



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3.64 KW
PARA EL AUTOCONSUMO DOMESTICO CON VERTIDO
DE EXCEDENTES A LA RED EN LA LOCALIDAD DE
ALCUDIA

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

AUTOR/A: Martín Grima, Angel

Tutor/a: Segui Chilet, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TRABAJO FIN DEL GRADO DE ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3.64 KW PARA EL AUTOCONSUMO
DOMESTICO CON VERTIDO DE EXCEDENTES A LA RED EN LA LOCALIDAD DE ALCUDIA**

Alumno:

Ángel Martín Grima

Director Académico:

D. Salvador Seguí Chilet

Valencia, 2021-2022

Resumen:

Para el estudio de este proyecto se realizará una instalación fotovoltaica de 3.64 kW la cual se conseguirá montando 8 módulos fotovoltaicos con una potencia de 455 Wp, asociados a un inversor Greenheiss modelo Red Style 2MPPT 3kW 230V. Dichos módulos se colocarán en una estructura fija sobre la cubierta del edificio.

De esta forma, se le permite al cliente particular cubrir parcialmente la demanda eléctrica de su propiedad.

La instalación se realizará en el municipio de Alcudia 46250, Valencia.

El objetivo por el que se elabora este trabajo, consiste en describir y justificar la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con vertido a la red, y dar las directrices a seguir en la ejecución de la instalación de acuerdo con la legislación vigente, así como legalizar las instalaciones proyectadas.

En el estudio, se tendrá en cuenta la elección de todos los componentes además del diseño y dimensionado de la instalación.

Se valorarán todos los parámetros de diseño destacando en especial el funcionamiento de cada componente que, junto con el correcto cálculo de cableado, los aislamientos y las protecciones, darán lugar a una instalación eficaz, rentable y segura.

Se incluirá un conjunto de planos que complementarán las explicaciones teóricas y también servirán para tener una mejor visualización de la instalación, desde diferentes puntos y perspectivas.

Por último, se realizará un estudio de viabilidad económica que reflejará la rentabilidad de la instalación.

Palabras clave: Autoconsumo; instalación fotovoltaica; objetivos para el desarrollo sostenible

Abstract:

For the study of this project, a 3.64 kW photovoltaic installation will be carried out, which will be achieved by mounting 8 photovoltaic modules with a power of 455 Wp, associated with a Greenheiss model Red Style 2MPPT 3kW 230V inverter. These modules will be placed in a fixed structure on the roof of the building.

In this way, the private customer is allowed to partially cover the electricity demand of his property.

The installation will take place in the municipality of Alcudia 46250, Valencia.

The objective for which this work is prepared consists of describing and justifying the photovoltaic solar installation for self-consumption with discharge to the network, and giving the guidelines to follow in the execution of the installation in accordance with current legislation, as well as legalizing the projected facilities.

In the study, the choice of all the components will be taken into account in addition to the design and dimensioning of the installation.

All the design parameters will be assessed, highlighting in particular the operation of each component which, together with the correct calculation of wiring, insulation and protection, will lead to an efficient, profitable and safe installation.

A set of plans will be included that will complement the theoretical explanations and will also serve to have a better visualization of the installation, from different points and perspectives.

Finally, an economic feasibility study will be carried out that will reflect the profitability of the installation.

Key words: Self-consumption; solar photovoltaic installation; objectives for sustainable development.



ÍNDICE

1.	MEMORIA	9
1.1.	INTRODUCCIÓN.....	9
1.1.1.	Contexto y evolución de la energía solar en España.....	9
1.1.2.	Antecedentes.....	11
1.1.3.	Objeto del proyecto.	13
1.2.	Consideraciones previas	14
1.3.	Análisis de posibles soluciones.....	15
1.3.1.	Selección de Panel.....	17
1.3.2.	Selección del Inversor	22
1.4.	Diseño de la instalación	25
1.4.1.	Producción eléctrica simulada.....	26
1.4.2.	Efecto de las sombras.....	28
1.4.3.	Soporte Paneles.....	30
1.4.4.	Cajas de conexión.....	31
1.4.5.	Puesta a tierra.....	32
1.4.6.	Cableado	32
1.4.7.	Protecciones eléctricas.....	39
1.4.8.	Contador.....	42
1.5.	Conclusiones	42
1.6.	Bibliografía.....	43
2.	PLANOS.....	45
3.	Análisis económico	46
3.1.	Introducción	47
3.2.	Presupuestos.....	49
3.2.1.	Precios unitarios de los componentes.....	49
3.2.2.	Precios descompuestos. Montaje de los soportes.....	50
3.2.3.	Precios descompuestos. Montaje sistema de captación.....	50
3.2.4.	Precios descompuestos. Tramitación y legalización.....	51
3.2.5.	Presupuestos generales.....	51
3.3.	Estudio de la rentabilidad.....	51
4.	Pliego de condiciones	55
4.1.	Objeto.....	56
4.1.1.	Normativa	57
4.2.	Condiciones de los materiales.....	58
4.3.	Condiciones de la ejecución.....	58
4.3.1.	Trámites:.....	58



4.3.2.	Ejecución de la obra:	59
4.4.	Prueba de servicio.....	59
5.	Anexos.....	60



Índice de figuras

<i>Figura 1: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y Red Eléctrica de España ..</i>	10
<i>Figura 2: Consumo de energía final 2019 (ktep).....</i>	11
<i>Figura 3: Participación de las energías renovables en el consumo final total de energía. Fuente: International Energy Agency (IEA) and UN Statistics Division (UNSD).</i>	13
<i>Figura 4: Esquema instalación fotovoltaica.....</i>	15
<i>Figura 5: Diagrama de bloques, diseño previo</i>	15
<i>Figura 6: Diagrama de bloques posibilidades de instalación</i>	16
<i>Figura 7: Tecnología PERC</i>	17
<i>Figura 8: Influencia de las sombras</i>	18
<i>Figura 9: Panel half cell.....</i>	18
<i>Figura 10: Tecnología Singled</i>	18
<i>Figura 11: Efecto sombreado.....</i>	18
<i>Figura 12: Coeficiente de temperatura.....</i>	20
<i>Figura 13: Esquema instalación fotovoltaica. Fuente Greenheiss.....</i>	25
<i>Figura 14: Irradiación mensual obtenida del PVGIS.....</i>	26
<i>Figura 15: Valores aproximados de la producción eléctrica solar.</i>	26
<i>Figura 16: Producción de energía mensual obtenida del PVGYS.....</i>	27
<i>Figura 17: Resumen datos simulación.....</i>	27
<i>Figura 18: Vista frontal del edificio. Fuente: Google Maps.....</i>	28
<i>Figura 19: Ubicación vista aérea. Fuente: Catastro.....</i>	28
<i>Figura 20: Esquema para el estudio del sombreado de un panel sobre otro</i>	29
<i>Figura 21: Soporte para cubiertas planas, diseño propio SolidWorks</i>	30
<i>Figura 22: Soporte coplanar.....</i>	31
<i>Figura 23: Soporte ajustable</i>	31
<i>Figura 24: Conexionado salto de rana</i>	32
<i>Figura 25: Diseño inapropiado del cableado formando una espira</i>	33
<i>Figura 26: Curva de corte intensidad-tiempo</i>	39
<i>Figura 27: Caja para la parte de CA con elementos de protección instalados.....</i>	41
<i>Figura 28: Pérdidas del rendimiento con el paso de los años</i>	47
<i>Figura 29: Oscilación del precio para la venta de energía excedentaria. Fuente: Esios.ree.es..</i>	48
<i>Figura 30: Gráfico representativo del flujo de caja acumulado con el paso de los años.....</i>	54



Índice de tablas

<i>Tabla 1: Consumos 2019</i>	12
<i>Tabla 2: Elaboración propia</i>	12
<i>Tabla 3: Elaboración propia</i>	12
<i>Tabla 4: Comparativa precio paneles. Fuente:Clean Energy Reviews</i>	19
<i>Tabla 5: Comparativa general de parámetros para los paneles</i>	20
<i>Tabla 6: Comparación precio paneles, elaboración propia</i>	21
<i>Tabla 7: Características técnicas del inversor</i>	23
<i>Tabla 8: Datasheet inversor</i>	24
<i>Tabla 9: coeficiente en función de la latitud</i>	29
<i>Tabla 10: Métodos de instalación de referencia</i>	34
<i>Tabla 11: Tabla para obtener la sección del cable en en función de la tabla 10 y el cable</i>	35
<i>Tabla 12: Factor de corrección de temperatura ambiente según UNE-HD 60364-5-52:2014.</i> ..	36
<i>Tabla 13: Factor de corrección por agrupamiento de conductores</i>	36
<i>Tabla 14: Sección mínima del cable según datasheet del panel.</i>	38
<i>Tabla 15: Precios unitarios</i>	49
<i>Tabla 16: Precio montaje de los soportes</i>	50
<i>Tabla 17: Precios del montaje de la instalación</i>	50
<i>Tabla 18: Precios de la tramitación</i>	51
<i>Tabla 19: Presupuesto de ejecución material (coste de los materiales y mano de obra)</i>	51
<i>Tabla 20: Estudio de la rentabilidad de la instalación</i>	52
<i>Tabla 21: Obtención del flujo de caja acumulado desde el año 0 al 25</i>	53
<i>Tabla 22: Conclusiones del análisis económico.</i>	53



Índice de ecuaciones

<i>Ecuación 1: Fórmula de la eficiencia</i>	19
<i>Ecuación 2: Fórmula inclinación</i>	28
<i>Ecuación 3: Resultado numérico</i>	28
<i>Ecuación 4: Obtención de la altura</i>	29
<i>Ecuación 5: Obtención de la distancia entre final de un panel y comienzo del siguiente</i>	29
<i>Ecuación 6: Resolución de la distancia “d”</i>	29
<i>Ecuación 7: Obtención de la distancia “b”</i>	30
<i>Ecuación 8: Resultado numérico distancia “b”</i>	30
<i>Ecuación 9: Dimensionado de la intensidad</i>	34
<i>Ecuación 10: Intensidad tras factores de corrección</i>	36
<i>Ecuación 11: Intensidad de diseño AC</i>	37
<i>Ecuación 12: Intensidad tras factores de corrección.</i>	37
<i>Ecuación 13: Cálculo de la Intensidad para cable de sección 2.5mm²</i>	37
<i>Ecuación 14: Fórmula sección según criterio de la caída de tensión</i>	37
<i>Ecuación 15: Resultado de la sección para la parte de AC</i>	38
<i>Ecuación 16: Cálculo de la sección para la parte de CC</i>	38
<i>Ecuación 17: Criterio para el cálculo de la intensidad del fusible</i>	40
<i>Ecuación 18: Rango de intensidades para el fusible</i>	40
<i>Ecuación 19: Criterio de selección intensidad para sobrecargas</i>	40
<i>Ecuación 20: Criterio para la intensidad del magnetotérmico</i>	40
<i>Ecuación 21: Rango de intensidades para el magnetotérmico</i>	41
<i>Ecuación 22: Criterio elección intensidad del diferencial</i>	41



1. MEMORIA

1.1. INTRODUCCIÓN

1.1.1. Contexto y evolución de la energía solar en España

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia y de origen renovable, que utiliza la radiación solar para generar electricidad basándose en el efecto fotoeléctrico.

“La gran cantidad de energía solar que recibe la Península y el considerable número de horas de sol en la mayor parte de la superficie, la convierten indudablemente en una región privilegiada para su utilización directa para fines prácticos tales como generación de electricidad, calentamiento del agua y calefacción de viviendas.”

Inocencio Font Tullot: Climatología de España y Portugal, 1983.

España es un país que apuesta por las energías renovables, siendo impulsadas por diversos planes de fomento procedentes de distintos organismos, tales como el Gobierno (Plan de fomento de las Energías renovables) y la Unión Europea (Acuerdo de París, objetivos sobre el clima y la energía para 2030...).

Fruto del éxito de dichos planes se obtiene un aumento de adopción para la producción de energía eléctrica fotovoltaica, tal y como podemos observar en las siguientes tablas:



Año	Número de instalaciones	Potencia instalada MW	Energía vendida GWh	% sobre generación renovable
1998	12	1	1	—
1999	16	2	1	—
2000	45	2	1	—
2001	196	4	2	—
2002	795	7	4	—
2003	1.581	11	9	—
2004	3.266	23	17	—
2005	5.391	47	38	—
2006	9.874	146	99	—
2007	20.284	690	473	0,8
2008	51.308	3.398	2.503	4,1
2009	52.102	3.391	6.073	8,2
2010	54.943	3.829	6.401	6,7
2011	57.780	4.232	7.256	8,6
2012	59.935	4.522	8.016	9,6
2013	60.920	4.645	8.279	7,6
2014	61.040	4.654	8.185	7,6
2015	61.225	4.666	8.224	8,8
2016	61.228	4.673	7.971	7,9
2017	61.350	4.678	8.394	9,9
2018	63.364	4.698	7.752	10,2

Figura 1: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y Red Eléctrica de España

Para decidirse por llevar a cabo un proyecto como una instalación fotovoltaica hay que tener en cuenta que el terreno sea propicio e indicado para ello, además de valorar las ventajas e inconvenientes de este tipo de energía renovable.

De entre sus principales inconvenientes, es destacable el impacto visual, sobre todo si se realiza en áreas no urbanas. Otra de las principales desventajas es que las instalaciones que precisen de batería deben de ser tratadas con mayor responsabilidad a la hora de reciclarlas o deshacerse de ellas, ya que contienen distintos compuestos químicos altamente contaminantes.

Por otro lado, entre las principales ventajas que encontramos con este tipo de energía, es que apenas producen residuos perjudiciales para el medio ambiente y requiere de un mantenimiento poco exigente. Además, el costo de los materiales relacionados con la energía fotovoltaica va disminuyendo a medida que avanza la tecnología, justamente al contrario que los precios de energías no renovables, ya que, al reducirse la cantidad de los mismos con el paso del tiempo, el precio tiende al alza.

1.1.2. Antecedentes.

La sustitución de los combustibles fósiles y la biomasa tradicional por otras fuentes de energía más modernas y renovables, es considerada como una nueva transición energética que se manifiesta en los cambios relacionados con la población, el crecimiento económico y la intensidad energética en los distintos países.

En la actualidad se vive una etapa de desarrollo consecuencia de la nueva apuesta por las energías renovables para cumplir con las directrices comunitarias y por el desarrollo del autoconsumo.

Este desarrollo es claramente notable si nos dedicamos a analizar los balances de energía de según las fuentes del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Tendremos en especial consideración los consumos de energía final del 2019 por ser el año más reciente del que se tienen datos reales y oficiales, pero en la tabla 3 estudiaremos la evolución de los consumos en las últimas décadas según la base de datos del IDAE

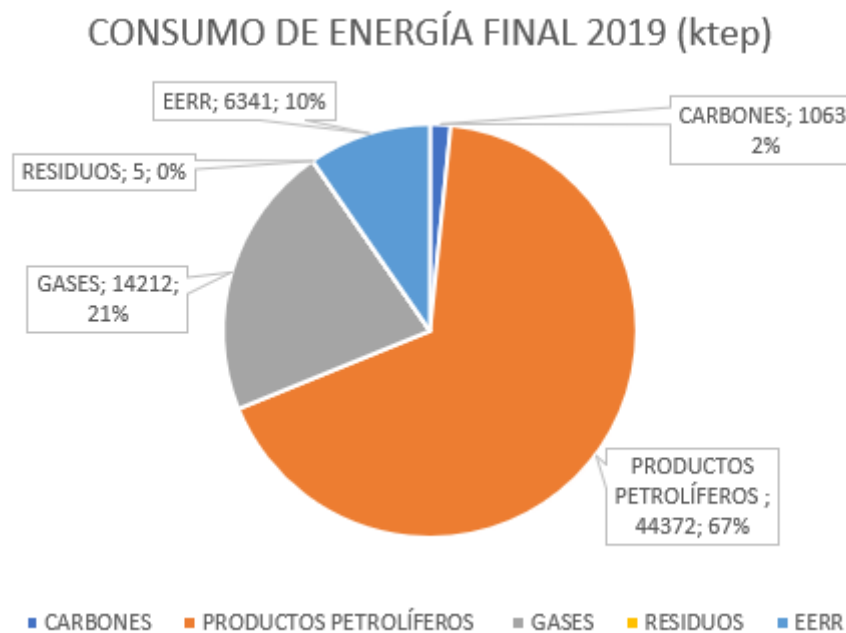


Figura 2: Consumo de energía final 2019 (ktep)

De los 6341 ktep correspondientes a las Energías renovables, identificamos las siguientes fuentes:



CONSUMO DE ENERGÍA FINAL 2019	
CARBONES	1063
PRODUCTOS PETROLÍFEROS	44372
GASES	14212
RESIDUOS	5
EERR	6341
CONSUMO DE ENERGÍA RENOVABLE FINAL 2019	
SOLAR TÉRMICA	341
GEOTERMIA	19
BIOMASA	4222
BIOGÁS	55
BIOCARBURANTES	1671
RSU RENOVABLE	5
CARBON VEGETAL	28

Tabla 1: Consumos 2019

Dividiendo el total de Energía consumida en las últimas décadas en Energías no renovables, EERR y energía eléctrica, podemos analizar qué cantidad de kilo toneladas equivalentes de petróleo se consume en cada uno de las diferentes secciones:

	1990	2000	2010	2019
Energías NO Renovables	42536	60363	62867	59652
Energías Renovables	3933	3470	5384	6341
Energía Eléctrica	10817	16205	21049	20166
TOTAL	57286	80038	89300	86159

Tabla 2: Elaboración propia

% de Energía renovable consumida sobre el total	
1990	6,87%
2000	4,34%
2010	6,03%
2019	7,36%

Tabla 3: Elaboración propia

Tras el estudio de los datos, concluimos que a medida que crece la demanda de energía con el paso de los años, también crece el consumo procedente de Energías renovables, por lo que la adopción de este tipo de energías está teniendo un éxito considerable pese a encontrarse lejos del previsto.

Renewable Energy share in Total Final Energy Consumption, 1990 - 2018

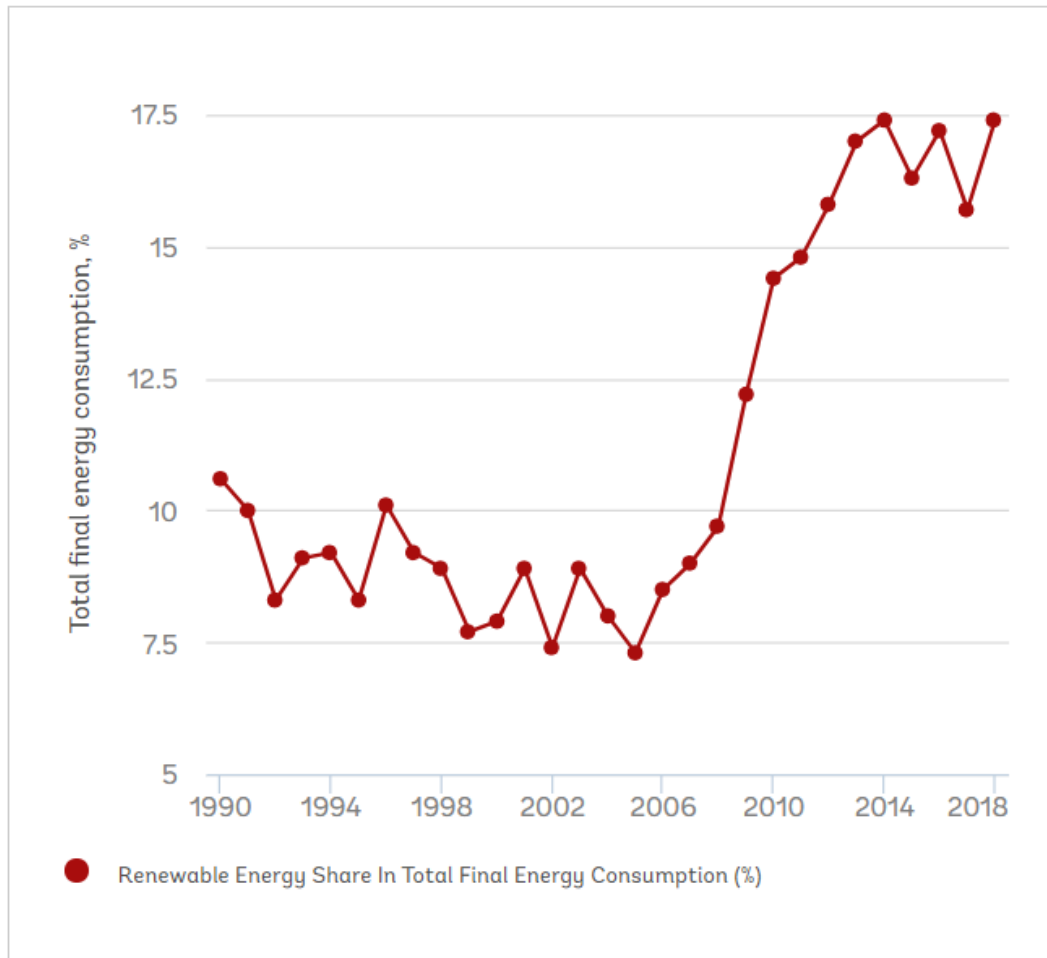


Figura 3: Participación de las energías renovables en el consumo final total de energía. Fuente: International Energy Agency (IEA) and UN Statistics Division (UNSD).

1.1.3. Objeto del proyecto.

La finalidad de este proyecto es dar una solución a un cliente particular para los gastos de consumo de energía eléctrica, permitiéndole ahorrar una cuantía monetaria a la hora de realizar el pago de facturas procedentes del consumo de energía eléctrica.

Para ello se tendrá en cuenta las condiciones establecidas por el cliente y se valorará la posibilidad de cumplirlas estudiando el entorno, la normativa y el alcance del proyecto. De esta manera es posible resolver la necesidad del cliente o si se diese el caso, ofrecerle la mejor solución alternativa.



Paralelamente y de forma secundaria, se consigue contribuir con los objetivos de desarrollo sostenible establecidos por Naciones Unidas, en concreto el objetivo 7: Garantizar el acceso a energía una energía asequible, segura, sostenible y moderna. (<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>)

1.2. Consideraciones previas

Antes de proceder con el diseño y dimensionado de la instalación, conviene tener en mente una serie de conceptos clave:

- **Instalación Aislada:** Toda aquella instalación que no está conectada a la red eléctrica de distribución. Por lo general el coste suele ser más elevado que el de una instalación conectada a red, ya que precisan del uso de baterías para poder almacenar la energía producida. Además, esto implica una mayor responsabilidad a la hora de cambiar y reciclar baterías, debido a que contienen sustancias químicas contaminantes.
- **Instalación Conectada a red:** Este tipo de instalación funciona como si fuese un generador más, aportando energía eléctrica a la red de distribución. Los paneles solares están conectados a la red eléctrica a través de la salida de los inversores solares, lo que les permite funcionar en paralelo con la red.
- **Potencia de la red:** Podemos distinguir tres grupos según la carga de la instalación. Instalaciones < 15 kW, entre 15-100 kW y >100 kW.
- **Autoconsumo individual:** Producir energía eléctrica para el servicio de uno mismo mediante una instalación fotovoltaica
- **Autoconsumo colectivo:** Compartir la energía producida con otros usuarios. Para ello debe de cumplirse que los autoconsumidores estén conectados al mismo centro de transformación y que la distribución sea en Baja Tensión. También debe de darse el caso de que entre la planta fotovoltaica y cada uno de los consumidores haiga una distancia máxima de 500m además de que la producción del sistema fotovoltaico y los consumidores estén registrados en la misma referencia catastral.
- **Autoconsumo sin excedentes:** Los dispositivos físicos instalados impiden la inyección de energía excedente a la red eléctrica de transporte o distribución.
- **Compensación de excedentes:** La energía producida y no consumida es vertida a la red a cambio de que la comercializadora valore la potencia aportada y lo descuenta de la factura eléctrica. (el registro de potencia aportada a la red se realiza mediante un contador bidireccional)

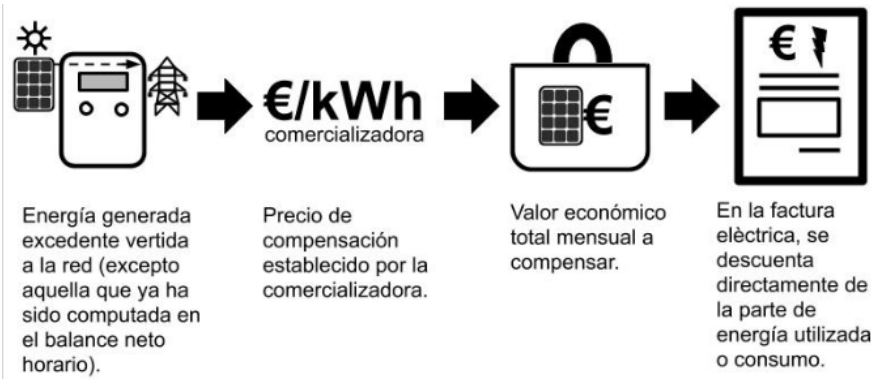


Figura 4: Esquema instalación fotovoltaica.

- Compensación no simplificada:** En esta situación no se obtiene un descuento en la factura, el excedente será vendido a la comercializadora al precio actualizado del mercado eléctrico. Este proceso conlleva una serie de requisitos tales como disponer de la licencia de actividad del ayuntamiento, estar dado de alta en la Agencia Tributaria en impuesto de electricidad y estar inscrito en el registro activo de producción (RAIPRE).

Teniendo en cuenta lo explicado anteriormente y según el RD 244/19, donde se regula el autoconsumo de energía solar, nuestra instalación se puede esquematizar según el siguiente diagrama de bloques:

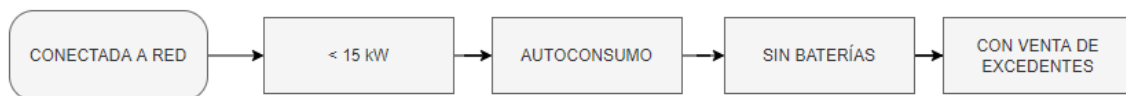


Figura 5: Diagrama de bloques, diseño previo

Debido a que la potencia de nuestra instalación es menor de 15 kW, no será necesario entrar en tramites con las comercializadoras eléctricas. Bastará con rellenar el boletín de instalación y enviarlo al órgano correspondiente de cada comunidad autónoma (En el caso de la Comunitat Valenciana, las solicitudes deberán dirigirse a la Dirección General de Transición Ecológica de la Conselleria de Agricultura, Desarrollo rural, Emergencia Climática y Transición Ecológica de la Generalitat Valenciana), el cual se encargará de comunicar y tramitar a la comercializadora eléctrica.

1.3. Análisis de posibles soluciones

En el siguiente apartado analizaremos las diferentes partes de la instalación que son de libre elección según el criterio del personal encargado del dimensionado de la instalación.

Nos será de gran ayuda apoyarnos en el siguiente diagrama de bloques, que resumirá de forma muy visual las diferentes opciones que existen para resolver el problema al que nos enfrentamos:

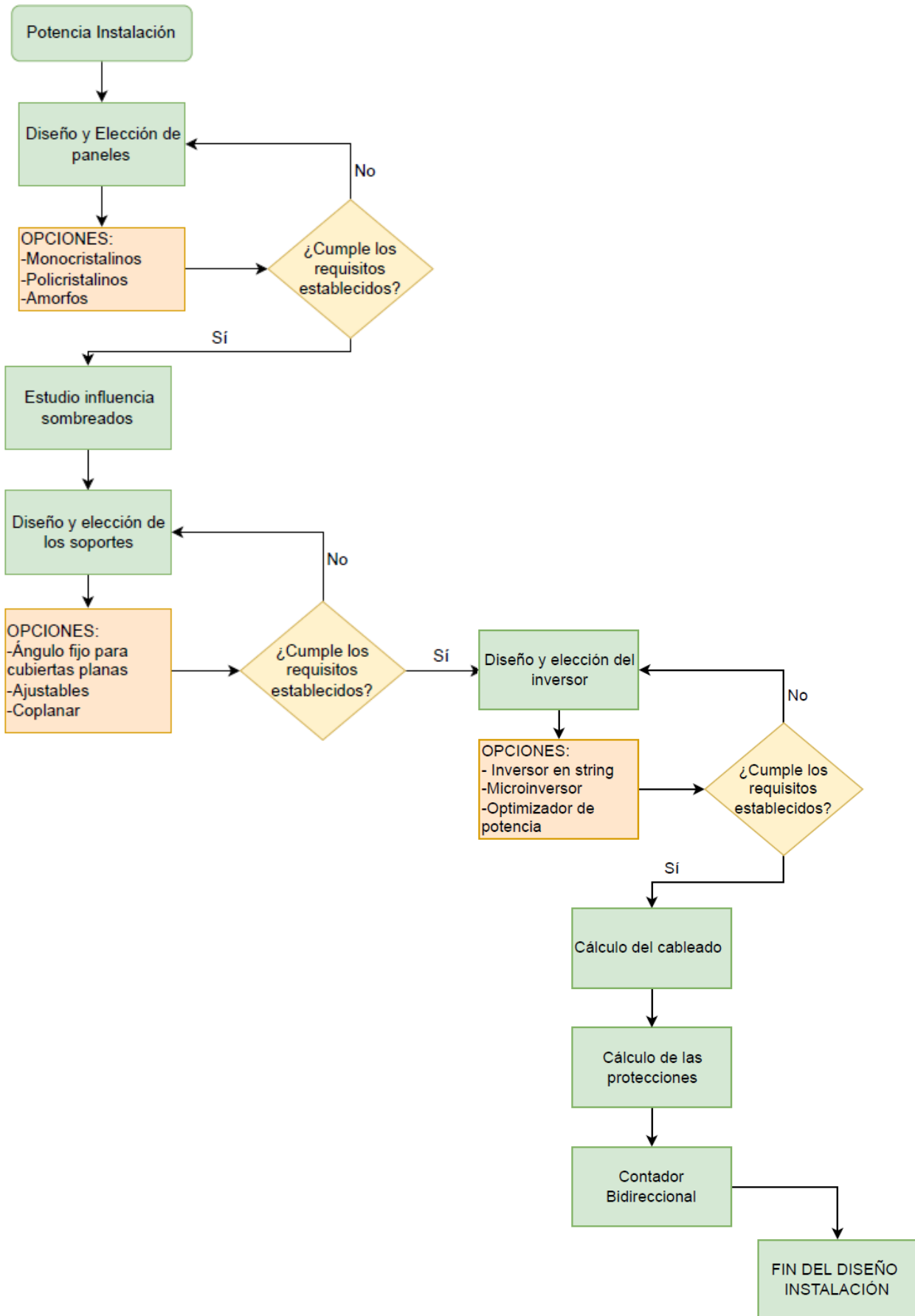


Figura 6: Diagrama de bloques posibilidades de instalación

1.3.1. Selección de Panel.

Para realizar instalaciones fotovoltaicas, uno de los componentes primordiales son los paneles. Existen tres tipos de paneles, monocristalinos, policristalinos y amorfos.

- **Monocristalinos:** Formados por una sola placa de silicio y caracterizados por su color más oscuro. Tienen un mayor rendimiento a temperaturas relativamente bajas. Suelen ser los empleados para instalaciones domésticas.
- **Policristalinos:** Formado por la unión de varios cristales de silicio. Se caracterizan por su color azul y su rendimiento es mayor para zonas con temperaturas relativamente elevadas. La impureza del silicio es mayor en este tipo de paneles, por eso es más habitual verlos en aplicaciones para la industria, ya que el coste es menor que el de los paneles monocristalinos.
- **Amorfos:** Son los que menos rendimiento presentan. No se llega a formar la estructura cristalina, pero funciona bien par zonas cálidas, ya que se calienta menos que los paneles policristalinos y monocristalinos.

También existen diferentes tecnologías fotovoltaicas y conceptos, los cuales hay que conocer para tener un mayor conocimiento a la hora de elegir adecuadamente el tipo de panel según las características de la instalación:

- **Célula PERC:** Utiliza capas adicionales en la parte posterior para absorber más fotones de luz y aumentar la eficiencia.

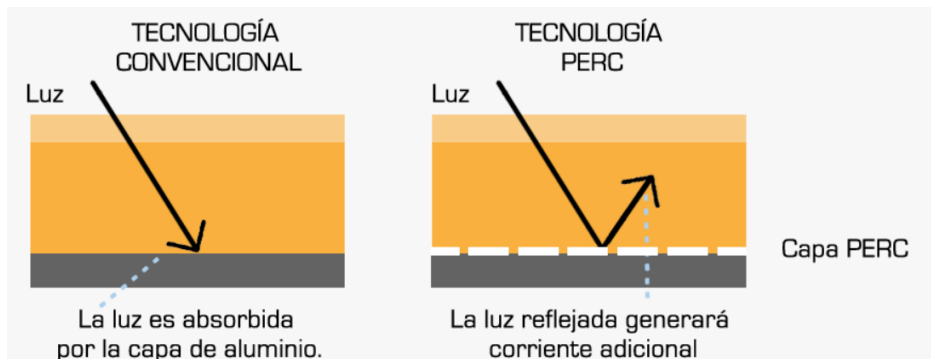


Figura 7: Tecnología PERC

- **Half cell:** El panel se divide de en 2 partes, para de esta manera reducir la corriente de la celda, y en consecuencia disminuir las pérdidas por resistencia térmica. Además, asegura una producción continuada cuando la placa está parcialmente sombreada, ya que los sombreados parciales de una mitad del panel solar, no afectarán al total del panel.

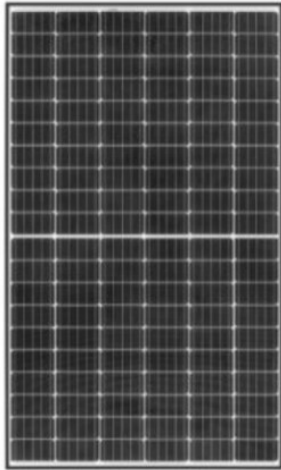


Figura 9: Panel half cell



Figura 8: Influencia de las sombras

- **Shingled:** Utilizada por los fabricantes Hyundai y Sunpower (gama Performance). Celda dividida en 5 partes, superpuestas unas sobre otras y unidas por adhesivos.

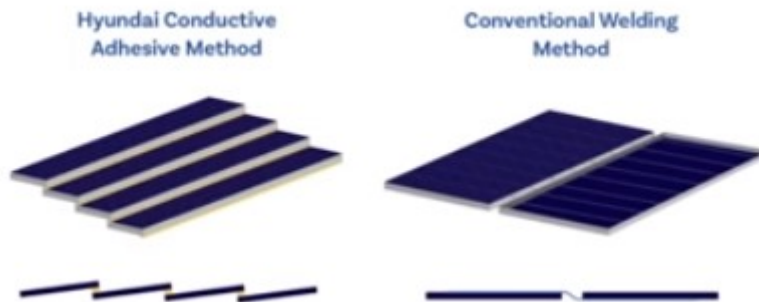


Figura 10: Tecnología Shingled

De esta forma se reducen contactos, las microrroturas, y las soldaduras, lo que implica que también disminuirán los puntos calientes. Respecto a la incidencia de las sombras, en un panel convencional se perdería toda la producción del módulo, mientras que en un panel con tecnología Shingled, sólo se perdería la producción de las celdas afectadas por la sombra.



Figura 11: Efecto sombreado

- **Mono PERC half cell MBB:** Paneles que disponen de más Bus Bar, dependiendo del fabricante ente 9 y 12. (de esta forma se consigue mayor eficiencia)

- **Silicio tipo “n”**: Oblea de silicio dopada con fósforo, que tiene un electrón más que el silicio, lo que hace que la celda se cargue negativamente. Esto ofrece un mayor rendimiento, menor tasa de degradación y un coeficiente de T^a mejorado.
- **Silicio tipo “p”**: Oblea de silicio dopada con boro, que tiene un electrón menos que el silicio, lo que hace que la celda esté cargada positivamente. La mayoría de las células cristalinas son de tipo “p” debido al menor costo de producción.

Para decantarnos por una marca de un panel u otro nos basaremos en diferentes conceptos, entre ellos la eficiencia.

$$\text{Eficiencia} = \frac{P_{\max}}{\text{Area} * 1000 \text{ W/m}^2} * 100$$

Ecuación 1: Fórmula de la eficiencia

A continuación, veremos una tabla con las principales marcas y modelos de paneles ordenados de mayor a menor eficiencia:








		Most Efficient Solar Panels 2022 *		V3.2 - Mar 2022
Manufacturer	Model	Max power (W)	Cell Type	Efficiency
SUNPOWER	Maxeon 6	440W	N-type IBC	22.8 %
 CanadianSolar	CS6R-MS	440W	N-type HJT Half-cut	22.5 %
Panasonic	EverVolt H	410W	N-type HJT Half-cut	22.2 %
 Jinko Solar	Tiger NEO	480W	N-Type TOPcon Half-cut	22.2 %
 SPIC	Andromeda 2.0	435W	N-type IBC Half-cut	22.1 %
 REC Solar	Alpha Pure	405W	N-type HJT Half-cut	21.9 %
Trinasolar	Vertex S +	425W	N-Type Mono Half-cut	21.9 %
 MEYER BURGER	White	400W	N-type HJT Half-cut	21.7%
JA SOLAR	Deep Blue 3.0 light	420W	P-Type Mono Half-cut	21.5 %
 Silfab SOLAR	Elite BK	405W	P-type IBC	21.4 %

Tabla 4: Comparativa precio paneles. Fuente: Clean Energy Reviews

A la hora de decidirnos por utilizar paneles policristalinos o monocristalinos tendremos en especial consideración el coeficiente de temperatura.

Este parámetro refleja las pérdidas que habrán en el módulo por cada grado que aumentemos de Tª a partir de 25°. Debido a la ubicación de la instalación en Alcudia, los meses de veranos destacan por las elevadas temperaturas, por lo cual será de vital importancia el análisis de este parámetro.

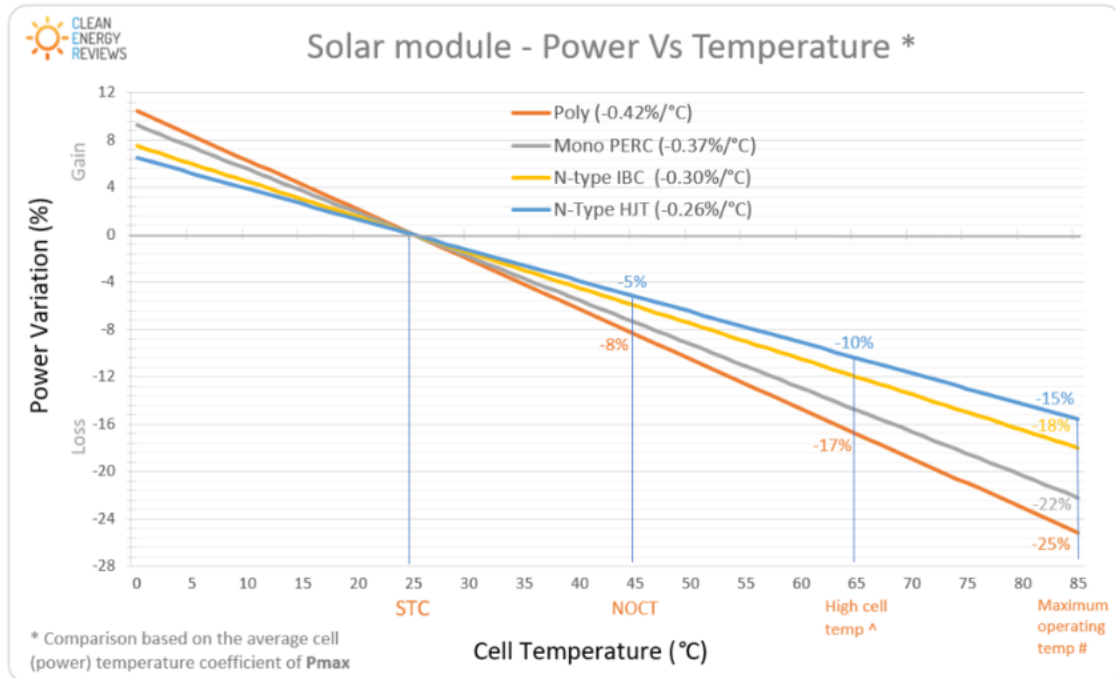


Figura 12: Coeficiente de temperatura

Conociendo todos estos conceptos elaboramos la siguiente tabla, en la cual nos basaremos más adelante para justificar la elección de los paneles:

TÉCNOLOGÍA	POLICRISTALINO	MONO PERC HALF CELL	SHINGLED MONO PERC	MONO PERC HALF CELL MBB
SILICIO	P	P	P	P
EFICIENCIA	16-17%	18-20%	19-20,5%	19-21,1%
COEF. Tª	-0,40	-0,35	-0,28	-0,35
DEGRADACIÓN 25 AÑOS	20%	15 – 18%	12,5%	15-18%

Tabla 5: Comparativa general de parámetros para los paneles

Por último, valoraremos el precio de forma aproximada de cada uno de los paneles y las principales marcas:



MODELO	FEABRICANTE	POTENCIA	Nº DE CÉLULAS	PRECIO APROXIMADO	PRECIO POTENCIA
Mono PERC Tall Max	TRINA SOLAR	405 Wp	144	155 €	0,38 €/Wp
TIGER Pro mono PERC	Jinko	530 Wp	144	215 €	0,41 €/Wp
Mono PERC	Talesun Bistar	450 Wp	144	200 €	0,44 €/Wp
Hiku mono PERC	Canadian Solar	495 Wp	156	230 €	0,47 €/Wp
Mono PERC	JA Solar	495 Wp	132	240 €	0,49 €/Wp
Policristalino	Axipower	280 Wp		95 €	0,33 €/Wp

Tabla 6: Comparación precio paneles, elaboración propia

Una vez conocidos todos estos parámetros mencionados anteriormente, se escogerá de forma más adecuada el panel que mejor se adapte a las necesidades de la instalación.

Pese a tener un menor precio (por lo general), se descartan los paneles de tipo policristalino, ya que como podemos observar, el coeficiente de temperatura tiene mejores resultados en los paneles monocristalinos.

A nivel empresarial por parte de la instaladora, otra consideración a prestar gran importancia son el stock y los plazo de entrega. Debido a la situación mundial de crisis económica y social, además de problemas relacionados con el transporte (tales como la subida de los materiales, combustibles, electricidad...) los plazos de entrega han aumentado de forma tan significativa que pueden marcar la diferencia entre instalar un tipo de módulos u otros.

En el caso de la empresa instaladora, la disponibilidad (y conformidad por parte del cliente) de trabajar con unidades de la marca JETION será lo que acabe decidiendo el modelo del panel a elegir.

Debemos considerar un requerimiento del cliente, que es utilizar el menor espacio posible. Necesita la mayor superficie disponible para realizar actividades personales y de ocio, y es por esta razón que para llegar a la potencia total de la instalación, se montarán 8 paneles JETION modelo JT SGh de 455 Wp por un precio de (0,49€/Wp), optimizando de esta manera todo el espacio posible y dejando un pasillo adecuado para realizar tareas de mantenimiento por todas los lados de la instalación.

Comparado con los precios de la tabla 6, vemos un ligero sobrecoste, pero dada la situación de crisis anteriormente nombrada y que además se dispone de un stock con estos modelos, es un precio competitivo y aceptable.



1.3.2. Selección del Inversor

El inversor es el elemento más importante de la instalación solar fotovoltaica conectada a red.

Es el dispositivo de unión entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica.

Las funciones del inversor son:

- Transformar la corriente continua en alterna.
- Conseguir el mayor rendimiento del campo fotovoltaico.
- Realizar el acoplamiento de la red.
- Protecciones

Existen tres tipos de inversores, los cuales se deben tener en cuenta para decidirse por uno u otro en función de las condiciones y aplicaciones concretas de cada tipo instalación. Los diferentes inversores son:

- Inversores string: Opción más utilizada y de menor coste además de ser la más contrastada. Recomendable para tejados en los que no sean afectados por sombras. Su principal desventaja es que produce tanta energía útil como el panel que menos produce.
- Microinversores: Opción de mayor coste económico. Cada placa tiene un microinversor instalado, por ello se realiza la conversión de CC a CA en la propia cubierta en lugar de enviar la energía de todos los paneles a un único inversor. Son más eficientes que los inversores en string y permite localizar la producción de cada placa, detectando de forma más eficaz posibles problemas y así facilitar su resolución. Opción a considerar si se dispone se prioriza la eficiencia del sistema.
- Optimizadores de potencia: De la misma forma que los microinversores, se coloca uno por placa solar. Condiciona la electricidad en CC fijando el voltaje de la electricidad en el momento de ser enviada al inversor. Es más eficiente que una instalación que solamente utiliza un inversor en string. Es más económico que los microinversores pero más caro que los inversores en cadena. Muy utilizados cuando se desea maximizar la producción y desentenderse de los costos de mantenimientos y su uso más común es para ubicaciones en las que la incidencia de las sombras es elevada.

En cuanto a las características técnicas, la potencia del inversor necesario para un determinado campo de paneles fotovoltaicos suele ser un 15 % inferior a la potencia pico instalada en dicho campo. Esto se debe principalmente a los siguientes conceptos:

1. La potencia pico del campo generador se alcanza en ocasiones puntuales por lo que el inversor trabaja con valores de potencia inferiores al 70 % de su potencia máxima. Obviamente, el rendimiento del inversor es menor cuando más lejos trabaja de su potencia máxima. La utilización de un inversor de un 15 % de potencia menor proporciona un ajuste más adecuado de la potencia de funcionamiento real de la instalación, además de una reducción en el coste del inversor que no representa una reducción de la potencia obtenida
2. La potencia pico del generador fotovoltaico que nos da el fabricante se obtiene a una temperatura de célula de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m². Esta situación es improbable en la realidad ya que con una irradiancia que correspondería al valor medio al mediodía de un día claro de verano sería necesario estar a una temperatura ambiente en el exterior de 10 °C y a 0° C para encontrar la célula a 25° C, lo cual es obviamente imposible. Además, la irradiancia de 1000 W/m² solo se alcanza en condiciones muy puntuales. Por tanto, la potencia de salida será sensiblemente inferior a la potencia pico proporcionada por el fabricante.



- Existen pérdidas de potencia por desacoplo de los módulos en la serie (por ejemplo, sobras parciales en el campo generador, etc), caídas de tensión en los conductores y otros factores que reducen la potencia máxima disponible a la entrada del inversor.

Teniendo en cuenta todas estas premisas, la potencia del inversor necesario para un determinado campo de paneles fotovoltaicos suele ser entre el 10 – 15 % inferior a la potencia pico instalada de dicho campo.

El siguiente paso consiste en conocer los parámetros de selección, considerando que se va a montar 8 módulos asociados a un inversor en 1 string, tenemos:

- Corriente máxima de entrada: Intensidad pico de los paneles 10.94 A

$$I_{max} = 1 * 10.94 = 10.94 \text{ A.}$$

La corriente máxima de entrada del inversor deberá ser mayor que 10.94 A

- Corriente de entrada del inversor:

Se tendrá en cuenta el valor de corriente máxima de cortocircuito de entrada, que es 11.51 A

$$I_{maxcc} = 1 * 11.51 = 11.51 \text{ A.}$$

Se escogerá un valor superior como intensidad de entrada del inversor, de esta manera obtendremos más seguridad para el peor de los casos

- Tensión máxima en el punto de máxima potencia: Tensión máxima del panel es 41.6 V

Teniendo en cuenta que sólo hay una fila con 8 módulos, la tensión máxima de entrada al inversor será:

$$V_{max} = 8 * 41.6 \text{ V} = 332.8 \text{ V}$$

- Tensión máxima de entrada al inversor: El valor de este parámetro se tomará de igual manera que la corriente, para conseguir una mayor seguridad. La tensión de cortocircuito de los paneles es de 50.2 V.

$$V_{maxcc} = 8 * 50.2 = 401.6 \text{ V}$$

Por lo que la tensión de entrada del inversor será mayor de 401.6 V.

- Potencia máxima de entrada del inversor: Debe de ser superior a la potencia de la instalación. Disponemos de 8 panes de 455 Wp. Por lo que la potencia máxima de nuestra instalación será:

$$P_{m\acute{a}x} = 8 * 455 = 3640 \text{ W}$$

Potencia máxima del inversor	3640 W
Corriente de entrada del inversor	> 11,51 A
Tensión de entrada del inversor	>401.6 V
Tensión de salida	230 V AC

Tabla 7: Características técnicas del inversor



Teniendo en cuenta el valor de todos los parámetros elegidos, escogemos un inversor GH-I2.5 1M STYLE (1 MPPT), ya que es un componente que la empresa instaladora tiene en stock, por lo que su fácil accesibilidad, junto con las características técnicas superiores a las del diseño, lo convierten en el modelo adecuado para la instalación.

Modelo	GH-I 0.7 1M STYLE	GH-I 1.0 1M STYLE	GH-I 1.5 1M STYLE	GH-I 2.0 1M STYLE	GH-I 2.5 1M STYLE	GH-I 3.0 1M STYLE
Entrada FV (CC)						
Potencia máxima FV [Wp]	1050	1500	2250	3000	3750	3900
Tensión máxima CC [V]	450			500		
Rango de tensión MPPT [V]	40-425			50-450		
Tensión nominal CC [V]	360			360		
Tensión de arranque [V]	40			50		
Tensión mínima CC [V]	40			40		
Corriente máxima CC por MPPT [A]	12.5			12.5		
Corriente máxima CC de cortocircuito por MPPT [A]	15			15		
Número de MPPTs	1			1		
Número de entradas CC por MPPT	1			1		
Salida AC						
Potencia nominal de AC [W]	700	1000	1500	2000	2500	3000
Potencia máxima de AC [VA]	770	1100	1650	2200	2750	3300
Corriente máxima de AC [A]	3,5	5	7,5	10	12,5	15
Tensión nominal de AC / rango [V]	220,230,240 / 180-280			220,230,240/180-280		
Frecuencia de red / rango [Hz]	50,60 / 45-55,55-65			50,60/45-55,55-65		
Factor de potencia [cos φ]	0.8 capacitiva ~ 0.8 inductiva			0.8 capacitiva ~ 0.8 inductiva		
Distorsión armónica total [THDi]	< 2 %			< 2 %		
Alimentación	Monofásica (L+N+PE)			Monofásica (L+N+PE)		

Tabla 8: Datasheet inversor

Para analizar los datos de consumo y producción se instalará un analizador compatible con el inversor, de la misma marca, concretamente un Greinheiss GH-I-STYLE. Con esto dispondremos de un sistema completamente monitorizado las 24 horas del día.

1.4. Diseño de la instalación

Para realizar el diseño de la instalación tomamos como referencia un esquema genérico de las actuales instalaciones fotovoltaicas.

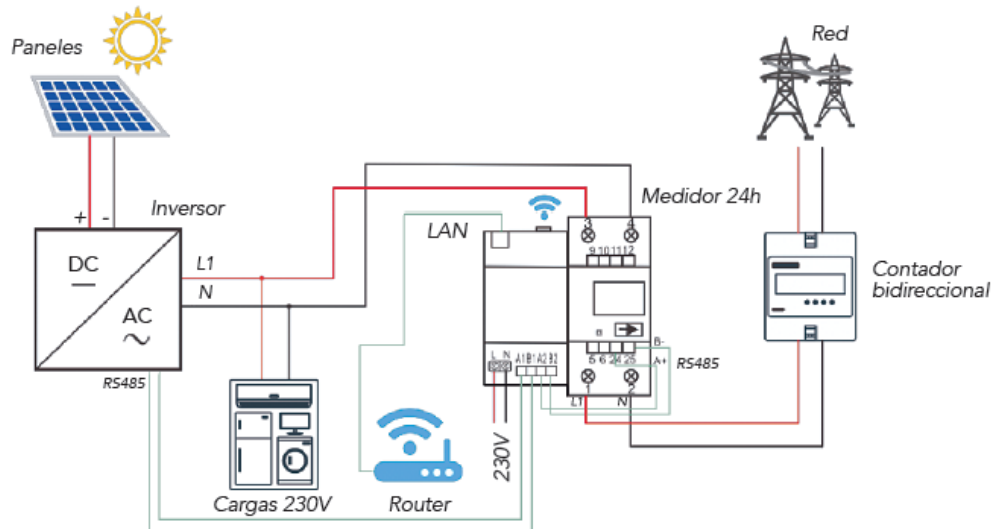


Figura 13: Esquema instalación fotovoltaica. Fuente Greenheiss

Una vez queda clara y se visualiza la instalación que se desea realizar, pasamos a plantear de forma más personalizada la solución que necesita el cliente.

El proyecto de la instalación solar fotovoltaica consiste en la promoción, planificación, construcción y explotación de una instalación solar fija sobre cubierta.

Para ello se valorará y se justificará la selección de cada uno de los componentes y como veremos más adelante, gracias a una simulación con el programa PVGIS, se demostrará que la instalación será rentable en lo referente a la producción de energía y que por lo tanto tiene un fundamento y razón de peso para ser llevada a cabo.

La elección del PVGIS como programa de simulación se debe a su reconocimiento internacional, ya que es considerado uno de los programas más contrastados y fiables para realizar simulaciones de instalaciones solares.

1.4.1. Producción eléctrica simulada

Una vez calculada la potencia total de la instalación, introducimos los datos correspondientes en el programa de simulación PVGIS y obtenemos los siguientes resultados:

Irradiación mensual sobre plano fijo:

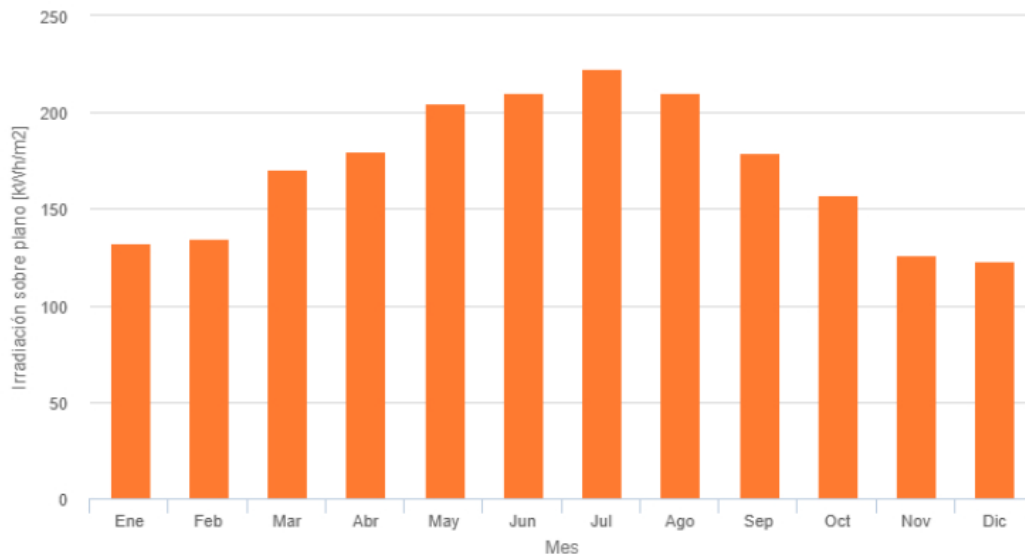


Figura 14: Irradiación mensual obtenida del PVGIS

Para tener una idea aproximada de la producción de electricidad que realizará la instalación, es de vital importancia estimar la irradiancia que incide en la superficie de los paneles.

La irradiancia es la magnitud que describe la intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros como una unidad de potencia por unidad de superficie. (W/m²)

Cuanto mayor sea la irradiancia sobre la superficie de nuestros paneles, mayor energía eléctrica se producirá.

Otros datos que nos proporciona la simulación son los siguientes:

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.202,-0.503
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 3.64 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 30 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 5750.92 kWh
 Irradiación anual: 2050.84 kWh/m²
 Variación interanual: 183.78 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.6 %
 Efectos espectrales: 0.59 %
 Temperatura y baja irradiancia: -8.57 %
 Pérdidas totales: -22.96 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada:

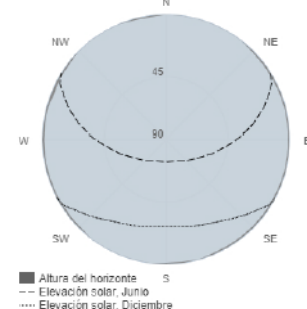


Figura 15: Valores aproximados de la producción eléctrica solar.

Como podemos ver en la imagen 15 la producción de energía eléctrica anual será de 5750.92 kWh, además nos sugiere el ángulo de inclinación que deberían llevar nuestros paneles en función de los datos introducidos, que son la ubicación, el tipo de panel fotovoltaico y las pérdidas del sistema. Con estos datos, obtenemos un ángulo óptimo de 30°, que posteriormente demostraremos que es el adecuado mediante cálculos.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:

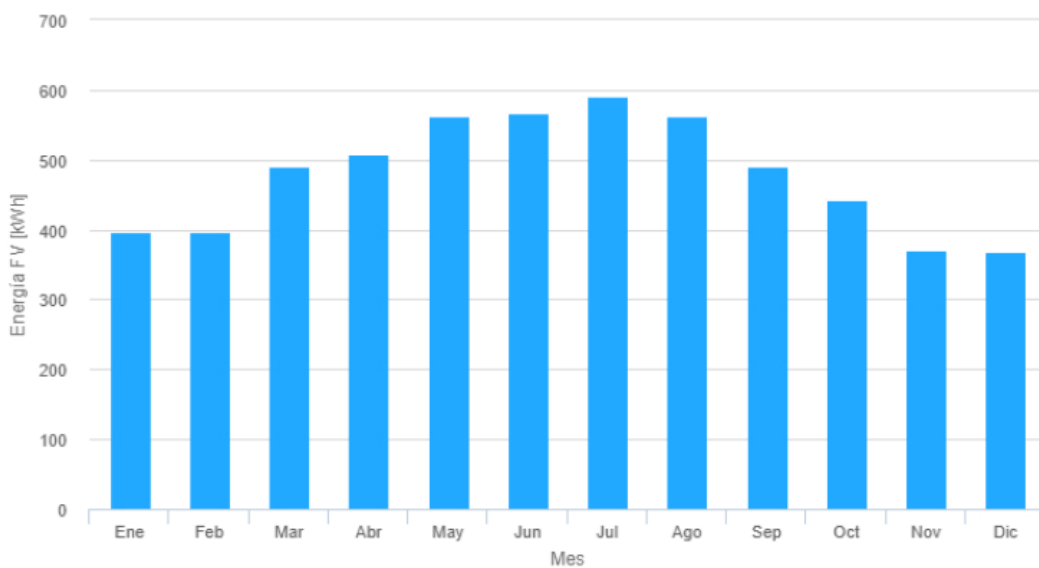


Figura 16: Producción de energía mensual obtenida del PVGYS

Seguidamente, obtenemos una tabla que nos permite analizar los datos de energía fotovoltaica y la radiación solar mensual, proporcionándonos la información necesaria para justificar que la instalación tiene una razón de realizarse.

Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m	
Enero	396.7	132.3	58.9	E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].
Febrero	397.1	134.6	54.1	H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m ²].
Marzo	491.3	170.3	60.8	SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].
Abril	507.8	179.9	39.6	
Mayo	563.0	204.5	50.1	
Junio	567.3	210.6	18.0	
Julio	591.1	222.5	20.3	
Agosto	563.4	210.2	26.2	
Septiembre	490.9	179.3	34.6	
Octubre	443.1	157.3	52.0	
Noviembre	370.0	126.3	50.7	
Diciembre	369.3	123.0	34.4	

Figura 17: Resumen datos simulación

La huella de por cada kWh es de 250 gCO₂/kWh, con lo que, a lo largo de un año, generando 5750.2, reducíamos las emisiones de CO₂ en 1437,55 kg

1.4.2. Efecto de las sombras.

Antes de empezar con los caculos y explicaciones justificativas, nos será de gran ayuda visualizarla ubicación de la instalación:

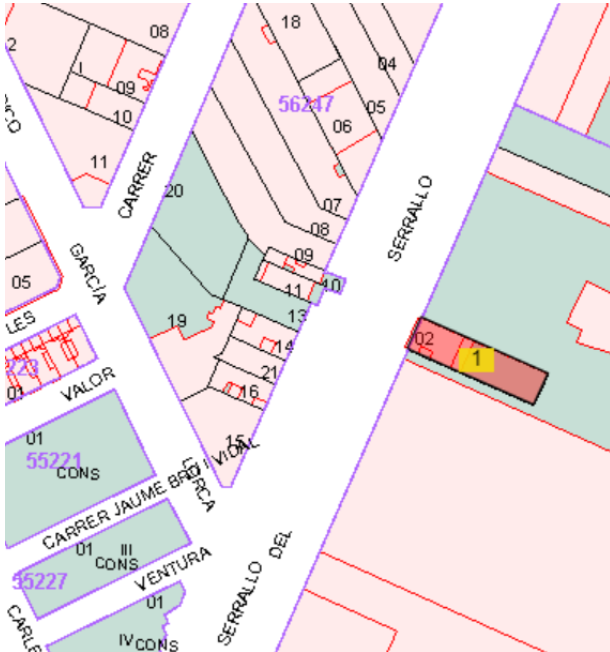


Figura 19: Ubicación vista aérea. Fuente: Catastro



Figura 18: Vista frontal del edificio. Fuente: Google Maps

Es de vital importancia tener en consideración este apartado en el caso de que sea necesario montar más de un string de paneles, ya que se debe tener en cuenta la incidencia de las sombras de un string sobre el otro. Como vemos en las imágenes anteriores, no hay árboles ni edificios colindantes que puedan producir sombras en los paneles, la única que se producirá es la de un string sobre el otro.

Con el fin de justificar este apartado, hay que tener en cuenta cómo funciona un módulo fotovoltaico cuando es afectado por las sombras. Cuando la incidencia de sombras sobre los paneles es constante, estos se comportan como una resistencia consumiendo la corriente generada por el resto de paneles, lo que implica que esta intensidad se transforme en calor y dañe la instalación.

Aplicando la siguiente fórmula obtenemos el ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud:

$$\text{Inclinación} = 3.7 + 0.69 \times |\text{Latitud}|$$

Ecuación 2: Fórmula inclinación

$$3,7 + 0.69 \times 39.202 = 30.7^\circ$$

Ecuación 3: Resultado numérico

Conocido el dato de la inclinación de aproximadamente 30 grados, podemos calcular la distancia a la que deben estar separados los paneles:

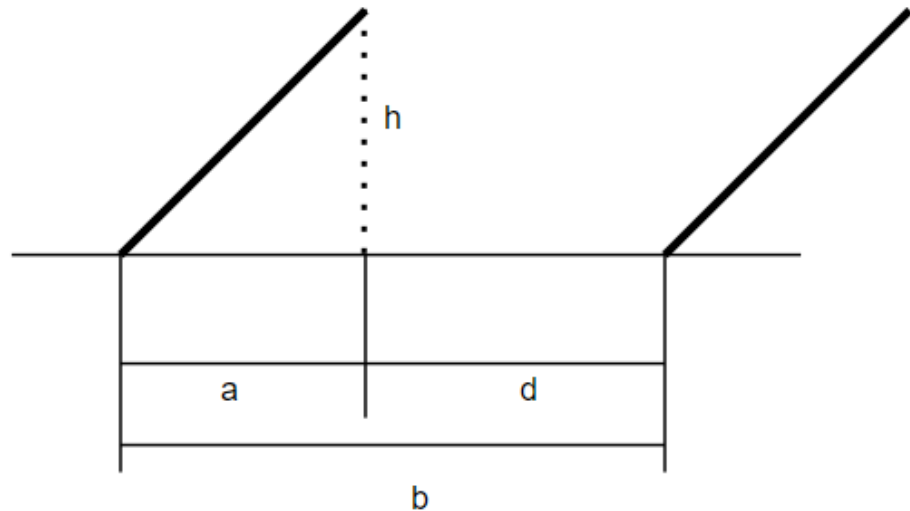


Figura 20: Esquema para el estudio del sombreado de un panel sobre otro

Sabiendo que el ángulo de inclinación es 30 y que la longitud del panel es de 2.094 m, podemos calcular la altura h:

$$h = 2.094 * \text{sen}30 = 1.047 \text{ m}$$

Ecuación 4: Obtención de la altura

La distancia entre la perpendicular de la altura y el principio del otro panel (d) se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = \frac{1.047}{\tan(61 - 39.202)} = 2.61 \text{ m}$$

Ecuación 5: Obtención de la distancia entre final de un panel y comienzo del siguiente

Otra forma de llegar es conocer esta distancia "d" es con la siguiente fórmula:

$$d = k * h$$

Donde k es una constante que depende de la latitud.

Diferentes de k valores de k en función de la latitud de la instalación:

Latitud	29	37	39	41	43	45
k	1.600	2.246	2.475	2.747	3.078	3.847

Tabla 9: coeficiente en función de la latitud

$$d = 2.475 * 1.047 = 2.59 \text{ m}$$

Ecuación 6: Resolución de la distancia "d"

Con estas diferentes formas de hallar la distancia “d” podemos asegurarnos de que los paneles deben de instalarse a 2.6m unos de otros (respecto a la perpendicular de la altura del panel que iría delante, “h”).

$$a + d = b$$

Ecuación 7: Obtención de la distancia “b”

$$2.094\cos30 + 2.6 = 4.4 \text{ m}$$

Ecuación 8: Resultado numérico distancia “b”

Dadas las dimensiones del tejado, lo más conveniente será disponer 2 filas de 4 módulos separadas entre si una distancia de 4.4m aproximadamente tal y como se calculó en el apartado anterior.

1.4.3. Soporte Paneles.

En este apartado detallaremos las características de los anclajes que soportaran los paneles solares.

Tal y como se contempla en los anteriores apartados, la inclinación óptima de los paneles es de 30°. Hay diferentes tipos de estructuras, y según el entorno de la aplicación es más conveniente unas u otras. Principalmente se distinguen tres tipos de estructuras:

Ángulo fijo para cubiertas planas:

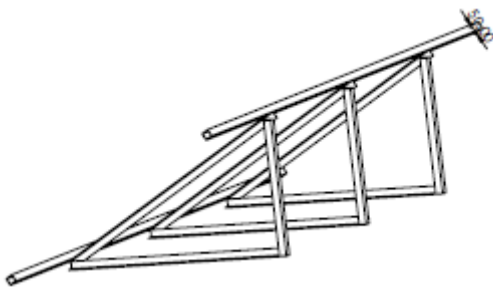


Figura 21: Soporte para cubiertas planas, diseño propio SolidWorks

Coplanar para tejas:



Figura 22: Soporte coplanar

Ajustables:



Figura 23: Soporte ajustable

En el mundo de fotovoltaica existen estructuras prefabricadas con un gran rango de ángulos para los diferentes tamaños de paneles.

Por esta razón y dadas las condiciones particulares de nuestra instalación, se seleccionan dos estructuras inclinadas 30° para 4 paneles de 455 Wp, ya que suelen estar bastante estandarizadas y son las más baratas. Además, las características de nuestro tejado, llano, sin inclinación respecto al suelo y de fácil acceso, hace que este tipo de estructura resulte la más cómoda de instalar.

1.4.4. Cajas de conexión.

La función de la caja de conexiones fotovoltaicas es conectar y proteger los módulos fotovoltaicos. Conectan la energía generada por las células solares a líneas externas y conducen la corriente generada por los módulos.

Uno de los principales elementos de la caja de conexión es el diodo, que debe usarse como diodo de derivación para proteger el módulo contra puntos calientes.

1.4.5. Puesta a tierra.

En el Artículo 15 del 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, se especifican las siguientes condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas, siendo éstas:

- La puesta a tierra de las instalaciones 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 y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

1.4.6. Cableado

Se trata de una instalación que por sus dimensiones requiere gran cantidad de cableado tanto de corriente continua como de alterna.

El cableado de la parte de continua se hará mediante el conexionado “salto de rana” que consiste en unir el polo positivo de panel uno con el polo negativo del panel tres, el polo positivo del panel dos con el negativo del panel cuatro... y así sucesivamente hasta conectar todos los paneles.

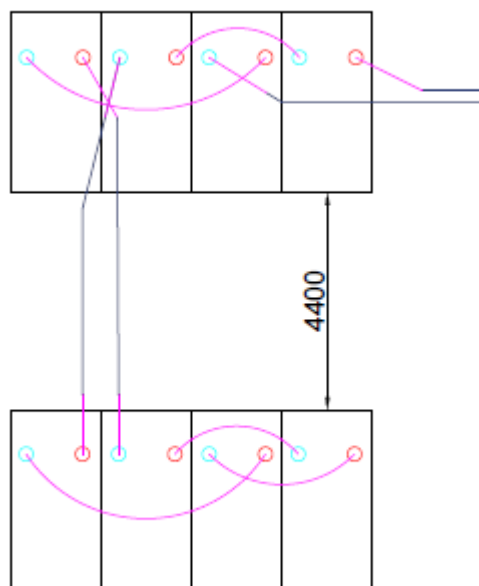


Figura 24: Conexionado salto de rana

Además de ahorrar un coste elevado en cableado, este método de conexionado evita que se forme una espira, eliminando así sobretensiones por caídas de rayos.

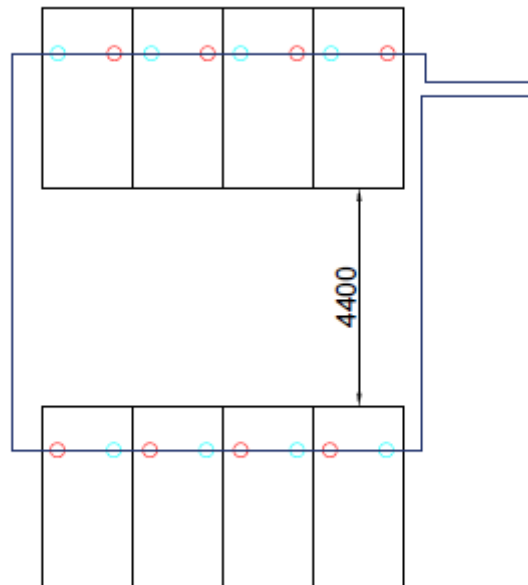


Figura 25: Diseño inadecuado del cableado formando una espira

El cableado de la parte de alterna, irá desde el inversor directamente al cuadro eléctrico de baja tensión, ubicado en la parte inferior de la vivienda, cerca de la entrada del edificio.

En lo referente al dimensionado de la sección, para reducir las pérdidas en los conductores, es importante dimensionar estos elementos de modo adecuado.

Para el cálculo de la sección del cable, se tendrán en cuenta dos criterios, de los cuales se escogerá la medida de la sección que resulte más restrictiva.

Para hallar la sección correspondiente a la parte de continua, tendremos en cuenta los criterios térmicos.

Considerando el peor de los casos, (en Alcudia), tomaremos como referencia una T^a media de 45° en los días de verano.

Podemos calcular lo siguiente:

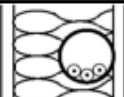
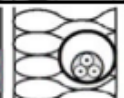

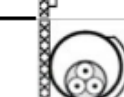
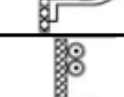

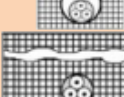

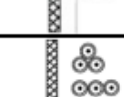
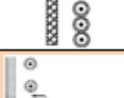
Según la ITC-BT-40, las instalaciones generadoras, entre ellas las fotovoltaicas, deberán contar con un cableado dimensionado para una intensidad un 125 % superior a la intensidad máxima de diseño.

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{maxCC} = 14.3875$$

$$I_{diseño} = 1,25 * 11.51A = 14.3875$$

Ahora, para determinar la sección tendremos en cuenta que nuestro material de aislamiento es XLPEy basándonos en la siguiente tabla, nos encontramos en este caso:

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia				Tabla y columna			
				Intensidad admisible para los circuitos simples			
				Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
				Número de conductores			
		2	3	2	3		
	Local	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
		Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
		Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
		Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
		Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
		Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
		Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
		Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Tabla 10: Métodos de instalación de referencia

Disponemos de 2 conectores aislados con XLPE (ya que son los que utiliza la empresa instaladora para las instalaciones fotovoltaicas de forma estándar), en una instalación con conductores aislados sobre una pared. Lo que nos remite a la tabla C.52 columna 10b

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																			
	PVC 3	PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2											
A1																				
A2																				
B1																				
B2																				
C																				
E																				
F																				
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13		
Sección mm ²																				
Cobre																				
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-		
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-		
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-		
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-		
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-		
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-		
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146		
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182		
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220		
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282		
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343		
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397		
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458		
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523		
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617		

Tabla 11: Tabla para obtener la sección del cable en en función de la tabla 10 y el cable

El valor de la sección correspondiente a la columna 10b con una intensidad inmediatamente superior a la calculada, es de 1,5 mm² con una intensidad máxima de 20A.

El siguiente paso es comprobar que la elección de la sección es la adecuada teniendo en cuenta el factor de corrección de temperatura ambiente.

Temperatura ambiente (°C)	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,40	1,26
15	1,34	1,23
20	1,29	1,19
25	1,22	1,14
30	1,15	1,10
35	1,08	1,05
40	1,00	1,00
45	0,91	0,96
50	0,82	0,90
55	0,70	0,83
60	0,57	0,78
65		0,71
70		0,64
75		0,55
80		0,45

Tabla 12: Factor de corrección de temperatura ambiente según UNE-HD 60364-5-52:2014.

Para nuestro caso en concreto, el factor de corrección es $K = 0.96$.

Debemos considerar también la siguiente tabla en la que se tiene en cuenta el factor de corrección por agrupamiento ya que llegaremos a encontrarnos en puntos donde los 2 conductores se encuentren en el interior de una envolvente.

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Tabla 13: Factor de corrección por agrupamiento de conductores

Nos encontramos en el caso de la columna 2 fila 2, lo que significa que tendremos 2 conductores de capa única sobre muro, por ello nuestro factor de corrección por agrupamiento de conductores es $K' = 0.85$.

$$20A * 0.96 * 0.85 = 16.32A$$

Ecuación 10: Intensidad tras factores de corrección



Como $16.32 \text{ A} > I_{\text{diseño}}$ (14.38 A), la sección de 1.5 mm^2 podría ser válida a falta de calcular la sección por el criterio de caída de tensión.

Siguiendo el mismo procedimiento obtenemos la sección del cableado de alterna.

La intensidad máxima que debe soportar el cableado es de 15 A, que es la intensidad máxima de salida del inversor.

$$I_{\text{diseñoAC}} = 1,25 * I_{AC} = 18.75 \text{ A}$$

Ecuación 11: Intensidad de diseño AC

En la tabla 11, la intensidad nominal directamente superior a la de diseño para la columna 10b, corresponde a un cable de sección 1.5 mm^2 con una intensidad máxima de 20A.

Estimando una temperatura de 40° sabemos que su $K=1$ y $K'=0.85$ tenemos:

$$I = 20\text{A} * 1 * 0,85 = 17 \text{ A}$$

Ecuación 12: Intensidad tras factores de corrección.

Como podemos observar, $I < I_{\text{diseño}}$, esto implica que la sección de 1.5 mm^2 no es válida y pasamos a la normalizada superior, que sería la de sección de 2.5 mm^2 .

$$28 * 1 * 0.85 = 21 \text{ A}$$

Ecuación 13: Cálculo de la Intensidad para cable de sección 2.5mm^2

En este caso si se cumple que $I > I_{\text{diseñoAC}}$, con lo que con una sección de 2.5 mm^2 podríamos cubrir el cableado de la parte de corriente alterna.

A continuación, aplicaremos otro criterio para el cálculo de la sección del cableado.

Comprobando lo anteriormente calculado, teniendo en cuenta la caída de tensión máxima admisible, debemos considerar lo siguiente:

- De acuerdo con el Pliego de Condiciones del IDAE para Instalaciones Conectadas a Red que la caída de tensión sea inferior a 1,5% en las de la parte de CC y sea inferior al 2% en la parte de CA teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Utilizaremos un cable RV-K 0,6/1kV de la marca RCT

$$S = \frac{2 * L * I_{\text{max}}}{\Delta V * C}$$

Ecuación 14: Fórmula sección según criterio de la caída de tensión



Para el cálculo de la parte alterna debemos considerar una longitud $L = 15$ m, la intensidad máxima de salida del inversor, $I_{acmax} = 15$ A, una caída de tensión máxima admisible de $\Delta V = 4.6$ V (2% de 230 V AC) y una conductividad del cobre a la T^a máxima que soporta el cable de $C = 44$ m/ohmios·mm².

De esta forma obtenemos:

$$S = \frac{2 * 15 * 15}{4.6 * 44} = 2.22 \text{ mm}^2 \approx 2.5 \text{ mm}^2$$

Ecuación 15: Resultado de la sección para la parte de AC

Comprobamos así que con una sección de 2.5 mm² tenemos un buen dimensionado del cableado en la parte de alterna.

Aplicando el mismo método comparamos las secciones en continua:

$$S = \frac{2 * 10 * 10.94}{6.024 * 44} = 0.82 \text{ mm}^2 \approx 1.5 \text{ mm}^2$$

Ecuación 16: Cálculo de la sección para la parte de CC

Vemos que con una sección de 1.5mm² tendríamos suficiente basándonos en la teoría, pero para el cableado de continua debemos tener en cuenta un dato muy importante, que es el corte transversal del cable en el panel.

Para ello, observamos en el datasheet los siguientes datos:

MECHANICAL DATA	
Solar Cell Type	Mono 83×166 mm(6 inches)
Number of Cells	144 [2 x (12 x 6)]
Module Dimensions	2094×1038×35 mm(82.4×40.9×1.4 inches)
Weight	24 kg(52.9 lb)
Front Cover	3.2 mm (0.13 inches), high transmission, AR coated tempered glass
Back Cover	White composite film
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	≥IP68
Cable	4.0 mm ² solar cable, 1200 mm(47.2 inches)
Number of diodes	3
Connector	MC4 EVO2 compatible

Tabla 14: Sección mínima del cable según datasheet del panel.

Como podemos observar, este dato nos da la sección de cable mínima que requiere la conexión de los paneles hacia el inversor, por lo que pasamos de una sección de 1.5mm² a una sección de 4mm².

1.4.7. Protecciones eléctricas

Es de vital importancia instalar equipos de protección con la finalidad de garantizar una seguridad frente a sobretensiones, sobrecorrientes y cortocircuitos. Por esta razón la instalación fotovoltaica estará diseñada de modo que cumpla toda la legislación para la red de baja tensión.

En el diseño, se incluirán todos los dispositivos necesarios para poder interrumpir la alimentación a los circuitos eléctricos de potencia, garantizando la apertura del circuito y la total extinción del arco eléctrico sin sufrir averías, quedando en perfectas condiciones de funcionamiento para futuras maniobras.

A continuación, se detallan los problemas sobre las que se debe proteger la instalación:

Cortocircuito:

Es la unión de dos o más partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial entre sí a través de una pequeña impedancia.

El origen suele estar en una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento. La norma IEC 60364 establece que la protección contra cortocircuitos deberá estar diseñada para limitar los esfuerzos de origen térmico y dinámico al mínimo, debiendo detectarse y despejarse en milisegundos.

Sobrecorriente:

El efecto principal de una sobrecarga es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, provocando el deterioro de los mismos y de sus aislantes. Esto implica una reducción de su vida útil.

El objetivo final de la protección contra sobretensiones es permitir aquellas que correspondan a un servicio normal, pero desconectándolas con antelación para que no se sobrepase el tiempo de sobrecarga admisible.

La protección deberá despejarse en un tiempo inversamente proporcional a la intensidad de sobrecarga.

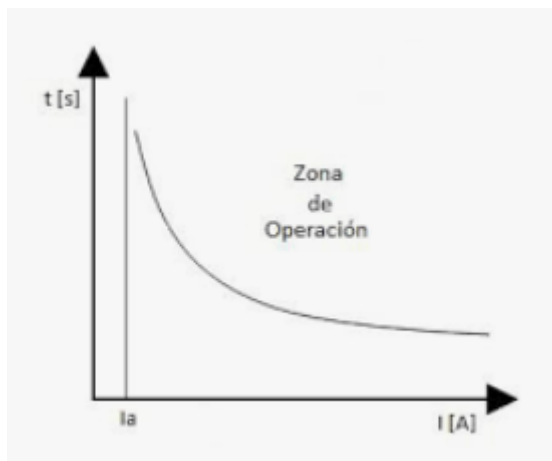


Figura 26: Curva de corte intensidad-tiempo



El dispositivo de protección podrá ser un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o un cortocircuito fusible (ITC-BT-22).

Para la elección del fusible, se debe tener en cuenta el siguiente criterio:

$$I_b < I_n < I_z$$

Ecuación 17: Criterio para el cálculo de la intensidad del fusible

I_b: Intensidad de dimensionamiento del circuito (11. 51 A)

I_n: Intensidad nominal del fusible

I_z: Intensidad máxima admisible en el conductor. (28 A según tabla 11 de diseño del cableado)

$$11.51 < I_n < 28$$

Ecuación 18: Rango de intensidades para el fusible

Condición de protección frente a sobrecargas:

$$I_f < 1,45 I_z$$

Ecuación 19: Criterio de selección intensidad para sobrecargas

Siendo I_f la intensidad de sobrecarga del fusible (calculada de multiplicar el coeficiente de fusión del fusible multiplicado la intensidad nominal del fusible “C_{ff}*I_n”) e I_z la intensidad máxima admisible en el conductor.

Debido a las condiciones de nuestra instalación, en la que tenemos un solo string con 8 paneles en serie, es poco probable que se produzcan sobretensiones, por eso a la hora de ahorrar costes prescindiremos de una caja de protecciones con fusibles para la parte de CC. De forma secundaria, también logramos reducir los costes de la instalación sin perjudicar su integridad

Sobretensión:

Para la parte de alterna deben tenerse en cuenta las protecciones frente a sobretensiones.

Una sobretensión es la elevación de la tensión a valores muy altos durante un transitorio de pocos milisegundos. El Reglamento de BT contempla tres tipos de sobretensiones, que son la sobretensión tipo rayo (causada por descarga atmosféricas), la sobretensión tipo maniobra (generalmente provocadas por conmutaciones en la red) y la sobretensión a frecuencia industrial (provocada por defectos de la red).

Se hará uso de un magnetotérmico y un diferencial.

Para la elección del magnetotérmico se tienen en cuenta el siguiente criterio:

$$I_c < I_n < I_z$$

Ecuación 20: Criterio para la intensidad del magnetotérmico

I_c → Intensidad de consumo de la instalación
 I_n → Intensidad nominal del magnetotérmico
 I_z → Intensidad máxima admisible en el conductor.

$$12,5A < I_n < 28A$$

Ecuación 21: Rango de intensidades para el magnetotérmico

La primera Intensidad normalizada con un valor entre el rango establecido es de 16 A, por lo que escogeremos un magnetotérmico que tenga una intensidad nominal de 16 A.

Para seleccionar de forma correcta la intensidad del diferencial, hay que considerar la siguiente fórmula:

$$I_{nd} > 1,4 * I_n$$

Ecuación 22: Criterio elección intensidad del diferencial

Siendo I_{nd} la intensidad nominal del diferencial e I_n la intensidad nominal del magnetotérmico.

$$I_{nd} > 22,4 A$$

Aplicando este criterio, escogeremos el valor normalizado inmediatamente superior, que corresponde a un interruptor diferencial de I_{nd} 25 A.

Para el montaje de los elementos mencionados anteriormente, seleccionamos un cuadro de protección SOLVER de las siguientes características:

- Caja ABB Mistral de poliéster de 8 módulos. Dimensiones 250x320x154 mm IP65
- Magnetotérmico 2x16A con poder de corte 6 KA
- Interruptor diferencial 2x25A/30 mA clase A
- Protector de sobretensiones transitorias tipo 2



Figura 27: Caja para la parte de CA con elementos de protección instalados



1.4.8. Contador.

Para los casos en los que se desea realizar una instalación conectada a red con compensación de excedentes, es de obligado cumplimiento instalar un contador bidireccional, tal y como establece el artículo 10 del Real Decreto 244/2019.

Es el dispositivo que contabiliza la energía que fluye en una instalación fotovoltaica en ambos sentidos. Miden la energía que se demanda de la red, como la que se vierte a ella. Funciona de la siguiente manera:

1. El contador calcula la energía eléctrica producida y la resta al consumo del servicio de la red.
2. En caso de no haber aprovechado toda la energía producida por las placas solares, los excedentes son inyectados a la red eléctrica y el contador bidireccional contabiliza la energía sobrante
3. Al finalizar cada periodo de facturación, la distribuidora lleva a cabo la lectura de la energía exportada e importada de la red. Después, comunica los datos a la comercializadora para que aplique la compensación en la factura de la luz.

1.5. Conclusiones

Para la realización de esta instalación, se han contemplado un abanico de posibilidades, las cuales se han de analizar y estudiar debidamente, pues elegir una u otra opción conlleva una serie de obligaciones y responsabilidades legales de las que se ha de hacer cargo tanto a nivel personal como corporativo.

Tras considerar diferentes opciones de paneles, estudiar los posibles sombreados, secciones de cable, dimensionado del inversor, puesta a tierra y protecciones eléctricas, se ha optado por realizar una instalación fotovoltaica con un inversor GH-I2.5 1M STYLE (1 MPPT) y 8 paneles JT SGh 455W para obtener así la potencia deseada de 3.64kW, siguiendo en todo momento un protocolo establecido dentro de la legalidad vigente.

De forma personal, redactar un trabajo de estas prestaciones me ha sido muy útil a la hora de ampliar mis conocimientos sobre la ciencia de la energía solar y trasladarla a aplicaciones reales y productivas, escapando de la teoría de los libros para poner un pie en la realidad del mundo de la ingeniería.

Para mí, ser ingeniero significa resolver un problema de la forma más rápida, sencilla y eficaz. Durante todo el grado, aprender y consolidar tanta información en períodos de tiempo tan comprimidos como meses, trimestres cuatrimestres y años, significa adaptarse.

Con la realización de este trabajo, eso ha sido lo que he hecho en todo momento, adaptarme. Adaptarme en el sentido de buscar soluciones a problemas, de optimizar procesos, de aprender a valorar todas las posibles soluciones y justificar con cálculos y sentido común cada una de las elecciones para llevar a cabo el proyecto, de tener conocimientos básicos de un tema y ampliarlo hasta el nivel de realizar una instalación fotovoltaica gracias a diferentes métodos como el



autodidactismo, encontrar e identificar fuentes fiables y seguras, y sobre todo consultar con profesionales y entendidos en la materia.

Gracias a la propuesta e investigación realizada para elaborar este TFG, he podido poner en práctica mis capacidades técnicas y sociales adquiridas durante toda mi formación en el grado de Electrónica Industrial y Automática, consolidando mis ganas e interés por formar parte del mundo de la Ingeniería.

1.6. Bibliografía

- *Autoconsumo colectivo: ¿qué tipos existen y cuáles son los requisitos?* (2022, 28 abril). Tarifas gas y luz. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/colectivo>
- *Autoconsumo fotovoltaico en Valencia: rentabilidad y subvenciones.* (2021, 1 diciembre). Tarifas gas y luz. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/provincias/valencia>
- *Autoconsumo Solar Fácil.* (2021, 23 mayo). *Guía para comprar paneles solares en 2021* [Vídeo]. YouTube. https://www.youtube.com/watch?v=LvLoBe_99QQ
- *CÉLULAS SOLARES TIPO-N.* (2020). Cambio Energético. <https://www.cambioenergetico.com/blog/celulas-solares-tipo-n/>
- *Latest solar panel and PV cell technology.* (2022, 2 mayo). ..cleanenergyreviews. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/latest-solar-panel-cell-technology>
- *Most efficient solar panels 2022.* (2022, marzo). cleanenergyreviews. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- *Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada(pvpc).* (2022,junio). esios.ree.es. https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=01-01-2022t00%3a00&end_date=05-07-2022t23%3a55&compare_start_date=31-12-2021t00%3a00&groupby=hour
- S. (2022, 31 marzo). *Inversores solares: ¿qué son? ¿qué tipos hay?* 🌞 SotySolar. sotysolar. <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>
- *Tecnología perc.* (2020, 13 agosto). AE Solar. <https://ae-solar.mx/tecnologia-perc-en-paneles-solares/>



- *TECNOLOGIA PERC y HALF CELL en PANELES SOLARES.* (2019, 5 julio). Tecnosol. <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>
- Gobierno de España. (2019, 5 abril). Real Decreto 244/2019. boe.es. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>



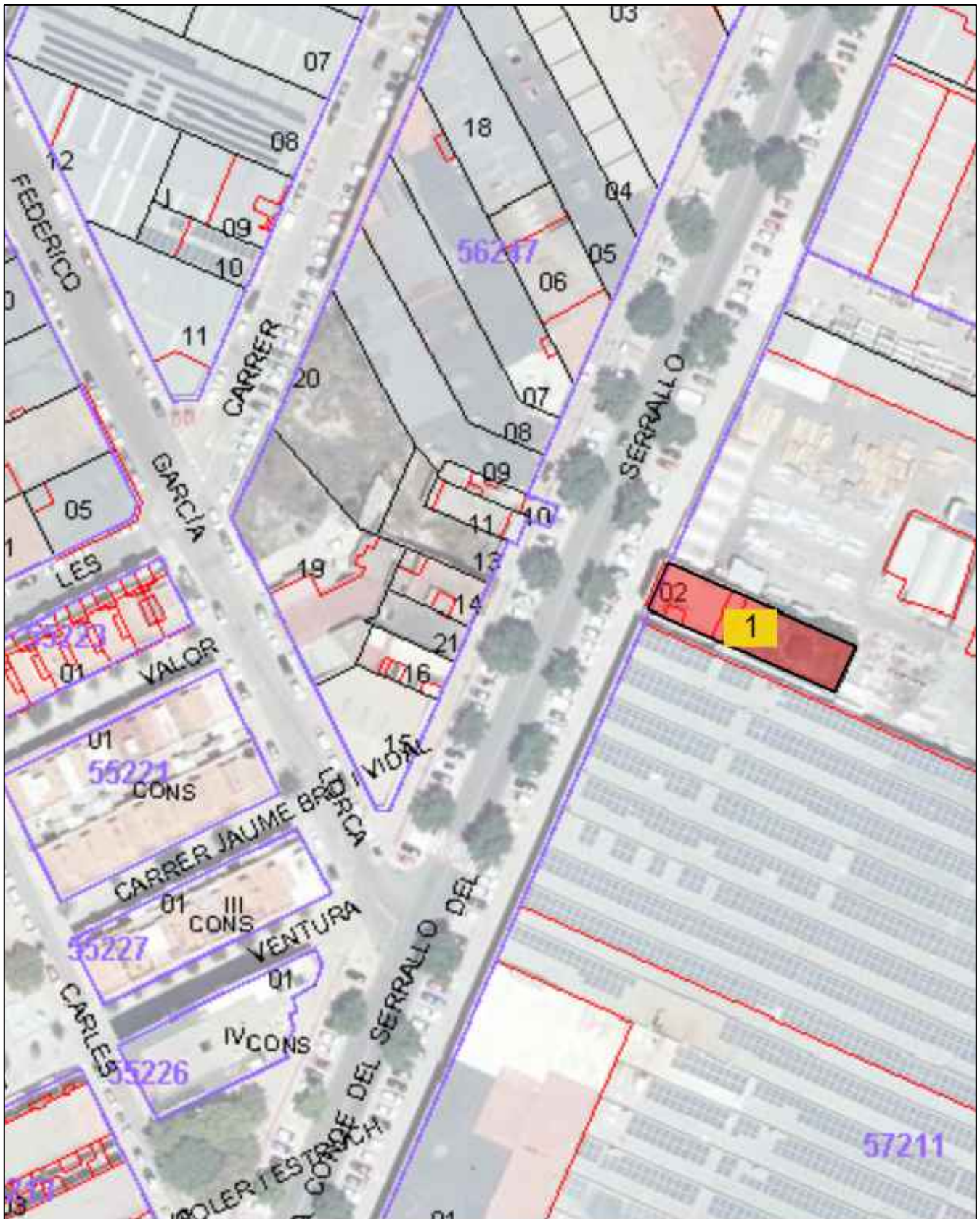
2. PLANOS


En el siguiente apartado visualizaremos planos necesarios para tener una mejor visualización y comprensión de las dimensiones y disposiciones de los elementos más importantes de la instalación.

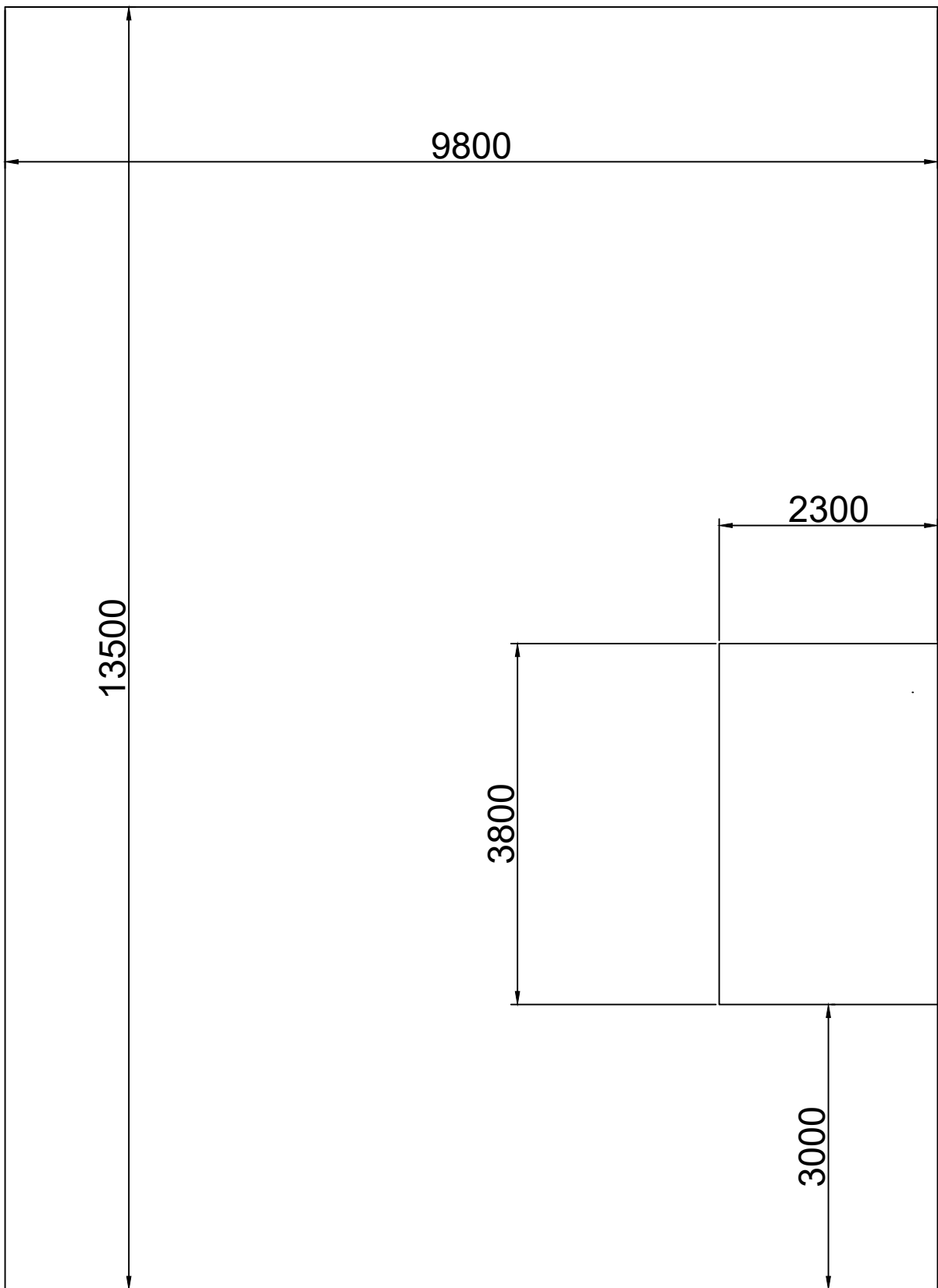
Todas las unidades se dan en mm.

Índice de Planos:

1. Plano Ubicación
2. Plano de dimensiones disponibles
3. Plano de soporte paneles
4. Esquema unifilar
5. Esquema cableado en vista aérea
6. Esquema interior de la instalación



Alumno:	Angel Martín Grima		 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Tutor:	Salvador Seguí Chilet		
Fecha:	Escala:	Ubicación Instalación	Plano Nº
28-06-2022	1:50		1



Alumno: Ángel Martín Grima

Tutor: Salvador Seguí Chilet



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



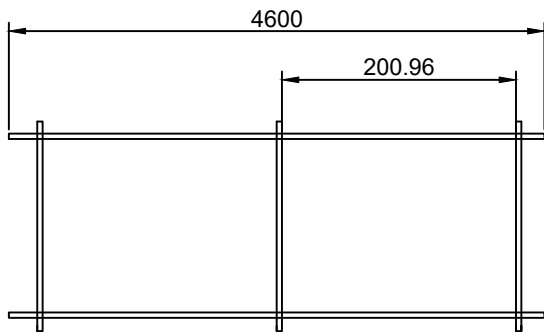
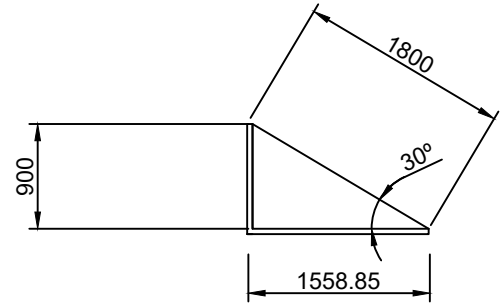
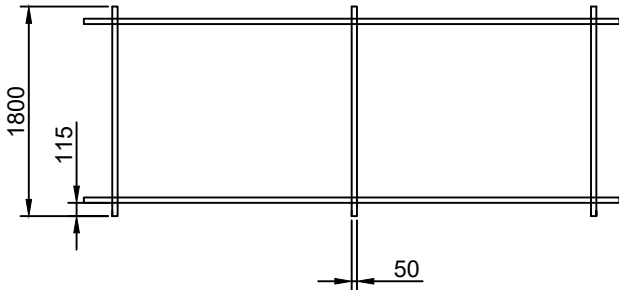
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Fecha:
29-06-2022

Escala:
1:55

Dimensiones del tejado

Plano N°
1.2



Alumno: Ángel Martín Grima

Tutor: Salvador Seguí Chilet



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

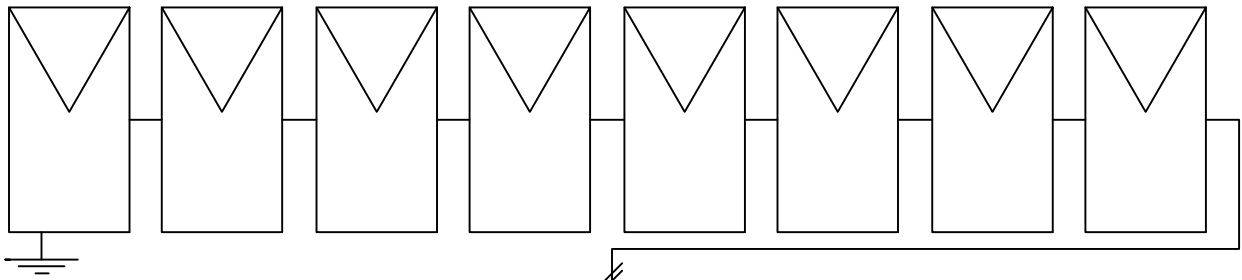
Fecha:
28-06-2022

Escala:
1:5,75

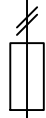
Vista para la visualización
de la estructura

Plano N°
2

Panel JT SGh
455

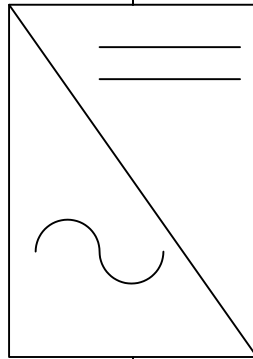


RV-K 0,6/1kV
4 mm²



Fusible 10x38 15A
1000Vdc

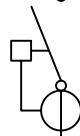
Inversor



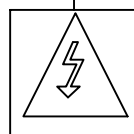
RV-K 0,6/1kV
2.5 mm²



Magnetotérmico
2x16A



Diferencial
2x25A/30mA



Cuadro
general B.T

Alumno: Ángel Martín Grima

Tutor: Salvador Seguí Chilet



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



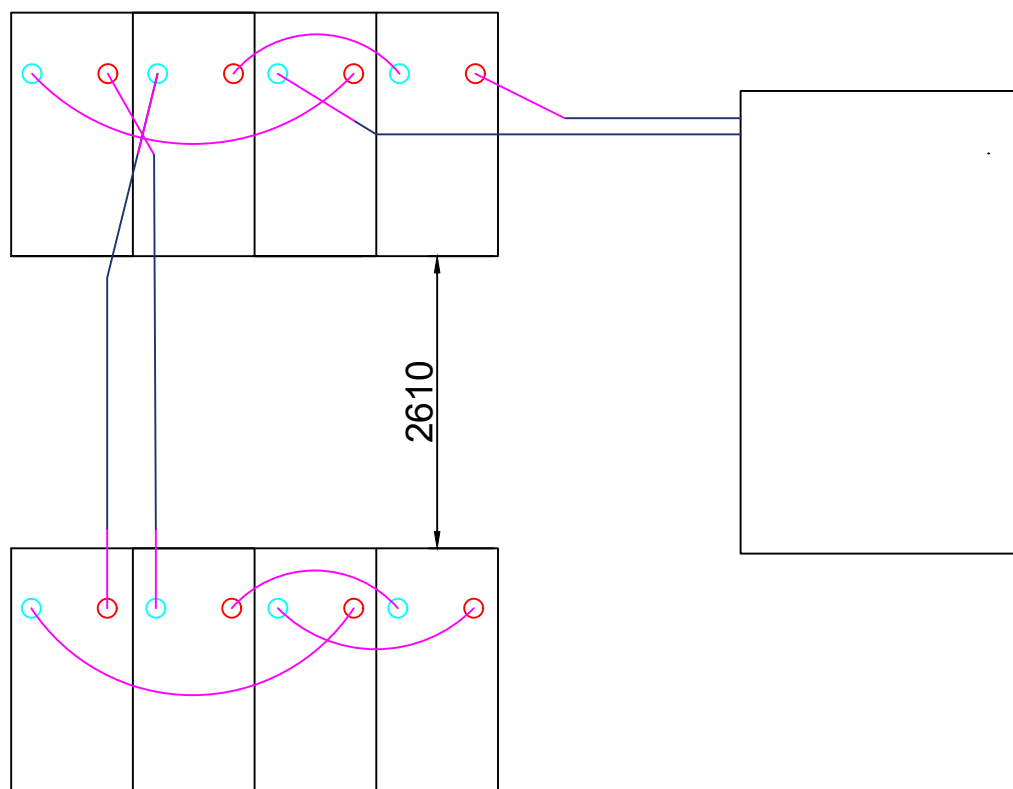
Escola Tècnica Superior de Ingenieria del Disseny



Fecha:
27/06/2022

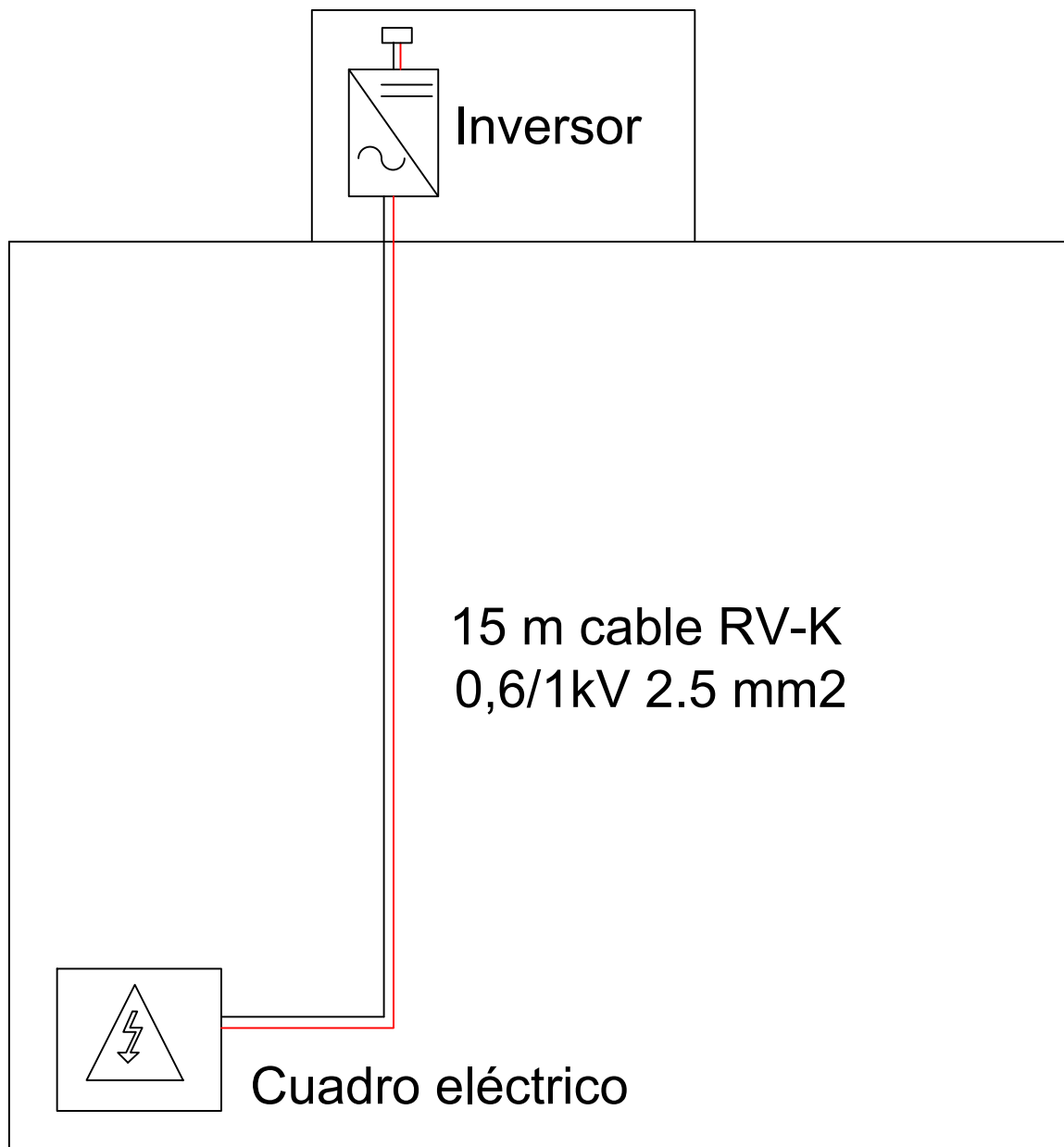
Esquema Unifilar de la
instalación



Plano N°
3

- Polo positivo
- Polo negativo
- Cableado del Panel
- Cableado CC



Alumno:	Ángel Martín Grima	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Tutor:	Salvador Seguí Chilet		
Fecha:	Escala:	Vista aérea del tejado con conexión del cableado	Plano N° 4
29-06-2022	1:55		



Alumno:	Ángel Martín Grima	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Tutor:	Salvador Seguí Chilet		
Fecha:	Escala:	Cableado por el interior de la vivienda	Plano N°
29-06-2022	1:90		5



3. ANÁLISIS ECONÓMICO

3.1. Introducció

Una vez realizada la memoria del documento y los planos, en esta sección se detallará el presupuesto de todo el material de la instalación, incluyendo mano de obra y horas de oficina técnica.

También se incluirá un análisis de rentabilidad para determinar si es rentable o no invertir en la realización de un proyecto de estas magnitudes.

Cabe remarcar que el estudio económico está sometido a una serie de factores dinámicos, es decir, el rendimiento de la instalación se verá afectado por el paso del tiempo, por lo que es prácticamente imposible realizar una predicción exacta, y es por este motivo que los valores obtenidos deben considerarse valores aproximados u orientativos.

El estudio se realiza para una proyección a 25 años vista, ya que es el periodo que tienen de garantía los paneles solares según el fabricante, y además nos asegura un rendimiento del 83.1 % pasado este tiempo.

Llegados a este punto vamos a definir los parámetros en los que se fundamenta el análisis económico:

- Pérdidas de rendimiento: Como se ha comentado anteriormente, los paneles pierden un 16.9% del rendimiento transcurrido un tiempo de 25 años. Para extrapolar esto al estudio económico, se considera una pérdida del rendimiento del 0.676% anual.

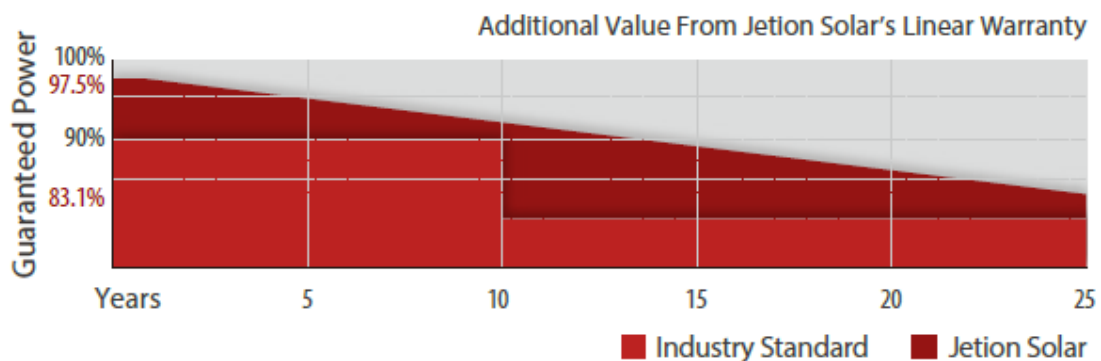


Figura 28: Pérdidas del rendimiento con el paso de los años

- Mantenimiento: Al ubicarse en una zona urbana, los paneles verán su rendimiento influenciado por la suciedad, en concreto por la emisión de partículas sólidas finas y otros contaminantes característicos de las poblaciones. Por este motivo se recomienda invertir en un mantenimiento preventivo, para evitar posibles averías o pérdidas del rendimiento inesperadas debido a la suciedad. El valor del precio del mantenimiento se establece de forma aproximada y arbitraria en 30€ por cada kWp de la instalación. Paralelamente se considerará un coste imprevisto de mantenimiento estimado en 100 € cada 5 años para atender imprevistos extraordinarios.



- Precio del kWh: Actualmente y de forma aproximada se puede considerar un precio de 0.25 €/kWh, obtenido mediante una ponderación de las diferentes tarifas de la luz en función de las zonas horarias tal y como se establece en la Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.
- Se considerará aumento previsto de la energía del 3% incluyendo actualizaciones del IPC
- No se tendrá en cuenta el valor del precio de la energía excedentaria para el mecanismo de compensación simplificada, ya que es muy variable según los días, horas y distribuidoras. Según la web Esios en lo que llevamos de año, desde enero del 2022 hasta el actual mes de julio, el precio suele estar entre los 0,1 y 0,2 €/kWh.

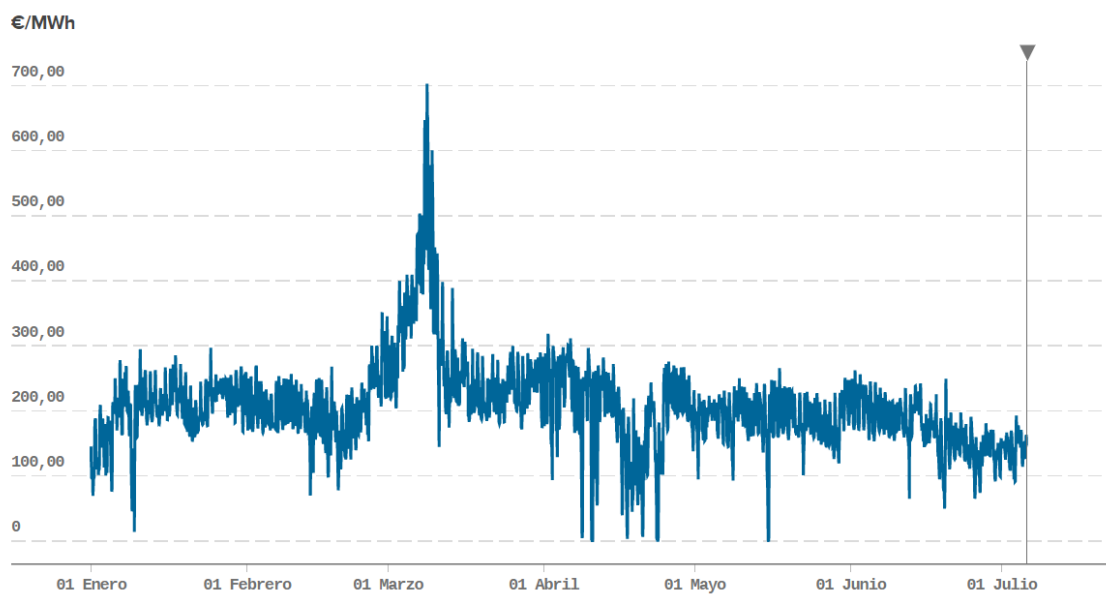


Figura 29: Oscilación del precio para la venta de energía excedentaria. Fuente: Esios.ree.es

Es importante recordar que en el análisis económico que se va a realizar no se considera el IVA y no se tendrán en cuenta las subvenciones económicas autonómicas y municipales



3.2. Presupuestos.

A continuación, descompondremos en detalle cada uno de los presupuestos correspondientes a diferentes partes de la instalación, comenzando por el coste unitario de cada uno de los componentes y de la mano de obra:

3.2.1. Precios unitarios de los componentes

Precios unitarios de los componentes			
Ref	Unidades	Denominación	€/ud
D1	u.	Panel solar de 455 Wp monocristalino de 144 células	223,20 €
A1	u.	Estructura inclinada 30º para 4 paneles de 455 Wp	464,61 €
D2	u.	GH INVERSOR RED STYLE 1MPPT	814,99 €
D3	u.	Analizador GH-I Style	207,87 €
D4	u.	Protecciones AC	197,20 €
D6	m	Cable RV-K 0,6/1 kV 4mm ²	1,87 €
D7	m	Cable RV-K 0,6/1 kV 2,5 mm ²	1,36 €
B2	u.	Triangulo	58,99 €
B3	u.	Rail	17,69 €
B4	u.	Empalme de rail	3,34 €
B5	u.	Abrazadera de rail	4,10 €
B6	u.	Abrazadera intermedia	1,71
B7	u.	Abrazadera final	2,63 €
B8	u.	Tornillos	0,18 €
B9	u.	Tuercas	0,15 €
B10	u.	Arandelas	0,12 €
Ref	Unidades	Denominación	€/h
Of	h	Memoria oficina técnica	25,00 €
Tec	h	Técnico de montaje	45 €

Tabla 15: Precios unitarios

Una vez representados los precios unitarios de los componentes que formarán parte de la totalidad de la instalación, pasamos a detallar el coste de cada uno de los subprocesos del montaje y puesta en marcha.

3.2.2. Precios descompuestos. Montaje de los soportes.

Precios Descompuestos					
Montaje soporte paneles					
Ref	Unidades	Denominación	Precio	Cantidad	Parcial €
A1		Montaje de los componentes mecánicos de los paneles			
Componentes					
B2	u.	Triangulo	58,99 €	8	471,92 €
B3	u.	Rail	17,69 €	16	283,04 €
B4	u.	Empalme de rail	3,34 €	12	40,08 €
B5	u.	Abrazadera de rail	4,10 €	16	65,60 €
B6	u.	Abrazadera intermedia	1,71	12	20,52 €
B7	u.	Abrazadera final	2,63 €	8	21,04 €
B8	u.	Tornillos	0,18 €	60	10,80 €
B9	u.	Tuercas	0,15 €	60	9,00 €
B10	u.	Arandelas	0,12 €	60	7,20 €
Mano de obra					
Tec	h	Técnico de montaje	45,00 €	2	90,00 €
				Total	1.019,20 €

Tabla 16: Precio montaje de los soportes

3.2.3. Precios descompuestos. Montaje sistema de captación.

Precios Descompuestos					
Montaje sistema de captación y producción					
Ref	Unidades	Denominación	Precio	Cantidad	Parcial €
A2		Montaje del sistema de producción de energía			
D1	u.	Panel solar de 455 Wp monocristalino de 144 células	223,20 €	8	1.785,60 €
D2	u.	GH INVERSOR RED STYLE 1MPPT	814,99 €	1	814,99 €
D3	u.	Analizador GH-I Style	207,87 €	1	207,87 €
D4	u.	Protecciones AC	105,60 €	1	197,20 €
D6	m	Cable RV-K 0,6/1 kV	1,87 €	10	18,70 €
D7	m	Cable RV-K 0,6/1 kV 2,5mm ²	1,36 €	15	20,40 €
Mano de obra					
Tec	h	Técnico de montaje	45,00 €	8	360,00 €
				Total	3.404,76 €

Tabla 17: Precios del montaje de la instalación



3.2.4. Precios descompuestos. Tramitación y legalización.

Precios Descompuestos					
Legalización y tramitación					
Ref	Unidades	Denominación	Precio	Cantidad	Parcial €
A3		Memoria técnica y tramitación ante el STI			
Of	h	Memoria oficina técnica	25,00 €	4	100,00 €
				Total	100,00 €

Tabla 18: Precios de la tramitación

3.2.5. Presupuestos generales.

Presupuesto general		
Presupuesto general (PEM)		
Ref	Denominación	Precio €
A4	Unión de los precios descompuestos para obtener el precio final	
A1	Montaje de los componentes mecánicos de los paneles siguiendo manual de instrucciones	1.019,20 €
A2	Montaje del sistema de producción de energía	3.404,76 €
A3	Memoria técnica y tramitación ante el STI	100,00 €
Total		4.523,96 €

Tabla 19: Presupuesto de ejecución material (coste de los materiales y mano de obra)

3.3. Estudio de la rentabilidad.

En este apartado se desglosarán las líneas de una tabla que servirán para conocer si la instalación es rentable económicamente, los ahorros que producirá y los gastos que generará.

Se tendrán en especial consideración el valor del VAN, TIR y RBI.

Tal y como se comentaba en la introducción, en base a todos los parámetros mencionados obtenemos la siguiente tabla:



AÑO	Pérdidas del Sistema (%)	Producción(kWh)	Precio kWh tarifa actualizándose (€)	Ahorrado (€)
0	0	5750,92	0,250	1437,730
1	0,676	5712,04	0,258	1470,851
2	1,352	5673,17	0,265	1504,666
3	2,028	5634,29	0,273	1539,186
4	2,704	5595,42	0,281	1574,422
5	3,38	5556,54	0,290	1610,388
6	4,056	5517,66	0,299	1647,094
7	4,732	5478,79	0,307	1684,554
8	5,408	5439,91	0,317	1722,779
9	6,084	5401,03	0,326	1761,781
10	6,76	5362,16	0,336	1801,573
11	7,436	5323,28	0,346	1842,167
12	8,112	5284,41	0,356	1883,575
13	8,788	5245,53	0,367	1925,809
14	9,464	5206,65	0,378	1968,882
15	10,14	5167,78	0,389	2012,807
16	10,816	5128,90	0,401	2057,595
17	11,492	5090,02	0,413	2103,259
18	12,168	5051,15	0,426	2149,810
19	12,844	5012,27	0,438	2197,262
20	13,52	4973,40	0,452	2245,626
21	14,196	4934,52	0,465	2294,915
22	14,872	4895,64	0,479	2345,140
23	15,548	4856,77	0,493	2396,312
24	16,224	4817,89	0,508	2448,445
25	16,9	4779,01	0,523	2501,549

Tabla 20: Estudio de la rentabilidad de la instalación

Considerando que la instalación se realizaría a principios de año en el mes de enero, una tasa de actualización del 0.05 y una prima de riesgo del 5% (de forma arbitraria y valores razonables dentro de este tipo de inversiones), obtenemos los siguientes resultados para el estudio económico de la instalación:



Año	COBROS		PAGOS		Pago de la Inversión	FLUJOS CAJA DE	Δ F.C. act.	Δ F.C. Act y acum.
	Ordinarios	Extraordinarios	Ordinarios	Extraordinario				
0	1.437,730	0			4.505,26	-3.068	-3.068	-3.068
1	1.470,851	0	109,2	0		1.362	1.238	-1.830
2	1.504,666	0	109,2	0		1.395	1.153	-676
3	1.539,186	0	109,2	0		1.430	1.074	398
4	1.574,422	0	109,2	0		1.465	1.001	1.399
5	1.610,388	0	109,2	100		1.401	870	2.269
6	1.647,094	0	109,2	0		1.538	868	3.137
7	1.684,554	0	109,2	0		1.575	808	3.945
8	1.722,779	0	109,2	0		1.614	753	4.698
9	1.761,781	0	109,2	0		1.653	701	5.399
10	1.801,573	0	109,2	100		1.592	614	6.013
11	1.842,167	0	109,2	0		1.733	607	6.620
12	1.883,575	0	109,2	0		1.774	565	7.186
13	1.925,809	0	109,2	0		1.817	526	7.712
14	1.968,882	0	109,2	0		1.860	490	8.201
15	2.012,807	0	109,2	100		1.804	432	8.633
16	2.057,595	0	109,2	0		1.948	424	9.057
17	2.103,259	0	109,2	0		1.994	395	9.452
18	2.149,810	0	109,2	0		2.041	367	9.819
19	2.197,262	0	109,2	0		2.088	341	10.160
20	2.245,626	0	109,2	100		2.036	303	10.463
21	2.294,915	0	109,2	0		2.186	295	10.758
22	2.345,140	0	109,2	0		2.236	275	11.033
23	2.396,312	0	109,2	0		2.287	255	11.288
24	2.448,445	0	109,2	0		2.339	237	11.526
25	2.501,549	0	109,2	100		2.292	212	11.737

Tabla 21: Obtención del flujo de caja acumulado desde el año 0 al 25

Con los resultados de estas estimaciones podemos obtener los siguientes resultados:

RBI=	2,605281
TIR=	47%
VAN=	11.737

Tabla 22: Conclusiones del análisis económico.

Como podemos observar en la tabla 21, no se amortizaría la instalación hasta el año ocho, donde se habría superado el valor del coste de la inversión.

El valor del RBI de 2,6 nos indica que en un plazo de 25 años se habrá ganado 2,6 veces el valor de lo invertido.

El VAN nos indica la ganancia neta que genera el proyecto de inversión después de los 25 años. Se habrá producido un ahorro en la factura de la luz de 11.737 €.

Por último, hablaremos de otro de los indicadores que consideramos de vital importancia para realizar el estudio económico, el TIR.

El TIR representa la tasa interna de retorno. Es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. En nuestro caso, un valor del 47% es favorable para decantarse a favor de realizar la inversión.

Con todo esto, concluimos que no es una instalación de la que se espere obtener beneficios y rentabilidad en el corto plazo.

El periodo de recuperación de 4 años, sumado a otros 21 años que se esperan de vida útil, hacen que sea considerada como una buena inversión, siempre que el objetivo sea obtener el beneficio en el largo plazo.

En el siguiente gráfico observamos de forma más visual el flujo de caja acumulado con la inversión:

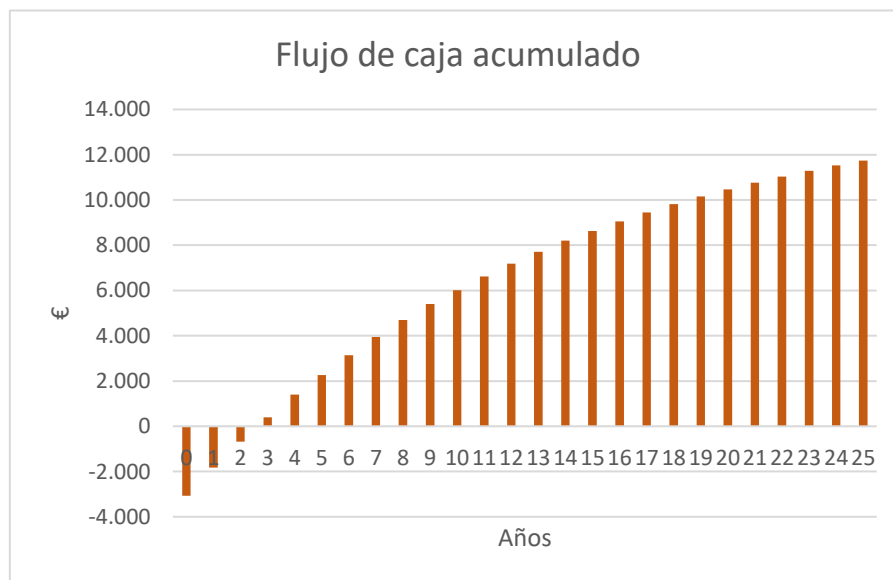


Figura 30: Gráfico representativo del flujo de caja acumulado con el paso de los años



4. PLIEGO DE CONDICIONES



4.1. Objeto.

Se va a desarrollar, analizar y poner en marcha un sistema de captación y producción de energía eléctrica a través de una instalación fotovoltaica.

Con el objetivo de disminuir los pagos de la factura de la luz del cliente, esta instalación fotovoltaica reducirá significativamente los costes del pago de factura de la luz en el corto y largo plazo.

Se redacta el siguiente proyecto en cumplimiento de la normativa vigente del “*Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE*” que redacta todos los aspectos a considerar a la hora de realizar un diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica.

Los principales puntos que se incluyen en la redacción de este documento basados en el pliego de condiciones técnicas son:

- **Definiciones:** En este apartado de forma introductoria y para que todo lector pueda tener una noción básica de los temas tratados, se definen diferentes conceptos clave de la instalación. (*Pliego de condiciones técnicas artículo 3, Definiciones*)
- **Diseño:** Donde se detalla paso por paso y de manera justificada los cálculos que se realizan para obtener diferentes características técnicas del sistema generador fotovoltaico y del sistema de monitorización. (*Pliego de condiciones técnicas artículo 4.1 Diseño del generador fotovoltaico y artículo 4.2 Diseño del sistema de monitorización*)
- **Componentes y materiales:** Se debe asegurar que todos los elementos de la instalación incorporarán todos los elementos necesarios para garantizar la calidad del suministro eléctrico además de incluir fotocopias de todos los materiales técnicos proporcionados por los fabricantes. (*Pliego de condiciones técnicas artículo 5*)
- **Cálculo de la producción anual esperada:** En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación. Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² Adía), obtenido a partir de alguna de la Agencia Estatal de Meteorología, Organismo autonómico oficial, otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE. Se realizará mediante distintas aplicaciones en las que introduciendo parámetros determinados obtenemos un informe donde se detalla la producción eléctrica de forma aproximada. En nuestro caso, dicha aplicación informática es el PVGIS. (*Pliego de condiciones técnicas artículo 7*)
- **Recepción y pruebas:** Antes de la puesta en marcha todos los materiales deben de superar unas pruebas de fábrica y en caso necesario se adjuntarán los certificados de calidad, además se adjuntará al cliente un documento que certifique la entrega de todos los documentos junto con un manual para realizar un correcto uso de la instalación y un buen mantenimiento. (*Pliego de condiciones técnicas artículo 6*)



Dado que el inmueble sobre el que se realiza la instalación estará sometido a paso frecuente de personas, se desarrollarán una serie de medidas preventivas que asegurarán la integridad de trabajadores y personal de paso.

4.1.1. Normativa

Se aplicará toda la normativa que regule instalaciones fotovoltaicas, y más concretamente las siguientes:

Normativa Estatal:

- 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 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 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Normativa Autonómica:

- Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.



- Normas Particulares de las Empresas Suministradoras y Distribuidoras de Energía Eléctrica.
- Normas Urbanísticas de L'ALCUDIA.

4.2. Condiciones de los materiales.

Todos los materiales empleados en la instalación deben garantizar las siguientes condiciones:

- No causar situaciones de peligro para el personal y los componentes de la instalación
- La totalidad del material debe estar protegido de las condiciones ambientales a las que esté sometido (Disponer de una IP adecuada según su ubicación)
- Debe cumplir con las especificaciones técnicas asociadas al proyecto
- No generarán distorsiones armónicas superiores a las marcadas por la normativa ni sobretensiones o sobrecargas que perjudiquen al rendimiento del equipo
- Garantizar la calidad del suministro eléctrico sin dañar los aparatos del usuario o la red de distribución.
- Tener toda la información técnica y certificados de calidad en el idioma oficial de la zona donde se realice la instalación

4.3. Condiciones de la ejecución

Antes y después de realizar la puesta en marcha de la instalación, hay que realizar y seguir unos procedimientos para obtener toda la documentación necesaria para llevar a cabo la instalación de forma legal y sin incidentes. Dividiremos esta sección en una primera parte de trámites y una segunda de ejecución de la instalación.

4.3.1. Trámites:

1. Inspección inicial
2. Certificado de instalación y certificado de fin de obra
3. Proyecto técnico
4. Permiso de acceso y conexión
5. Autorización ambiental y de utilidad pública
6. Licencia de obras
7. Ejecución de la obra
8. Autorización de explotación
9. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo
10. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica



4.3.2. Ejecución de la obra:

Con la finalidad de garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, se establece una serie de pasos a seguir.

En primer lugar y de manera prioritaria, se deberá tener en cuenta las normas de seguridad para instalar todos los componentes.

Posteriormente se realizará el montaje de los soportes de los paneles seguido de la instalación de los módulos. Se comprobará que el dimensionado de los paneles coincida con el del proyecto. A continuación, se instalará el inversor y se realizará el cableado pertinente. Del mismo modo que con los paneles, se comprobará el correcto funcionamiento del inversor y que todas las conexiones estén debidamente realizadas y que además garanticen el grado de protección correspondiente.

El siguiente paso es montar las protecciones y verificar su correcto funcionamiento.

Una vez finalizada la obra, el encargado de la misma firmará el parte de trabajo como aval de garantía.

4.4. Prueba de servicio.

Finalizada la instalación, se comprobará el funcionamiento de todo el conjunto y durante el tiempo que se acuerde con el cliente se realizará un seguimiento para asegurar que la instalación funcione tal y como se ha diseñado, sin pérdidas del rendimiento y errores inesperados.

También se realizará una prueba causando un fallo intencionadamente para verificar el correcto funcionamiento de las protecciones y de esta forma garantizar poder garantizar seguridad en la instalación.

Se realizarán también pruebas de arranque y parada en distintos momentos de funcionamiento, sirviendo como simulación de condiciones inesperadas que pueden ocurrir en la instalación, tales como un corte del suministro eléctrico de forma repentina.

Finalmente, se hará una entrega de un manual con indicaciones e instrucciones para realizar un mantenimiento predictivo de manera adecuada y además se formará brevemente al cliente sobre las posibles fallas y como solucionarlas.

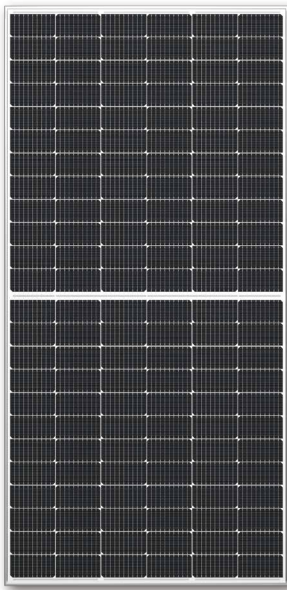
Las medidas correctivas reparando las averías más comunes también vendrán incluidas en el manual.



5. ANEXOS.

JT SGh 435-455W Monocrystalline Solar Module

144 Cells / Mono PERC / 1500V DC / 20.9% Maximum Efficiency



KEY FEATURES



Higher module conversion efficiency

Maximize limited space with high efficiency mono PERC cells
Half-cell design, lower Rs loss, lower hot spot temperature



Highly reliable due to stringent quality control

100% EL double inspection
In-house testing goes well beyond certification requirements



Excellent low light performance

Excellent low light performance on cloudy days
mornings and evenings



Certified to withstand the most challenging environment

2400 Pa wind load • 5400 Pa snow load • 25 mm hail stones at 82 km/h



High system voltage compatible

Maximum 1500V DC system voltage saves total system cost



IP68 junction box

High waterproof level for long term weather endurance

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: Quality Management System
- ISO 14001: Environment Management System
- ISO 45001: Occupational Health and Safety
- IEC 62941: Design and Manufacture of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules

JETION SOLAR

As a member of CNBM - a Fortune 500 company, Jetion Solar provides various product solutions, global EPC service and financing. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Till now, Jetion Solar has cumulatively more than 10 GW module shipment and 1 GW global EPC track records.

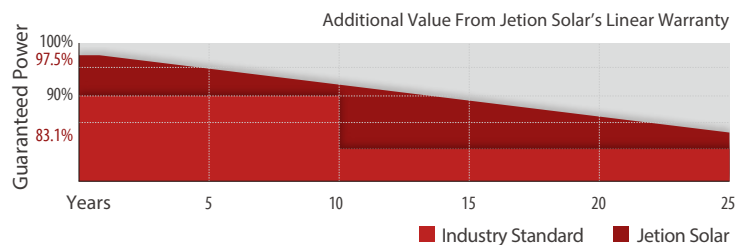
WARRANTY

12
years

Product
Warranty

25
years

Performance
Warranty



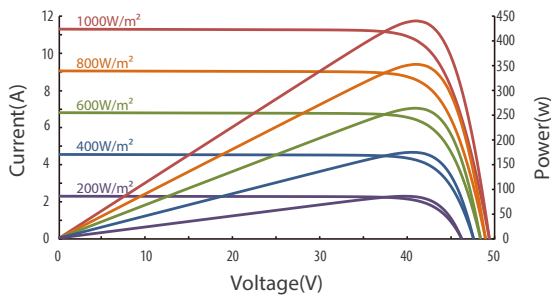
Jetion Solar (China) Co., Ltd.

Add: 1011 Zhencheng Road, Jiangyin, Jiangsu Province, P.R. China 214443
Tel: +86 (510) 8668 7300 400-8868-659
E-mail: marketing@jetion.com.cn
Web: www.jetionsolar.com

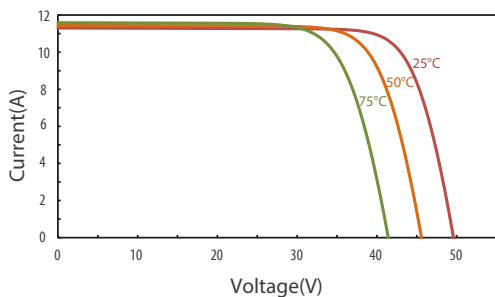


IV CURVES

IV Curves of JT440SGh at different irradiances



IV Curves of JT440SGh at different Temp



ELECTRICAL DATA *STC

TYPE (Tolerance: 0 - +5W)	JT435SGh	JT440SGh	JT445SGh	JT450SGh	JT455SGh
Maximum Power Pmax (W)	435	440	445	450	455
Maximum Power Voltage Vmp (V)	40.8	41.0	41.2	41.4	41.6
Maximum Power Current Imp (A)	10.67	10.74	10.81	10.87	10.94
Open Circuit Voltage Voc (V)	49.4	49.6	49.8	50.0	50.2
Short Circuit Current Isc (A)	11.23	11.30	11.37	11.44	11.51
Module Efficiency (%)	20.0%	20.2%	20.5%	20.7%	20.9%

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5

Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA *NMOT

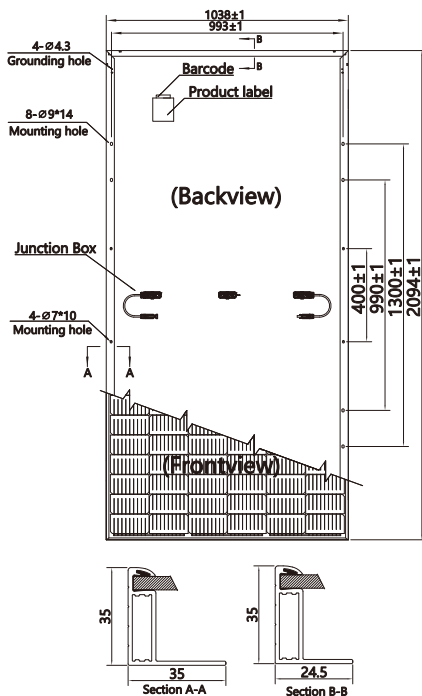
Maximum Power Pmax (W)	327.37	331.39	335.43	339.50	343.59
Maximum Power Voltage Vmp (V)	38.2	38.4	38.6	38.8	39.0
Maximum Power Current Imp (A)	8.57	8.63	8.69	8.75	8.81
Open Circuit Voltage Voc (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current Isc (A)	9.10	9.16	9.22	9.28	9.34

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE RATINGS

Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.27%/°C
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.35%/°C
Normal Module Operating Temperature (NMOT)	41°C±3°C

DIMENSION



OPERATING PARAMETERS

Maximum System Voltage	1500V/DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Test Load, Push/Pull	5400Pa/2400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥100MΩ
Voc and Isc Tolerance	±3%

MECHANICAL DATA

Solar Cell Type	Mono 83×166 mm(6 inches)
Number of Cells	144 [2 x (12 x 6)]
Module Dimensions	2094×1038×35 mm(82.4×40.9×1.4 inches)
Weight	24 kg(52.9 lb)
Front Cover	3.2 mm (0.13 inches), high transmission, AR coated tempered glass
Back Cover	White composite film
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	≥IP68
Cable	4.0 mm ² solar cable, 1200 mm(47.2 inches)
Number of diodes	3
Connector	MC4 EVO2 compatible

PACKAGING CONFIGURATION

Module per pallet	30 pieces
Module per 40'HQ container	22 pallets, 660 pieces

Remarks

*Installation instruction must be followed. See the installation manual or contact our technical service department for further information on approved installation.
 *The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jetion Solar (China) Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. Jetion Solar_REV_2021_04_EN



FICHA TÉCNICA

INVERSOR GREENHEISS SERIE GH-I 1M STYLE

Alta eficiencia debido a que no incorpora transformador

Diseño moderno, compacto y ligero

Grado de protección IP65

CARACTERÍSTICAS

- **Dispone de 1 seguidor** de punto de máxima potencia (MPPT).
- **Alta versatilidad de configuración** por disponer de un rango muy amplio de tensiones de entrada.
- Permite **configurar y monitorizar** los parámetros de funcionamiento a través de portal web y App.



Portal web:

<https://inversores-style.greenheiss.com/>

App:

GH-Style

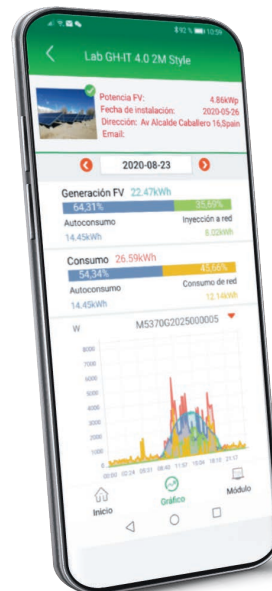
Características técnicas de los modelos GH-I 1M STYLE

Modelo	GH-I 0.7 1M STYLE	GH-I 1.0 1M STYLE	GH-I 1.5 1M STYLE	GH-I 2.0 1M STYLE	GH-I 2.5 1M STYLE	GH-I 3.0 1M STYLE
Entrada FV (CC)						
Potencia máxima FV [Wp]	1050	1500	2250	3000	3750	3900
Tensión máxima CC [V]	450			500		
Rango de tensión MPPT [V]	40-425			50-450		
Tensión nominal CC [V]	360			360		
Tensión de arranque [V]	40			50		
Tensión mínima CC [V]	40			40		
Corriente máxima CC por MPPT [A]	12.5			12.5		
Corriente máxima CC de cortocircuito por MPPT [A]	15			15		
Número de MPPTs	1			1		
Número de entradas CC por MPPT	1			1		
Salida AC						
Potencia nominal de AC [W]	700	1000	1500	2000	2500	3000
Potencia máxima de AC [VA]	770	1100	1650	2200	2750	3300
Corriente máxima de AC [A]	3,5	5	7,5	10	12.5	15
Tensión nominal de AC / rango [V]	220,230,240 / 180-280			220,230,240/180-280		
Frecuencia de red / rango [Hz]	50,60 / 45-55,55-65			50,60/45-55,55-65		
Factor de potencia [cos φ]	0.8 capacitiva ~ 0.8 inductiva			0.8 capacitiva ~ 0.8 inductiva		
Distorsión armónica total [THDi]	< 2 %			< 2 %		
Alimentación	Monofásica (L+N+PE)			Monofásica (L+N+PE)		
Eficiencia						
Eficiencia máx.	97.20 %	97.30 %	97.40 %	97.60 %	97.70 %	97.80 %
Eficiencia europea	96.40 %	96.70 %	96.80 %	97.00 %	97.10 %	97.20 %
Eficiencia del MPPT	>99.5%			>99.5%		

Modelo	GH-I 0.7 1M STYLE	GH-I 1.0 1M STYLE	GH-I 1.5 1M STYLE	GH-I 2.0 1M STYLE	GH-I 2.5 1M STYLE	GH-I 3.0 1M STYLE
Protecciones						
Protección contra polaridad inversa CC	Integrado			Integrado		
Protección de cortocircuito de AC	Integrado			Integrado		
Protección contra sobretensiones de CC	Integrado (tipo II con varistores)			Integrado (tipo II con varistores)		
Protección contra sobretensiones de AC	Integrado (tipo II con varistores)			Integrado (tipo II con varistores)		
Protección de sobrecorriente de salida	Integrado			Integrado		
Fusibles CC	No			No		
Seccionador CC	Integrado			Integrado		
Protección anti-isla	Integrado			Integrado		
Monitorización de aislamiento CC	Integrado			Integrado		
Interfaz de usuario						
Conector de AC	Conector enchufable			Conector enchufable		
Conector de CC	MC4			MC4		
Interfaz del dispositivo	LEDs + (Bluetooth/Wifi + APP)			LED+(Bluetooth/wifi+APP)		
Puertos de comunicación	RS232(USB) + RS485(RJ45)			RS232(USB)+RS485(RJ45)		
Modo de comunicación	Wifi			Wifi		
Datos generales						
Tipología	Sin transformador			Sin transformador		
Consumo nocturno [W]	<0.2			<0.2		
Consumo en modo de espera [W]	6			6		
Rango de temperatura	-40°C ~ 60°C [de 45°C a 60°C con reducción de potencia]			-40°C ~ 60°C [de 45°C a 60°C con reducción de potencia]		
Humedad ambiental	0 % ~ 100 % Sin condensación			0 % ~ 100 % Sin condensación		
Altitud de operación	4000 m (>3000 m reducción de potencia)			4000 m (>3000 m reducción de potencia)		
Método de refrigeración	Convección natural			Convección natural		
Ruido [dB]	<25			<25		
Peso [kg]	5,2			5,5		
Dimensiones [Al x An x Pr] [mm]	302 x 289 x 125			302 x 289 x 125		
Montaje	Panel posterior			Panel posterior		
Protección IP	IP65			IP65		
Garantía [Año]	10 (estándar) / 15/20 (opcional)			10 (estándar) / 15/20 (opcional)		
Normas y certificaciones						
Normativa de Red	RD1699:2011, UNE 206006 IN:2011, UNE 206007-1 IN:2013, IEC61727, IEC62116, EN50438, EN50549			RD1699:2011, UNE 206006 IN:2011, UNE 206007-1 IN:2013, IEC61727, IEC62116, EN50438, EN50549		
Normativa de seguridad	IEC62109-1/2			IEC62109-1/2		
EMC	EN61000-6-1/2/3/4			EN61000-6-1/2/3/4		

SISTEMA DE MONITORIZACIÓN 24H (Opcional)

- **Monitorización en tiempo real** del consumo eléctrico 24h
- **Función antivertido** con certificado UNE-217001-IN





1. Introducción

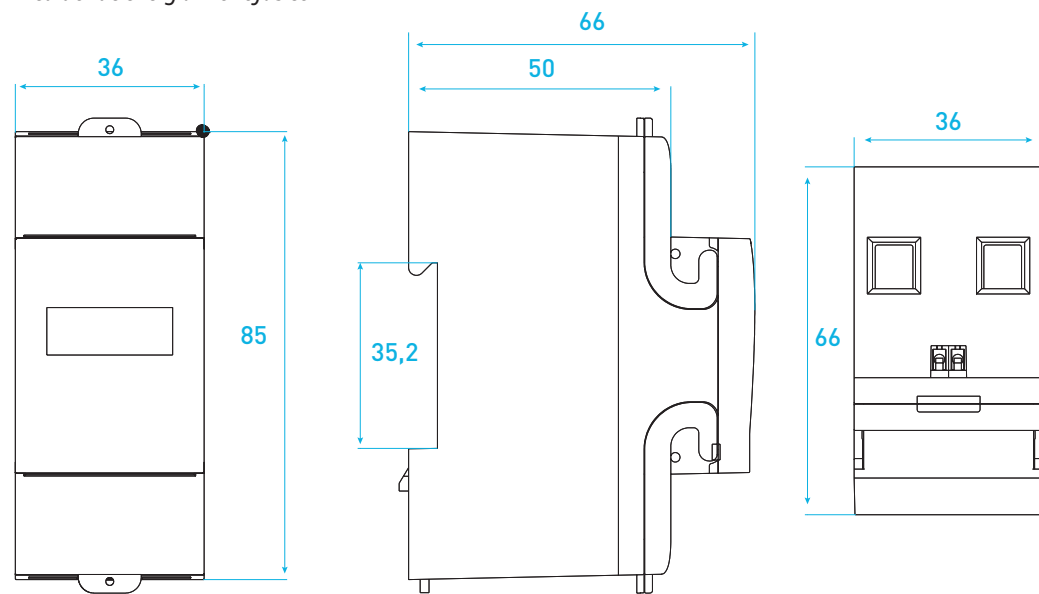
El Sistema de monitorización 24h para inversores GH-I Style sirve para monitorizar en tiempo real el consumo eléctrico las 24h de forma ininterrumpida, almacenar los datos recogidos y poder gestionar, en caso necesario, las condiciones de funcionamiento del inversor a través de su comunicación RS-485 (función antivertido con certificado **UNE-217001-IN**)

2. Descripción del sistema

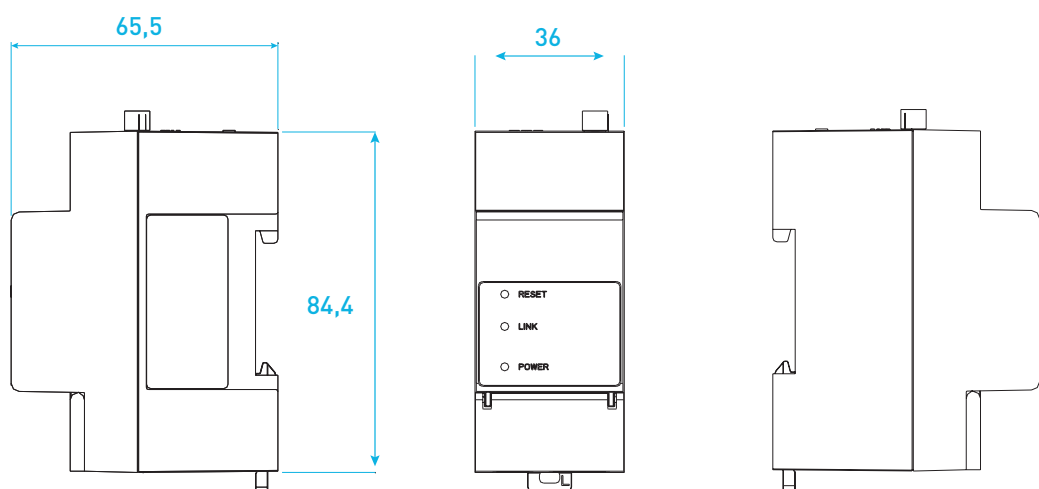
Está compuesto por un medidor de energía monofásico de medida directa (<65 A) y un módulo Wifi que permite la conexión al portal de monitorización a través de red Wifi o Ethernet.

2.1. Dimensiones de los equipos

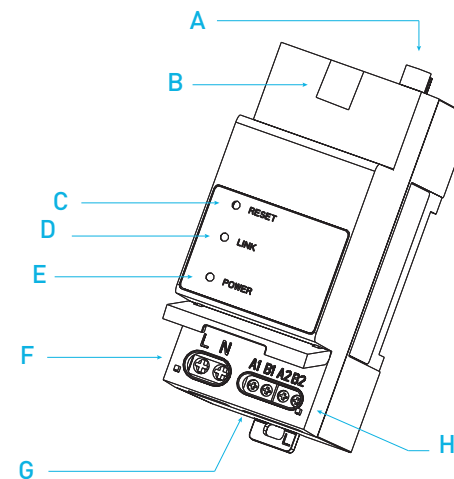
Medidor de energía monofásico



Módulo WiFi

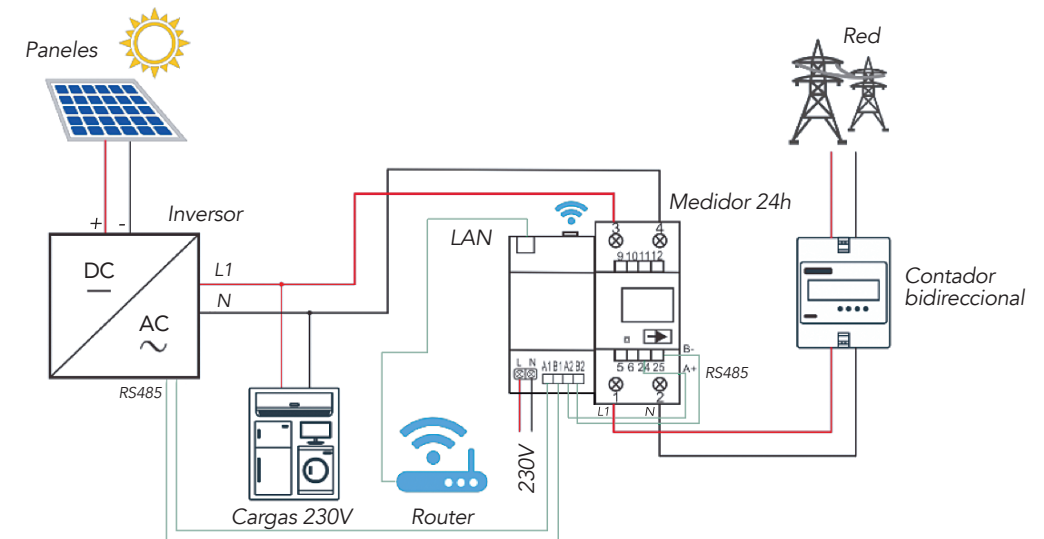


2.2. Interfaz del módulo Wifi



	Descripción
A	Antena Wifi externa
B	LAN
C	RESET
D	LINK (LED) LED VERDE indica conexión al servidor a través de Ethernet LED AZUL indica conexión al servidor a través de Wifi
E	POWER (LED) ON indica que el dispositivo está alimentado correctamente OFF indica que el dispositivo no está alimentado correctamente
F	Alimentación 230V
G	Comunicación RS485 con inversor
H	Comunicación RS485 con medidor de energía

3. Instalación eléctrica



Las siguientes tablas muestran las conexiones eléctricas que hay que realizar en cada uno de los módulos:

Conexiones del medidor de energía

Entrada	Conexión
1	Red Fase L
2	Red Neutro N
3	Consumos Fase L
4	Consumos Neutro N
24	Conexión RS485 A a módulo Wifi
25	Conexión RS485 B a módulo Wifi

Conexiones del medidor de energía

Entrada	Conexión
L	Red Fase L
N	Red Neutro N
A1	Conexión RS485 A a inversor
B1	Conexión RS485 B a inversor
A2	Conexión RS485 A a medidor de energía
B2	Conexión RS485 B a medidor de energía

Notas: 1. Para más detalles del cableado RS485 al inversor vaya al manual de usuario del equipo.
2. Este sistema de monitorización permite conectarlo a redes bifásicas L1-L2 230V

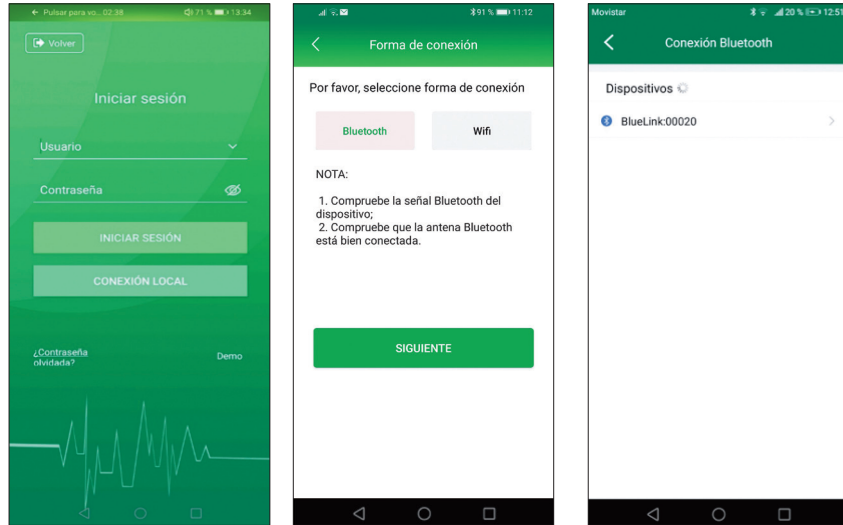
4. Configuración y visualización

4.1. Configuración del sistema

La configuración del sistema de monitorización se realiza a través de la aplicación móvil GH-Style. A continuación, se muestran los pasos a seguir:

Paso 1

Una vez que se ha comprobado que todas que todas las conexiones son correctas, cierre las protecciones de la alimentación auxiliar del módulo Wifi. El led POWER se encenderá.

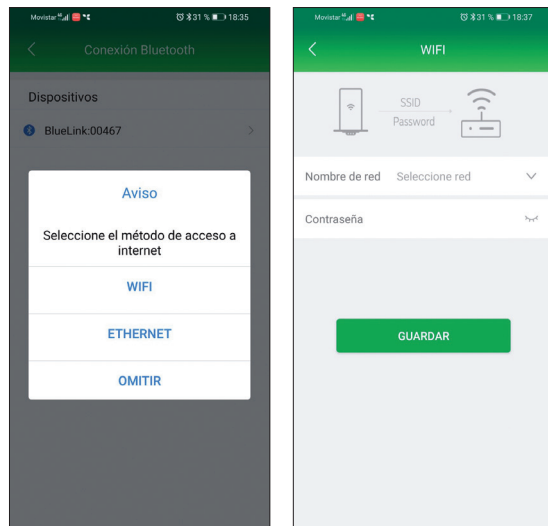


Paso 2

Abra la app GH-Style, pulse en "Distribuidor/ Instalador" y entre en el apartado "CONEXIÓN LOCAL". La contraseña para acceder es "123456". La aplicación ofrece dos posibilidades de conexión, Bluetooth o Wifi. Seleccione "conexión Bluetooth" y busque el dispositivo (aparece como "BlueLink:00000" siendo los 5 números los últimos 5 números del SN del módulo Wifi).

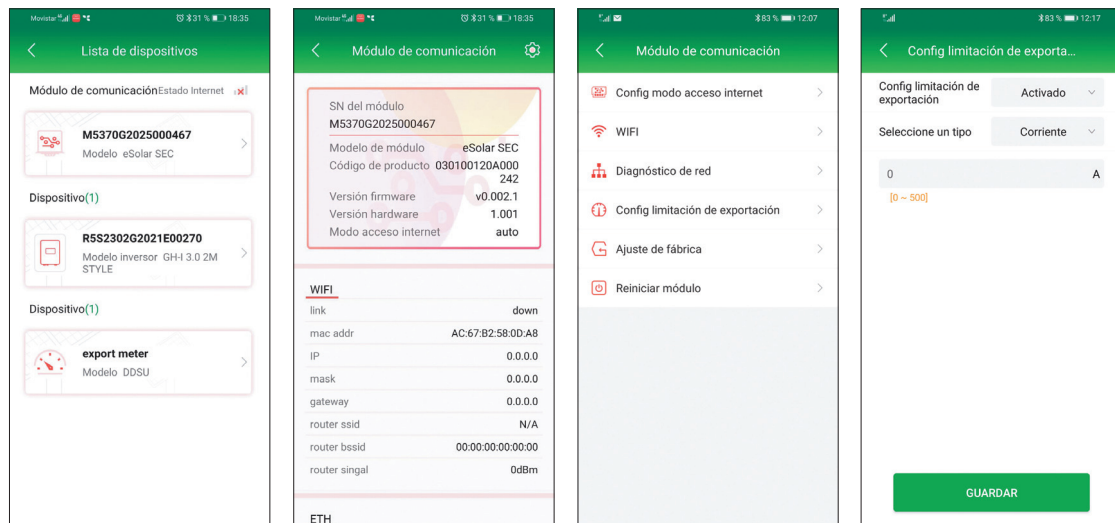
Paso 3

Aparece un mensaje indicando que se seleccione el modo de conexión del dispositivo a internet. Si selecciona "Ethernet", la aplicación comprobará el acceso a internet y se conectará directamente. Si selecciona "Wifi", aparecerá una pantalla en la que tendrá que seleccionar la red Wifi a la que quiere conectar el dispositivo, introducir la contraseña y pulsar "Guardar".



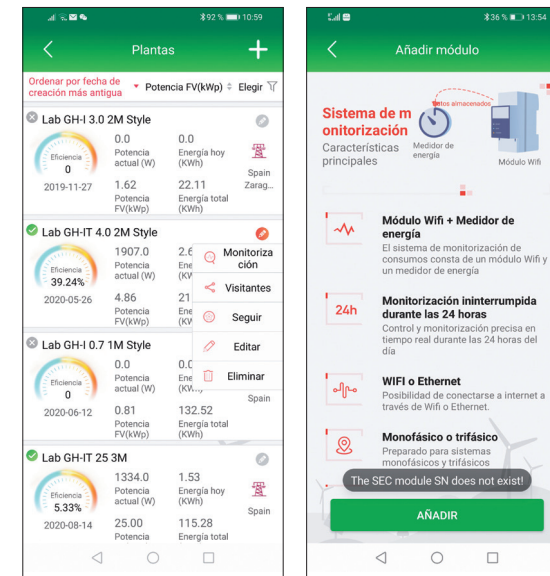
Paso 4

Si se desea activar la limitación de inyección de energía a la red, desde la pantalla principal donde se muestran los dispositivos conectados por RS485 (módulo Wifi, medidor de energía e inversor), entre en el módulo Wifi (aparece con un SN similar a M5370G2025000000) y vaya al icono de ajustes en la esquina superior derecha. Ahí seleccione "Config limitación exportación" y active la función limitando la corriente a 0.

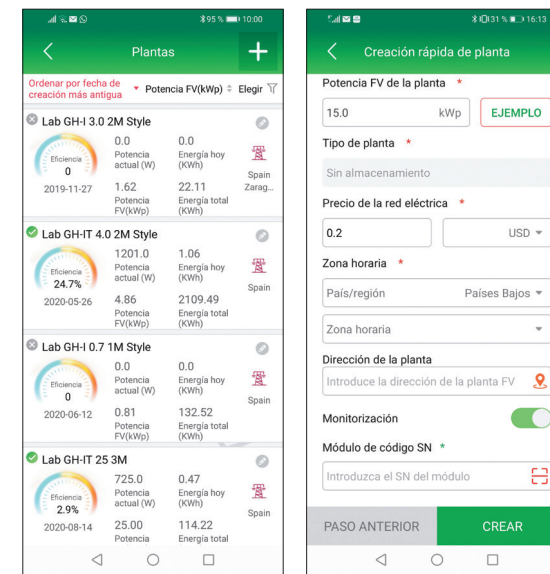


4.3. Visualización en app/portal

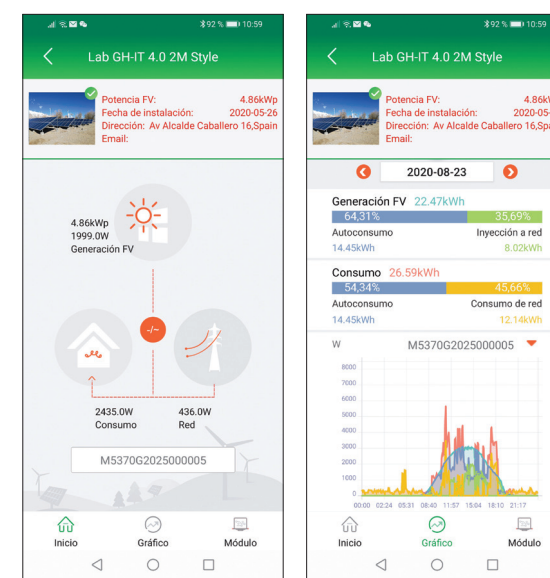
Para incluir este dispositivo en su planta Greenheiss y poder visualizar la monitorización de consumos, realizar los siguientes pasos:



Si es una planta existente, entre en la pantalla de plantas (pulsando sobre el diagrama de plantas), pulse en el icono ubicado en la esquina superior derecha de la planta en la que se quiera añadir y seleccione "Monitorización". Pulse en "AÑADIR" e introduzca el número de serie SN del módulo Wifi.



Si es una planta nueva, entre en la pantalla de plantas (pulsando sobre el diagrama de plantas) y pulse en "CREAR" planta. En el último punto active "Monitorización" e introduzca el número de serie SN del módulo Wifi.



Una vez incluido el dispositivo, para poder visualizar los datos, pulse en el icono ubicado en la esquina superior derecha de la planta y seleccione "Monitorización".

Cables 0,6/1 kV RV-K 0,6/1 kV



Descripción

Los cables RV-K 0,6/1kV son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Adecuados para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Dada su gran flexibilidad son muy apropiados para instalaciones complejas y de gran dificultad.

Normas de Referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

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

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Otras características

Resistencia UV: ensayo climático según UNE 211605

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Clasificación CPR según EN 50575

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	5,65	35	Eca
1x2,5	7,98	6,05	45	Eca
1x4	4,95	5,90	61	Eca
1x6	3,3	6,55	82	Eca
1x10	1,91	7,30	120	Eca
1x16	1,21	8,50	178	Eca
1x25	0,78	10,25	255	Eca
1x35	0,554	11,55	351	Eca
1x50	0,386	13,10	487	Eca
1x70	0,272	15,05	674	Eca
1x95	0,206	17,60	901	Eca
1x120	0,161	19,40	1.127	Eca
1x150	0,129	21,80	1.410	Eca
1x185	0,106	23,60	1.728	Eca
1x240	0,0801	26,80	2.239	Eca
1x300	0,0641	29,90	2.790	Eca
1x400	0,0486	33,20	3.632	Eca
1x500	0,0384	40,00	4.882	Eca
1x630	0,0287	48,00	6.504	Eca
2x1,5	13,3	8,25	92	Eca
2x2,5	7,98	9,10	120	Eca
2x4	4,95	10,05	158	Eca
2x6	3,3	11,20	209	Eca
2x10	1,91	12,80	306	Eca
2x16	1,21	16,50	532	Eca
2x25	0,78	20,80	786	Eca
2x35	0,554	22,60	1.014	Eca
2x50	0,386	25,70	1.409	Eca
3G1,5	13,3	8,85	109	Eca
3G2,5	7,98	9,70	145	Eca
3G4	4,95	10,90	198	Eca
3G6	3,3	11,95	260	Eca

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
3G10	1,91	13,70	390	Eca
3x16	1,21	17,55	663	Eca
3x25	0,78	22,05	978	Eca
3x35	0,554	24,30	1.296	Eca
3x50	0,386	27,60	1.799	Eca
3x70	0,272	31,80	2.400	Eca
3x95	0,206	35,90	3.178	Eca
3x120	0,161	41,80	4.067	Eca
4G1,5	13,3	9,60	132	Eca
4G2,5	7,98	10,60	175	Eca
4G4	4,95	11,80	239	Eca
4G6	3,3	13,20	323	Eca
4G10	1,91	15,20	488	Eca
4x16	1,21	19,10	813	Eca
4x25	0,78	24,00	1.193	Eca
4x35	0,5554	27,15	1.609	Eca
4x50	0,386	30,75	2.244	Eca
4x70	0,272	35,30	3.124	Eca
4x95	0,206	42,50	4.303	Eca
4x120	0,161	46,60	5.237	Eca
5G1,5	13,3	10,40	152	Eca
5G2,5	7,98	11,40	206	Eca
5G4	4,95	12,90	284	Eca
5G6	3,3	14,50	388	Eca
5G10	1,91	16,80	597	Eca
5G16	1,21	20,85	965	Eca
5G25	0,78	26,60	1.478	Eca
5G35	0,5554	29,60	1.936	Eca
5G50	0,386	34,00	2.751	Eca
5G70	0,272	40,00	3.852	Eca
5G95	0,206	45,00	4.879	Eca

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso. 30 septiembre 2021