



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

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

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.
APLICACIÓN A UNA DEPURADORA RURAL**

Autor: D. Alejandro Sánchez Barbero

Tutor: D. Antolín Lorenzana Ibán

Valladolid, Septiembre 2021

Resumen

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo principal la realización y justificación de un estudio de viabilidad técnico-económico de una instalación fotovoltaica para implementarla en una depuradora rural con una potencia contratada de 30 kW.

Además, se sentarán las bases y pautas para tramitar dicha instalación como autoconsumo acogido a compensación de excedentes con la compañía distribuidora de energía y las administraciones públicas.

Para la realización de dicho estudio se emplea el software Pvsol premium 2021 combinado con la experiencia obtenida en una empresa del sector fotovoltaico. Con este software se buscará que la instalación sea lo más rentable posible. Una vez finalizado, se adjuntan los documentos necesarios para realizar el proyecto técnico necesario en este tipo de instalaciones.

Palabras clave: energía solar, autoconsumo, estudio fotovoltaico, PVsol, Diseño

Abstract

The main objective of this Master Thesis is to carry out and justify a technical-economic feasibility study of a photovoltaic installation to implement it in a rural treatment plant with a contracted power of 30 kW.

In addition, the bases and guidelines will be laid to process said installation as self-consumption under compensation of surpluses with the energy distribution company and the public administrations.

To carry out this study, the Pvsol premium 2021 software is used combined with the experience obtained in a company in the photovoltaic sector. With this software it will be sought that the installation is as profitable as possible. Once completed, the necessary documents are attached to carry out the necessary technical project in this type of facility.

Keywords: solar energy, self-consumption, photovoltaic study, PVsol, Design

Tabla de contenido

1. INTRODUCCION	6
1.1. Introducción al autoconsumo	6
1.2. Objetivos	9
1.3. Planteamiento del trabajo	9
1.4. Motivación	10
2. Alternativas de diseño de instalaciones fotovoltaicas	11
2.1. Orientación e inclinación de las placas solares	11
2.2. Estructura de fijación de las placas solares:.....	11
2.3. Tecnología de los paneles solares	12
2.4. Potencia fotovoltaica y nominal a instalar.....	13
2.5 Diseño según el tipo de autoconsumo a realizar.	14
3. Caso de estudio	16
3.1. Tipo de instalación elegida para el estudio fotovoltaico	16
3.2. Guía de tramitación de autoconsumo.....	16
3.3. Estudio de viabilidad y justificación de la instalación	18
3.3.1. Obtencion de consumos y informacion de la instalacion	18
3.3.2. Datos del proyecto	19
3.3.3. Tipo de instalación deseada, ubicación y red	19
3.3.4. Consumos.....	21
3.3.5. Planificación y distribución de placas solares e inversores.....	23
3.3.6. Distribución de paneles solares y sus conexiones.....	32
3.3.7. Diseño de la instalación eléctrica.	33
3.3.7.1 Calculo de la sección del cableado de corriente continua.	33
3.3.7.2 Calculo de la sección del cableado de corriente alterna.....	36
3.3.7.3. Protecciones.....	37
3.3.7.4 Esquema unifilar.....	39
3.3.7 Evaluación económica.....	40
3.3.8 Finalizar configuración.	43
3.3.9 Interpretación de los resultados:	43
3.3.9.1 Evaluación del aprovechamiento energético.....	44
3.3.9.2 Evaluación económica.....	46
3.3.9.3. Conclusiones del estudio de viabilidad tecnico-economico.	48
3.4 Comprobación de resistencia de cubierta.	48
3.4.1 Descripción del sistema de soporte y anclaje.	48
3.4.2 Análisis de carga de la cubierta.	49

4. Trámites administrativos para legalizar la instalación	52
5. Conclusiones, consideraciones adicionales y líneas de futuro	57
5.1. Conclusiones del trabajo	57
5.2. Consideraciones adicionales	57
5.3. Líneas de futuro	58
Bibliografía	59
ANEXOS	60

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Instalación fotovoltaica aislada.....	7
Figura 1.2 - Instalación fotovoltaica acogida a compensación	8
Figura 1.3 - Instalación fotovoltaica no acogida a compensación	8
Figura 1.4 - Instalación fotovoltaica de producción.....	9
Figura 2.1 - Estructura coplanar	12
Figura 2.2 - Estructura triangular	12
Figura 3.1 - Esquema autoconsumo.....	17
Figura 3.2 - Portal de agentes comerciales Vita Energy.....	18
Figura 3.3 - Consumos de la instalación.....	18
Figura 3.4 - Información de la instalación objeto de estudio.....	19
Figura 3.5 - Datos del estudio	19
Figura 3.6 - Tipo de instalación, clima y red.....	20
Figura 3.7 - Tipos de instalación admitidos.....	20
Figura 3.8 - Opciones de configuración de la red eléctrica.....	21
Figura 3.9 - Opciones de configuración de la simulación.....	21
Figura 3.10 - Añadir consumos.....	22
Figura 3.11 - Gráfica de consumo	22
Figura 3.12 - Base de datos para consumos.....	23
Figura 3.13 - Búsqueda satélite de la parcela	24
Figura 3.14 - Superficie a ocupar en cubierta	25
Figura 3.15 - Altura y reconocimiento de la cubierta.....	25
Figura 3.16 - Inclinación de la cubierta	25
Figura 3.17 - Marca y modelo de la placa fotovoltaica	26
Figura 3.18 - Sistema de montaje.....	26
Figura 3.19 - Distribución en planta de placas fotovoltaicas en la cubierta	27
Figura 3.20 - Distribución en planta de placas fotovoltaicas completa	28
Figura 3.21 - Patrón de sombreado visto en planta.....	28
Figura 3.22 - Grado de sombreado de las placas fotovoltaicas de cubierta	29
Figura 3.23 - Conexión de ambas superficies.....	29
Figura 3.24 - Listado de inversores	30
Figura 3.25 - Posibles conexiones para las placas fotovoltaicas ubicadas en el suelo	31
Figura 3.26 - Posibles conexiones para las placas fotovoltaicas ubicadas en la cubierta	31
Figura 3.27 - Interconexión de las placas fotovoltaicas de cubierta.....	32
Figura 3.28 - Plano de distribución de paneles fotovoltaicos	32
Figura 3.29 - Plano de interconexión de paneles fotovoltaicos.....	33
Figura 3.30 - Tabla de intensidades admisibles y secciones normalizadas.....	34
Figura 3.31 - Caídas de tensión admisibles	35
Figura 3.32 - Cuadros de protecciones.....	39
Figura 3.33 - Diseño de esquema unifilar.....	40
Figura 3.34 - Plano de esquema unifilar.....	40
Figura 3.35 - Tarifa de compra	41
Figura 3.36 - Parámetros de evaluación económica	41
Figura 3.37 - Parámetros de rentabilidad	42
Figura 3.38 - Presupuesto simplificado	42
Figura 3.39 - Simulación	43
Figura 3.40 - Resumen de los resultados de la simulación	44

Figura 3.41 - Resumen aprovechamiento energetico	44
Figura 3.42 - Grafico flujo de energia.....	44
Figura 3.43 - Grafico de la utilizacion de la energia fotovoltaica	45
Figura 3.44 - Grafica de la cobertura de consumo	46
Figura 3.45 - Resumen evaluacion economica	47
Figura 3.46 - Cash-flow acumulado	47
Figura 3.47 - Tornillo de anclaje para hormigon	49
Figura 3.48 - Estructura fijacion paneles fotovoltaicos.....	49
Figura 4.1 - Tramites antes de realizar la instalacion fotovoltaica.....	52
Figura 4.2 - Tramites despues de realizar la instalacion fotovoltaica	53
Figura 4.3 - Solicitud de produccion.....	54
Figura 4.4 - Detalle del expediente	54
Figura 4.5 - Documentacion a aportar	55
Figura 5.1 - Certificados paneles fotovoltaicos	62
Figura 5.2 - Modelo paneles fotovoltaicos.....	63
Figura 5.3 - Ficha tecnica paneles fotovoltaicos	64
Figura 5.4 - Estructura metalica	66
Figura 5.5 - Estructura triangular	67
Figura 5.6 - Ficha tecnica inversor GW12KN-DT	70
Figura 5.7 - Ficha tecnica inversor GW17KN-DT	71
Figura 5.8 - Ficha tecnica controlador de red Goodwe SEC1000	72

1. INTRODUCCION

1.1. Introducción al autoconsumo.

En los últimos años se observa una tendencia hacia el autoconsumo doméstico e industrial mediante energía solar motivada por la derogación del gobierno del llamado “impuesto al sol” que complicaba el desarrollo de este tipo de energía [1]. Esto sumado a que la tecnología cada vez es más barata ha llevado a que desde 2020 haya aumentado un 30% las instalaciones de esta energía renovable.

Pero, ¿Por qué apostar por el autoconsumo?

-Supone un ahorro directo para el autoconsumidor y se reduce el precio de mercado de la electricidad para el resto de consumidores, ya que se disminuye la demanda (al consumir menos energía de la red) y aumenta la oferta de energía renovable con la venta de excedentes eléctricos.

-Aprovechar el descenso de precios en la tecnología para la producción de energía solar, que ha reducido sus costes un 80% en cinco años.

-Las comunidades autónomas apoyan el autoconsumo mediante ayudas económicas o subvenciones para las personas que realizan instalaciones de energía renovable solar, lo que abarata aún más si cabe su precio.

-Apoya la transición a energética limpia para las personas al impulsar una generación eléctrica distribuida y de bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Con esto se ayuda a la reducción de las emisiones de CO₂ producidas en la generación de energía, principal objetivo planetario a largo plazo.

-España es el país de Europa que más horas de luz solar recibe al año, por lo que se amortizan muy bien las instalaciones.

Llegados a este punto nos preguntamos, ¿Que es el autoconsumo?, ¿Qué tipos de autoconsumo hay? A lo largo de los siguientes párrafos se contestan estas preguntas que servirán como base para comprender el presente Trabajo Fin de Master.

El autoconsumo es una manera de producir energía eléctrica para el consumo personal. En el caso de autoconsumo fotovoltaico solar, la energía se genera mediante paneles o módulos fotovoltaicos solares. El proceso de obtención de energía es muy sencillo, la irradiación que produce el sol se transformada a corriente continua por medio de los módulos solares. Para poder ser utilizada esta corriente continua, es necesario hacerla pasar por un inversor para transformarla en corriente alterna y poder autoabastecer la casa, almacenarla en baterías o venderla a la red.

Existen varios tipos de instalaciones solares, que se pueden dividir en 3 grandes grupos [2]:

- Instalación aislada: En este caso, la instalación no está conectada a la red eléctrica de distribución por lo que únicamente se utiliza la energía generada por los paneles fotovoltaicos. Este tipo de instalaciones es muy empleado en sondeos de regadío para agricultores y parcelas o casas de campo a las que no llega red eléctrica. En el caso de las últimas es indispensable conectar baterías para asegurar la energía en la noche.



Figura 1.1- Instalación fotovoltaica aislada

- Instalaciones de autoconsumo conectada a red: instalación conectada a red eléctrica de distribución que se puede dividir en dos modalidades:

-Autoconsumo sin excedentes: disponen de un sistema “inyección cero” a la red tal que impida la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red de transporte o de distribución.

-Autoconsumo con excedentes: Instalaciones que, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, pueden inyectar el excedente de energía no consumida en las redes de transporte y distribución. A su vez, este tipo de instalación puede dividirse en 2:

- Autoconsumo acogido a compensación: se opta por compensar los excedentes de energía producidos. Es decir, el consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico.

Cuando la energía producida por la instalación fotovoltaica es mayor a la demandada por el consumidor, ésta puede inyectarse a la red y en cada periodo de facturación la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con los excedentes de energía vertida a la red valorada a un precio previamente acordado. Para que esto sea posible se deben cumplir los siguientes factores:

1. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
2. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
3. En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
4. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
5. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.



Figura 1.2- Instalación fotovoltaica acogida a compensación

- Autoconsumo no acogido a compensación: Pertencerán a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico sin ningún beneficio para el autoconsumidor.



Figura 1.3 - Instalación fotovoltaica no acogida a compensación

- Instalaciones de producción: comúnmente llamados “huertos solares” o “granjas solares”, estas instalaciones están dedicadas a producción de energía ya que venden toda la energía que producen a una distribuidora eléctrica o comercializadora.



Figura 1.4- Instalación fotovoltaica de producción

1.2. Objetivos.

Con el desarrollo del presente Trabajo Final de Master se pretende perseguir los siguientes objetivos:

- Completar los conocimientos adquiridos en el master en Ingeniería Industrial con la experiencia ganada en una empresa del sector para realizar un estudio fotovoltaico de autoconsumo.
- Adquirir nuevos conocimientos en energía renovable solar para poder ser competente en esta actividad profesional.
- Realizar simulaciones con el programa PVSol Premium con la finalidad adquirir manejo con el programa y perfeccionar el análisis de instalaciones fotovoltaicas.
- Aprender a realizar la documentación necesaria para legalizar la instalación realizando los trámites correspondientes tanto con las administraciones públicas como con la compañía suministradora de energía.

1.3. Planteamiento del trabajo.

El proyecto se ha centrado en el desarrollo de los siguientes campos:

- Alternativas en el diseño de instalaciones.
- Estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica, que engloba tanto el diseño mecánico, diseño de la parte eléctrica, viabilidad económica, interpretación de los resultados y justificación de las decisiones tomadas.
- Tramitaciones administrativas para legalizar la instalación fotovoltaica.
- En los anexos se adjuntan una descripción de los elementos empleados para realizar la instalación y el presupuesto de la instalación.

1.4. Motivación.

Se ha querido hacer un Trabajo Final de Master relacionado con la actividad profesional de ingeniería industrial y como actualmente trabajo en una empresa del sector fotovoltaico, he querido plasmar lo aprendido en estos 3 meses en ella además de profundizar en otros aspectos como autoconsumos conectados a red, normativa y trámites administrativos para desarrollarme como profesional, ya que actualmente no soy el encargado de esa sección en la empresa.

2. Alternativas de diseño de instalaciones fotovoltaicas

Antes de comenzar con el tipo de instalación fotovoltaica, se considera oportuno especificar algunas alternativas a la hora de diseñar este tipo de instalaciones. El diseño varía mucho según el criterio de cada ingeniero, su experiencia, las condiciones del lugar de instalación y la marca de los productos que se desee instalar. No se puede hacer un modelo para aplicarlo a todas las instalaciones fotovoltaicas por lo que expongo las alternativas a tener en cuenta más importantes:

2.1. Orientación e inclinación de las placas solares.

- Respecto a la orientación
 - En caso de que se pueda, la orientación de las placas será Sur. Esto es lo ideal para un máximo aprovechamiento de la energía solar. Si no es posible, una orientación sur-este o sur-oeste.
 - En caso de que el tejado sea a dos aguas, tenga bastante inclinación y las placas deban de ponerse hacia el este u oeste, lo ideal es una orientación este-oeste con el mismo número de placas a cada lado para equilibrar la producción durante todo el día.
 - Como se puede imaginar, la orientación de las placas tiene infinidad de posibilidades y varía mucho según el criterio del ingeniero y las condiciones del lugar.
- Respecto a la inclinación:
 - Si se quiere optimizar para invierno lo ideal es tener una inclinación de 50° respecto el horizontal.
 - Si se quiere optimizar en verano, lo ideal es una inclinación de 10°.
 - La inclinación estándar es 30° para optimizar tanto en verano como invierno.

2.2. Estructura de fijación de las placas solares.

- Placa fotovoltaica coplanarmente con la cubierta, es decir, con la misma inclinación del tejado y puesto sobre él mediante guías. En este caso no podremos modificar ni la orientación ni la inclinación de la placa fotovoltaica. A cambio, la instalación será más barata al no necesitar estructura triangular y base estructural. Ideal para cubierta con orientación sur.



Figura - 2.1- Estructura coplanar

- Placa fotovoltaica con estructura triangular. Necesaria en caso de tener una cubierta plana o instalación en suelo o marquesina. En este caso se puede elegir la inclinación y orientación deseada para poder aprovechar al máximo la energía solar. Hay que tener cuidado con las sombras que se producen.



Figura 2.2- Estructura triangular

2.3. Tecnología de los paneles solares.

Los paneles fotovoltaicos están formados por la agrupación de células fotovoltaicas. El número de células habitualmente es 36, 60, 72 o 144 dependiendo de la potencia fotovoltaica pico de cada panel.

Existen varios materiales utilizados para la fabricación de células y se sigue investigando en nuevos materiales para aumentar la eficiencia de los paneles. Actualmente, debido a su buena relación eficiencia-coste, el material más utilizado es el Silicio ya que además es un material muy abundante en el planeta. Este material necesita un tratamiento previo de purificación y cristalización antes de poder utilizarse como semiconductor en aplicaciones solares. Dependiendo de este tratamiento existen los siguientes tipos de paneles:

- Paneles solares con células monocristalinas: Presentan una eficiencia más alta debido a la pureza del silicio. Sin embargo, son más caros, presentan una bajada de rendimiento cuando hay altas temperaturas y necesitan un mantenimiento más exhaustivo. Se recomienda la instalación de estos paneles en climas fríos con tendencia a tormentas o niebla ya que tienden a absorber mejor la radiación y soportan menos el sobrecalentamiento.
- Paneles solares con células policristalinas: El proceso de fabricación es diferente ya que el silicio se funde en bruto y presenta impurezas. Esto produce que se formen policristales que disminuyen la eficiencia. Se recomienda la instalación de estos paneles en climas cálidos ya que absorbe el calor con una mayor velocidad y funciona mejor con temperaturas altas.

2.4. Potencia fotovoltaica y nominal a instalar.

La potencia a instalar varía dependiendo de muchos factores, pero intentare resumir brevemente los más importantes y como llegar a una potencia ideal:

- La potencia nominal en inversores no puede superar la potencia contratada con la distribuidora de energía. Esta potencia se puede aumentar por parte del cliente hasta la potencia máxima de BIEW disponible por la acometida. Esta potencia máxima de BIEW solo se puede superar en caso de que se realice otro proyecto a mayores para renovar las instalaciones de enlace disponibles.
- El grado de autarquía que decida tener el cliente, ya que no siempre es necesario llegar al máximo de la potencia contratada.
- La amortización que se pretenda conseguir, ya que generalmente, a mayor potencia fotovoltaica, mayor amortización de la instalación.
- Espacio disponible para la colocación de las placas fotovoltaicas.
- Un buen criterio de diseño es tomar como partida el número de placas fotovoltaicas en función de los consumos y ajustarlo, pero teniendo en cuenta que la producción es 3 veces mayor en verano que en invierno. Es decir:
 - Si los consumos son más elevados en verano, diseñar la instalación fotovoltaica para invierno.
 - Si los consumos son más elevados en invierno, no se podrá diseñar en función de los consumos para invierno ya que en ese caso en verano sobraría mucha energía que no se podrá compensar.
 - Buscar un equilibrio para que no sobre demasiada energía pero que tampoco tenga una producción escasa en invierno.

El cálculo será el siguiente:

$$\text{Consumo}(kWh) = P_{\text{panel}}(kWp) \cdot HSP_{\text{media}} \left(\frac{h}{\text{día}} \right) \cdot \frac{\text{días de consumo}}{1 \text{ año}} \cdot n_{\text{paneles}}$$

Siendo:

-Consumo: Consumo de la instalación en el periodo a considerar.

- P_{panel} : Potencia pico que puede generar el panel fotovoltaico.

-HSP: horas sol pico por día, parámetro que varía en función de la irradiación que se produce en la ubicación de la instalación y de la época del año. Para simplificar el cálculo se toma el siguiente valor [3]:

4,16 como media anual

2,3 para meses invierno

6,35 para meses de verano

- n_{paneles} : número de paneles necesarios para abastecer el consumo anual.

- Otro buen criterio de diseño para tomar como referencia es calcular el número de paneles fotovoltaicos en función de la potencia contratada. El cálculo es el siguiente:

$$n_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{contratada}}}{P_{\text{panel}}}$$

Siendo:

- P_{panel} : Potencia pico que puede generar el panel fotovoltaico.

- $P_{\text{contratada}}$: Potencia contratada con la compañía distribuidora de energía.

- n_{paneles} : número de paneles necesarios.

- Intentar introducir un poco de más potencia fotovoltaica que potencia nominal de inversor ya que la mayoría de inversores lo permiten y así se maximiza la producción.

Una vez tenido en cuenta todos estos factores, lo ideal es realizar varios estudios con diferentes potencias fotovoltaicas y nominales hasta alcanzar un resultado que satisfaga las necesidades tanto económicas como energéticas del cliente.

2.5 Diseño según el tipo de autoconsumo a realizar.

Se puede considerar un criterio de diseño y se divide en dos opciones:

- Instalación fotovoltaica sin inyección de excedentes a la red: En este caso se busca diseñar la instalación fotovoltaica de tal modo que el total de la energía generada se aproveche en el autoconsumo para evitar grandes cantidades de excedentes de energía ya que el consumidor no obtiene beneficio alguno de ellos. Un buen criterio es diseñar la instalación con menos de un 10% de energía excedente.
- Instalación fotovoltaica con inyección de excedentes a la red: cuando se puede vender la energía excedentaria a la compañía eléctrica distribuidora, ya que está obligada a

comprarla, se busca diseñar la instalación fotovoltaica siguiendo las pautas del apartado 2.4. “Potencia fotovoltaica y nominal a instalar” expuesto anteriormente.

También se debe tener en cuenta si se desea instalar baterías. Si no existen necesidades especiales, la capacidad de las baterías se suele dimensionar para que únicamente con la energía producida por las baterías el consumidor tenga autonomía para al menos 36 horas. Introducir baterías en un autoconsumo conectado a red puede ser interesante cuando no se dispone de generador de apoyo y es imprescindible tener energía si ocurriese un fallo en la red o si se desea aumentar el grado de autarquía de la red eléctrica, aunque no suele salir rentable debido al alto coste de las baterías.

3. Caso de estudio

Tras exponer los tipos de autoconsumos existentes y las principales alternativas de diseño de una instalación fotovoltaica, se pasa a un caso concreto el cual es el objeto de estudio del presente Trabajo Final de Master.

3.1. Tipo de instalación elegida para el estudio fotovoltaico.

En el presente TFM se pretende realizar el estudio de viabilidad técnico-económica y los pasos a seguir para legalizar una instalación generadora fotovoltaica con modalidad autoconsumo acogida a compensación de excedentes. Es decir, todo el proceso desde que el cliente se pone en contacto con la empresa instaladora hasta que acaba la relación cliente-empresa y, por ende, el trabajo.

La instalación fotovoltaica elegida para tal fin es la depuradora para el tratamiento y elevación de aguas de un pueblo ubicado en Salamanca, Castilla y León. Las características de la instalación y los motivos de la elección son los siguientes:

- Como se verá posteriormente, la potencia contratada es de 30 kW y esto implica la necesidad de hacer un proyecto técnico [2].
- El consumo anual de la instalación objeto de estudio durante este último año es de 114584 kWh lo que permite realizar una instalación con varias opciones de configuración en cuanto al número de placas solares e inversores.
- Posibilidad de tramitar autoconsumo acogida a compensación de excedentes, lo que permite realizar los trámites de autoconsumo con la compañía suministradora. En este caso, Iberdrola.
- La inyección de excedentes a la red se tramita con la empresa de suministro Iberdrola, la cual compra la energía sobrante a un precio de 0,05 €/kW [4].
- El presupuesto de la instalación fotovoltaica se ha realizado en base a los precios acordados por parte de la empresa instaladora.
- Al tratarse de una instalación en cubierta plana y suelo, la estructura de fijación de las placas solares es mediante estructura triangular por lo que se dará la inclinación y orientación deseada.

3.2. Guía de tramitación de autoconsumo.

Una vez elegido el tipo de autoconsumo, se consulta la Guía profesional de tramitación del autoconsumo IDAE [2] en la que se muestran los pasos a realizar. Un buen esquema a seguir es el siguiente:

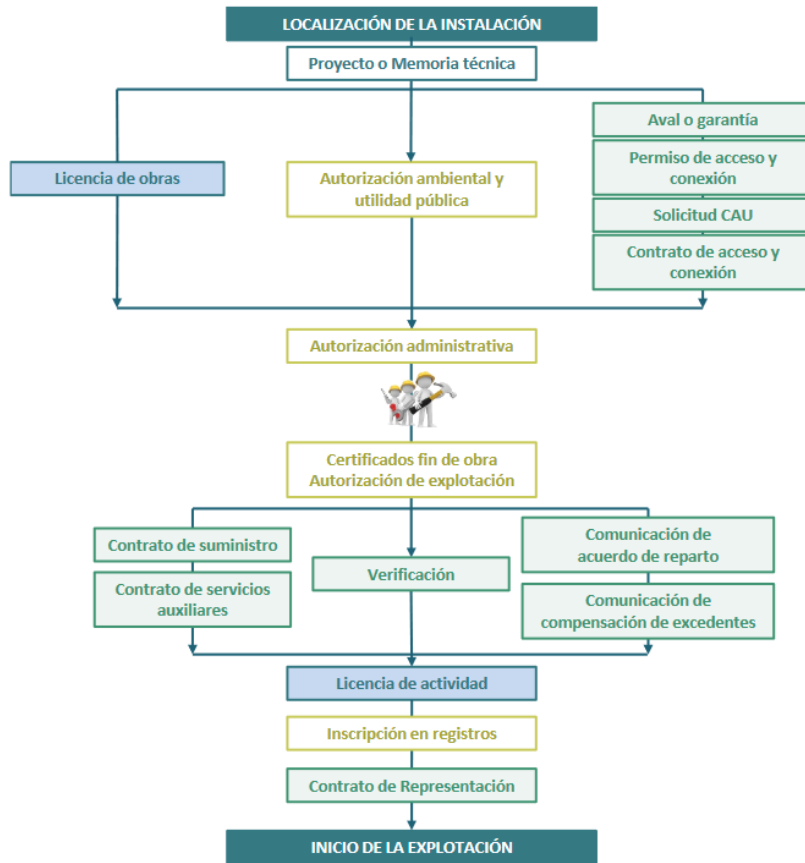


Figura 3.1- Esquema autoconsumo

Los tramites representados en verde se hacen con la compañía distribuidora o comercializadora de energía eléctrica, los representados en amarillo con las administraciones autonómicas y la tramitación de licencia de obra y de actividad con la administración local.

Como dato, decir que, en el caso de instalaciones aisladas de la red, por el momento, no es necesario realizar ningún trámite con las administraciones autonómicas ni con las distribuidoras y comercializadoras.

Se observa que el primer paso es la realización de un proyecto o memoria técnica. Dicho proyecto es bastante extenso y técnico, y como el objetivo del TFM es el de explicar y justificar las decisiones tomadas a la hora de realizar el estudio fotovoltaico se ha decidido no introducirlo en el presente documento, pero si incluir prácticamente todo lo necesario para realizarlo.

Por lo tanto, en primer lugar, se realiza el estudio de viabilidad tecnico-economio y presupuesto de la instalación fotovoltaica para una vez que sea aceptado por el cliente, comenzar con la redacción del proyecto y sus respectivas tramitaciones.

3.3. Estudio de viabilidad y justificación de la instalación.

A lo largo de este apartado se expondrá el estudio realizado y la justificación de las decisiones tomadas. Como se ha dicho antes, se incluye prácticamente todo lo necesario para la realización del proyecto técnico obligatorio en instalaciones fotovoltaicas con más de 10 kW de potencia nominal [2]. También se desea que este apartado sea una especie de guía para futuros estudios.

El estudio ha sido realizado mediante el programa PvSol premium 2021 para obtener los datos de producción, análisis económico, viabilidad, planos, etc. Esto sumado a la gran base de datos y la fiabilidad que ofrece a la hora de realizar el cálculo de las conexiones paneles-inversor hacen de él un programa muy competente en el sector.

3.3.1. Obtención de consumos y información de la instalación.

Para comenzar el estudio se necesitan los consumos de la instalación de depuración por lo que si es posible, se pedirá al cliente el CUPS de su compañía eléctrica para obtener dichos consumos, la potencia contratada, la tarifa de energía y las características de la red que tiene.

En caso de ser nueva vivienda o negocio y este aun no haya generado consumos, habrá que estimarlos. Como en este caso la instalación de bombeo lleva varios años funcionando, se pueden ver los consumos e información de este.

Para ver toda esta información, hay que ir a la página web Vita energy (Figura 3.2) en el área de agentes comerciales [5], donde introduciendo el CUPS, se generan dos documentos excel, uno con los consumos (Figura 3.3) y otro con la información (Figura 3.4).

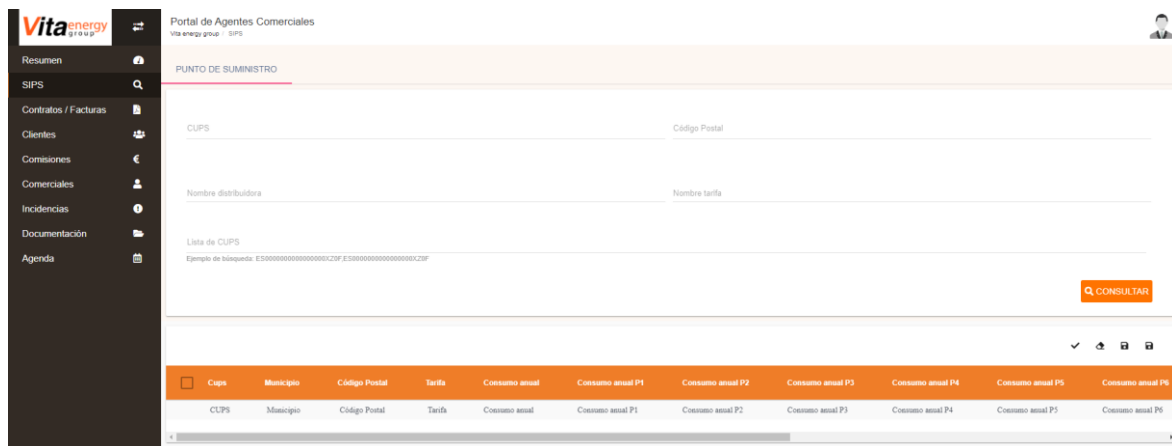


Figura 3.2- Portal de agentes comerciales Vita Energy

CUPS	Fecha Lectura Inicial	Fecha Lectura Final	P1 Activa	P2 Activa	P3 Activa	P4 Activa	P5 Activa	P6 Activa	P1 Reactiva	P2 Reactiva	P3 Reactiva	P4 Reactiva	P5 Reactiva	P6 Reactiva	P1 Maxímetro	P2 Maxímetro	P3 Maxímetro	P4 Maxímetro	P5 Maxímetro	P6 Maxímetro

2015-10-20T00:00:00	2015-11-18T00:00:00	1457	4635	1604	515	1915	684	0	0	0	295	1172	393	39	39	38	40	39	36	
2015-11-18T00:00:00	2015-12-18T00:00:00	1465	4637	1716	527	2088	753	0	0	0	300	1281	438	37	38	39	37	39	36	
2015-12-18T00:00:00	2016-02-17T00:00:00	2852	8596	4137	390	2997	1228	0	0	0	583	1799	732	0	0	0	0	0	0	
2016-02-17T00:00:00	2016-03-17T00:00:00	1297	4386	1904	573	1674	643	0	0	0	335	1009	374	37	39	36	34	39	35	
2016-03-17T00:00:00	2016-04-19T00:00:00	1690	4865	2666	750	1994	1013	0	0	0	462	1182	589	38	38	35	33	38	35	
2016-04-19T00:00:00	2016-05-19T00:00:00	1620	4916	1977	727	1741	788	0	0	0	461	1045	443	39	41	37	39	39	36	
2016-05-19T00:00:00	2016-06-20T00:00:00	1774	5493	2116	917	2342	1198	0	0	0	592	1493	735	39	39	40	39	39	40	
2016-06-20T00:00:00	2016-07-20T00:00:00	2528,4	7663,3	2568,4	1065,5	2488,3	992,2	0	0	0	690,4	1647,4	644,4	44	44,8	40,2	43,6	43,9	40,2	
2016-07-20T00:00:00	2016-08-19T00:00:00	2469,6	7199,7	2556,6	1298,5	2866,7	1017,8	0	0	0	816,6	1838,6	632,6	44	45	40	44	44	40	
2016-08-19T00:00:00	2016-09-20T00:00:00	142	348	212	192	497	208	0	0	0	116	313	127	43	44	40	43	43	39	
2016-09-20T00:00:00	2016-10-20T00:00:00	734	2066	648	433	1058	333	0	0	0	251	591	208	45	46	0	0	0	0	
2016-10-20T00:00:00	2016-11-19T00:00:00	1041	2897	915	406	1330	450	0	0	0	212	705	286	48	46	44	46	46	43	
2016-11-19T00:00:00	2016-12-21T00:00:00	952	2873	1082	505	1337	809	0	0	0	272	713	501	46	45	44	48	46	43	
2016-12-21T00:00:00	2017-01-20T00:00:00	1016	2983	1528	322	1074	581	0	0	0	140	485	287	43	44	42	23	31	27	
2017-01-20T00:00:00	2017-02-18T00:00:00	1059	3185	1178	367	1213	560	476	1436	572	164	573	274	44	45	41	43	44	41	
2017-02-18T00:00:00	2017-03-20T00:00:00	1078	3481	1438	418	1468	460	569	1861	763	213	763	232	46	44	43	44	45	17	

Figura 3.3- Consumos de la instalación objeto de estudio

Código CUPS	Código Empresa Distribuidora	Nombre Empresa Distribuidora	Código Postal PS	Municipio PS	Código Provincia PS	Tensión	Tarifa	Fecha Alta Suministro	Código TensiónV	Potencia Máxima BIEW	Potencia Máxima APMW	Código Clasificación PS	Código Disponibilidad ICP	Tipo Perfil Consumo
*****	21	IBEROROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.	37330	37038	37	3X230/133	3.OA	1984-05-30T00:00:00	14	30000	0	4	0	PC
Valor Derechos ExtensiónW	Valor Derechos AccesoW	Código Propiedad	EquipoMedida	Código Propiedad ICP	Consumo Anual	Consumo Anual P1	Consumo Anual P2	Consumo Anual P3	Consumo Anual P4	Consumo Anual P5	Consumo Anual P6	Potencias Contratadas En W P1	Potencias Contratadas En W P2	Potencias Contratadas En W
30000	30000	1	4	108747	21505	63282	23960	0	0	0	0	30	30	30

Figura 3.4- Información de la instalación objeto de estudio

Una vez se tenga estos consumos e información se puede comenzar el estudio.

Un detalle importante que se observa es la potencia máxima de BIEW que puede suministrar la compañía distribuidora es de 30 kW. Esto quiere decir que la instalación fotovoltaica no podrá superar esta potencia en inversor a no ser que se modifique este parámetro, pero esto implica otro proyecto a mayores. Por lo que en principio este valor se considera criterio de diseño y la potencia nominal de los inversores será igual o menor a 30 kW.

3.3.2. Datos del proyecto.

La primera pantalla con la que inicia el programa es para introducir información básica tanto del proyecto como del cliente como se puede ver en la Figura 3.5. En este caso y para proteger la identidad del cliente, se ha ocultado la información privada.

Figura 3.5- Datos del estudio

3.3.3. Tipo de instalación deseada, ubicación y red.

En esta ventana del programa se introduce el tipo de instalación, ubicación y la red de corriente alterna que nos proporciona la compañía suministradora.

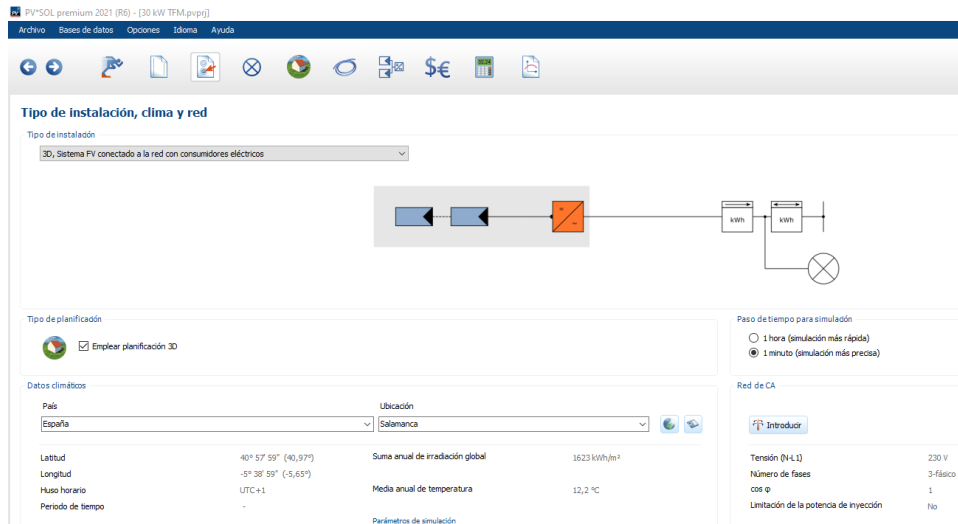


Figura 3.6- Tipo de instalación, clima y red

En este caso, la instalación es conectada a red con consumidores eléctricos, pero como dato a tener en cuenta para posibles trabajos futuros, se ve en la Figura 3.7 los posibles tipos de instalación que el programa permite configurar:

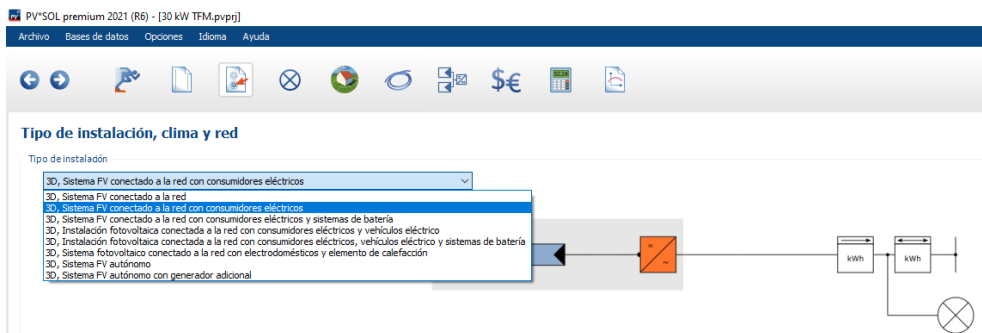


Figura 3.7- Tipos de instalación admitidos

- Instalación fotovoltaica conectada a red con baterías (sistema híbrido): por ejemplo, si el cliente tiene problemas con la red fuera de horas solares y es indispensable disponer de energía para realizar tareas esenciales o para aumentar el grado de autarquía respecto a la conexión de red.
- Instalación fotovoltaica conectado a red con cargador para vehículo eléctrico: muy útil si el cliente desea poner un cargador para vehículo eléctrico como está siendo tendencia actualmente.
- Instalación fotovoltaica conectada a red, sin consumidores: En caso de realizar el estudio únicamente para producción de energía y venta a la red.
- Instalación fotovoltaica autónoma: en caso de que el cliente este desconectado de la red y su única fuente de energía sean las placas solares.

Para configurar la ubicación, únicamente con introducir la dirección de la instalación el programa automáticamente controla los datos de temperaturas, horas de sol, irradiación y todos los parámetros solares para que el estudio sea lo más fiable posible.

Por último, se introduce conexión la red que proporciona la compañía (Figura 3.8) y si es necesario, se modifican algunos datos de la simulación (Figura 3.9).

Figura 3.8- Opciones de configuración de la red eléctrica

Figura 3.9- Opciones de configuración de la simulación

3.3.4. Consumos.

El siguiente paso es introducir los consumos. En este caso, al disponer de estos en el excel generado por el portal Vita energy, únicamente se introducen los datos (Figura 3.10) y el programa genera una grafica (Figura 3.11). Esta grafica de consumos es muy util a la hora analizar cuanta potencia fotovoltaica se debe instalar tal y como se explico en el apartado 2.4 “Potencia fotovoltaica y nominal a instalar”. En este caso se ve que es regular durante todo el año excepto el mes de Julio, seguramente debido a la mayor demanda de agua para las necesidades de piscina y regadio de huertos particulares. Por ello se diseñara la instalacion para una optimizacion de produccion de energia mixto entre invierno y verano.

Consumo

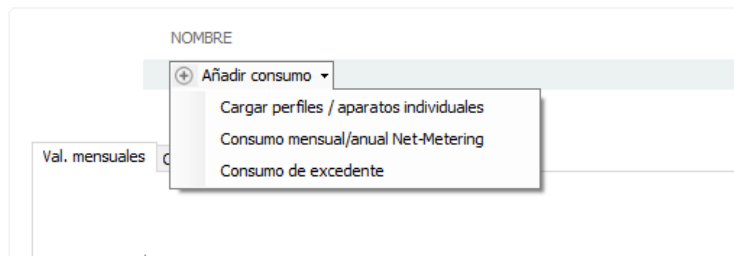


Figura 3.10- Añadir consumos

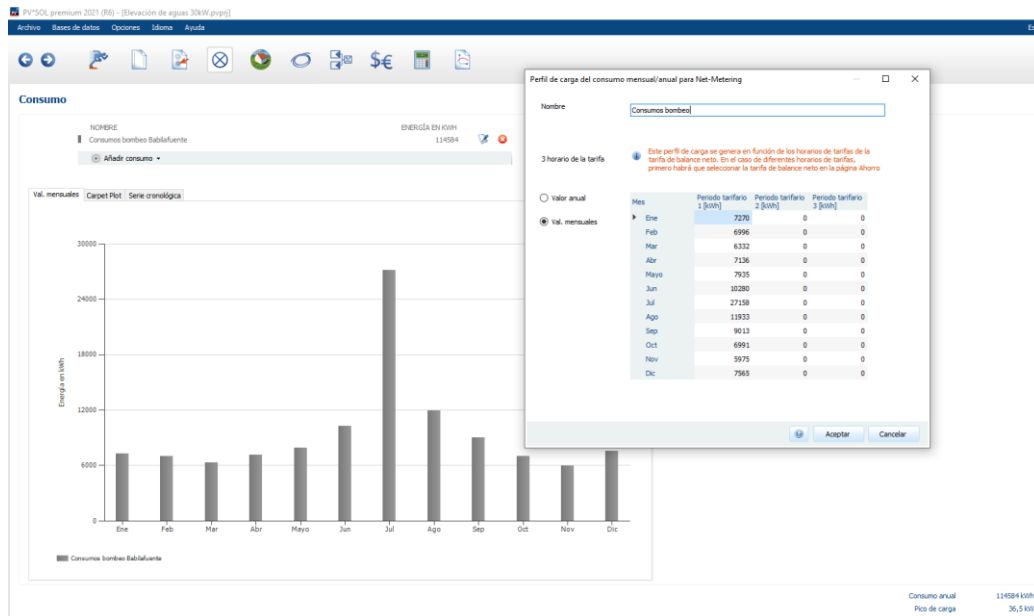


Figura 3.11- grafica de consumo

En caso de no disponer de los consumos, el programa proporciona una gran base de datos en los que se puede o cargar perfiles con unos valores medios de viviendas o industrias o introducir una infinidad de aparatos individuales.

Esto último es muy útil en casos de que el cliente instale un nuevo aparato como puede ser una bomba de calor, aerotermia o aire acondicionado y aun no tenga consumos de ello. Los pasos a seguir serian introducir los consumos sacados del CUPS y a mayores el aparato individual deseado y con ello se conseguiría unas estadísticas de consumo muy reales que, al fin y al cabo, es lo que se pretende con el programa.

En la Figura 3.12 hay varios ejemplos de ello.

Cargar perfiles (a partir de los perfiles de día)	Consumidores individuales
Almacén 11000 m ² (con climatización); fuente 3	Lámpara de bajo consumo (habitación oscura); uso escaso*
Brasil Centro Oeste	Lámpara de bajo consumo (habitación oscura); uso frecuente*
Brasil Nordeste	Lámpara de bajo consumo (habitación oscura); uso normal*
Brasil Norte	Tubo fluorescente (habitación oscura); uso escaso*
Brasil Sudeste	Aspirador
Brasil Sul	Bombilla (habitación clara); uso escaso
Centro de investigación; fuente 1	Bombilla (habitación clara); uso frecuente
Complejo de viviendas	Bombilla (habitación clara); uso normal
Complejo residencial, 24 unidades	Bombilla (habitación normal); uso escaso
Cuartel de policía 30000 m ² ; (medido solo en día hábil de invierno)	Bombilla (habitación normal); uso frecuente
Edificio de oficinas 1000 empleados; fuente 1	Bombilla (habitación normal); uso normal
Edificio de oficinas 16000 m ² ; (solo medición en un día hábil de invierno)	Bombilla (habitación oscura); uso escaso
Escuela 18500 m ² ; (solo medición en un día hábil de invierno); fuente 1	Bombilla (habitación oscura); uso frecuente
Escuela con piscina 21500 m ² ; (solo medición en un día hábil de invierno); fuente 1	Bombilla (habitación oscura); uso normal
Escuela 10000 m ² ; (solo medición en un día hábil de invierno); fuente 1	Bombilla (habitación oscura); uso normal
Fábrica de cerveza	Calentador de agua (1 litro)
Finca Ghana	Equipo de alta fidelidad (uso escaso)
Hogar con pico de consumo al atardecer	Equipo de alta fidelidad (uso frecuente)
Hospital 14000 m ² ; (medido solo en día hábil de invierno); fuente 1	Lámpara de bajo consumo (habitación clara); uso escaso
Hospital 16000 m ² ; (medido solo en día hábil de invierno); fuente 1	Lámpara de bajo consumo (habitación clara); uso frecuente
Hospital 300 camas; fuente 1	Lámpara de bajo consumo (habitación clara); uso normal
Hospital 300 camas; fuente 1	Lámpara de bajo consumo (habitación normal); uso escaso
Hospital 400 camas; fuente 1	Lámpara de bajo consumo (habitación normal); uso frecuente
Hospital 434 camas; fuente 3	Lámpara de bajo consumo (habitación normal); uso normal
Hospital 450 kW eléctric.; fuente 8	Lámpara exterior (siempre encendida en la oscuridad)
Perfil de carga con consumo eléctrico constante durante todo el día	Lavadora 30°
Piscina cubierta 900 m ² ; (medido solo en día hábil de invierno); fuente 1	Lavadora 40°
Pueblo con instalaciones de producción	Lavadora 60°
Pueblo sin instalaciones de producción	Lavadora 90°
Restaurant con climatización; fuente 1	Lavadora con entrada de agua caliente
Sala multifuncional 2300m ² ; fuente 1	Lavavajillas 50° con prelavado
Vivienda de consumo medio en Berlín; fuente 6	Lavavajillas 50° sin prelavado
Vivienda Reino Unido	Lavavajillas 65° con prelavado
Vivienda unifamiliar Europa Central	Lavavajillas 65° sin prelavado
Vivienda unifamiliar Hemisferio sur	Lavavajillas con entrada agua caliente
	Máquina de café
	Nevera
	Nevera combi
	Ordenador (uso escaso)
	Ordenador (uso frecuente)
	Radio (uso escaso)
	Radio (uso frecuente)
	Secadora
	Televisión (uso escaso)
	Televisión (uso frecuente)

Figura 3.12- Base de datos para consumos

Una vez que se introducen los consumos, lo siguiente es diseñar la instalación.

3.3.5. Planificación y distribución de placas solares e inversores.

Como se explicó anteriormente, la potencia fotovoltaica a instalar varía en función de varios factores. En primer lugar, se toma como punto de partida el número de paneles fotovoltaicos que son necesarios si se quiere dimensionar la instalación en función del consumo [6]:

$$\text{Consumo anual (Kwh} \cdot \text{año)} = P_{\text{panel}}(\text{kWp}) \cdot \text{HSP}_{\text{media}}(\text{hp/día}) \cdot n_{\text{paneles}}$$

Siendo:

-Consumo anual: 114584 kWh en el último año.

- P_{panel} : potencia fotovoltaica pico de los paneles a utilizar: 0,330 kWp [7].

- $\text{HSP}_{\text{media}}$: tomando el valor proporcionado por el programa PVsol para la ubicación de Salamanca y un valor medio anual se tiene: 4,16 hp/día [3].

Despejando se obtiene un valor de 229 paneles fotovoltaicos con los que se obtiene una potencia fotovoltaica de:

$$P_{\text{fotovoltaica}} = n_{\text{paneles}} \cdot P_{\text{panel}} = 229 \cdot 0,33 \text{ kWp} = 75,57 \text{ kWp}$$

Analizando el resultado tal y como se dijo en el apartado 2.4. “Potencia fotovoltaica y nominal a instalar”, se sacan las siguientes conclusiones:

-Con esa potencia fotovoltaica hay que instalar un inversor o conjunto de inversores con una potencia nominal de 70 kW.

-Como se dijo anteriormente, la potencia contratada máxima de BIEW que ofrece Iberdrola es de 30 kW, por lo que no se puede superar dicha potencia nominal.

-Para aprovechar al máximo la instalación fotovoltaica y debido al consumo tan elevado de energía de la red se recomienda la máxima potencia nominal posible, es decir, instalar 30 kW. Instalar menos implicaría generar menos energía solar y por tanto tener menor grado de autarquía.

-Para aumentar el rendimiento de la instalación fotovoltaica, se buscará instalar el máximo de paneles que admite el inversor o conjunto de inversores.

Por todo esto, como punto de partida se intenta buscar una instalación fotovoltaica con 35 kWp de potencia fotovoltaica y 30 kW en potencia nominal de inversor.

De vuelta en el programa, se introduce la ubicación y se busca la parcela. Una vez encontrada, se selecciona el área en el que se desea instalar las placas. El proceso es el siguiente:

Objeto a ocupar>>> fragmento del mapa>>>búsqueda de la parcela, tal y como se ve en las imágenes siguientes:

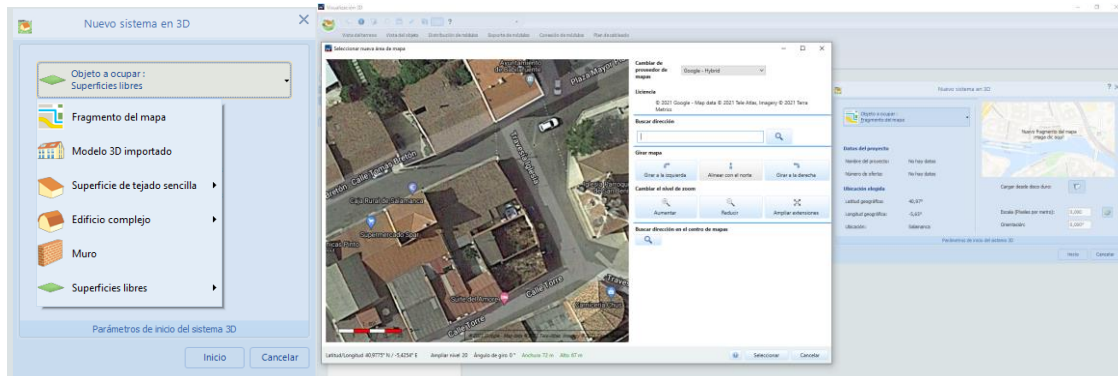


Figura 3.13- Búsqueda satélite de la parcela

Como se puede ver en la Figura 3.14 el terreno permite instalar placas fotovoltaicas tanto en la cubierta como en el suelo.

En primer lugar, se ha elegido ocupar la cubierta plana que dispone el edificio de bombeo para aprovechar la altura y liberar espacio en el terreno, pero seguramente la superficie de la cubierta no es suficiente para todos los paneles fotovoltaicas por lo que habrá que aprovechar el suelo para llegar a los kW buscados.

Para indicar la superficie donde se desea distribuir los paneles, se selecciona el área libre que se puede ocupar (Figura 3.14) y posteriormente se indica que es un edificio a discreción para poder trabajar en él (Figura 3.15). Se introduce la altura y la inclinación de la cubierta (Figura 3.16) y con ello se tendría configurada la superficie a ocupar.



Figura 3.14- Superficie a ocupar en cubierta

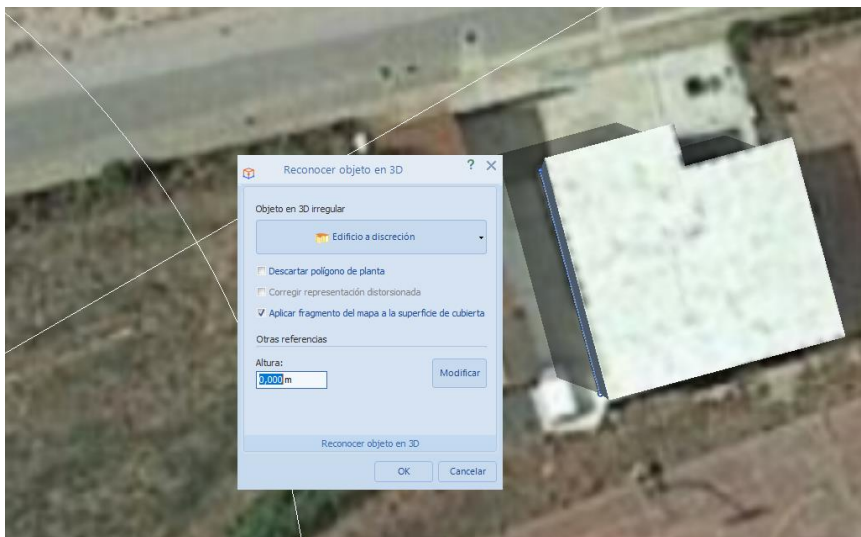


Figura 3.15- Altura y reconocimiento de la cubierta

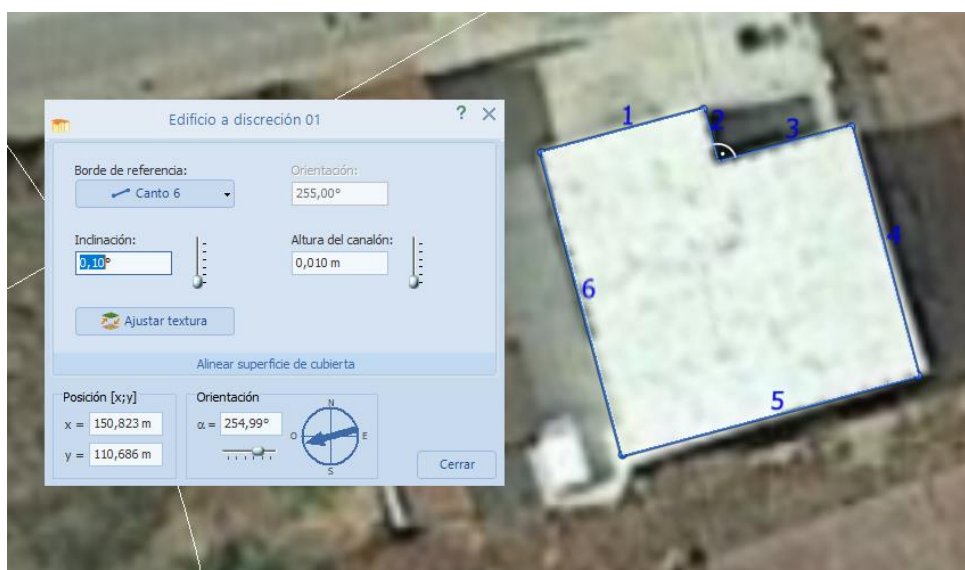


Figura 3.16- Inclinación de la cubierta

El siguiente paso es introducir el modelo y marca de panel fotovoltaico que se quiere poner en la pestaña *Distribución de módulos* >>> *Nuevo Módulo*. La base de datos del programa contiene prácticamente todas las marcas y modelos del mercado, tanto de placas fotovoltaicas como de inversores.

Se ha decidido utilizar unos paneles fotovoltaicos policristalinos marca AstroEnergy modelo CHSM6612P-330 que pueden llegar a producir 330 Wp [7]. Se ha decidido utilizar estos paneles porque el clima de la ubicación es cálido y estos paneles tienen una buena relación calidad-precio.

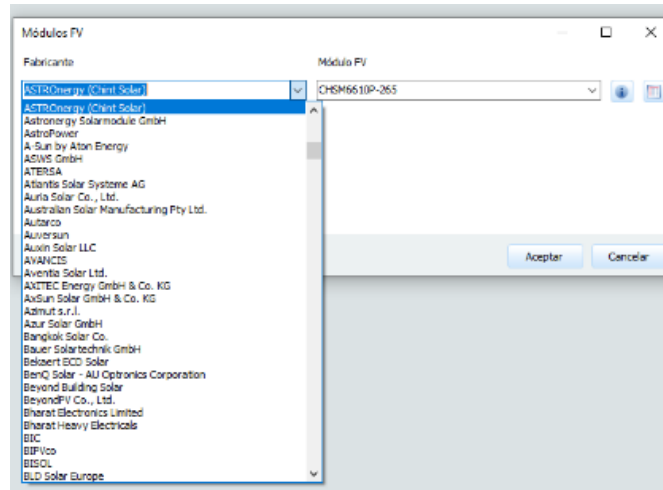


Figura 3.17- Marca y modelo de placa fotovoltaica

Por último, se introduce el sistema de montaje y como en este caso es una estructura de triángulos, se ha decidido ponerlo a 30° de inclinación, con orientación sur y con una distancia entre líneas de montaje de 60 cm para evitar las posibles sombras y permitir un posible mantenimiento futuro.

Con esta inclinación y orientación se busca maximizar la producción de energía ya que se consideran los parámetros ideales. Se ha decidido realizar el montaje en horizontal para minimizar la acción del viento en ellos.



Figura 3.18- Sistema de montaje

Al finalizar esta última configuración únicamente es necesario darle a la opción *ocupar* y el programa automáticamente te ubica las placas fotovoltaicas con el mejor aprovechamiento de la superficie como se puede ver en la Figura 3.19.

Se decide dejar un pequeño espacio libre como se ve en la esquina inferior izquierda de la primera imagen de la Figura 3.19 para hacer una puerta de acceso a la cubierta pensando en mantenimientos futuros.

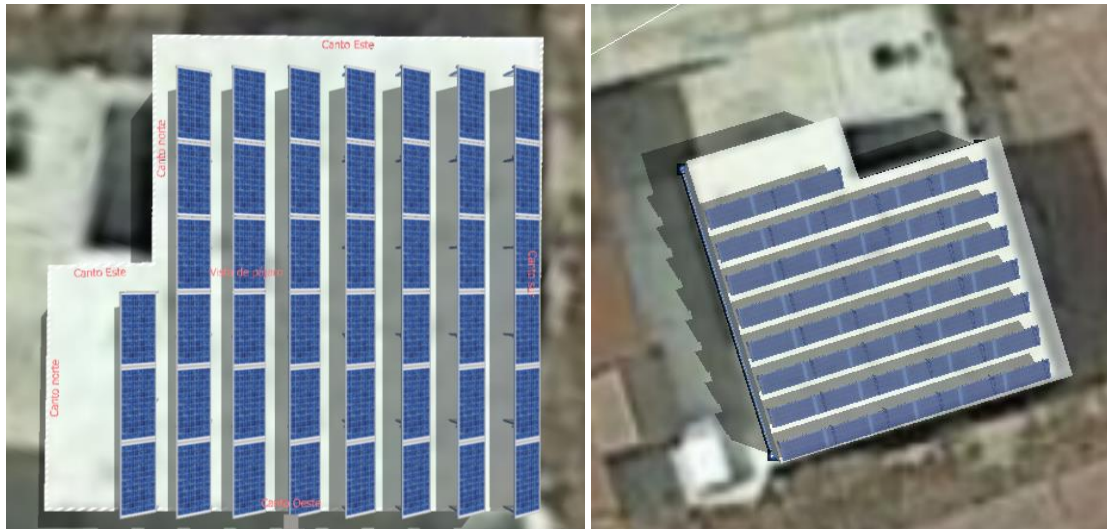


Figura 3.19- Distribución en planta de placas fotovoltaicas en la cubierta

Una vez ocupada toda cubierta, se observa que únicamente entran 45 módulos fotovoltaicos, que con una potencia pico de 330 Wp, ofrecen una potencia fotovoltaica de 14,85 kWp, menos de la deseada. Como se dijo antes, se busca una potencia nominal de 30 kWn en inversores y unos 35 kWp en potencia fotovoltaica. Por este motivo se decide ocupar el suelo con los paneles fotovoltaicos necesarios para alcanzar dicha potencia.

Al disponer de una gran superficie en el suelo, se pueden instalar los paneles fotovoltaicos deseados por lo que se decide poner 60 módulos fotovoltaicos para obtener una potencia fotovoltaica de 19,8 kWp, que sumada a la anterior se obtiene una potencia fotovoltaica total de 34,65 kWp gracias a los 105 paneles totales instalados.

Si al realizar la conexión con los inversores adecuados, la potencia nominal de inversores supera los 30 kW, habrá que regresar a este punto y disminuir la potencia fotovoltaica hasta obtener una potencia nominal en inversores de 30 kW o menos.

A falta de una visita in-situ del terreno para comprobar la altura del edificio y que superficie del terreno desea ocupar el cliente o en su defecto, que superficie es la más óptima para evitar sombras, se decide ubicar los paneles al lado del edificio. Para ello es importante introducir el mismo valor de altura del edificio en el terreno y con ello conseguir tener todos los paneles a la misma altura.

Realizando los mismos pasos que para la cubierta, se obtiene el siguiente resultado para la ocupación del suelo:



Figura 3.20- Distribución en planta de placas fotovoltaicas completa

Una vez realizada la distribución de paneles solares, se hará una simulación de sombreado para comprobar que la distribución se ha realizado correctamente y no se produce sombra entre ellos (Figura 3.21). Como se puede ver en las siguientes imágenes, la mayoría de paneles fotovoltaicos están por debajo de los valores ideales de sombreado por lo que se da por buena la distribución.

En caso de que el sombreado supere el 10% (Figura 3.22), habrá que replantear la distribución, seguramente aumentando la distancia entre las filas de módulos.

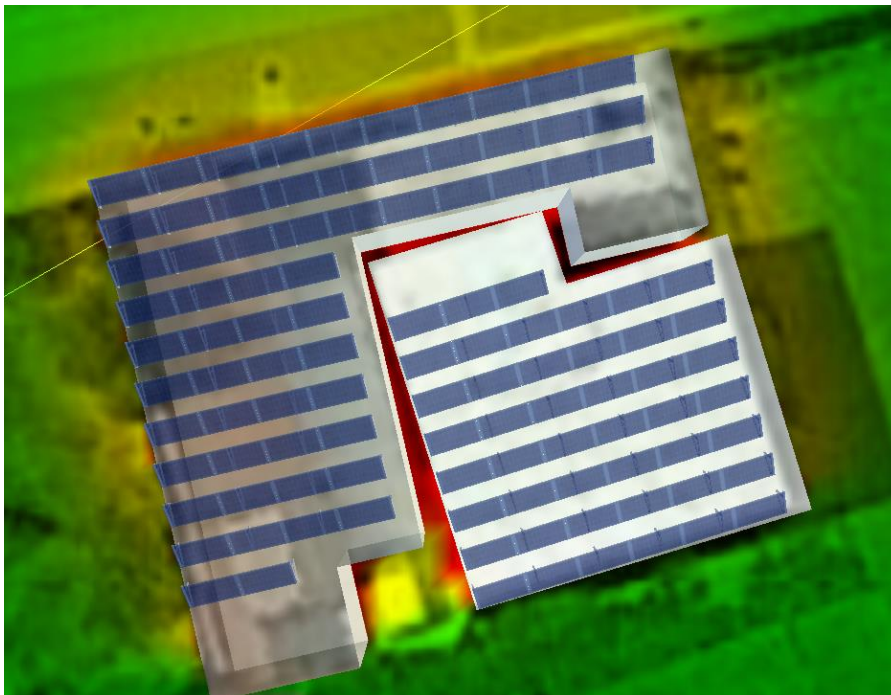


Figura 3.21- Patrón de sombreado visto en planta

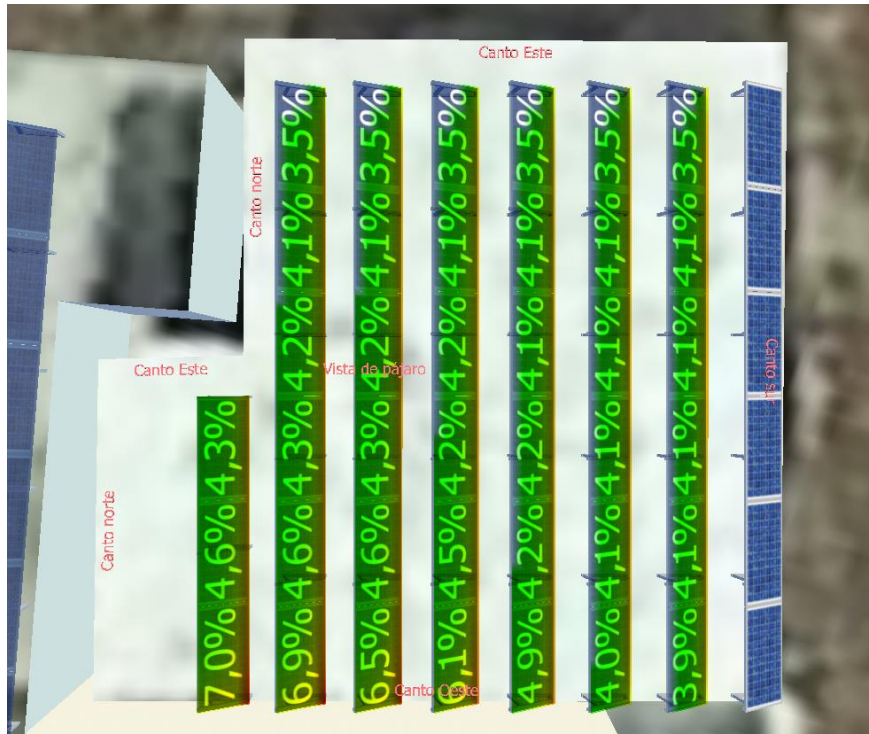


Figura 3.22- Grado de sombreado de las placas fotovoltaicas de cubierta

El último paso para diseñar la instalación fotovoltaica es la elección de inversor o inversores.

En primer lugar, se decide si se conexionan conjuntamente las superficies (en este caso los paneles fotovoltaicos instalados en el suelo y los instalados en la cubierta). Conectar las dos superficies conjuntamente es muy útil si se desea instalar únicamente un inversor, pero en este caso se ha decidido conectar las superficies por separado para después unir los inversores en su conexión a la red de alimentación.



Figura 3.23- Conexión de ambas superficies

Una vez decidido como realizar la conexión, el siguiente paso es seleccionar los inversores con los que se quiere trabajar (Figura 3.24) ya que la base de datos del programa es enorme, y la mayoría de empresas trabaja con 4-5 marcas de inversor. Para ello únicamente es buscar las marcas y los modelos de inversor con los que se quiere trabajar y seleccionarlos para que el programa realice un estudio y de las mejores alternativas y combinaciones posibles.

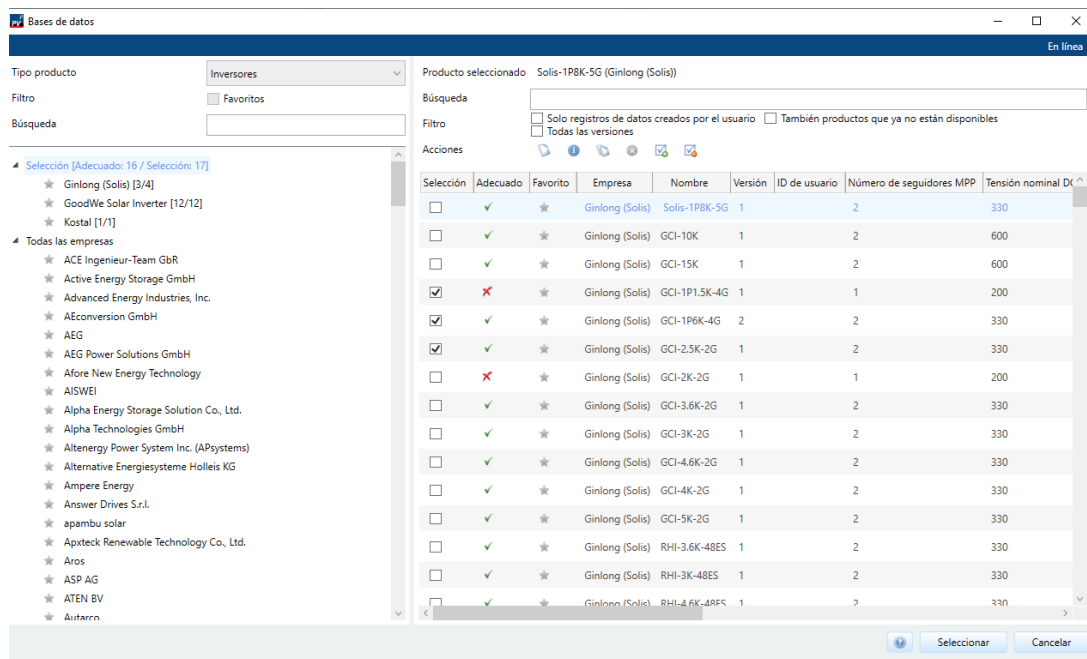


Figura 3.24- Listado de inversores

Como se ha comentado, al finalizar el cálculo de la interconexión, el programa ofrece las mejores alternativas a la hora de seleccionar el inversor. Cuanto más cerca del 100% este, mejor será la elección.

En este caso, para la superficie ocupada en el suelo con 60 paneles fotovoltaicos y 19,8 kWp, el inversor ideal es un Goodwe 17KN-DT, que ofrece una potencia nominal de 17 kW (Figura 3.25).

También te indica el número de seguidores MPPT y como realizar la interconexión de los paneles fotovoltaicos:

- Primer seguidor MPPT: 2 cadenas o strings de 15 paneles fotovoltaicos cada una.
- Segundo seguidor MPPT: 2 cadenas o strings de 15 paneles fotovoltaicos cada una.

El programa ofrece más posibilidades de conexión, pero me he decantado por esta opción ya que, a mi parecer, es la mejor optimizada y únicamente es necesario 1 inversor.



Figura 3.25- Posibles conexiones para las placas fotovoltaicas ubicadas en el suelo

Se realiza la misma operación para los paneles fotovoltaicos instalados en la cubierta, pero en este caso, al ser 45 módulos fotovoltaicos y 14,85 kWp de potencia fotovoltaica, el programa recomienda emplear un Goodwe 12KN-DT que ofrece 12 kW de potencia nominal. En un primer momento se da por bueno el estudio ya que sumando los dos inversores se obtiene una potencia nominal de 29 kWn, que está dentro de los criterios iniciales.

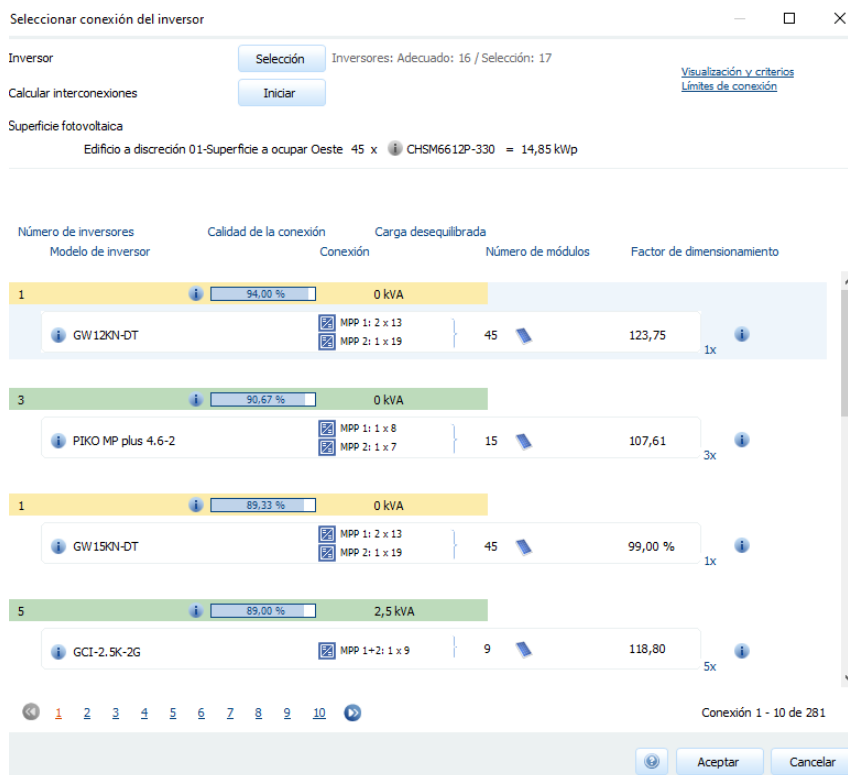


Figura 3.26- Posibles conexiones para las placas fotovoltaicas ubicadas en la cubierta

El programa sugiere el esquema de como inter-conexionar los módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, como se ve en la imagen, todos los módulos tienen un número x.y.z.t que hace alusión al siguiente código:

- x: número de inversor
- y: Seguidor MPPT perteneciente al inversor
- z: Numero de cadena o string perteneciente al seguidor MPPT
- t: Posición del módulo fotovoltaico en la cadena.

En el informe que genera el programa te dice el tipo de conexión entre paneles (serie, paralelo o combinación de ambos).



Figura 3.27- Inter-conexionado de las placas fotovoltaicas de cubierta

Una vez finalizado esto, ya tenemos el diseño de la instalación y sus conexiones

3.3.6. Distribución de paneles solares y sus conexiones.

En la siguiente pestaña, se generan los esquemas de interconexión y distribución de los paneles fotovoltaicos que sirven como plano de conexión para el técnico instalador.

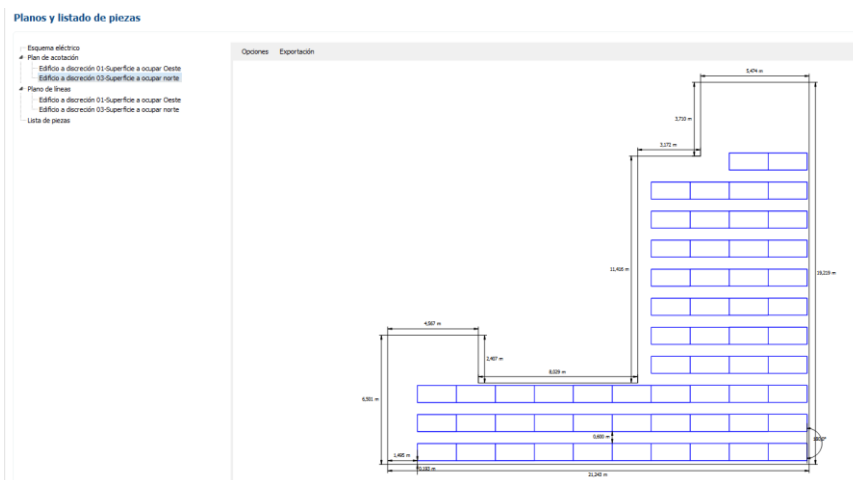


Figura 3.28- Plano de distribución de paneles fotovoltaicos

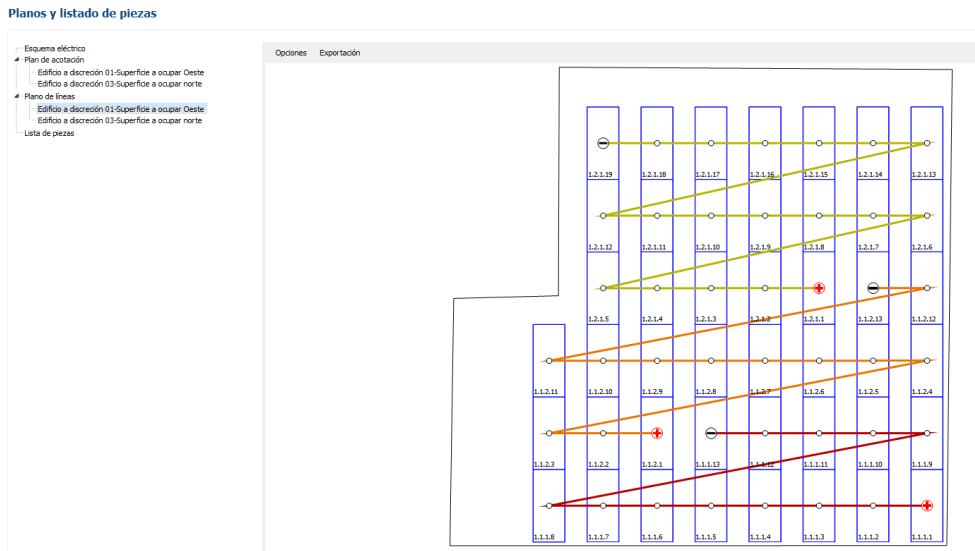


Figura 3.29- Plano de inter-conexión de paneles fotovoltaicos

3.3.7. Diseño de la instalación eléctrica.

Para que el programa genere el esquema unifilar de la instalación, únicamente se debe introducir las características del cableado, protecciones y metros de cable necesarios. Para ello es necesario realizar los cálculos manualmente o mediante programas externos ya que una de las limitaciones del programa es que no lo calcula automáticamente.

3.3.7.1 Cálculo de la sección del cableado de corriente continua.

Con el valor de intensidad de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos en condiciones STC [7] se obtiene la sección por intensidad admisible y por intensidad de cortocircuito en un solo cálculo.

-Intensidad de cortocircuito (ISC STC) = 9,52 A

Se calcula la sección por intensidad admisible siguiendo las indicaciones de la norma UNE-HD 60364-5-52 [8] e IEC 60364-5-52 [9].

-Coeficientes de corrección para el tramo exterior:

-Por acción solar directa ([8] punto, 3.1.2.1.4): 0,9.

-Por temperatura de 50 °C en intemperie [8], tabla B.52.14): 0,9.

-Por agrupamiento de 2 circuitos dentro de una envolvente ([8], tabla C.52.3: 0,8.

-Por instalación fotovoltaica generadora [9]: 1,4.

Se mayor a en 40 % la intensidad y se aplica el resto de coeficientes inversamente para obtener la sección de conductor directamente en la tabla de intensidades admisibles:

$$I_{ext} = \frac{9.52 \times 1.4}{0.9 \times 0.9 \times 0.8} = 20.56A$$

Con este valor se va a la tabla C.52.1.bis [8]

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 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 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3					
	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	-

Figura 3.30- Tabla de intensidades admisibles y secciones normalizadas

La sección mínima a utilizar por el criterio de la intensidad admisible sería 2,5 mm² puesto que para este calibre la columna 10b da 28 A (> 20,56 A).

-Cálculo de sección por caída de tensión:

La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal [10].

Se puede considerar el 1,5 % máximo entre inversor y CGMP, y de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE [2] otro 1,5 % como valor máximo de caída de tensión entre paneles e inversor.

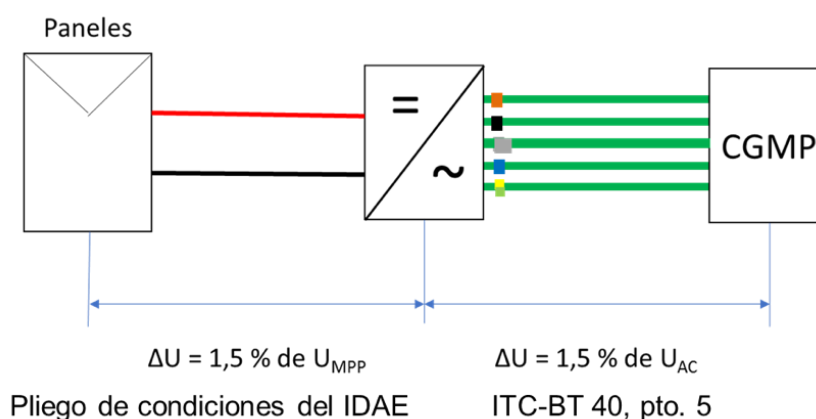


Figura 3.31- Caídas de tensión admisibles

Por tanto:

-La tensión de la cadena o string más desfavorable de 19 paneles en el punto de máxima potencia será:

$$\bullet U_{MPP} = 18 \times 31,03 \text{ V} = 558,54 \text{ V}$$

$$U_{MPPT} = 19 \times 37,15 = 705,85 \text{ V}$$

-La caída de tensión máxima en Voltios para el lado de corriente continua es:

$$\bullet \Delta U = 1,5/100 \times 558,54 \text{ V} = 8,38 \text{ V}$$

$$\Delta U = 0,015 \times 705,85 = 10,58 \text{ V}$$

-En la fórmula de la sección se obtiene [8]:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\gamma \times \Delta U} = \frac{2 \times 40 \times 9,52}{43,4 \times 10,58} = 1,57 \text{ mm}^2$$

Siendo:

L = longitud de cableado máxima = 40m.

γ_{cu} = Conductividad del cobre a 90° = 1 / 0,023 = 43,4 m/(Ω/mm^2).

$$I = \text{Intensidad de los paneles en MPPT} = 9,52 \text{ A}$$

La sección mínima por caída de tensión en el lado de corriente continua será la sección normalizada inmediatamente superior a $1,57 \text{ mm}^2$, por tanto, $2,5 \text{ mm}^2$ (Figura 3.30).

Se concluye que en cualquiera de los dos supuestos con un cable de sección $2,5 \text{ mm}^2$ teóricamente sería más que suficiente. Sin embargo, el cable que viene acoplado en las placas fotovoltaicas es de 6 mm^2 (el estandarizado en las conexiones entre placas) por lo que se cree conveniente realizar la instalación con **cable solar de 6 mm^2 de cobre con una distancia aproximada desde cada string al cuadro de protecciones de 40 m.**

3.3.7.2 Cálculo de la sección del cableado de corriente alterna.

Los conductores a emplear en la parte de corriente alterna serán de Cu 0.6/1kV RZ1-K (AS) con sección en función de la potencia a transportar con aislamiento de polietileno reticulado.

En este caso sólo aplica el coeficiente de corrección de 1,25 [8], el inversor limita la corriente de salida en protección integrada. El resto de los coeficientes del lado de corriente continua no entra en juego (no hay agrupación de circuitos, no hay acción solar y la temperatura ambiente es de $40 \text{ }^\circ\text{C}$).

Del mismo modo que para corriente continua, se calcula la sección por intensidad máxima admisible y caída de tensión, pero en este caso, al disponer de 2 inversores, habrá que hacer un cálculo para cada uno.

- Para el modelo de inversor considerado GW12K-DT, la corriente máxima de salida es de.

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V \times \cos\phi \times \sqrt{3}} = \frac{12000}{400 \times 1 \times \sqrt{3}} = 18.23 \text{ A} \times 1.25 = 22.79 \text{ A}$$

A partir de la tabla 1 del ITC –BT 19, se tiene que para modo de instalación B con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ aguantaría hasta 25A.

-Cálculo de sección por caída de tensión:

$$\Delta U = 0.015 (1.5\%) \times 400 = 6 \text{ V}$$

La intensidad nominal, necesaria para el cálculo, es la máxima de salida del inversor.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times \gamma \times L \times I \times \cos\phi}{\Delta U \times U} = 7.48 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediata superior es 10 mm^2 (Figura 3.30), superior al criterio de intensidad admisible. El cable a instalar sería tipo RZ1-K (AS) de 10 mm^2 .

- Para el modelo de inversor considerado GW17K-DT, la corriente máxima de salida es de:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V \times \cos\phi \times \sqrt{3}} = \frac{17000}{400 \times 1 \times \sqrt{3}} = 24.54 \text{ A} \times 1.25 = 30.67 \text{ A}$$

Cálculo de sección por caída de tensión:

$$\Delta U = 0.015 (1.5\%) \times 400 = 6 \text{ V}$$

La intensidad nominal, necesaria para el cálculo, es la máxima de salida del inversor.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times \gamma \times L \times I_x \cos \varphi}{\Delta U \times U} = 10.07 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediata superior es 16 mm² (Figura 3.30), superior al criterio de intensidad admisible. El cable a instalar sería tipo RZ1-K (AS) de 16 mm².

- Para la instalación de enlace común de los dos inversores, la corriente máxima de salida es de.

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V \times \cos \varphi \times \sqrt{3}} = \frac{29000}{400 \times 1 \times \sqrt{3}} = 41.85 \text{ A} \times 1.25 = 52.32 \text{ A}$$

Cálculo de sección por caída de tensión:

$$\Delta U = 0.015 (1.5\%) \times 400 = 6 \text{ V}$$

La intensidad nominal, necesaria para el cálculo, es la máxima de salida del inversor.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times \gamma \times L \times I_x \cos \varphi}{\Delta U \times U} = 17.18 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediata superior es 25 mm² (Figura 3.30), superior al criterio de intensidad admisible. El cable a instalar sería tipo RZ1-K (AS) de 25 mm².

Como resumen del cableado de corriente alterna se tiene lo siguiente:

En la instalación fotovoltaica se busca que la distancia entre el inversor y el punto frontera sea la mínima posible para reducir las pérdidas (así como la distorsión de onda para el acoplamiento del inversor).

En nuestro caso podemos instalar el inversor próximo al punto frontera con longitudes inferiores a 20m en todos los casos. Por tanto, los cables usados serán:

Inversor GW12K-DT: Cable RZ1-K (AS) 10mm² Cu

Inversor GW17K-DT: Cable RZ1-K (AS) 16mm² Cu

Salida de los dos inversores: Cable RZ1-K (AS) 25mm² Cu

3.3.7.3. Protecciones.

Los elementos de protección necesarios están especificados en el Anexo “*Descripción del equipo*” ya que no se considera oportuno introducirlo en el presente estudio de viabilidad técnico-económico debido a que, por limitaciones del programa, únicamente hay que introducir el valor de las protecciones contra cortocircuito y protecciones contra contactos indirectos.

Para calcular la protección contra cortocircuito se utiliza la siguiente fórmula [8]:

$$I_b \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

-I_b: Intensidad que circula por la línea

-I_N: Intensidad nominal del aparato de protección

- I_z : Intensidad que soporta el conductor.

La protección tendrá una intensidad nominal mayor que la intensidad que circula por la línea y menor que la que soporta el conductor, aumentando si fuera necesario la sección del conductor hasta que cumpliera dicha expresión.

- Protección en cableado de corriente continua.

$$9,52 A \leq I_N \leq 49A$$

Siendo 9,52A la intensidad máxima de los paneles conectados en serie y 49A la intensidad que soporta el conductor (Figura 3.30)

Por lo tanto, se instala un fusible cilíndrico de corriente continua con una intensidad normalizada [8] de 16A en cada string.

- Protección en cableado de corriente alterna.

-Inversor GW12K-DT.

$$22,79A \leq I_N \leq 40A$$

Siendo 22,79A la intensidad máxima producida por el inversor y 40A la intensidad que soporta el conductor (Figura 3.30).

Por lo tanto, se instala un interruptor magnetotérmico de corriente alterna con una intensidad normalizada [8] de 32A.

-Inversor GW17K-DT.

$$30,67A \leq I_N \leq 53A$$

Siendo 30,67A la intensidad máxima producida por el inversor y 53A la intensidad que soporta el conductor (Figura 3.30).

Por lo tanto, se instala un interruptor magnetotérmico de corriente alterna con una intensidad normalizada [8] de 32A.

-Salida de ambos inversores.

$$52,32A \leq I_N \leq 69A$$

Siendo 52,32A la intensidad máxima producida por los inversores y 69A la intensidad que soporta el conductor (Figura 3.30).

Por lo tanto, se instala un interruptor magnetotérmico de corriente alterna con una intensidad normalizada [8] de 63A.

A mayores, se instalará un interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos con una intensidad nominal de 63A y 30 mA de sensibilidad [8].

A modo de aclaración, en la figura 3.32 se puede observar un cuadro de protecciones muy similar al que se debe realizar en esta instalación fotovoltaica. Está compuesto por:

- Caja de elementos izquierda: Una protección contra sobretensiones e interruptor magnetotérmico por cada seguidor MPPT de corriente continua del primer inversor.
- Caja de elementos derecha: Una protección contra sobretensiones e interruptor magnetotérmico por cada seguidor MPPT de corriente continua del segundo inversor.
- Caja de elementos central inferior: Controlador de red
- Caja de elementos central superior: Interruptores magnetotérmicos y diferenciales de cada inversor además de los generales de la salida de ambos.



Figura 3.32- Cuadros de protecciones

3.3.7.4 Esquema unifilar.

Introduciendo los datos de las protecciones en el programa se obtiene lo siguiente

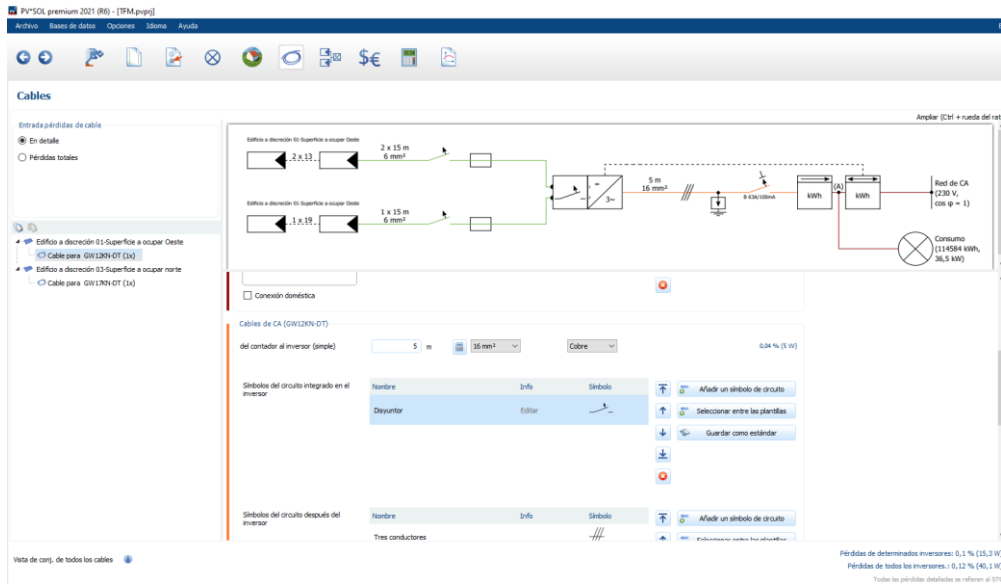


Figura 3.33- Diseño del esquema unifilar

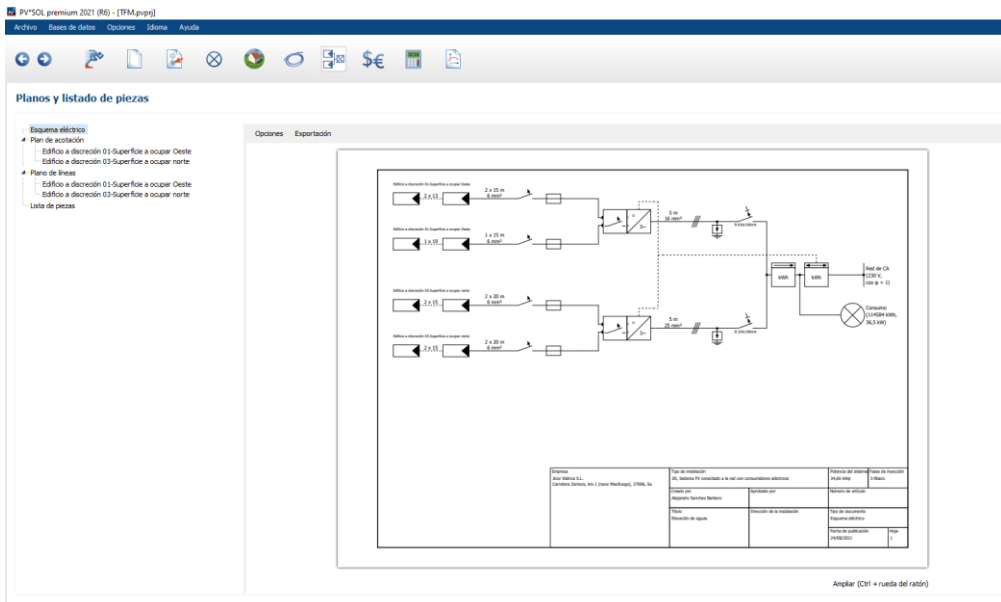


Figura 3.34- Plano esquema unifilar

3.3.7 Evaluación económica.

Por último, se debe configurar la pestaña de evaluación económica, en el que hay que centrarse en los siguientes valores:

- Introducir la opción inyección de excedentes a la red con un precio de compra por parte de la compañía distribuidora de 0,055 €/kW [4], ya que es el precio al que actualmente se encuentra.
- El precio a la que compra el cliente la energía será de 0.125 €/kWh: En este caso lo mejor es indicar un precio medio con los consumos sacado de la factura, aunque quede muy aproximado, ya que si introducimos las diferentes tarifas por horario (tarifa valle, super valle, punta, festivos y fines de semana) es muy tedioso y al final no hay mucha

diferencia. También se debe indicar una estimación de la variación en el precio de la energía en cada año (como la tendencia es la de subir el precio, en el estudio se ha puesto un incremento del precio de la energía en torno al 3% cada año).

Figura 3.35- Tarifa de compra

Figura 3.36- Parámetros de evaluación económica

- Parámetros de rentabilidad.

En este punto, en mi caso, únicamente se indica la inversión que debe hacer el cliente para la realización de la instalación. Como se ve en la Figura 3.37, hay que introducir el precio en euros por cada kW instalado por lo que antes de rellenar este apartado hay que realizar el presupuesto de la instalación con los módulos fotovoltaicos e inversores elegidos, además de mano de obra y el resto de componentes.

El resto de parámetros se refieren a subvenciones (parte del cliente o empresa externa), financiaciones, costes de mantenimientos... de los que la empresa no tiene competencias, por lo que quedan sin rellenar.

Balance de costos

Inversiones amortizables 754,00 €/kWp Entrada detallada

Únicos pagos (no amortizables) 0,00 € Entrada detallada

Subvenciones 0,00 € Entrada detallada

Costes anuales de operación 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Costes anuales ref. al consumo 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Diversos costes anuales 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Diversos ingresos / ahorros anuales 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Figura 3.37- Parámetros de rentabilidad

En la Figura 3.38 se puede ver el presupuesto de la instalación, detallado en el Anexo “Presupuesto”, con el que se puede sacar la inversión que debe hacer el cliente. Para ello se toma el valor sin IVA y se divide entre el número de kW en potencia fotovoltaica instalada.

$$26125,50 \text{ €} : 34,65 \text{ kWp} = 753,9 \text{ €/kWp}$$

PRESUPUESTO

Empresa Dirección ubicación Contacto: Alejandro nº telefono: *****	CLIENTE: Estudio fotovoltaico Dirección instalación Salamanca
Nº PRESUPUESTO: FECHA: 15/08/2021 VALIDEZ: 30 DIAS	DIRECCIÓN DE INSTALACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red

CANTIDAD	UD	CONCEPTO	IMPORTE	TOTAL
105	Ud	Panel Astronova 330W policristalino	79,50 €	8.347,50 €
1	Ud	Inversor conexión a Red 17000W Trifásico Smart, GW17KN-DT 2-MPPT	1.855,00 €	1.855,00 €
1	Ud	Inversor conexión a Red 12000W Trifásico Smart, GW12KN-DT 2-MPPT	1.565,00 €	1.565,00 €
1	Ud	SEC1000, Smar Meter Trifásico	700,00 €	700,00 €
1	Ud	Armario de protecciones	925,00 €	925,00 €
105	Ud	Estructura fijación en triángulo	49,00 €	5.145,00 €
1	Ud	Estructura metálica para instalación de paneles	3.000,00 €	3.000,00 €
1	Ud	Cableado conexiones	880,00 €	880,00 €
1	Ud	Costes de ingeniería (dirección de obra e impuestos de industria)	1.658,00 €	1.658,00 €
1	Ud	Medios de elevación	400,00 €	400,00 €
1	Ud	Instalación y puesta en marcha (tasas industria incluidas)	1.650,00 €	1.650,00 €
TOTAL		BASE IMPONIBLE	IVA 21%	TOTAL
26.125,50 €		26.125,50 €	5.486,36 €	31.611,86 €

Forma de Pago: Transferencia

OBSERVACIONES:

Potencia instalada de 34,65 kWp. Potencia nominal de inversor de 29kW. Precio de 0,754€/Wp instalado.

Figura 3.38- Presupuesto simplificado

3.3.8 Finalizar configuración.

Con esto se ha acabado la configuración del estudio, el último paso es presionar el botón “calcular” e interpretar los resultados.

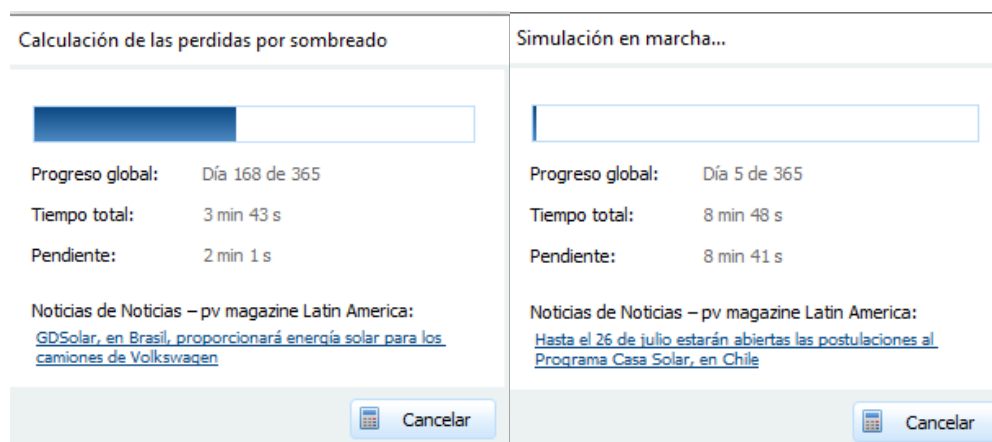


Figura 3.39- Simulación

3.3.9 Interpretación de los resultados:

En primer lugar, el programa muestra un pequeño resumen de la simulación en la que se puede ver que divide los resultados entre resultados económicos y aprovechamiento energético, por lo que se analizan ambos parámetros por separado.



Figura 3.40- Resumen de los resultados de la simulación

3.3.9.1 Evaluación del aprovechamiento energético.

En este apartado se pueden resaltar los siguientes resultados a partir de la Figura 3.41:

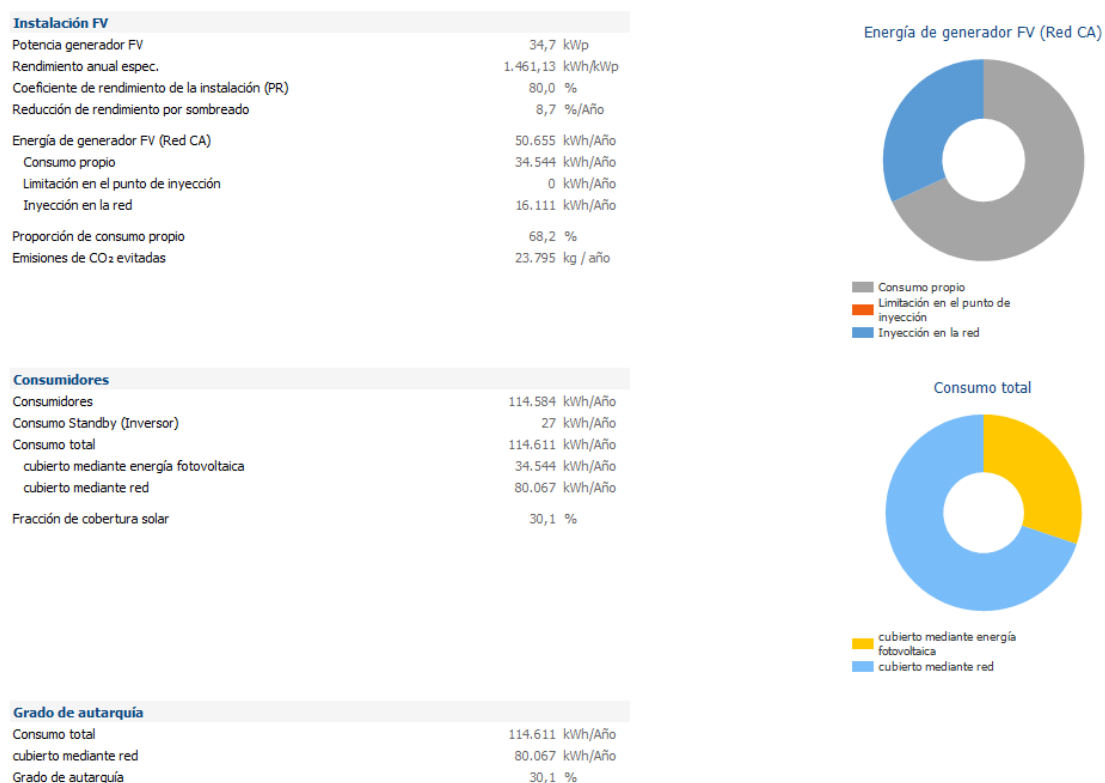


Figura 3.41- Resumen aprovechamiento energético

- El sombreado reduce el rendimiento de la instalación en un 8,7 %. Esto, aunque pudiera parecer elevado, se puede considerar un valor “estándar”. Se puede disminuir su valor separando las filas de módulos fotovoltaicos, en caso de disponer de más espacio libre.
- La instalación fotovoltaica produce de media 50655 kWh/año, de los cuales se destinan 34544 kWh/año para el consumo propio y el resto (16111 kWh/año) se inyectan a la red. La porción de consumo propio es del 68.2%. Se observa también que será necesario demandar 80067 kWh/año de la red eléctrica para satisfacer el suministro. Esto se aprecia mejor en la siguiente imagen gráfica flujo:

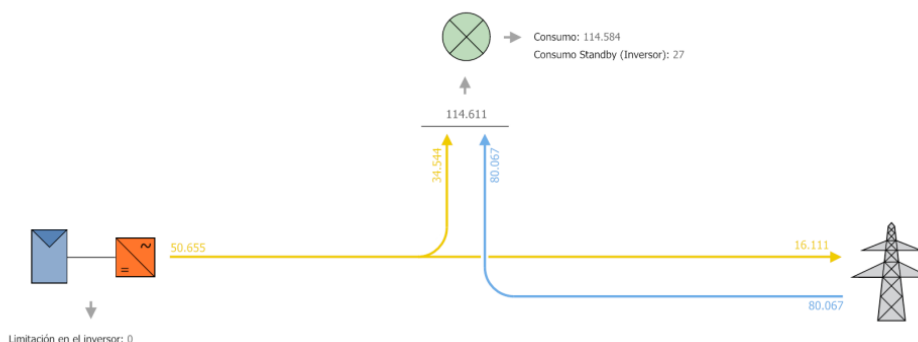


Figura 3.42- Grafico flujo de energía

- Las emisiones de CO₂ evitadas según el programa es de 25148 kg/año. Muy importante a la hora de pedir subvenciones del gobierno ya que la finalidad de este tipo de instalaciones es reducir las emisiones de CO₂ y disminuir la contaminación.
- En las gráficas de utilización de energía fotovoltaica se observa que todos los meses excepto Julio se produce inyección de excedentes a la red. Hay que tener en cuenta que la energía que se inyecta a la red se compra por parte de la distribuidora a un tercio del valor que luego se vende, por lo que, si se quiere reducir la factura de la luz a 0 euros, sería necesario inyectar a red 3 veces más de energía que la que se consume por parte de la red (Esto únicamente suele ser viable en los meses de verano). En este caso, se considera aceptable estas graficas ya que todos los meses se produciría una remuneración por excedentes en la factura del cliente.

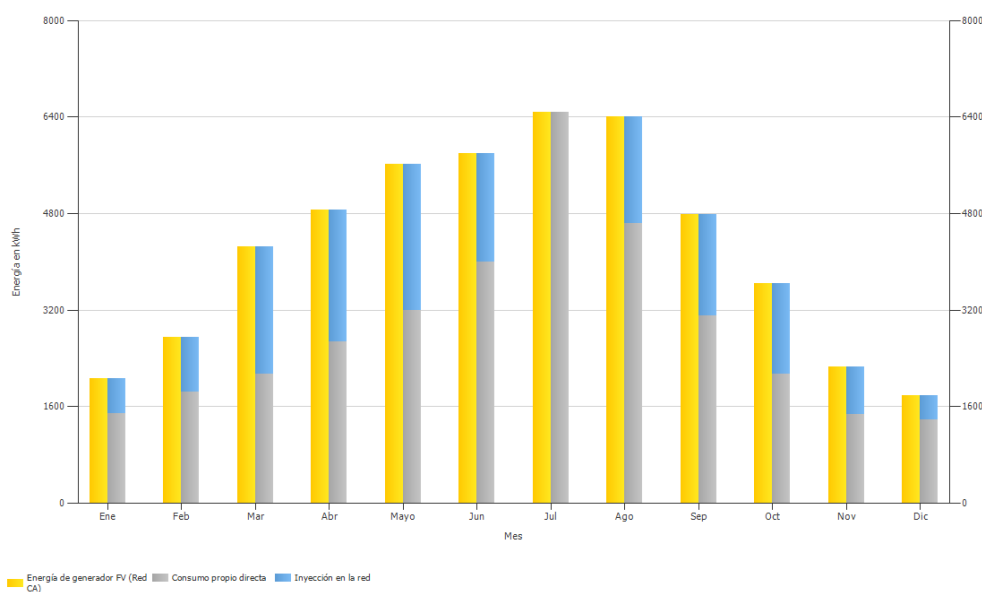


Figura 3.43- Grafica de la utilización de la energía fotovoltaica

- Cobertura de consumo: el consumo anual es de 114584 kWh/año y como se dijo anteriormente, la instalación fotovoltaica proporciona 35822 kWh/año obteniendo un grado de autarquía del 31,3%. Esto implica que aún son necesarios 78789 kWh/año que proceden de la red de consumo, como se puede ver en la Figura 3.44.

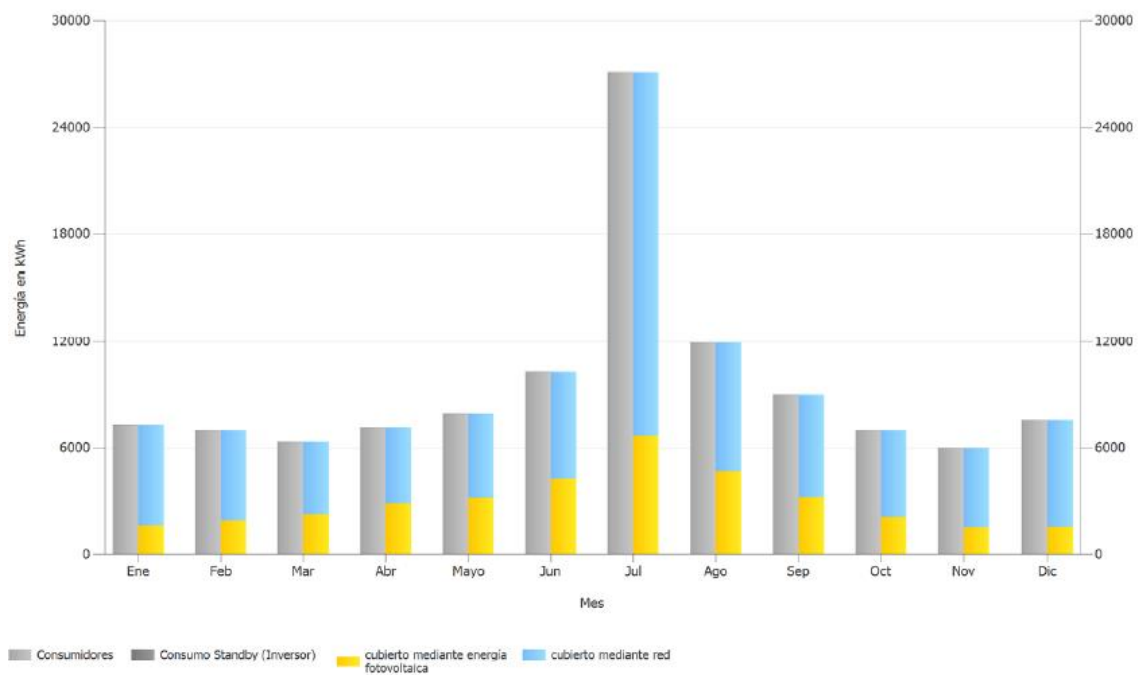


Figura 3.44- Grafica de la cobertura de consumo

3.3.9.2 Evaluación económica.

Para analizar estos resultados hay que fijarse en la Figura 3.45 de la cual se destaca lo siguiente:

- Duración de la amortización: en este caso la instalación fotovoltaica se amortizaría en un periodo de unos 4,9 años. La amortización es excelente ya que se considera buena amortización cuando no supera los 7-8 años. Si deseamos bajar el periodo de amortización habría que disminuir el número de paneles fotovoltaicos para que la inversión inicial fuese menor.

Datos del sistema	
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	16.111 kWh/Año
Potencia generador FV	34,7 kWp
Puesta en marcha de la instalación	11/08/2021
Periodo de consideración	24 Años
Interés del capital	1 %
Parámetros económicos	
Rentabilidad del activo	22,12 %
Cashflow acumulado (caja)	130.358,42 €
Duración amortización	4,9 Años
Costes de producción de energía	0,02 €/kWh
Resumen de pagos	
costes específicos de inversión	754,00 €/kWp
Coste de la inversión	26.126,10 €
Pagos únicos	0,00 €
Subvenciones	0,00 €
Costes anuales	0,00 €/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00 €/Año
Remuneración y ahorros	
Remuneración total en el primer año	892,56 €/Año
Ahorros durante el primer año	4.328,44 €/Año
Nueva tarifa - Instalación sobre edificio	
Validez	12/11/2020 - 11/11/2045
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0,0554 €/kWh
Remuneración por energía inyectada en la red	892,56 €/Año
Bombeo (Example)	
Precio de trabajo Periodo tarifario 1	0,13 €/kWh
Ahorro Periodo tarifario 1	4.328,44 €/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 2	0,10 €/kWh
Ahorro Periodo tarifario 2	0,00 €/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 3	0,08 €/kWh
Ahorro Periodo tarifario 3	0,00 €/Año
Factor de cambio del precio del costo del consumo energético	3 %/Año

Figura 3.45- Resumen evaluación económica

- Cash-flow acumulado: En un periodo de consideración de 24 años, el cliente se ahorraría 130358 €, sin tener en cuenta mantenimientos, posibles averías, etc...

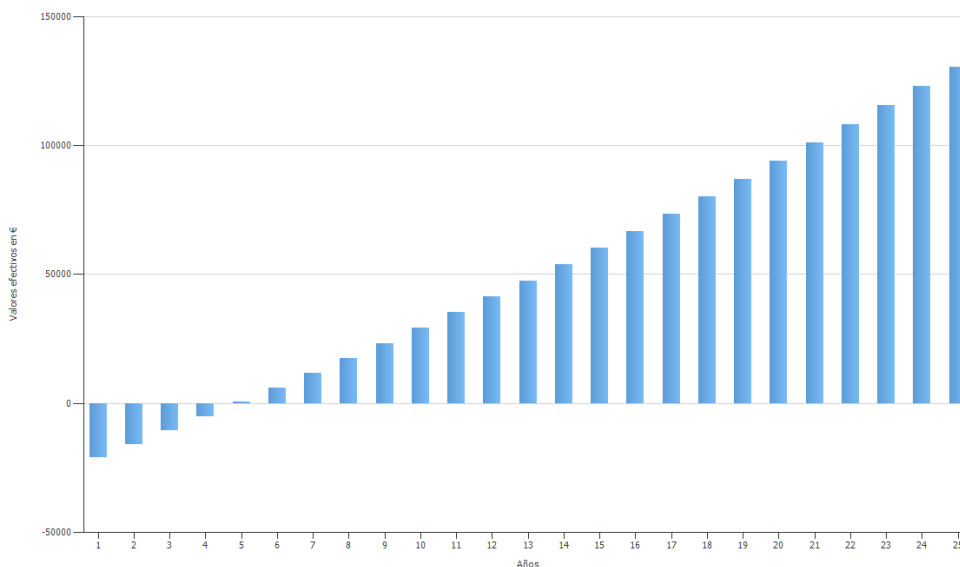


Figura 3.46- Cash-flow acumulado

- Remuneración y ahorros: esto es consecuencia de lo anterior, e indica los ahorros del cliente en cada año. En este caso el cliente ahorrara 892,56 €/año debido a la remuneración de la energía inyectada a red además de 4491,39 €/año debido a la energía que aporta la instalación fotovoltaica a los consumidores.

3.3.9.3. Conclusiones del estudio de viabilidad tecnico-economico.

Se decide finalizar el estudio con 29 kWn de potencia nominal en inversores y 34,65 kWp en potencia fotovoltaica ya que la única razón para disminuir la potencia fotovoltaica instalada es si se desea disminuir los costes de la inversión inicial y esa es decisión del cliente.

La justificación de la instalación se resume en los siguientes parámetros:

- Teniendo el punto de suministro de estudio un consumo anual medio de 114584 kWh, con unos costes asociados al consumo energético aproximados de 15.000 €/año, la instalación fotovoltaica para autoconsumo está más que justificada ya que gracias a la instalación se puede obtener una reducción de los consumos en torno a un 40%, lo cual permitirá al Ayuntamiento:

-Ahorro económico amortizable en 4.9 años aprox. Ahorro de unos 5400 €/año.

-Reducción de emisiones de CO₂, en torno a 25.130 kg/año.

-Divulgación de una conciencia verde entre la población del municipio, lo cual supondrá una mejora medio ambiental.

-A mayores, si en un futuro desea aumentar la potencia fotovoltaica, una de las ventajas de es que siempre se puede aumentar, previa ampliación de la potencia máxima de BIEW.

- En lo que respecta a la viabilidad de la instalación, gracias a contar con una cubierta plana, así como con una superficie libre amplia para instalar marquesina en el suelo, de orientación e inclinación adecuadas, las tasas de producción eléctrica fotovoltaica serán los más altas posibles, lo cual hace más interesante si cabe el proyecto.

Por lo tanto, se concluye que:

El proyecto de estudio es viable tanto técnica como económicamente.

3.4 Comprobación de resistencia de cubierta.

Una vez finalizado el estudio, y con vistas a la redacción del proyecto técnico, se ha considerado oportuno realizar la comprobación de resistencia de la cubierta del edificio y la cubierta metálica para los paneles instalados en el suelo. Ambas cubiertas tienen que soportar el peso de los paneles fotovoltaicos y su estructura.

3.4.1 Descripción del sistema de soporte y anclaje.

Los sistemas estructurales de soporte utilizados para el soporte de los paneles fotovoltaicos son:

-Estructura en triángulo con fijación a cubierta plana hormigonada mediante tornillos de anclaje a hormigón.



Figura 3.46- Tornillo de anclaje para hormigón

-Estructura para cubierta metálica/sándwich coplanar continuo con fijación a greca de chapa de cubierta metálica, con cobertura de panel sándwich.

La estructura coplanar está formada por perfiles paralelos de aluminio, instalados paralelos a la cubierta y en triángulo, y anclados con pletinas en “L” a tejado. Dicha estructura está construida en aluminio Aleación EN AW 600.5 T6 (aleación estructural), cumpliendo todas las normativas requeridas por la UE:

-Tornillería es de acero inoxidable AISI 304 (A2-70).

-Sistema de fijación del módulo al perfil mediante pieza omega superior con tornillería autoblocante y arandela a presión.



Figura 3.48- Estructura de fijación paneles fotovoltaicos

La instalación consta de 105 paneles fotovoltaicos con sus respectivas estructuras de fijación los cuales se encuentran distribuidos entre la cubierta plana y la estructura metálica.

3.4.2 Análisis de carga de la cubierta.

Para el estudio de resistencia de la cubierta se sigue lo establecido en el CTE:

-DB-SE-AE, acciones en la edificación [11]

-DB-SE-A, aceros laminados y conformados [12]

En el estudio de cargas, se asimilan las cargas de la instalación fotovoltaica a cargas de acción variable, como una sobrecarga de uso.

Según la clasificación de la tabla 3.1 [11], se clasifican como:

-Categoría de uso G: Cubiertas accesible únicamente para conservación

-G1: Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado)

-Marca los siguientes valores:

-Carga uniforme: 0,4 kN/m² (más desfavorable) (referido a la proyección horizontal de la superficie de cubierta)

-Carga concentrada: 1 kN (más desfavorable)

Las dimensiones y peso de los elementos a instalar son los siguientes:

-Paneles solares fotovoltaicos [7]

-Fabricante: ASTROnergy

-Potencia máxima (Pmax): 330 W

-Dimensiones: 1960x992x40mm

-Peso: 21,9 kg

-Estructura soporte de paneles [13]

-Fabricante: Sunfer

-Modelo: kh915vra y cha915xl

-Tipo instalación coplanar a tejado y elevada sobre cubierta plana hormigonada

-Peso repercutido a cada panel instalado: 3,30 kg

Por lo tanto, la carga de uso implementada por la instalación fotovoltaica es de:

-Peso PV= 21,9 kg

-Peso estructura por cada PV= 3,30 kg

TOTAL, por PV = 25,2 kg

-Superficie ocupada por cada PV= 1,95 m²

Aplicando los datos a las superficies a ocupar:

▪ Cubierta plana

-Nº de PV en cubierta plana= 45 Ud.

-Peso total de los 45 PV= 1.134 kg

-Superficie de la cubierta plana= 138 m²

-Inclinación de la cubierta= 0°

-Superficie de los 45 PV= 87,5 m²

▪ Cubierta metálica

-Nº de PV en cubierta metálica= 60 Ud.

-Peso total de los 60 PV= 1.512 kg

-Superficie de la cubierta metálica= 236 m²

-Inclinación de la cubierta= 30°

-Superficie de los 60 PV= 117 m²

Considerando la inclinación de los paneles (30°), ya que los valores de carga que nos marca la tabla están referidos a la proyección horizontal de la superficie de cubierta, obtenemos un valor de la carga de uso implementada por la instalación fotovoltaica resultante de:

Cubierta plana: Carga máx.: 12,96 kg/m² = 0,1322 kN/m², <= 0,4 kN/m², CUMPLE.

Cubierta metálica: Carga máx.: 25,84 kg/m² = 0,1319 kN/m², <= 0,4 kN/m², CUMPLE.

En el caso de la cubierta inclinada (diseñada directamente para la instalación de paneles con la resistencia requerida) esta modificación de cargas y considerando que la instalación de los paneles es coplanar a la cubierta, con lo cual la instalación de paneles no incrementa los esfuerzos transmitidos a la estructura por la acción del viento, afecta mínimamente a la estructura, debiendo soportar el nuevo estado de cargas y quedando dentro de los límites establecidos en las condiciones iniciales definidas por el proyectista del edificio y de la sobrecarga de uso considerada para la instalación solar fotovoltaica, objeto de este estudio.

En el caso de la fijación sobre cubierta plana los paneles tienen un incremento de fuerza debida a la acción del viento. La fuerza que ejerce el viento a 120 km/h es de 75 kg/m², en el caso de inclinación 30° la fuerza ejercida es de 37,5 kg/m². Sin embargo, esta fuerza es soportada por los anclajes (estudiados por el fabricante de las fijaciones y cumpliendo sobradamente con la carga anteriormente estimada) de los paneles a la cubierta, en la proyección vertical, pero de sentido contrario al peso de los paneles. Por tanto, en ambos casos se cumple con la normativa vigente.

4. Trámites administrativos para legalizar la instalación

Una vez realizado el estudio de viabilidad y la aprobación del presupuesto por parte del cliente hay que comenzar los trámites administrativos para poder comenzar la instalación fotovoltaica y darla de alta en autoconsumo con excedentes con Iberdrola.

Este apartado se tratará como una guía general ya que al tratarse de una instalación fotovoltaica “ficticia” resulta imposible rellenar estos documentos y mucho menos gestionarlos con las pertinentes administraciones.

Para ello, con ayuda de la guía profesional IDAE de autoconsumo [2], se analiza que es necesario para la instalación:

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES					
1. Diseño de la instalación					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico			
					Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Aavales o garantías					
Siempre debe solicitarse el CAU					
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación			Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT		AT
Exentas	Sí	Sí	Sí		Sí
Aavales o garantías – 40 €/kW					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT
Exentas	Sí	Sí	Exentas	Sí	Sí
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen					
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW < P < 100 kW	AT			
RD 1699/2011	RD 1699/2011	RD 1955/2000 - RD 1699/2011			
					Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA			
					Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Exentas	Sí	Sí			
					Admón. local
5. Licencia de obras					
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido					
6. Ejecución de la instalación					

Figura 4.1- Trámites antes de realizar la instalación fotovoltaica

7. Inspección inicial e inspecciones periódicas			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
Certificado Instalación	Certificado Instalación Certificado fin de obra	Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
9. Autorización explotación			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
No necesita trámite	Sí	Sí	
Certificado instalación	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	
10. Contrato de acceso			
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	Exentas – Comunicación cambio contrato	Exentas – Comunicación cambio contrato	
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares			Distribuidora o Comercializadora
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos			
12. Licencia de actividad			Admón. local
Acogidas a COMPENSACIÓN		Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento	
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Consultar normativa Ayuntamiento	
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			Distribuidora o Comercializadora
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto	
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica	
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Para P≤100 kW trámite de oficio por el Ministerio	
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica	
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí.	

Figura 4.2- Tramites después de realizar la instalación fotovoltaica

- 1- Diseño de la instalación: Como se comentó, para el diseño de la instalación será necesario realizar un proyecto técnico al superar esta los 10 kWn de potencia nominal. Como dicho proyecto es muy extenso, se ha creído oportuno no introducirlo en el presente Trabajo Final de Master, aunque sí que se ha documentado gran parte de lo necesario para realizarlo.
- 2- Permiso de acceso y conexión: Solicitar el CAU (código de autoconsumo) para registrar la instalación fotovoltaica. Como la distribuidora es Iberdrola, es necesario hacerlo a través del portal GEA [4].
Para ello únicamente se debe realizar una nueva solicitud de producción e ir rellenando los datos de cliente, productor, tipo de autoconsumo, etc. Lamentablemente no se ha podido adjuntar capturas de ello ya que no se pudo crear una nueva solicitud de una

instalación ficticia por lo que se emplean las capturas más relevantes sacadas del manual que proporciona el propio portal [13].

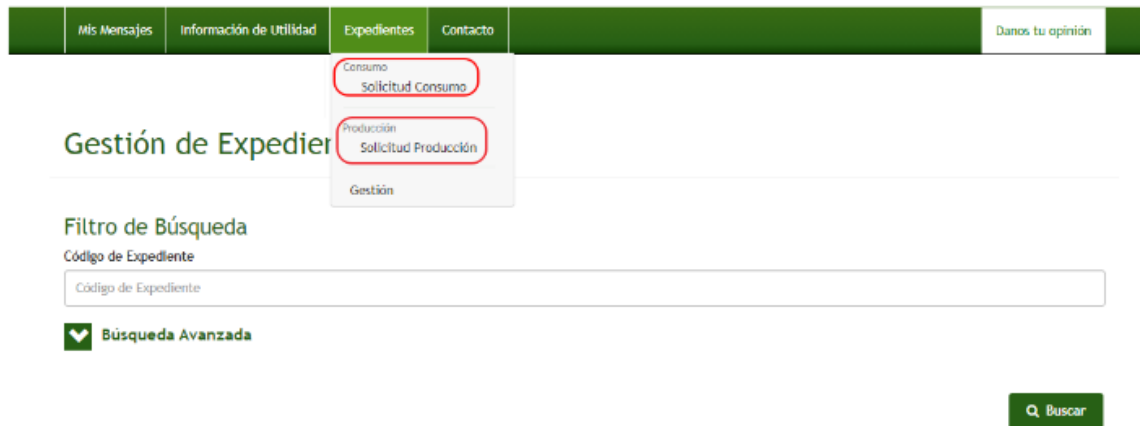


Figura 4.3- Solicitud de producción

Como se dijo anteriormente únicamente es necesario rellenar los datos de la instalación y del estudio realizado previamente, de los agentes que intervienen en el proceso (el cliente y la empresa encargada de tramitar la solicitud) y una vez completado esto, el programa automáticamente va pidiendo documentos en función del tipo de instalación como son los permisos de acceso y conexión, avales, garantías, solicitudes de acceso y conexión, punto de descarga, etc para poder abrir el expediente. Todos estos documentos están en el manual [13].



Figura 4.3- Detalle de expediente

Información

Se ha guardado un borrador de la solicitud con el código de expediente 9039339710. Se informa al usuario que todavía no se da por tramitada la solicitud quedando en la fase de pendiente de entregar toda la información requerida. Se hace saber que el análisis de la solicitud y su documentación y por tanto los tiempos a cumplir no comenzarán hasta que no se haya entregado toda la documentación pertinente y se haya enviado finalmente la solicitud.

Mostrar 10 registros

Buscar

Fecha	Tipo Documento	Estado	Descripción	Inst. Generación
2021-03-18	Anteproyecto	Pendiente de entregar		
2021-03-18	Accreditación solicitud de alcance del estudio de impacto ambiental	Pendiente de entregar		
2021-03-18	Fichero con los polígonos de superficie ocupados por la planta en formato kmz/kml.	Pendiente de entregar		
2021-03-18	Validez Garantía Administración	Pendiente de entregar		
2021-03-18	Relación de Fincas Catastrales y Municipios	Pendiente de entregar		
2021-03-18	Esquemas unifilares de la instalación	Pendiente de entregar		
2021-03-18	Plano de situación con el punto de conexión al que pretende conectarse el productor	Pendiente de entregar		

Mostrando registros del 1 al 7 de un total de 7 registros

Enviar Solicitud

+ Nuevo Documento

Figura 4.5- Documentación a aportar

Cabe la posibilidad de introducir algún error en la documentación, pero no tiene mayor importancia ya que si es así, un técnico se pone en contacto con la empresa y entre ambos subsanan los posibles errores.

Como se puede ver en las fases de tramitación (Figura 4.3), una vez finalizada la instalación (se volverá a requerir documentos y fotos de toda la instalación una vez finalizada) ya se podrá realizar el contrato de compensación de energía.

- 3- Autorización ambiental: No se requiere autorización ambiental ya que las instalaciones en autoconsumo con excedentes y con potencia menor de 100 kW no deberían requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección [13].
- 4- Autorización administrativa previa a la construcción: No se requiere autorización administrativa ya que las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100 kW conectadas directamente a una red de tensión menor de 1kV, es decir en BT, quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción [13].
- 5- Licencia de obra: La licencia de obra la expende el ayuntamiento.
- 6- Ejecución de la instalación: La instalación en autoconsumo con excedentes de potencia menor a 100 kW conectadas a BT se ejecutará de acuerdo al REBT [14].
- 7- Inspección inicial e inspecciones periódicas: En general para instalaciones ejecutadas de acuerdo al REBT no es necesario.

8- Certificado de instalación y certificado de final de obra: Será necesario, una vez finalizada la instalación fotovoltaica, que la empresa instaladora realice el certificado de instalación y certificado de final de obra.

9- Para resumir el resto de apartados, será necesario los siguientes pasos:

-Tramitaciones con distribuidora eléctrica: Finalizar el expediente con Iberdrola subiendo a la plataforma GEA el resto de documentos que se requieran, siendo el más importante un contrato de compensación de excedentes.

Como dato, decir que la compañía suministradora está obligada por ley a comprar los excedentes de energía producidos en el autoconsumo, pero lo hace a un precio en torno a 0.055 céntimos/kWh. Desde Julio de este mismo año si el punto de descarga de excedentes está muy sobrecargado, es decir, hay muchos productores de energía que sobrecargan la red, este precio se reducirá un 20% a favor de la compañía suministradora [4].

-Tramitaciones con la administración autonómica: Realizar el alta de la instalación en la Conserjería de empleo e Industria. Los documentos necesarios varían en función de la comunidad autónoma, en este caso al ser Castilla y León, los documentos requeridos son los siguientes:

-Instancia de carácter general presentada en el servicio territorial de industria de CyL en el que se expone el material adjunto a entregar para legalizar la instalación:

- Anexo de datos de autoconsumo
- Certificado de instalación eléctrica
- Hoja resumen con las características de la instalación
- Tasa de inscripción en el registro industrial
- Documento de electricidad en baja tensión
- Anexo I. hoja de comunicación de datos al registro industrial
- Copia de factura eléctrica
- Proyecto técnico de la instalación que incluyen planos y fotografías
- Certificados de los paneles fotovoltaicos, inversores y contador de energía
- Certificado de resistencia de la cubierta

5. Conclusiones, consideraciones adicionales y líneas de futuro

5.1. Conclusiones del trabajo

Una vez finalizado el presente documento, se puede dar un sentido global al Trabajo Final de Master y sacar una serie de conclusiones.

- La principal de todas ha sido el desarrollo de conocimientos en el ámbito de la energía fotovoltaica ya que en la titulación de grado en Ingeniería Mecánica y master en Ingeniería Industrial cursados no se había tratado y resulta ser muy útil de cara al futuro.
- A esto último se le suma la experiencia ganada a la hora de realizar estudios fotovoltaicos ya que se ha cogido un gran manejo del software PVsol Premium, aunque este dispone de varias opciones las cuales no han sido empleadas en el trabajo. Comentar que los cálculos, diseño y estudio realizados se consideran correctos debido a la fiabilidad del programa empleado.
- Además, se ha podido adquirir conocimientos relacionados con los trámites necesarios para dar de alta una instalación fotovoltaica con modalidad en autoconsumo con excedentes.

5.2. Consideraciones adicionales

Respecto a la elaboración del presente Trabajo de Fin de Máster, cabe destacar que no se ha empleado ningún tipo de material peligroso ni se ha contaminado el medio ambiente durante la realización de este.

A nivel económico, el instrumento de mayor coste empleado en este TFG ha sido la licencia del software PVsol empleado, aunque cabe destacar que ha sido prestado por la empresa en la que actualmente trabajo. Otro coste ha sido la energía consumida por el ordenador durante la realización del proyecto.

También se puede realizar una estimación de las horas invertidas en la realización de este trabajo, puesto que conocemos que un ingeniero en formación tiene un sueldo estimado de aproximadamente 20.000 €/años con una dedicación de aproximadamente 1.800 h/año. Realizando el cálculo nos sale una media de 11,2 €/hora.

Para poder comenzar con este trabajo, hubo que invertir una cierta cantidad de horas en el aprendizaje del software PVsol Premium 2021. Destacar que tenía una formación base gracias a lo aprendido en mi actual empresa. Tras finalizar la fase experimental, se comenzó con la fase de simulación de la instalación que ha ocupado unas 25 horas. A mayores 150 horas se han empleado en la redacción del tomo y en la fase de preparación de la presentación. Si sumamos todos los tiempos obtenemos un total de unas 300 horas de dedicación.

Para calcular el coste de esta inversión de tiempo, multiplicamos las horas totales de trabajo por los 11,2 €/ hora que cobre un ingeniero y tenemos un total de 2800 € de coste total. Es cierto, que el valor parece elevado, pero dicha inversión ha merecido la pena puesto que se han desarrollado numerosos conocimientos.

Por todo ello se considera que se han cumplido todos los objetivos planteados y se han conseguido las competencias objeto del TFM indicadas en el plan de estudios.

Concretamente a nivel de objetivos se ha logrado la integración de los conocimientos y capacidades adquiridas a lo largo de los años de estudio. A nivel de competencias se ha logrado un mayor desarrollo de la capacidad de análisis y síntesis junto con una mejora de la capacidad de organización y planificación. A su vez, se ha adquirido una mejor capacidad de expresión tanto oral como escrita y se ha logrado mejorar el aprendizaje y la capacidad de elaborar un trabajo de forma autónoma. También se ha desarrollado una mejor capacidad a la hora de resolver problemas y un aumento por la motivación frente a la persecución del logro y de la mejora continua.

5.3. Líneas de futuro

De cara al desarrollo de líneas futuras se propone lo siguiente:

- Realización el estudio/proyecto de una instalación fotovoltaica aislada con sistema de baterías con una potencia nominal en torno a los 50 kW para puntos de recarga de vehículos eléctricos con el objetivo de desarrollarse profesionalmente ya que ese tipo de proyectos está muy demandado actualmente.
- Realización el estudio/proyecto de una instalación fotovoltaica de producción con una potencia nominal en torno a 1 MW con el mismo objetivo que en el caso anterior.

Bibliografía

- [1] BOE-A-2018-13593 Real Decreto 15/2018 del 5 de octubre
- [2] Guía profesional de tramitación del autoconsumo IDEA, actualizada a octubre 2020.
- [3] Base de datos PVsol premium 2021.
- [4] Iberdrola Grupo I+DE.
- [5] WEB Consultora de energía <https://www.vitaenergygroup.es/>.
- [6] Óscar Perpiñán Lamigueiro, Diseño de sistemas fotovoltaicos. 2009.
- [7] Ficha técnica panel solar Astro-Energy CHSM6612P-330W. También adjuntado en Anexo.
- [8] UNE-HD 60364-5-52 Instalaciones eléctricas de baja tensión.2014.
- [9] Miguel Ángel Sánchez Maza. Energía solar fotovoltaica. 2007.
- [10] REBT, instrucción ITC-BT 40, Instalaciones generadoras de baja tensión.
- [11] CTE DB-SE-AE, acciones en la edificación. 2009.
- [12] CTE DB-SE-A, Seguridad estructural acero. 2008.
- [13] Manual de usuario en la tramitación de expedientes de autoconsumo del grupo Iberdrola. 2020.
- [14] Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- [15] Directiva 2014/35/EU del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014.
- [16] UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2014/35/EU, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.
- [17] UNE-EN 50380, relativo informaciones de las hojas de datos y de las placas de características.
- [18] DKE-VDE AK 411.2.3. Ficha técnica cables especiales para fotovoltaica.
- [19] UNE-EN/IEC 61386-21. Sistemas de tubos para la conducción de cables.
- [20] REBT ITC-BT-22 Protección frente a sobreintensidades.
- [21] UNE-EN6168: Sistemas fotovoltaicos y acondicionadores de potencia; Procedimiento para la medida del rendimiento

ANEXOS

Anexo I: Descripción de los equipos

Anexo II: Informe generado por el programa

Anexo III: Presupuesto

Anexo I: Descripción de los equipos

Siguiendo las pautas expuestas con anterioridad, se adjunta la descripción de los equipos y elementos necesarios para la instalación. Todo ello con vista de la redacción del proyecto técnico.

1.Módulos fotovoltaicos

Se dispone de 105 paneles fotovoltaicos marca ASTROnergy (Chint Solar), modelo CHSM6612P-330W, con una potencia nominal de 330 Wp cada uno [7]. Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE [15], relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

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

Las características de los módulos a instalar son:

Características generales:	
Fabricante	Chint Solar
Modelo	CHSM6612P
Potencia máxima (Pmax)	330 W
Tipo de panel	Policristalino
Eficiencia del módulo	17%

Características técnicas:	
Tensión a circuito abierto (Voc)	45.86 V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	9,52 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,89 A
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	37.15 V

Dimensiones:	
Longitud	1960 mm
Ancho	992 mm
Espesor	40 mm

A continuación, se adjunta la documentación de los paneles fotovoltaicos que se van a instalar. Estos cuentan con todos los certificados y garantías necesarios para su instalación en España.



ASTROENERGY

CERTIFICADO DE CONFORMIDAD MÓDULOS ASTROENERGY SOLAR

Declaración UE de conformidad como comercializador dentro de la unión Europea

1. Modelo de producto/productos:
 - Panel solar fotovoltaico **Astronergy CHSM6612 P**
2. Nombre y dirección del fabricante o de su representante autorizado:
 - Fabricante: **CHINT SOLAR ZHEJIANG**
 - Comercializador: **CHINT ENERGY SL**
C/Antonio Machado, 78-80, P2A1, Viladecans (Barcelona)
3. La presente declaración de conformidad se expide bajo la exclusiva responsabilidad del fabricante.
4. Objeto de la declaración: **Panel Solar Fotovoltaico Marca Astronergy**

El producto mencionado anteriormente cumple con los requisitos esenciales de la directiva 2014/30/UE.

El pleno cumplimiento de las normas listadas a continuación demuestra la conformidad del producto designado con las disposiciones de las directivas CE mencionado anteriormente.

**LVD2014/35/EU; IEC61215-1-1:2016; IEC61215-2:2017;
EN IEC61730-1:2018; EN IEC61730-2:2018**

Los productos mencionados anteriormente llevan el marcado CE.



CHINT ENERGY S.L.
Jingling Me...
CHINT ENERGY S.L.
C/Antonio Machado, 78-80 oficina P2A1
08940 Viladecans (Barcelona)



C E R T I F I C A T E
of Conformity
EC Council Directive 2014/30/EU
Electromagnetic Compatibility

Registration No.: AE 50368922 0001

Report No.: 15079736 003

Holder: Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd.
1335 Bin An Rd., Binjiang District
Hangzhou 310053
P.R. China

Product: PV-Module
(PV Module)

Identification: With 6* mono c-Si cells:
CHSM6612P-xxx (xxx=245-355, in steps of 5, 72 cells)
CHSM6611P-xxx (xxx=240-325, in steps of 5, 66 cells)
CHSM6610P-xxx (xxx=200-295, in steps of 5, 60 cells)
CHSM6609P-xxx (xxx=180-265, in steps of 5, 54 cells)
CHSM6608P-xxx (xxx=155-235, in steps of 5, 48 cells)
Serial No.: n.a.
Remark: Refer to test report 15079736 003 for details.
See more type designations in attachments 1.1-1.3

Tested acc. to: EN 61000-6-3:2007+A1
EN 61000-6-1:2007

This certificate of conformity is based on an evaluation of a sample of the above mentioned product. Technical Report and documentation are at the License Holder's disposal. This is to certify that the tested sample is in conformity with all provisions of Annex III of Council Directive 2014/30/EU. This certificate does not imply assessment of the production of the product and does not permit the use of a TÜV Rheinland mark of conformity. The holder of the certificate is authorized to use this certificate in connection with the EC declaration of conformity according to the a.m. Directive.



Xinhua Lu

Date 12.01.2017

TÜV Rheinland LGA Products GmbH - Tillystraße 2 - 90431 Nürnberg

☞ The CE marking may only be used if all relevant and effective EC Directives are complied with. ☞

Figura 5.1- Certificados paneles fotovoltaicos

AstroNova™

Profitable for Decades

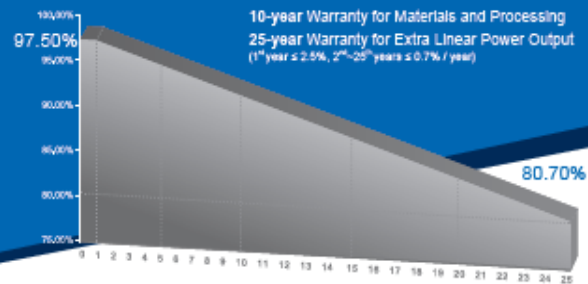


320W~335W

5BB-Polycrystalline PV Module

CHSM6612P Series
CHSM6612P/HV Series

CHSM6612P max system voltage 1000V standard
CHSM6612P/HV max system voltage 1500V standard



KEY FEATURES

- OUTPUT POSITIVE TOLERANCE**
 Guaranteed 0~+5W positive tolerance ensures power output reliability.
- PID RESISTANCE**
 Excellent PID resistance at 96 hours (@85°C /85%) test, and also can be improved to meet higher standards for the particularly harsh environment.
- EXCELLENT STATIC MECHANICAL LOAD CAPABILITY**
 Certified to withstand: front load (5000 Pa) and back load (3600 Pa).
- HIGHER RELIABILITY AND DURABILITY**
 Effectively deals with harsh environments, such as sand, salt mist and ammonia resistance.
- PASSED HAIL TEST**
 Certified to hail resistance: ice ball size (d=45mm) and ice ball velocity (v=30.7m/s).
- EXCELLENT LOW-LIGHT PERFORMANCE**
 With the deep textured ARC glass and cell surface texturing process, achieve the excellent performance at the haze, cloudy days and other low light conditions.

COMPREHENSIVE CERTIFICATES



First solar company which passed the TUV Nord IEC/TS 62941 certification audit.

For Global Market



Figura 5.2- Modelo paneles fotovoltaicos

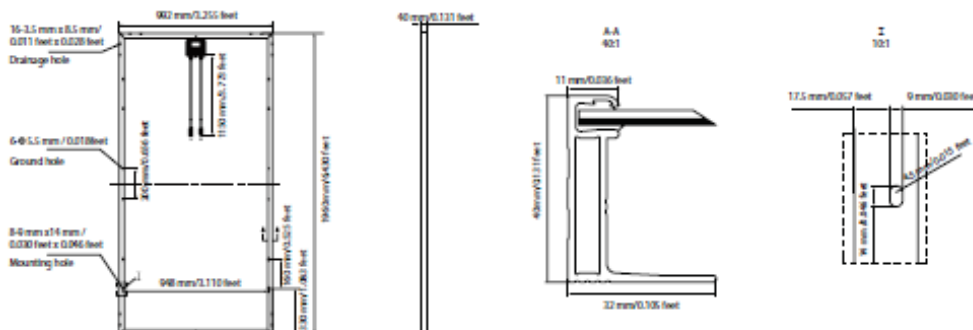
ELECTRICAL SPECIFICATIONS				
STC rated output (P_{mp}) [*]	320 Wp	325 Wp	330 Wp	335 Wp
Rated voltage (V_{mp}) at STC	37.02 V	37.11 V	37.15 V	37.26 V
Rated current (I_{mp}) at STC	8.65 A	8.77 A	8.89 A	9.00 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	45.45 V	45.67 V	45.86 V	45.98 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	9.25 A	9.48 A	9.52 A	9.57 A
Module efficiency	16.5%	16.7%	17.0%	17.2%
Rated output (P_{mp}) at NOCT	223.5 Wp	226.9 Wp	230.4 Wp	233.9 Wp
Rated voltage (V_{mp}) at NOCT	33.80 V	33.86 V	33.92 V	34.01 V
Rated current (I_{mp}) at NOCT	6.61 A	6.70 A	6.79 A	6.88 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NOCT	41.70 V	41.91 V	42.08 V	42.19 V
Short circuit current (I_{sc}) at NOCT	7.15 A	7.33 A	7.37 A	7.40 A
Temperature coefficient (P_{mp})			- 0.408%/°C	
Temperature coefficient (I_{sc})			+0.050%/°C	
Temperature coefficient (V_{oc})			- 0.311%/°C	
Normal operating cell temperature (NOCT)			46±2°C	
Maximum system voltage (IEC/UL)			1000V _{DC} or 1500V _{DC}	
Number of diodes			3	
Junction box IP rating			IP 67	
Maximum series fuse rating			15 A	

* Measurement tolerance: ±1-3%
 STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	1960 x 992 x 40 mm 77.17 x 39.06 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Front glass thickness	3.2 mm / 0.13 in
① Cable length (IEC/UL)	1150 mm / 45.28 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
② Maximum mechanical test load	6000 Pa (front) / 3600 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 1 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

① Option: 900(+), 800(-) mm for defined projects in advance.
 ② Refer to Astronomy Crystalline Silicon PV Module Installation Manual or contact technical department.
 Maximum Mechanical Test Load=1.5*Maximum Mechanical Design Load.

MODULE DIMENSION DETAILS



© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.

http://energy.chint.com

Astronergy 05-2019

Figura 5.3- Ficha técnica paneles fotovoltaicos

Además, deberán cumplir la cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos [16], y disponer informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos [17]. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, deberán satisfacer las siguientes normas:

- Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, deberán cumplir lo siguiente:

- Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según las normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o de acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos se conectarán a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador. Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 8 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

1.1. Conexión de los módulos.

Los paneles deben ser escogidos de manera que se permita establecer una configuración modular mediante la interconexión de varias unidades. Mediante asociaciones en serie y en paralelo será posible garantizar la tensión e intensidad requeridas.

Los propios inversores como se verá en el punto 2.3 tienen unas características técnicas máximas y mínimas de funcionamiento para cada seguidor MPPT, por lo que la instalación se ha dimensionado en función de dichos parámetros.

1.2. Rango de funcionamiento paneles-inversor.

Para que la instalación trabaje a pleno rendimiento, se debe incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia. Para ello es recomendable que el inversor disponga de este sistema, o bien se incorpore un equipo especialmente diseñado para tal fin. De este modo, el inversor escogido deberá cumplir con los siguientes parámetros límite:

-Las tensiones producidas bajo 1000 W/m^2 y a una temperatura de 25°C deben estar dentro los límites que nos definen el MPPT.

2. Estructura soporte.

En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos incluyendo todos los accesorios y bancadas y/o anclajes, evitando cualquier sombra proyectada sobre los módulos.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación [11].

El diseño y la construcción de la estructura y del sistema de fijación de módulos, se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. Además, permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

En lo que respecta a nuestra instalación se utilizarán dos tipos de estructuras.

·En primer lugar para los 60 paneles fotovoltaicos que irán sobre la estructura metálica con cubierta de chapa/sándwich, se utilizará la estructura Sunfer [12] siguiente:



Figura 5.4- Estructura metálica

Este tipo de estructura tiene unos costes y complejidad de instalación superiores a las que fija los raíles a las grecas del tejado, sin embargo, la carga de vientos que soportan gracias a la fijación a correa es el doble.

·Para los 45 paneles fotovoltaicos que van sobre la cubierta plana hormigonada se utilizará la siguiente estructura Sunfer [12]:



Figura 5.5- Estructura triangular

Para la fijación de esta estructura a la cubierta se utilizarán tacos de expansión de métrica 12-16, los cuales asegurarán la resistencia de la estructura a las posibles cargas de viento. Se estudiará más a fondo la composición de la cubierta para garantizar la impermeabilidad de ésta.

3. Inversores.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (el cumplimiento de ambas estará certificado por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente [21].
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en "vacío") en "stand-by" o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente. Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa. Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

Este tipo de inversores cuenta con protecciones internas para las entradas de continua y las salidas de alterna:

Entrada de continua:

- Fusibles de protección de cada una de las 12 entradas de continua.
- Interruptores manuales para cada 3 puntos de máxima potencia.
- Descargadores de sobretensiones para cada punto de máxima potencia.
- Filtros EMI para cada punto de máxima potencia.
- Interruptores AFCI por punto de máxima potencia.

Salida de alterna:

- Filtros de línea.
- Interruptor automático mediante control electrónico de los contactores de salida.
- Interruptor manual de salida.
- Descargadores de sobretensiones a la salida.

3.1 GW12KN-DT.

Este inversor será el que controle la instalación fotovoltaica correspondiente a 45 paneles sobre cubierta plana, teniendo las siguientes características:

Ficha Técnica	GW4000-DT	GW5000-DT	GW6000-DT	GW8000-DT	GW10KN-DT	GW12KN-DT
Datos de entrada de cadena FV						
Potencia máx. entrada CD (W)	5200	6500	7800	9600	12000	16800
Tensión máx. entrada CD (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rango de tensión MPPT (V)	200-800	200-800	200-800	200-850	200-850	200-850
Tensión de arranque (V)	180	180	180	180	180	180
Tensión MPPT para carga completa (V)	195-800	240-800	285-800	380-850	480-850	380-850
Tensión nominal entrada CD (V)	620	620	620	620	620	620
Corriente máx. entrada (A)	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11	22/11
Corriente máx. de cortocircuito (A)	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	27.6/13.8
No. de rastreadores MPPT	2	2	2	2	2	2
No. de cadenas de entrada por rastreador	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	2/1
Datos de salida CA						
Potencia nominal de salida (W)	4000 ^{s1}	5000 ^{s1}	6000 ^{s1}	8000 ^{s1}	10000 ^{s1}	12000
Potencia máx. aparente de salida (VA)	4000	5000	6000	8000	10000	14000
Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máx. de salida (A)	8.5	8.5	10	12.1	15.2	21.5
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)					
THDi de salida (salida nominal)	<2%	<2%	<2%	<2%	<2%	<2%
Eficiencia						
Eficiencia máx.	98.0%	98.0%	98.0%	98.3%	98.3%	98.3%
Euro eficiencia	>97.5%	>97.5%	>97.5%	>98.0%	>98.0%	>98.0%
Protección						
Monitorización de corriente en cadena FV	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Protección anti-isla	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Protección de polaridad inversa de entrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Detección resistencia de aislamiento	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Protección CC SPD	Tipo III	Tipo III	Tipo III	Tipo III	Tipo III	Tipo III
Protección CA SPD	Tipo III	Tipo III	Tipo III	Tipo III	Tipo III	Tipo III
Monitorización corriente residual	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Protección sobreintensidad de salida	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Protección cortocircuito de salida	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Protección sobretensión de salida	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Datos generales						
Rango temp. operativa (°C)	-25-60	-25-60	-25-60	-25-60	-25-60	-25-60
Humedad relativa	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
Altitud operativa (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Refrigeración	Convección natural					
Ruido (dB)	<30	<30	<30	<30	<30	<40
Interfaz del usuario	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED
Comunicación	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi
Peso (kg)	24	24	24	24	24	26
Tamaño (ancho*alto*largo mm)	516*415*192	516*415*192	516*415*192	516*415*192	516*415*192	516*455*192
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Autoconsumo nocturno (W)	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Topología	Sin transformador					
Certificaciones y normativas						
Normativas de conexión a red	VDE0126-1-1, VDE-AR-N 4105, AS4777.2, EN50438(PL), EN50438(SW), EN50438(R), G83, ERDF-NOI-RES_13E, IEC61727, IEC62116, CEI 0-21		VDE0126-1-1, AS4777.2, G83, IEC61727, IEC62116, EN50438(SW), EN50438(R)		VDE0126-1-1, AS4777.2, G83, IEC61727, IEC62116, EN50438(SW), EN50438(R), CEI 0-21	
Norma de seguridad	IEC62109-1&2					
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-4-16, EN 61000-4-18, EN 61000-4-29					

Figura 5.6- Ficha técnica inversor GW12KN-DT

3.2. GW17KN-DT.

Este inversor será el que controle la instalación fotovoltaica correspondiente a 60 paneles sobre la estructura metálica del suelo, teniendo las siguientes características:

Ficha Técnica		GW17K-DT	GW20K-DT
Datos de entrada de corriente PV	Potencia máx. entrada CD (W)	22100	26000
	Tensión máx. entrada CD (V)*	1000	1000
	Rango de tensión MPPT (V)	260-850	260-850
	Tensión de arranque (V)	250	250
	Tensión MPPT para carga completa (V)	400-850	470-850
	Tensión nominal entrada CD (V)	620	620
	Corriente máx. entrada (A)	22/22	22/22
	Corriente máx de cortocircuito (A)	27.5/27.5	27.5/27.5
	No. de rastreadores MPPT	2	2
No. de cadenas de entrada por rastreador	2	2	
Datos de salida CA	Potencia nominal de salida (W)	17000	20000
	Potencia máx. aparente de salida (VA)	17000	20000
	Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE
	Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60
	Corriente máx. de salida (A)	25	30
	Factor de potencia de salida		-1 (ajustable 0.8 leading - 0.8 lagging)
	THDi de salida (salida nominal)	<1.5%	<1.5%
Eficiencia	Eficiencia máx.	98.2%	98.4%
	Euro eficiencia	97.7%	98.1%
Protección	Protección anti-isla	Integrada	Integrada
	Protección de polaridad inversa de entrada	Integrada	Integrada
	Detección resistencia de aislamiento	Integrada	Integrada
	Protección SPD CD	Integrada	Integrada
	Monitorización corriente residual	Integrada	Integrada
	Protección sobreintensidad de salida	Integrada	Integrada
	Protección cortocircuito de salida	Integrada	Integrada
	Protección sobretensión de salida	Integrada	Integrada
Datos generales	Rango temp. operativa (°C)	-25-60	-25-60
	Humedad relativa	0-100%	0-100%
	Altitud operativa (m)	≤4000	≤4000
	Refrigeración	Ventilador	Ventilador
	Ruido (dB)	<45	<45
	Interfaz del usuario	LCD & LED	LCD & LED
	Comunicación	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi
	Peso (kg)	39	39
	Tamaño (ancho*alto*largo mm)	516*650*203	516*650*203
	Grado de protección	IP65	IP65
	Autoconsumo nocturno (W)	<1	<1
Topología	Sin transformador	Sin transformador	
Certificaciones y normativas	Normativas de conexión a red	VDE0126-1-1, VDE-AR-N 4105, AS4777.2, G83/2, EN50438(PL), EN50438(SW), EN50438(IR), NRS 097-2-1, ERDF-NOI-RES_13E, IEC61727, IEC62116	VDE0126-1-1, VDE-AR-N 4105, AS4777.2, G83/2, EN50438(PL), EN50438(SW), EN50438(IR), NRS 097-2-1, ERDF-NOI-RES_13E, IEC61727, IEC62116, MEA, PEA
	Norma de seguridad EMC	IEC62109-1&2	IEC62109-1&2 EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4

*: La tensión máxima operativa es de 950V.

Figura 5.7- Ficha técnica inversor GW17KN-DT

4. Contador de energía.

En este caso se ha optado por instalar el contador de energía propio de Goodwe, el cual es el SEC1000.

El SEC es un controlador de energía inteligente desarrollado en su totalidad por Goodwe. En combinación con el inversor solar Goodwe, es capaz de lograr la recopilación y el análisis de datos en tiempo real. Además, el SEC puede ajustar automáticamente la salida de potencia activa, el factor de potencia y otros parámetros de una planta de energía solar, e incluso limitar la salida de CA a la red, distribuyendo y asignando los recursos del sistema de manera más efectiva. El SEC está compuesto por el contador trifásico de Goodwe y el cuadro de control. Se puede conectar con el SEMS Portal para controlar y gestionar el rendimiento de los inversores en cada cadena.

Datos técnicos	SEC1000 (en red)	SEC1000S (almacenamiento)
Rango de voltaje de entrada (V)	Voltaje de fase: CA 60V ~ 280V	
	Voltaje de línea: CA 100V ~ 480V	
Entrada de CA	3L / N / PE o 3L / PE	
Tensión de Entrada y Frecuencia	50Hz / 60Hz	
Rango de corriente de entrada	5A(máximo)	
Potencia nominal	<10W	
Modo de comunicación con inversor	RS485	
Distancia máxima para control del inversor	1000m (Usando el modo de par trenzado apantallado)	
Número máximo de inversores en control	60 uds.	10 uds.
Modo de comunicación con terminales	LAN o GPRS	NA
Firmware	FW en red	FW para almacenamiento
Rango de temperaturas de funcionamiento (°C)	-25~60	
Humedad relativa	0~100%	
Grado de Protección	IP65	
Tamaño (longitud x anchura x altura mm)	420×320×131mm	
Peso (kg)	4Kg	

Figura 5.8- Ficha técnica controlador de red Goodwe SEC1000

5. Cableado

5.1. Cableado de corriente continua.

El conexionado de cada grupo de paneles y el inversor se realizará con conductor aislado de Cu ZZ-F y tensión asignada 1/ 1 kV (1,8/1,8 kV) con sección de 6 mm² [18].

Las prestaciones frente al fuego que debe cumplir serán:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576

La cubierta del cable debe cumplir:

- Material: mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2.
- EM8 según UNE-EN 50363-6.

Se utilizarán conectores enchufables MC4 para la conexión con los paneles fotovoltaicos y el inversor.

El trazado y canalizaciones serán lo más rectilíneo posible y discurrirán ancladas a la estructura metálica de cubierta, no permitiéndose el taladrado de la estructura. Los cables se canalizarán bajo tubo rígido de libre de halógenos [19]. La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0.20 m o en su defecto los cables de telecomunicaciones deberán ser apantallados y canalizados bajo tubo independiente. Siempre que sea posible los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua será de 0,30 m.

El diámetro del cableado para corriente continua, ya calculado en el apartado 3.3.7 “*Diseño de la instalación eléctrica*”, será el siguiente:

Cable solar de 6mm² (Cu) modelo TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K. Distancia máxima aproximada desde cada string o cadena al cuadro de protecciones: 40m.

5.2. Cableado de corriente alterna.

Los conductores a emplear en la parte de corriente alternan serán de Cu 0.6/1kV RZ1-K (AS) con sección en función de la potencia a transportar con aislamiento de polietileno reticulado.

Se trata de una línea con 3 conductores cargados (al no considerarse ni el neutro ni el de protección activo. El cable será termoestable.

Al igual que en el caso anterior, el diámetro del cableado para corriente alterna ya está calculado en el apartado 3.3.7 “*Diseño de la instalación eléctrica*” y es el siguiente:

- Inversor GW12K-DT: Cable RZ1-K (AS) 10mm² Cu.
- Inversor GW17K-DT: Cable RZ1-K (AS) 16mm² Cu.
- Salida de los dos inversores: Cable RZ1-K (AS) 25mm² Cu.

6. Protecciones.

6.1. Protecciones de corriente continua.

Se instalará un cuadro de mando y protección para el conjunto de inversores. Estará ubicado en el cuarto del cuadro general de maniobra y protección (superior 36 elementos) de la instalación eléctrica del sondeo, y estará compuesto por:

- Un dispositivo contra sobretensiones transitorias, categoría I, con una tensión soportada a impulsos no inferior a 1,5 kV.
- Protección mediante fusibles, para cada una de las cadenas y para cada uno de los polos de cada una de ellas, 16 A o mediante magneto térmico de corriente continua de 10A (Imax de los paneles 9.52A [7]).

En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible y de forma permanente a la empresa distribuidora de energía, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Estas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que están conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión, que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la Red de Distribución Pública [10].

6.2 Protecciones en el inversor.

El inversor llevará como mínimo las siguientes protecciones:

- De sobre intensidad, mediante relés directos magneto-térmicos o solución equivalente.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110 % de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 periodos.

6.3 Protección de las personas.

Para la protección de las personas se toman dos tipos de medidas, contra contactos directos y contra contactos indirectos. La protección de las personas contra contactos directos queda asegurada mediante un aislamiento apropiado de todas las partes activas de la instalación [10]. Las partes activas están cubiertas de un aislamiento que sólo se puede eliminar destruyéndolo. En la parte de continua de la instalación se protege a las personas de los contactos indirectos mediante la utilización de módulos con clase de aislamiento II. La estructura que soporta los módulos estará puesta a tierra. En la protección contra contactos indirectos en la parte de corriente alterna se utiliza protección diferencial y puesta a tierra [10]. La protección diferencial se trata de un interruptor diferencial clase A localizado a la salida del inversor con el fin de proteger la línea de BT hasta el cuadro de protección y medida, que cumple con la instrucción ITC-BT-17 sobre dispositivos generales e individuales de mando y protección [20].

6.4. Protección contra sobre intensidades

La protección contra las sobrecargas y cortocircuitos que puedan producirse en la instalación se realizará mediante un interruptor magneto térmico. La elección del magneto térmico se realizará en función de la corriente de cortocircuito de la red en el punto de conexión [20]. Se instalará un interruptor magneto térmico a la salida del inversor. Para mayor detalle ver el esquema unifilar.

6.5. Protección contra sobre tensiones.

La protección contra las sobretensiones transitorias originadas como consecuencia de descargas de rayos, maniobras de conmutación y descargas electrostáticas, al conectar nuestra línea de inversores a la instalación existente, se encuentra protegida.

6.6 Envoltente de los contadores.

Es la unidad destinada a alojar la unidad funcional de medida, mando y comprobación. Esta unidad deberá estar diseñada de forma que permita la fácil instalación y sustitución de los contadores, y relojes de dimensiones normalizadas. Las medidas de estos módulos serán de 540 x 540 mm. La distancia entre los paneles de fijación de los aparatos y las tapas, de la unidad funcional de contadores tendrá un mínimo de 170 mm. La parte frontal de la envoltente correspondiente al maxímetro, llevará una ventana abatible y precintable que permita la regularización del mismo de dimensiones mínimas 196 x 235 mm². La unidad funcional de comprobación comprende los juegos de bornes necesarios para la conexión de los aparatos de medida a los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad. Estos bornes estarán diseñados de tal manera que permitan la sustitución y comprobación de los contadores sin interrupción del servicio. Se instalará la normalizada por Unelco Endesa: Regleta de Verificación para suministros en B.T. de Medida Indirecta compuestas de 10 elementos (6 intensidad y 4 de tensión) que se designarán por las siglas (R, RR, S, SS, T, TT, 1,2,3, N).

6.7. Envoltente de los CTs.

Es la unidad destinada a alojar la unidad funcional de transformadores de medida. Esta unidad estará diseñada de tal forma que los transformadores de intensidad del tipo encapsulable sean fácilmente intercambiables y dispondrán de un módulo precintable independiente del resto del equipo de medida. El material envoltente de los transformadores de intensidad será de aislamiento seco auto extingible. Los transformadores de intensidad 200/ 5 serán de las siguientes características:

- Intensidad secundaria 5 A
- Potencia: 10 VA
- Clase: 0,5 S

6.8. Puesta a tierra.

Puesto que la instalación fotovoltaica se realiza como una modificación de la actual instalación eléctrica, se medirá la tierra ya existente de la instalación, utilizándose en el caso de que la medida en ohmios esté dentro de los valores aceptables según normativa [14].

Se pondrá a tierra tanto el cuadro de protecciones como las estructuras de los paneles, asegurándonos de que todas las partes de la instalación tengan potencial a tierra.

Esta se ha diseñado para cumplir principalmente dos objetivos, que son los siguientes:

- La seguridad del personal que se encuentre en la instalación.

-La provisión de una buena unión eléctrica con tierra, que pueda garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones, proporcionando fiabilidad a las instalaciones, al disponer de un circuito que permita el retorno de las corrientes de desequilibrio al terreno.

6.9. Elementos del cuadro de protección.

Finalmente se concluye con las protecciones a instalar según lo indicado anteriormente y con los cálculos reflejados en el apartado 3.3.7 “*Diseño de la instalación eléctrica*” del presente proyecto.

- 7 x Descargador de sobretensiones de corriente continua 1000V
- 14 x Fusibles cilíndrico 16A 1000VDC
- 1 x Protector sobretensiones de corriente alterna
- 1 x Interruptor diferencial 4 polos 62A 30 mA para corriente alterna
- 2 x Interruptor automático 4P A para corriente alterna
- Armario de protección AC
- Armario de protección DC

ANEXO II: Informe generado por el programa.

Una de las opciones del programa PVsol premium es la de generar un informe detallado de las características del estudio, los resultados obtenidos, los planos de la distribución de paneles fotovoltaicos y sus conexiones, esquema unifilar y análisis de rentabilidad. Se considera oportuno adjuntarlo para poder ver más detalladamente estos parámetros.

Destacar que, al generarlo el programa, el formato no es el mismo que el de la redacción del presente proyecto.

Empresa instaladora

Autor: Alejandro Sánchez Barbero

Persona de contacto:

Alejandro Sanchez Barbero

Teléfono: 691614037

E-mail: alejandro.sanchez.barbero@gmail.com

Nº de cliente: 1

Nombre del proyecto: Elevación de aguas para depuradora

N.º de oferta: 1

25/07/2021

Su sistema fotovoltaico para su depuradora rural.



Descripción del proyecto:

Instalación fotovoltaica de autoconsumo con expecentes para la depuradora rural del ayuntamiento. Potencia nominal de 29 kWn y potencia fotovoltaica de 34,65 kWp.

Dirección de la instalación

Vista general del proyecto



Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos

Datos climáticos	Salamanca, ESP (-)	
Potencia generador FV	34,65	kWp
Superficie generador FV	204,2	m ²
Número de módulos FV	105	
Número de inversores	2	

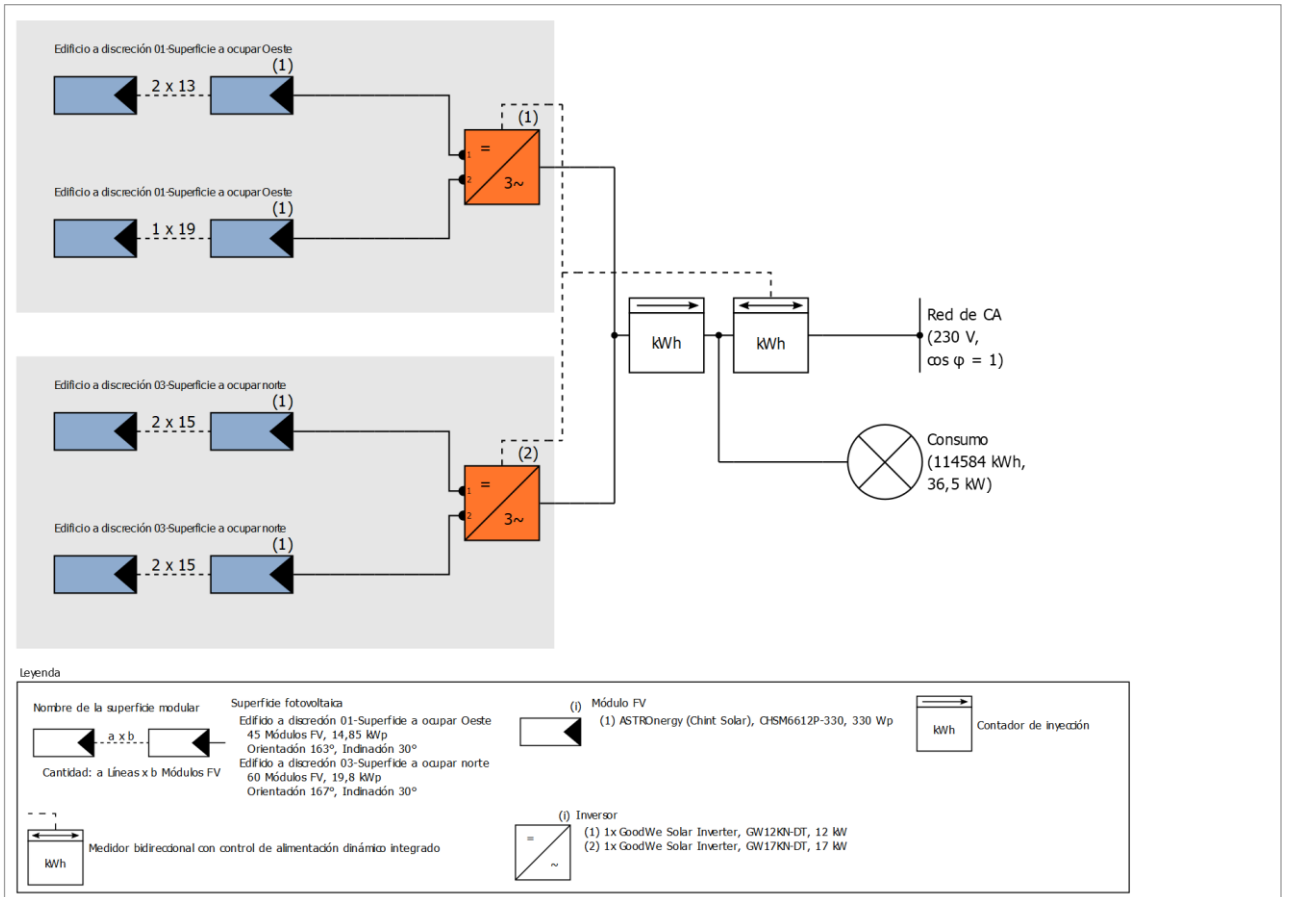


Figura: Diagrama esquemático

El rendimiento

El rendimiento

Energía de generador FV (Red CA)	50.655	kWh
Consumo propio directa	34.544	kWh
Inyección en la red	16.111	kWh
Limitación en el punto de inyección	0	kWh
Proporción de consumo propio	68,2	%
Fracción de cobertura solar	30,1	%
Rendimiento anual espec.	1.461,13	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	80,0	%
Reducción de rendimiento por sombreado	8,7	%/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	23.795	kg / año

Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	26.126,10	€
Rentabilidad del activo	22,12	%
Duración amortización	4,9	Años
Costes de producción de energía	0,02	€/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red	

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos
Puesta en marcha	11/08/2021

Datos climáticos

Ubicación	Salamanca, ESP (-)
Resolución de los datos	25 min
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Consumo

Consumo total	114584	kWh
Consumos bombeo Babilafuente	114584	kWh
Pico de carga	36,5	kW

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste

Nombre	Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste
Módulos FV	45 x CHSM6612P-330 (v1)
Fabricante	ASTROnergy (Chint Solar)
Inclinación	30 °
Orientación	Sur 163 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	87,5 m ²

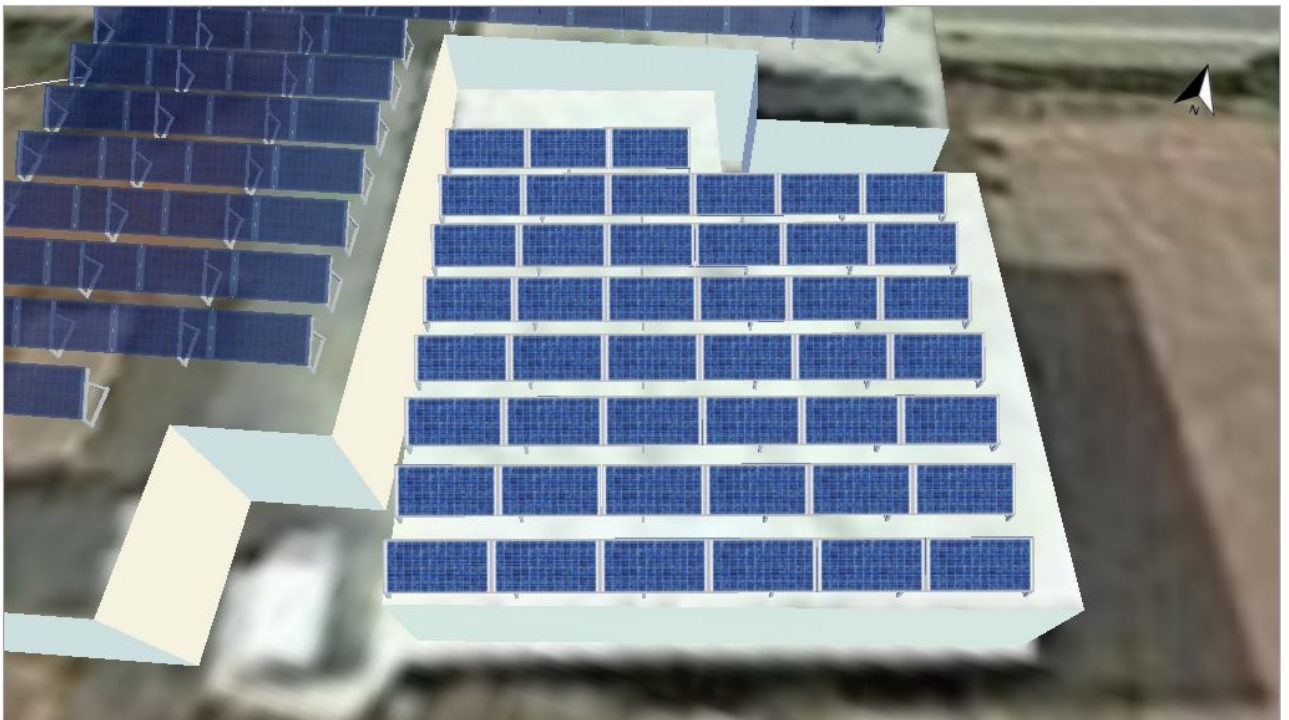


Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste

2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte

Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte

Nombre	Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte
Módulos FV	60 x CHSM6612P-330 (v1)
Fabricante	ASTROnergy (Chint Solar)
Inclinación	30 °
Orientación	Sur 167 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	116,7 m ²



Figura: 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte

Línea del horizonte, Planificación 3D

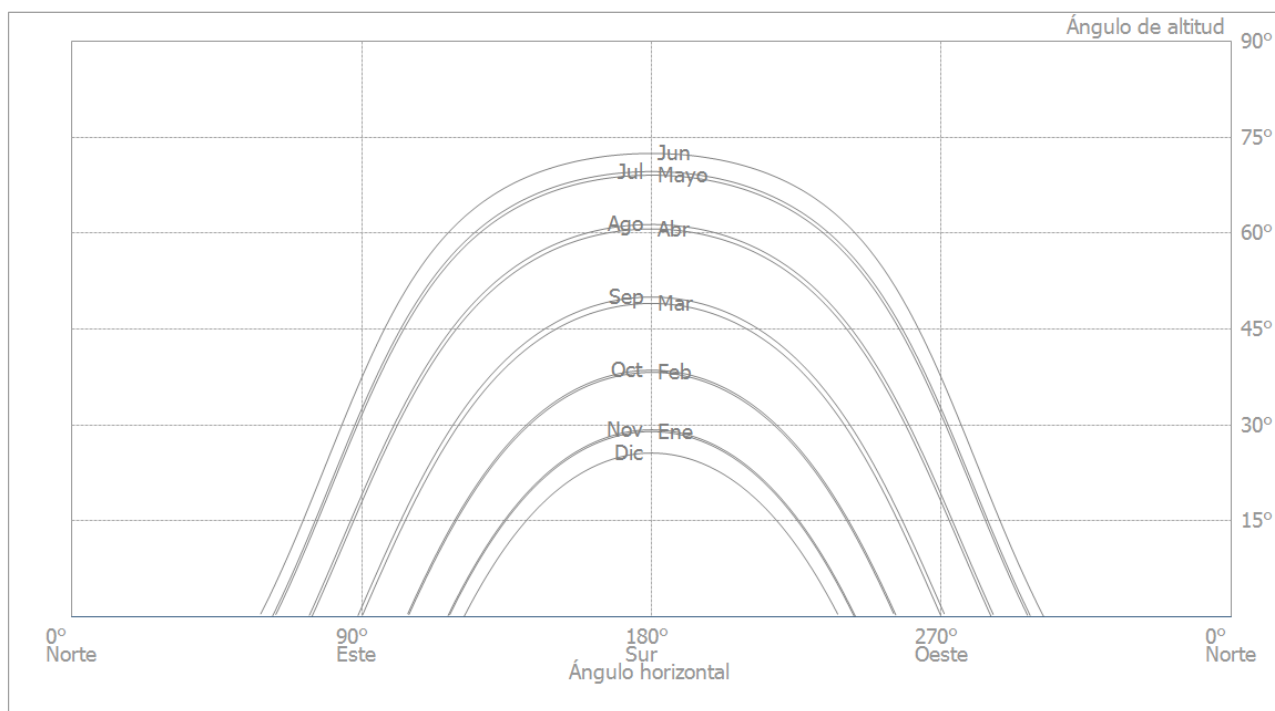


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste
Inversor 1	
Modelo	GW12KN-DT (v3)
Fabricante	GoodWe Solar Inverter
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	123,8 %
Conexión	MPP 1: 2 x 13 MPP 2: 1 x 19

Conexión 2

Superficie fotovoltaica	Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte
Inversor 1	
Modelo	GW17KN-DT (v2)
Fabricante	GoodWe Solar Inverter
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	116,5 %
Conexión	MPP 1: 2 x 15 MPP 2: 2 x 15

Red de CA

Red de CA

Número de fases	3	
Tensión de red (monofásico)	230	V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1	

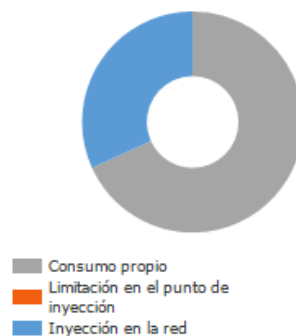
Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	34,7	kWp
Rendimiento anual espec.	1.461,13	kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	80,0	%
Reducción de rendimiento por sombreado	8,7	%/Año
Energía de generador FV (Red CA)	50.655	kWh/Año
Consumo propio	34.544	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Inyección en la red	16.111	kWh/Año
Proporción de consumo propio	68,2	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	23.795	kg / año

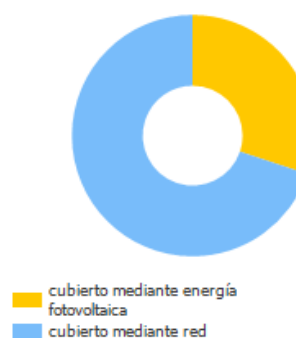
Energía de generador FV (Red CA)



Consumidores

Consumidores	114.584	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	27	kWh/Año
Consumo total	114.611	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	34.544	kWh/Año
cubierto mediante red	80.067	kWh/Año
Fracción de cobertura solar	30,1	%

Consumo total

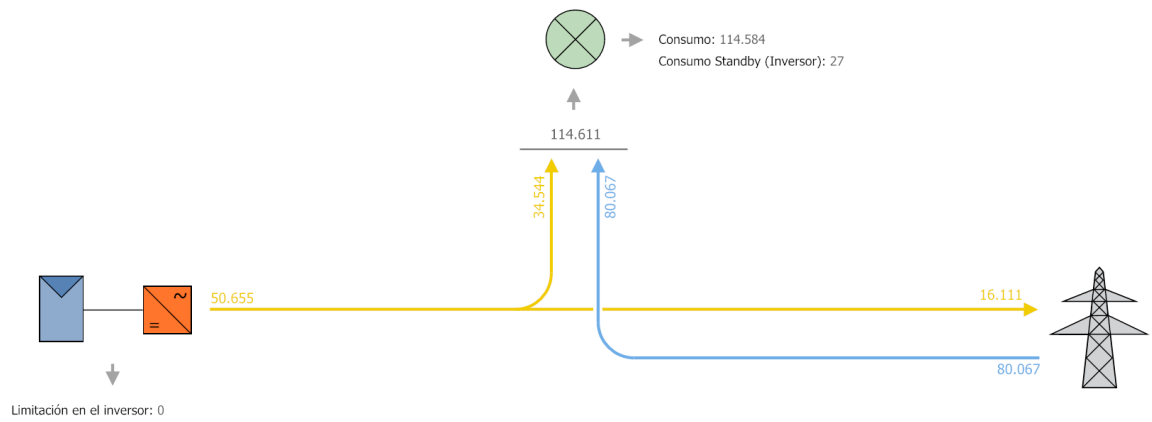


Grado de autarquía

Consumo total	114.611	kWh/Año
cubierto mediante red	80.067	kWh/Año
Grado de autarquía	30,1	%

Gráfico de flujo de energía

Proyecto: Elevación de aguas



Todos los valores en kWh
Se pueden producir ligeras desviaciones en los totales debido al redondeo
created with PV*SOL

Figura: Gráfico de flujo de energía

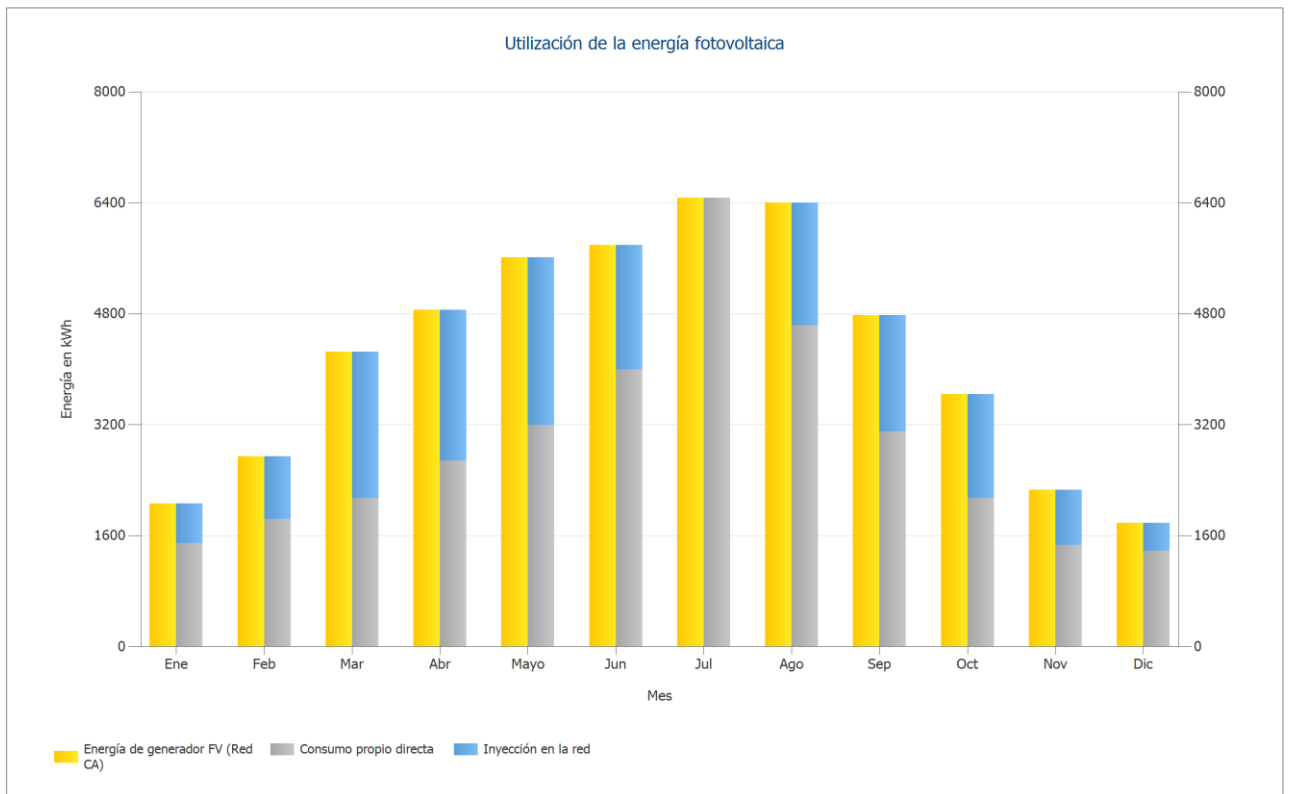


Figura: Utilización de la energía fotovoltaica

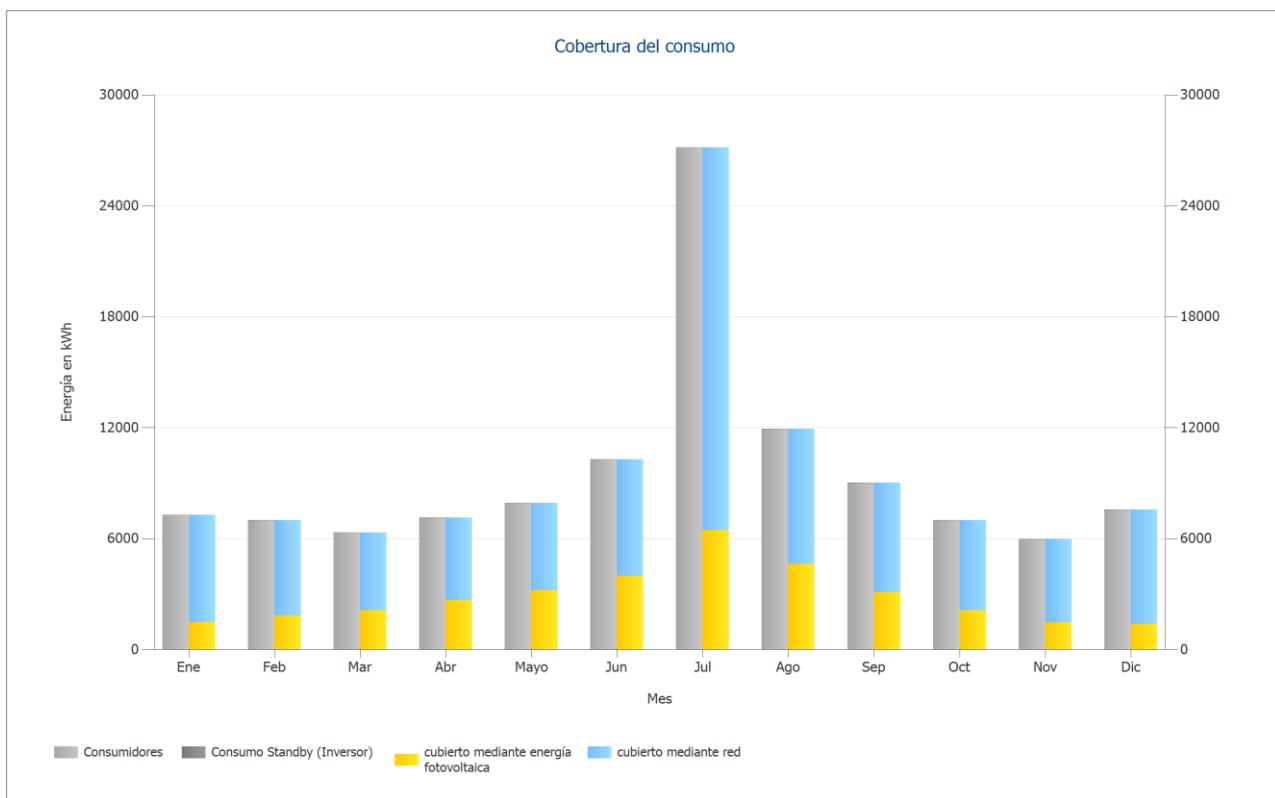


Figura: Cobertura del consumo

Análisis de rentabilidad

Resumen

Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	16.111	kWh/Año
Potencia generador FV	34,7	kWp
Puesta en marcha de la instalación	11/08/2021	
Periodo de consideración	24	Años
Interés del capital	1	%

Parámetros económicos

Rentabilidad del activo	22,12	%
Cashflow acumulado (caja)	130.358,42	€
Duración amortización	4,9	Años
Costes de producción de energía	0,02	€/kWh

Resumen de pagos

costes específicos de inversión	754,00	€/kWp
Coste de la inversión	26.126,10	€
Pagos únicos	0,00	€
Subvenciones	0,00	€
Costes anuales	0,00	€/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00	€/Año

Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	892,56	€/Año
Ahorros durante el primer año	4.328,44	€/Año

Nueva tarifa - Instalación sobre edificio

Validez	12/11/2020 -	11/11/2045
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0,0554	€/kWh
Remuneración por energía inyectada en la red	892,56	€/Año

Bombeo (Example)

Precio de trabajo Periodo tarifario 1	0,13	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 1	4.328,44	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 2	0,10	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 2	0,00	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 3	0,08	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 3	0,00	€/Año
Factor de cambio del precio del costo del consumo 3 energético		%/Año

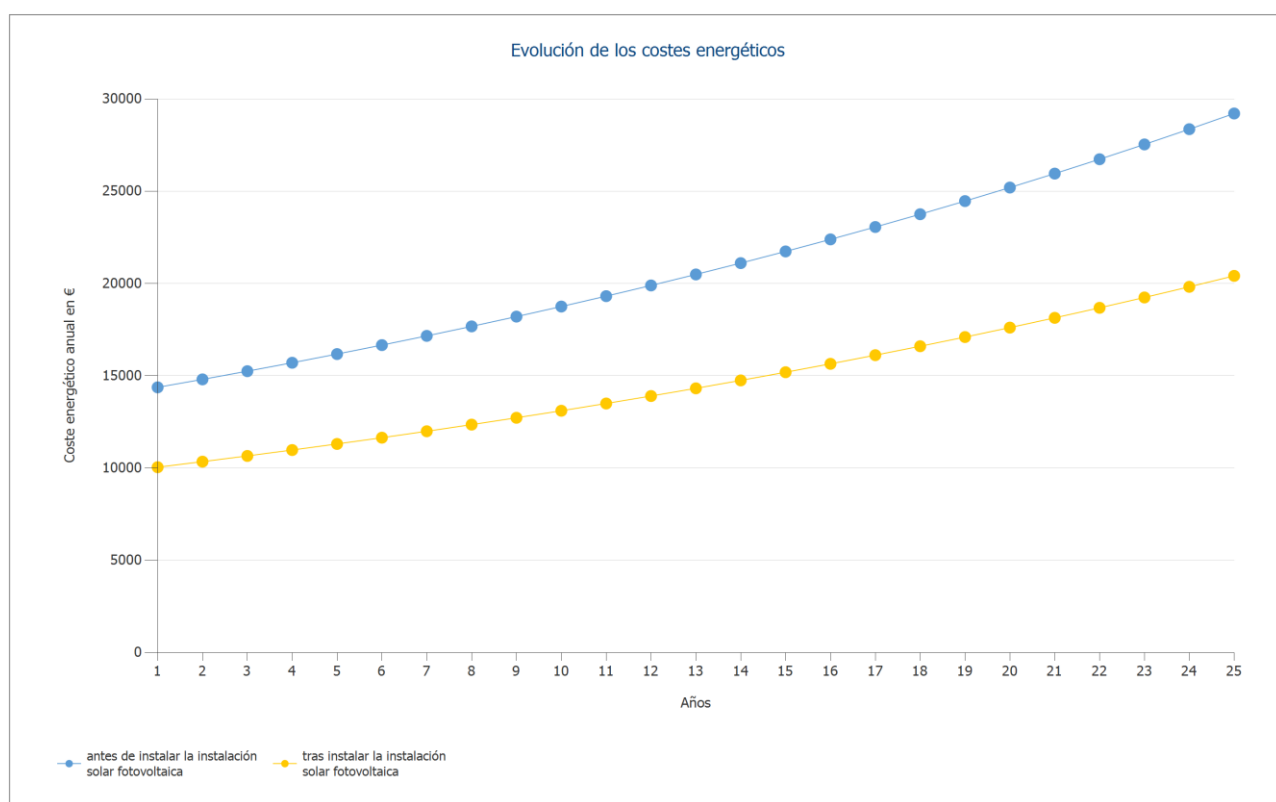


Figura: Evolución de los costes energéticos

Flujo de caja

Tabla de flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	-26.126,10 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Remuneración por energía inyectada en la red	852,47 €	874,97 €	866,31 €	857,73 €	849,24 €
Ahorro consumo electricidad	4.225,98 €	4.370,45 €	4.456,99 €	4.545,25 €	4.635,25 €
Flujo de caja anual	-21.047,65 €	5.245,42 €	5.323,30 €	5.402,98 €	5.484,49 €
Cashflow acumulado (caja)	-21.047,65 €	-15.802,24 €	-10.478,94 €	-5.075,96 €	408,53 €

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Remuneración por energía inyectada en la red	840,83 €	832,50 €	824,26 €	816,10 €	808,02 €
Ahorro consumo electricidad	4.727,04 €	4.820,64 €	4.916,10 €	5.013,45 €	5.112,73 €
Flujo de caja anual	5.567,87 €	5.653,15 €	5.740,36 €	5.829,55 €	5.920,75 €
Cashflow acumulado (caja)	5.976,39 €	11.629,54 €	17.369,91 €	23.199,46 €	29.120,20 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Remuneración por energía inyectada en la red	800,02 €	792,10 €	784,26 €	776,49 €	768,80 €
Ahorro consumo electricidad	5.213,97 €	5.317,22 €	5.422,51 €	5.529,89 €	5.639,39 €
Flujo de caja anual	6.013,99 €	6.109,32 €	6.206,76 €	6.306,38 €	6.408,19 €
Cashflow acumulado (caja)	35.134,19 €	41.243,51 €	47.450,27 €	53.756,65 €	60.164,84 €

	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Remuneración por energía inyectada en la red	761,19 €	753,65 €	746,19 €	738,80 €	731,49 €
Ahorro consumo electricidad	5.751,06 €	5.864,94 €	5.981,08 €	6.099,51 €	6.220,30 €
Flujo de caja anual	6.512,25 €	6.618,59 €	6.727,27 €	6.838,32 €	6.951,79 €
Cashflow acumulado (caja)	66.677,09 €	73.295,68 €	80.022,95 €	86.861,27 €	93.813,06 €

	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Remuneración por energía inyectada en la red	724,25 €	717,08 €	709,98 €	702,95 €	692,51 €
Ahorro consumo electricidad	6.343,47 €	6.469,09 €	6.597,18 €	6.727,82 €	6.861,05 €

Flujo de caja anual		7.067,72 €	7.186,16 €	7.307,16 €	7.430,77 €	7.553,55 €
Cashflow acumulado (caja)		100.880,78 €	108.066,94 €	115.374,10 €	122.804,87 €	130.358,42 €

Las tasas de degradación e inflación se aplican mensualmente durante todo el período de observación. Esto ya se realiza en el primer año.

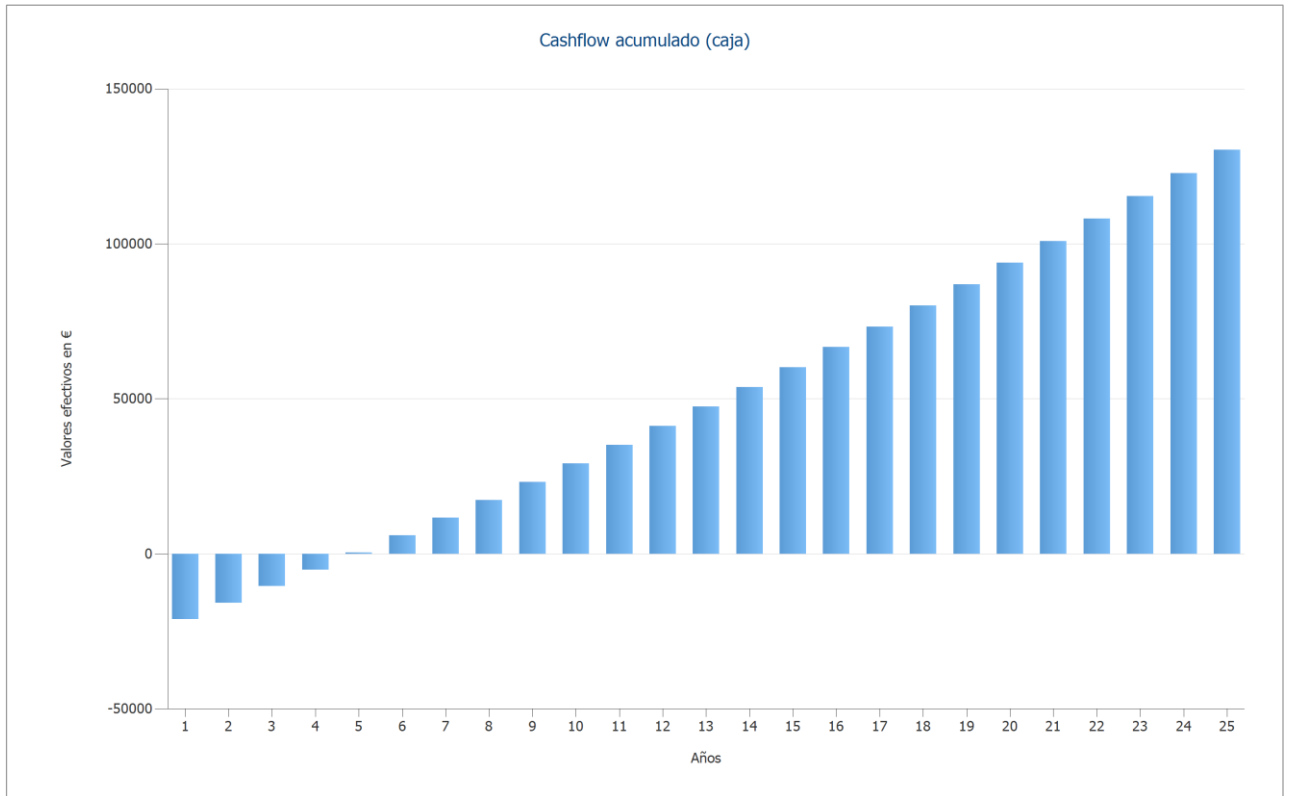


Figura: Cashflow acumulado (caja)

Planos y listado de piezas

Esquema eléctrico

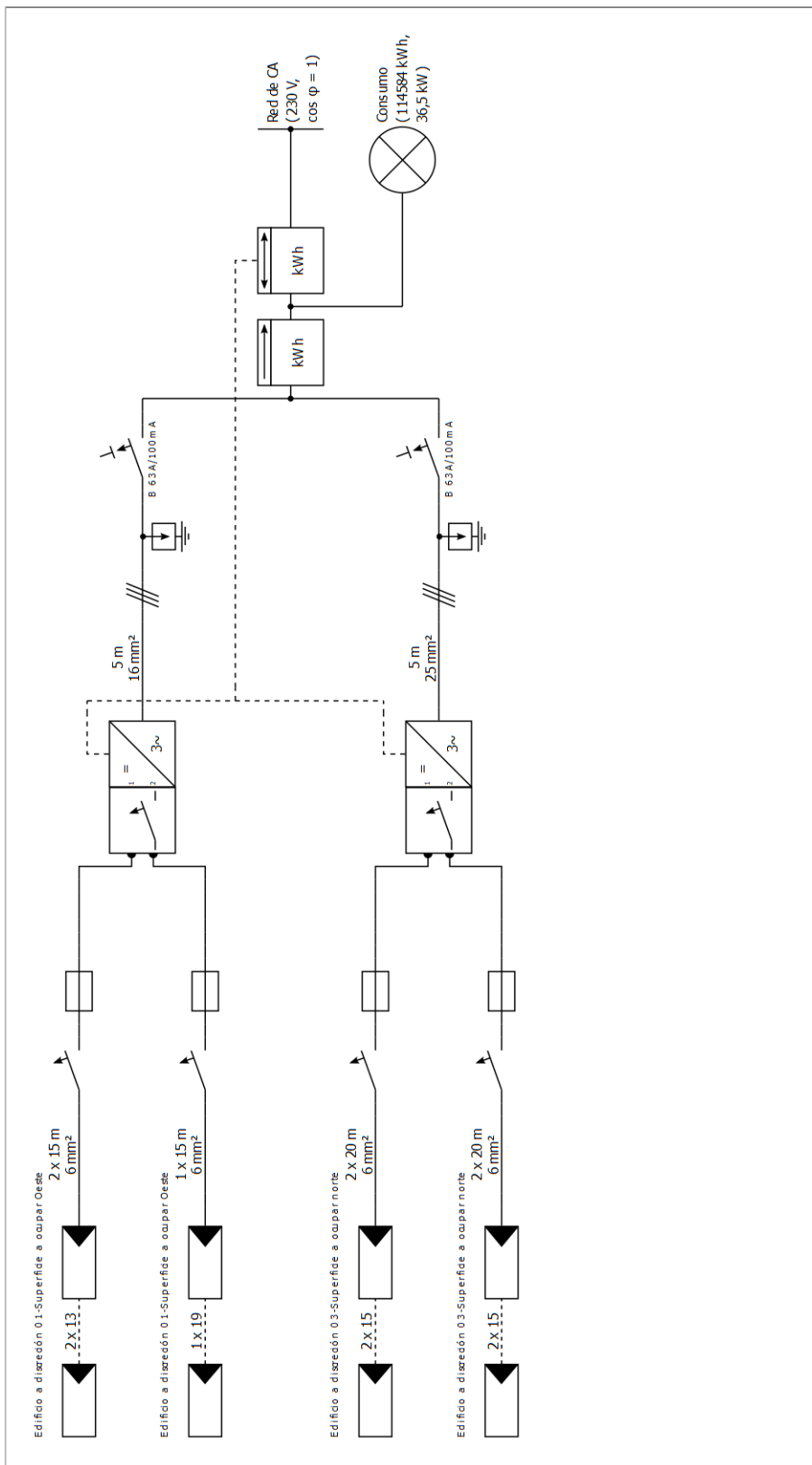


Figura: Esquema eléctrico

Plan de acotación

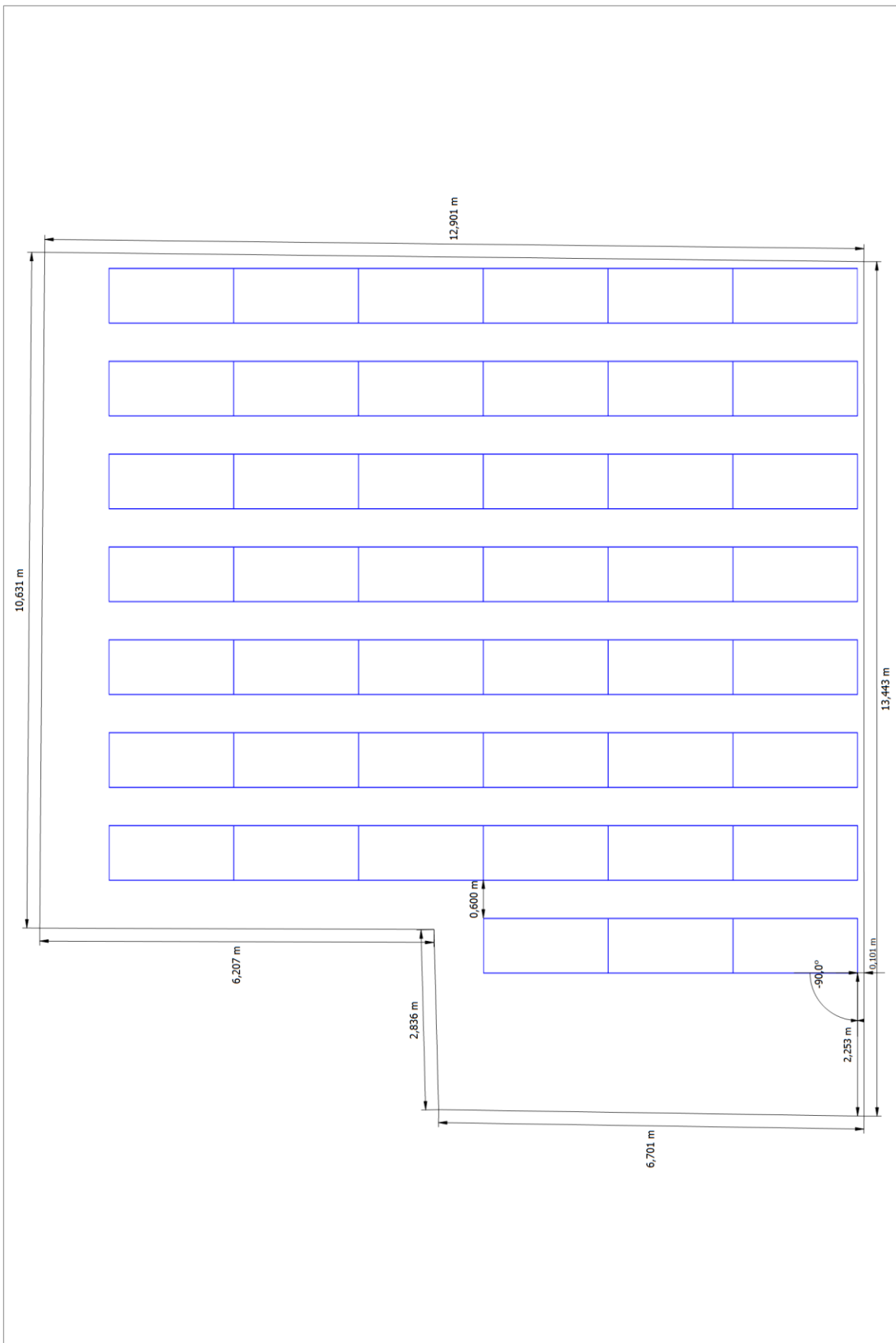


Figura: Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste

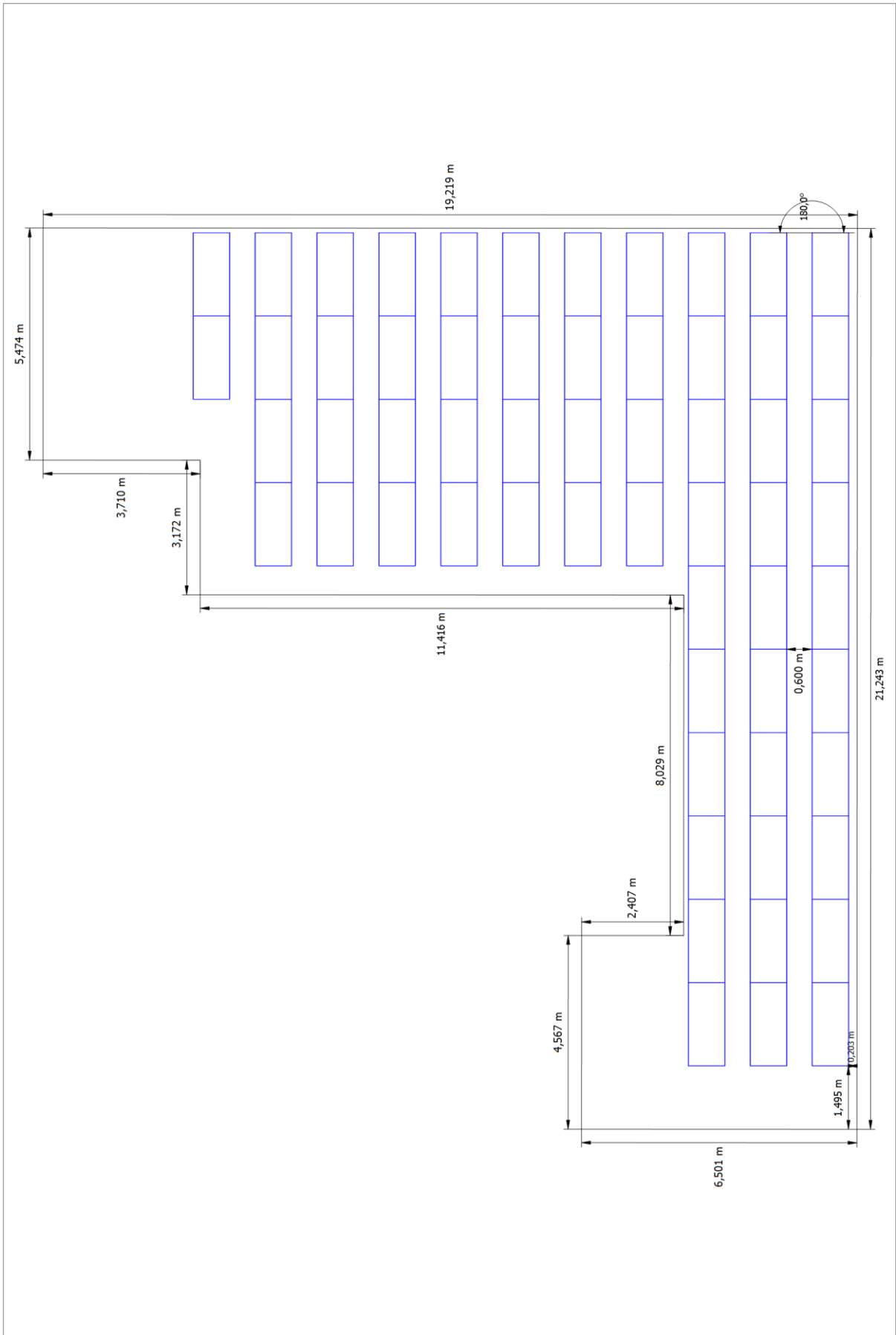


Figura: Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte

Plano de líneas



Figura: Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Oeste

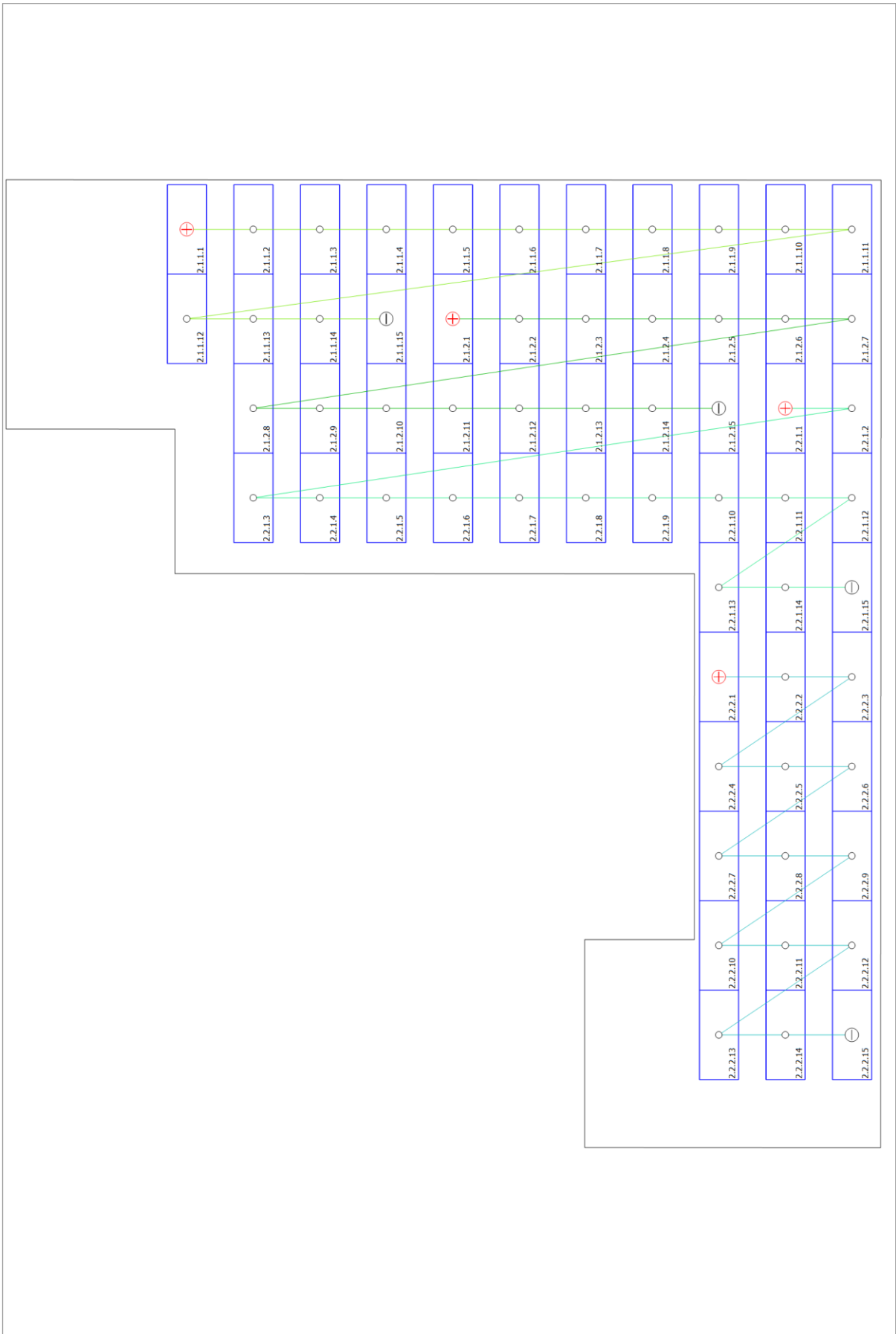


Figura: Edificio a discreción 03-Superficie a ocupar norte

Lista de piezas

Lista de piezas

#	Tipo	Número artículo	de Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		ASTROnergy (Chint Solar)	CHSM6612P-330	105	Pieza
2	Inversor		GoodWe Inverter	Solar GW12KN-DT	1	Pieza
3	Inversor		GoodWe Inverter	Solar GW17KN-DT	1	Pieza
4	Cable			Cables de CA 3-5 fásico 16 mm ² Cobre		m
5	Cable			Cables de CA 3-5 fásico 25 mm ² Cobre		m
6	Cable			Cond. de línea 6 125 mm ² Cobre		m
7	Componentes			Contador de inyección	1	Pieza
8	Componentes			Medidor bidireccional con control de alimentación dinámico integrado	1	Pieza
9	Componentes			Protección contra sobretensiones con conexión a tierra	2	Pieza
10	Componentes			Dispositivo diferencial residual (FI/DDR) B 63A/100mA	2	Pieza
11	Componentes			Disyuntor	4	Pieza
12	Componentes			Fusible	4	Pieza

Anexo 4 Presupuesto.

Destacar que el precio considerado para los elementos ha sido el estipulado por la actual empresa a la que pertenezco para obtener un resultado lo más real posible.

Resumen del presupuesto.

PRESUPUESTO

Empresa
 Dirección
 ubicación
 Contacto: Alejandro nº telefono: *****

CLIENTE:
Estudio fotovoltaico Dirección instalación Salamanca

Nº PRESUPUESTO	
FECHA:	15/08/2021
VALIDEZ:	30 DIAS

DIRECCIÓN DE INSTALACIÓN:
Instalación fotovoltaica conectada a red

CANTIDAD	UD	CONCEPTO	IMPORTE	TOTAL
105	Ud	Panel Astronova 330W policristalino	79,50 €	8.347,50 €
1	Ud	Inversor conexión a Red 17000W Trifásico Smart, GW17KN-DT 2-MPPT	1.855,00 €	1.855,00 €
1	Ud	Inversor conexión a Red 12000W Trifásico Smart, GW12KN-DT 2-MPPT	1.565,00 €	1.565,00 €
1	Ud	SEC1000, Smar Meter Trifásico	700,00 €	700,00 €
1	Ud	Armario de protecciones	925,00 €	925,00 €
105	Ud	Estructura fijación en triángulo	49,00 €	5.145,00 €
1	Ud	Estructura metálica para instalación de paneles	3.000,00 €	3.000,00 €
1	Ud	Cableado conexiones	880,00 €	880,00 €
1	Ud	Costes de ingeniería (dirección de obra e impuestos de industria)	1.658,00 €	1.658,00 €
1	Ud	Medios de elevación	400,00 €	400,00 €
1	Ud	Instalación y puesta en marcha (tasas industria incluidas)	1.650,00 €	1.650,00 €
TOTAL		BASE IMPONIBLE	IVA 21%	TOTAL
26.125,50 €		26.125,50 €	5.486,36 €	31.611,86 €

Forma de Pago: Transferencia

OBSERVACIONES:

Potencia instalada de 34,65 kWp. Potencia nominal de inversor de 29kW. Precio de 0,754€/Wp instalado.

Presupuesto desglosado por capítulos.

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 01 PANELES									
01.01	Ud. Panel Astronova 330W policristalino Panel AstroNova policristalino / 330Wp / Vmppt.max= 37,15 V / Imppt.max= 8,89A / Eficiencia = 17% / Dimensiones = 1960x992x40 mm / IP67 / Garantía 8 años. Presupuestos anteriores					105,00			
							105,00	79,5	8.347,50
01.02	Ud. Estructura fijación en triángulo Fabricadas con aluminio estructural de aleación 6005A y tratamiento térmico T6. Tornillería acero inoxidable A2-70. Normativa UNE-EN1991-1-3:2004. Tornillería incluida. Presupuestos anteriores					105,00			
							105,00	49,00	5.145,00
01.03	m2 Estructura metálica para instalación de 60 paneles Estructura metálica con perfiles IPN con tratamiento térmico para exterior. Calculada para soportar cargas de viento y peso de instalación de fotovoltaica de 60 paneles. Presupuestos anteriores					120,00			
							120,00	25,00	3.000,00
TOTAL, CAPÍTULO 01 PANELES									16.492,50

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 02 INVERSORES									
02.01	Ud. Inversor conexión a Red 17000W Trifásico Smart, GW17KN-DT 2-MPPT Inversor conectado a red modelo: GOODWE GW17KN-DT. Potencia nominal de salida 17000W. Potencia máx. de entrada 22100W. 2 seguidores MPPT. IP 65. Eficiencia del 98.3%. 5 años de garantía ampliables. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	1.855,00	1.855,00
02.02	Ud. Inversor conexión a Red 12000W Trifásico Smart, GW12KN-DT 2-MPPT Inversor conectado a red modelo: GOODWE GW12KN-DT. Potencia nominal de salida 12000W. Potencia máx. de entrada 16800W. 2 seguidores MPPT. IP 65. Eficiencia del 98.3%. 5 años de garantía ampliables. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	1.565,00	1.565,00
02.03	Ud. SEC1000, Smart Meter Trifásico GOODWE Controlador de red: SEC1000. Goodwe Smart Meter Trifásico. Tiene la capacidad de detectar tensión, niveles de corriente y el suministro de energía. Incluye monitorización. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	700,00	700,00
TOTAL, CAPÍTULO 02 INVERSORES									4.120,00

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 CABLEADO Y PROTECCIONES									
03.01	m CABLEADO CORRIENTE CONTINUA Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K. Sección 6 mm2 Cu. Presupuestos anteriores					350,00			
							250,00	1,00	250,00
03.02	m CABLEADO CORRIENTE ALTERNA Cable de alterna 0.6/1KV H07Z1-K (AS). Secciones 10 mm2, 16 mm2 y 25 mm2. Cable de telecomunicaciones. Presupuestos anteriores					234,00			
							210,00	3,00	630,00
03.03	Ud. PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA 14 Fusibles más porta fusible 16 A o similar. 7 Protectores de rayos DC. Caja superficial 48 elementos. Conectores MC4. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	600,00	600,00
03.04	Ud. PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA 2 Interruptores magneto térmicos 32 A. 1 Interruptor diferencial 62 A, 30 mA, Clase AC. 1 Protector de sobretensiones AC. Caja superficial 36 elementos. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	325,00	325,00
TOTAL, CAPÍTULO 03 CABLEADO Y PROTECCIONES									1805,00

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 MANO DE OBRA Y EJECUCIÓN									
04.01	Ud. Instalación y puesta en marcha Número de trabajadores 4. Tiempo de ejecución 10 días. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	1.450,00	1.450,00
04.02	Ud. Tasas de Industria Impuesto Junta de Castilla y León de Registro Industrial de Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	200,00	200,00
04.03	Ud. Medios de Elevación Transporte de máquina elevadora, alquiler y contratación de camión pluma. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	400,00	400,00
04.04	Ud. Costes de Ingeniería Redacción de Proyecto y Visado, Dirección de Obra, Final de Obra. Presupuestos anteriores					1,00			
							1,00	1.658,00	1.658,00
TOTAL, CAPÍTULO 04 MANO DE OBRA Y EJECUCIÓN.....									3.708,00

TOTAL PRESUPUESTO..... 26.125,50 € + IVA= 31.611,86