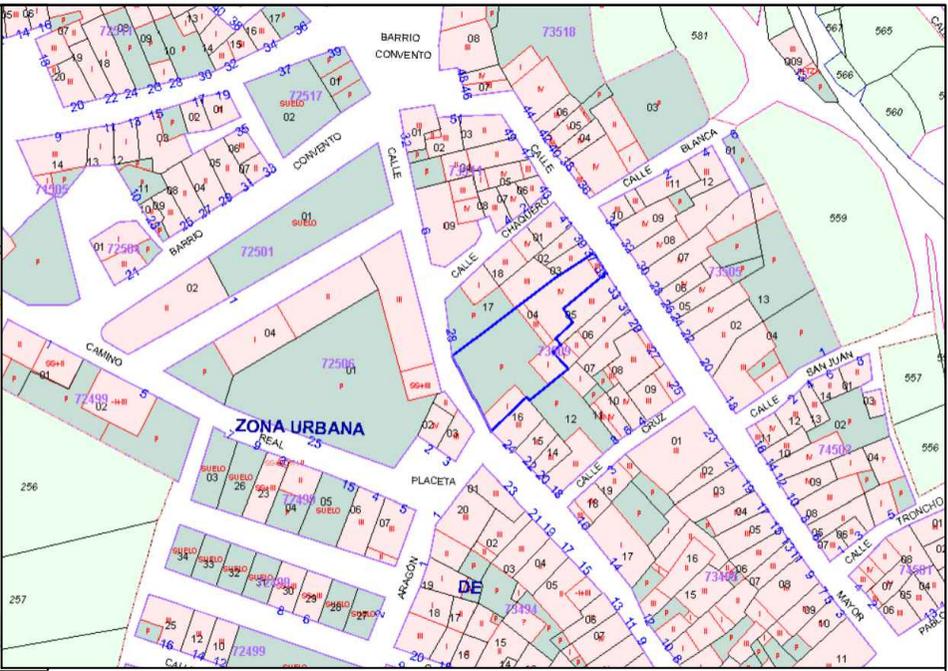
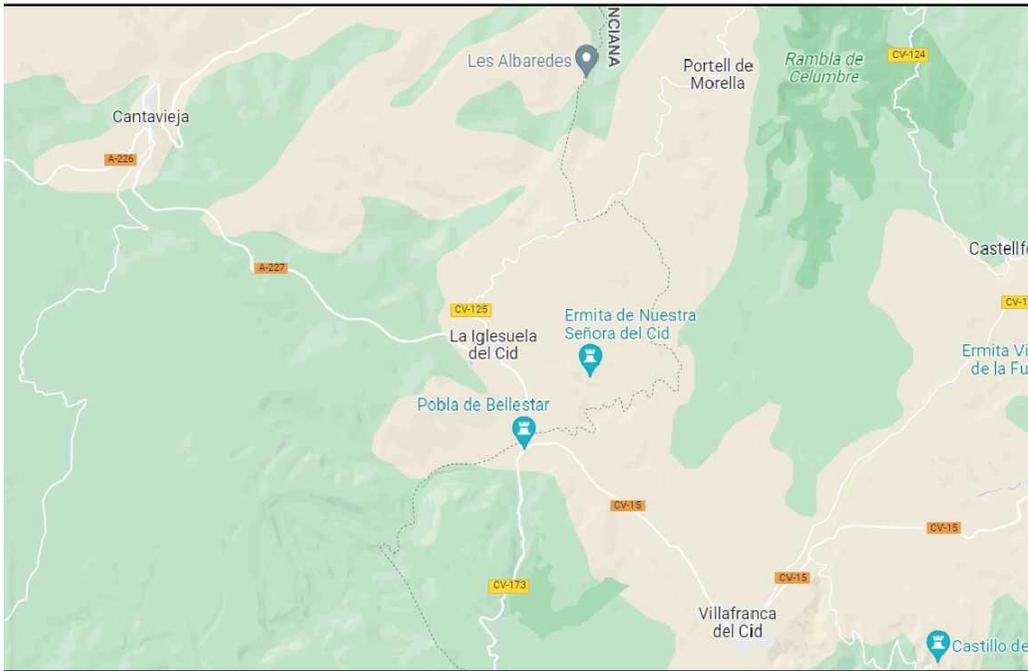
**Presupuesto total:**

Descripción	Unidades	Precio	Total
Materiales	1	5.866,80 €	5.866,80 €
Transporte material	1	300,00 €	300,00 €
Protecciones individuales	1	200,00 €	200,00 €
Gastos ingeniería	150 (h)	20,00 €	3.000,00 €
Gastos operarios	24 (h)	60,00 €	1.440,00 €
<b>Total</b>			<b>10.806,80 €</b>

## DOCUMENTO 4

## PLANOS





**Calle Mayor, N° 35  
44142 La Iglesuela del Cid, Teruel**

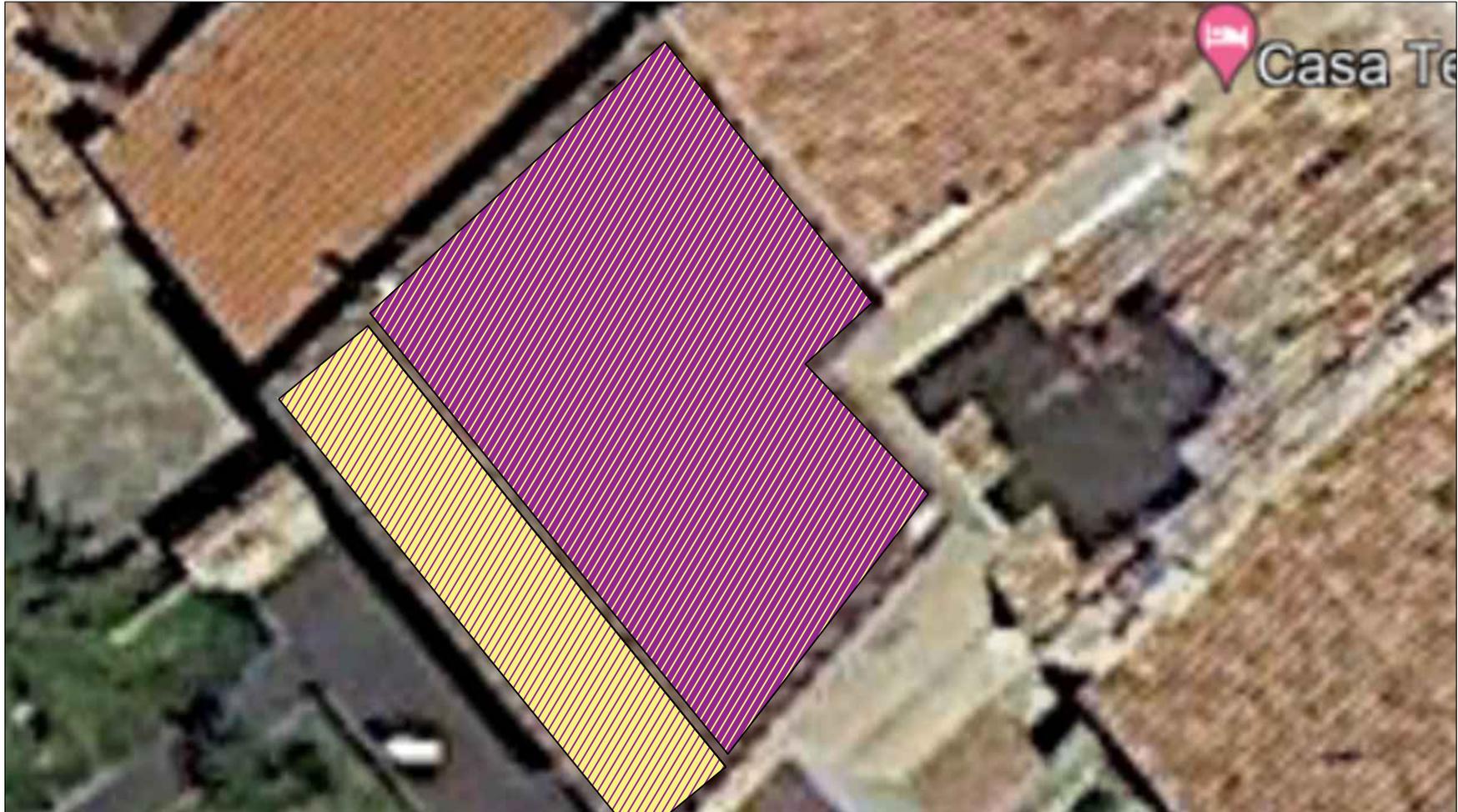
**REFERENCIA CATASTRAL:  
7350904YK2875S0001HP**

**COORDENADAS UTM:  
X: 721.763  
Y: 4.325.671  
Huso: 30 S (ETRS89)**

Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano nº:
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		<b>1</b>
Escala: <b>1:X</b>	Plano: <b>UBICACIÓN</b>	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022		



Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano nº: <b>2</b>
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		
Escala: <b>1:10</b>	Plano: DISTRIBUCIÓN DE LOS	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022	MÓDULOS SOBRE EL TEJADO	



Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID

Plano nº:  
**3**

Situación instalación: CASA TERESA RURAL

ZONA DE TRABAJO



Escala: **1:10**

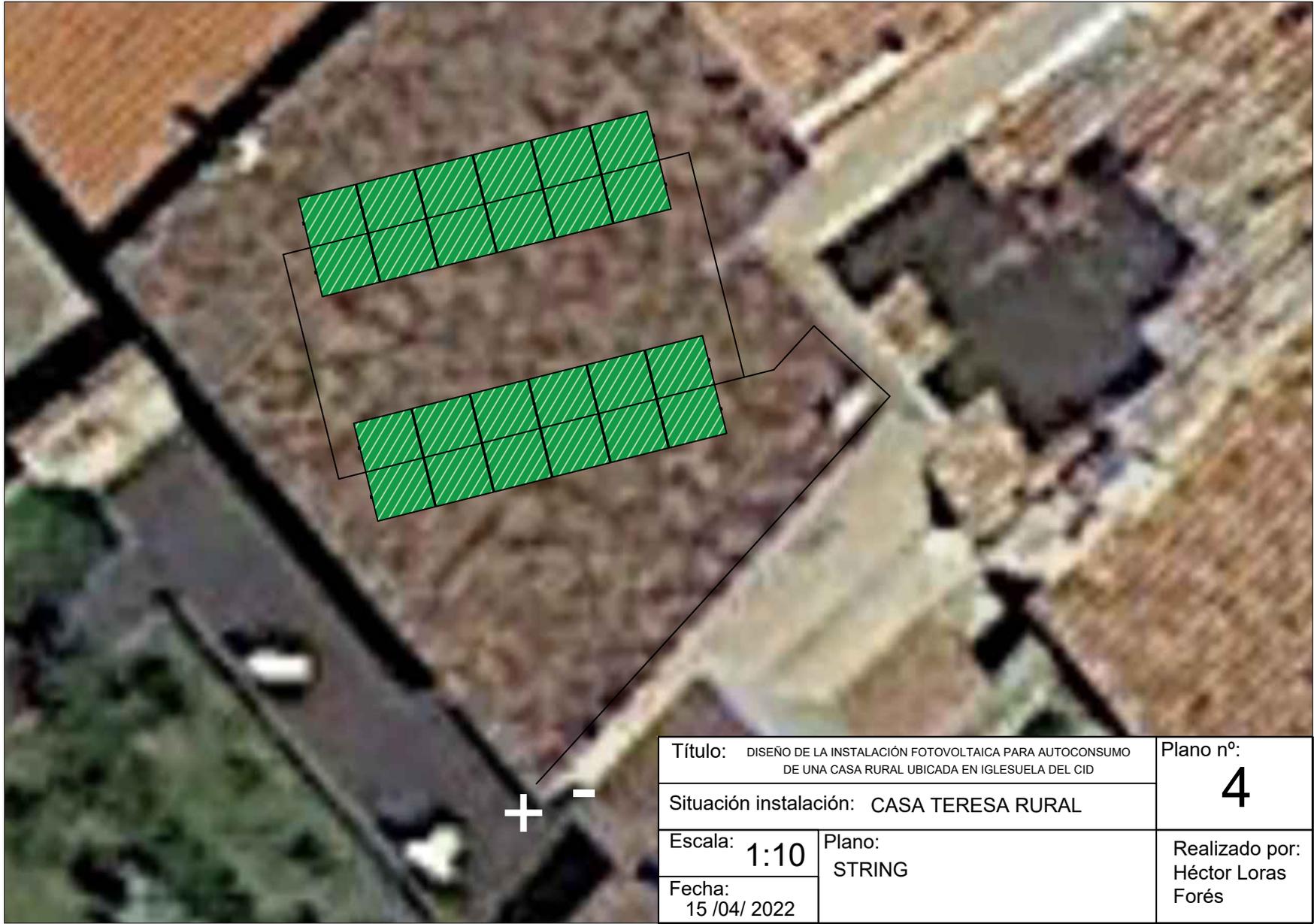
Plano:  
DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS DE TRABAJO SOBRE EL TEJADO

Realizado por:  
Héctor Loras Forés

ZONA ACOPIO DE MATERIAL



Fecha:  
15 /04/ 2022

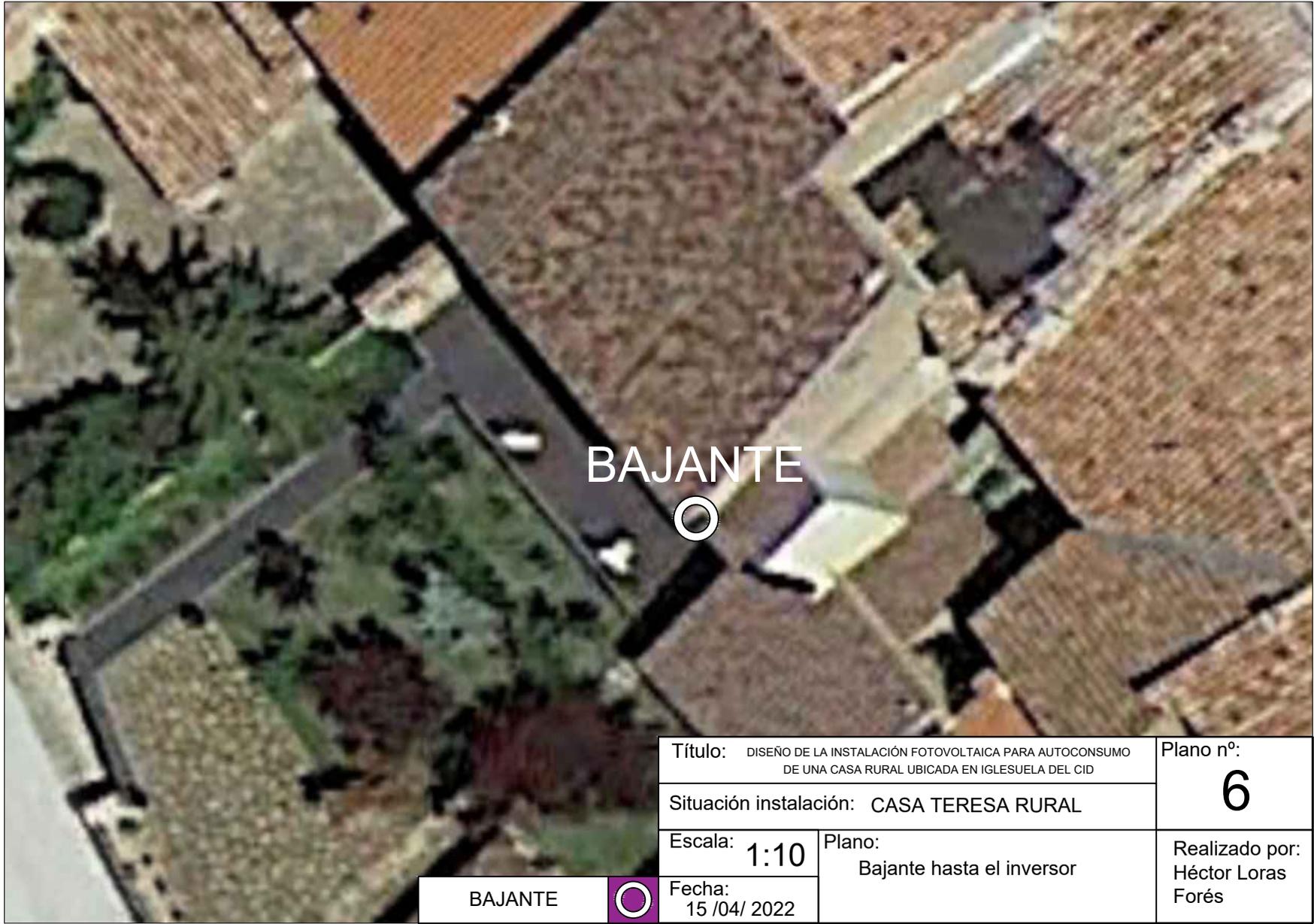


Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano nº: <b>4</b>
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		
Escala: <b>1:10</b>	Plano: STRING	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022		



Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano n°:
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		5
Escala: 1:10	Plano: PROTECCIONES COLECTIVAS SOBRE EL TEJADO	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022		

LÍNEA DE VIDA

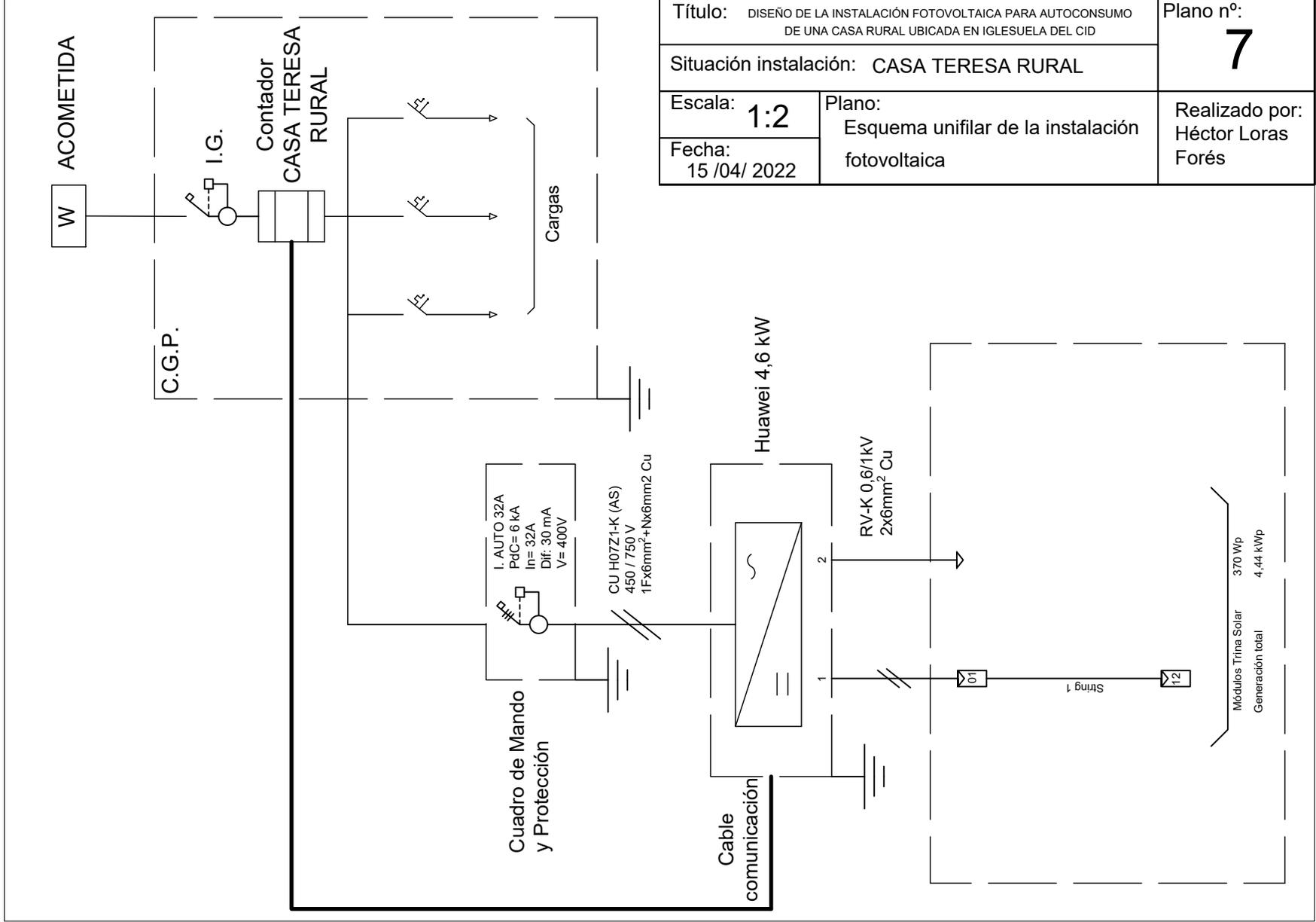


BAJANTE



Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano nº:
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		6
Escala: 1:10	Plano: Bajante hasta el inversor	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022		

BAJANTE 



<b>Título:</b> DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		<b>Plano nº:</b> <b>7</b>
<b>Situación instalación:</b> CASA TERESA RURAL		<b>Realizado por:</b> Héctor Loras Forés
<b>Escala:</b> 1:2	<b>Plano:</b> Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica	
<b>Fecha:</b> 15 /04/ 2022		

Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID

Plano n°:

8

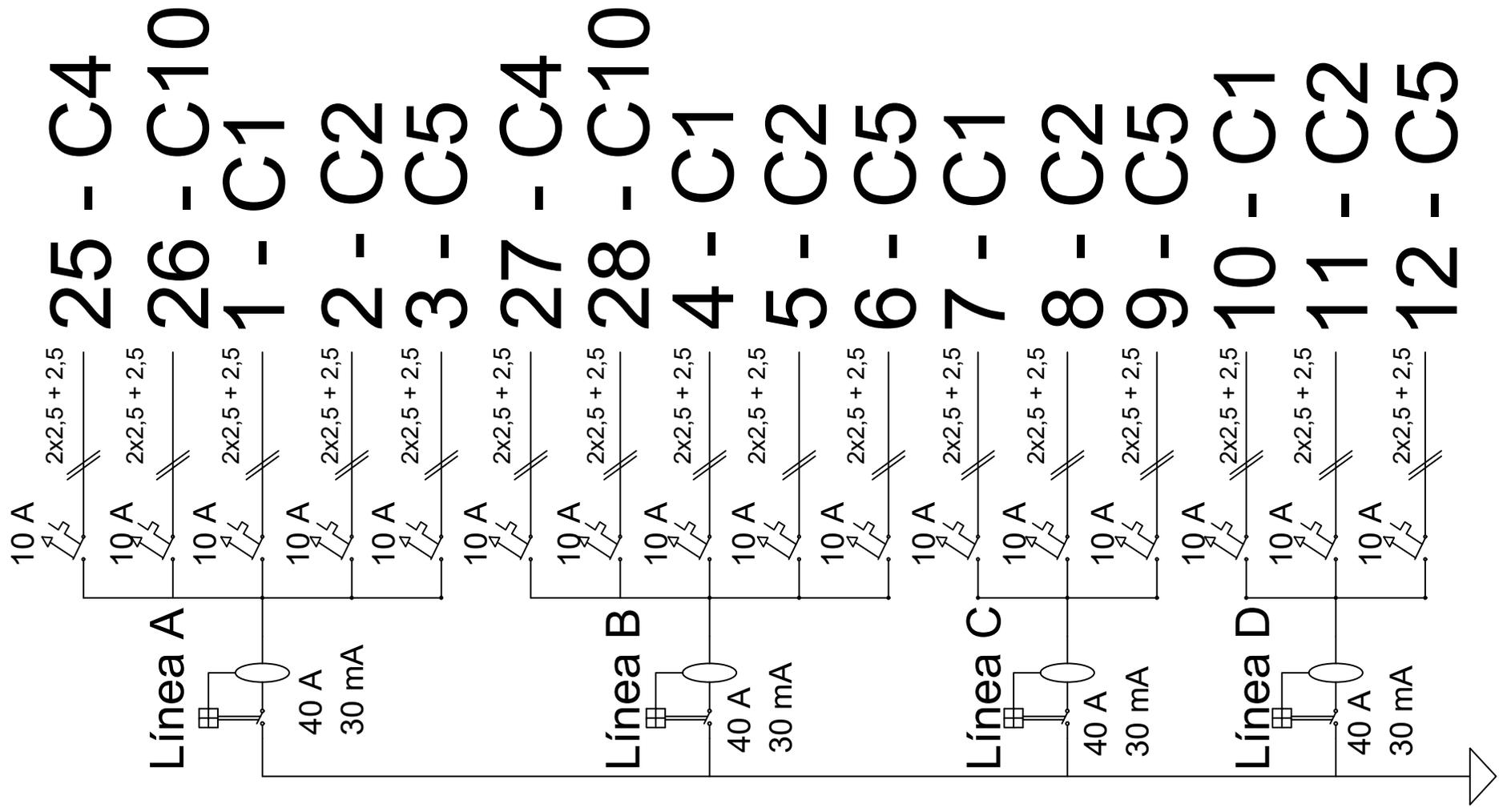
Situación instalación: CASA TERESA RURAL

Escala: 1:2

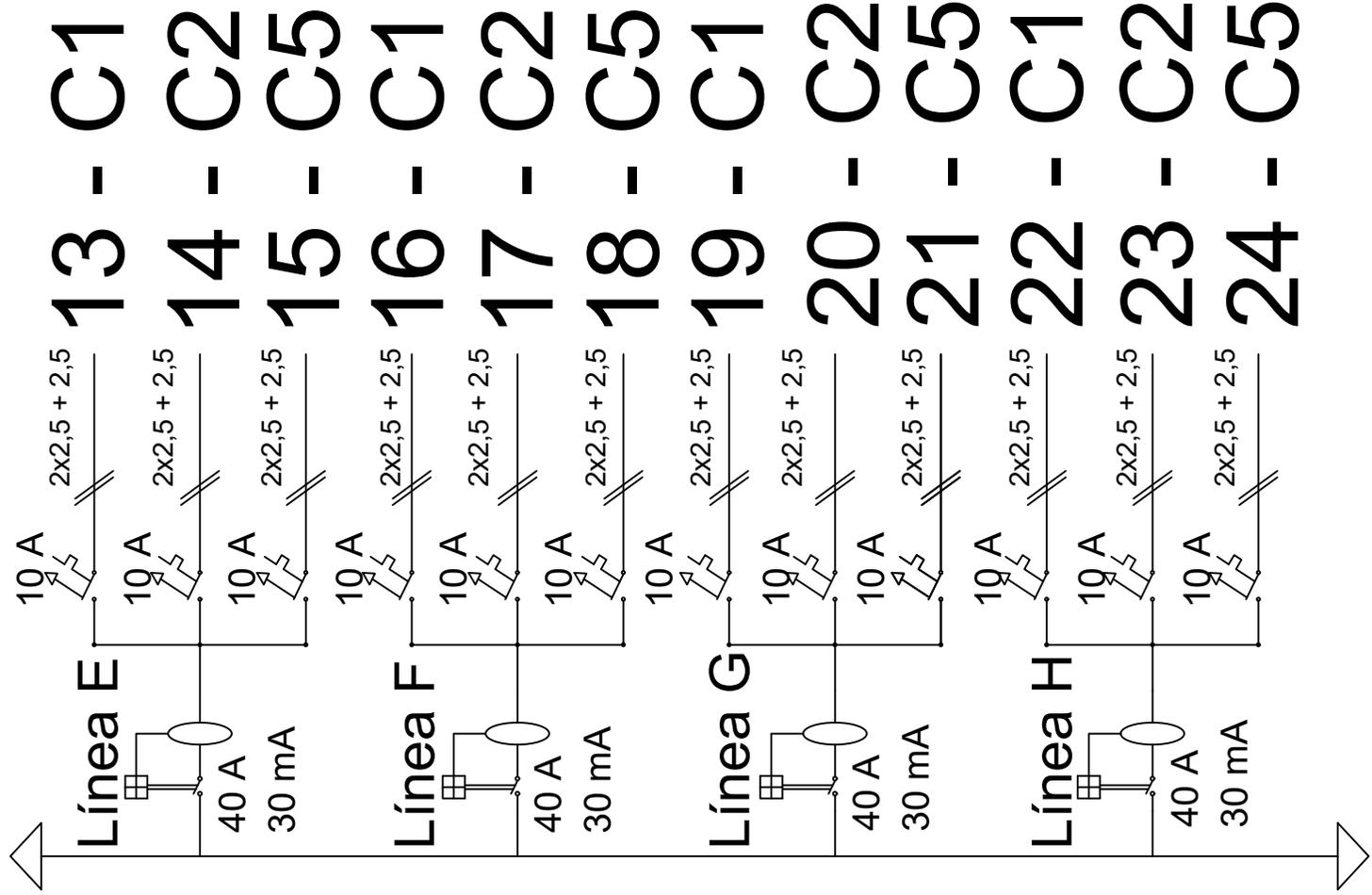
Plano:  
Esquema unifilar de la instalación eléctrica. 1/4

Realizado por:  
Héctor Loras Forés

Fecha:  
15/04/2022



Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano n°: <b>9</b>
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		
Escala: <b>1:2</b>	Plano: Esquema unifilar de la instalación eléctrica. <b>2/4</b>	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022		



Título: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA CASA RURAL UBICADA EN IGLESUELA DEL CID		Plano nº: <b>10</b>
Situación instalación: CASA TERESA RURAL		
Escala: <b>1:2</b>	Plano: Esquema unifilar de la instalación eléctrica. <b>3/4</b>	Realizado por: Héctor Loras Forés
Fecha: 15 /04/ 2022		

