



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

Resumen

En el presente proyecto se diseña detalladamente una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes en el centro educativo CEIP Benimaçlet de Valencia. La instalación se compone de 102 módulos fotovoltaicos conectados en 6 series y un único inversor de corriente con potencia de 40 kW, se incluyen también las estructuras de soporte, el cableado y el sistema de protecciones. Se ha optado por tomar la modalidad de autoconsumo no acogida a compensación por ser esta la única que permite el aprovechamiento de la totalidad de los excedentes.

El proyecto parte con una breve introducción teórica para después dar paso a un estudio comparativo de 25 opciones de diseño con el objetivo de establecer la potencia óptima a instalar, a continuación se procede a seleccionar la mejor opción de acuerdo con una serie de criterios establecidos. El análisis y diseño en detalle de la alternativa seleccionada incluye la selección de equipos, los cálculos justificativos para el dimensionado de la instalación, una propuesta de distribución en planta y los estudios energético y económico. Por último se presenta un presupuesto aproximado del proyecto.

El resultado es un proyecto económicamente viable que demuestra las ventajas que tiene la introducción de la energía fotovoltaica de autoconsumo en el sistema energético.

Resum

En el present projecte es dissenya detalladament una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum amb excedents en el centre educatiu CEIP Benimaclet de València. La instal·lació es compon de 102 mòduls fotovoltaics connectats en 6 sèries i un únic inversor de corrent amb potència de 40 kW, s'inclouen també les estructures de suport, el cablejat i el sistema de proteccions. S'ha optat per prendre la modalitat d'autoconsum no acollida a compensació per ser aquesta l'única que permet l'aprofitament de la totalitat dels excedents.

El projecte part amb una breu introducció teòrica per a després donar pas a un estudi comparatiu de 25 opcions de disseny amb l'objectiu d'establir la potència òptima a instal·lar, a continuació es procedeix a seleccionar la millor opció d'acord amb una sèrie de criteris establits. L'anàlisi i disseny detallat de l'alternativa seleccionada inclou la selecció d'equips, els càlculs justificatius per al dimensionament de la instal·lació, una proposta de distribució en planta i els estudis energètic i econòmic. Finalment es presenta un pressupost aproximat del projecte.

El resultat és un projecte econòmicament viable que demostra els avantatges que té la introducció de l'energia fotovoltaica d'autoconsum en el sistema energètic.

Abstract

This project includes the detailed design of a self-consumption photovoltaic installation with surpluses in the CEIP Benimaclet educational center in Valencia. The plant consists of 102 photovoltaic modules connected in 6 series and a single current inverter with a power of 40 kW, the holding structures, the wiring, and the protection system are also included in the project. The chosen mode for the project is self-consumption without compensation since it's the only one that allows for the utilization of the entirety of the surplus energy.

The project starts with a brief theoretical introduction and then continues with a comparative study of 25 design options in order to establish the optimal power to install, then the best option is selected according to a series of established criteria. The detailed analysis and design of the selected alternative includes the selection of equipment, the calculations for the sizing of the installation, a proposed layout and the energy and economic studies. Finally, an approximate quotation for the project is presented.

The result is an economically viable project that demonstrates the advantages of the introduction of self-consumption photovoltaic energy in the energy system.

Índice de contenidos

Documento Nº1: Memoria

1	Introducción	11
1.1	Antecedentes	11
1.2	Motivación y justificación	11
1.3	Objetivos	12
1.4	Alcance	12
1.5	Normativa y legislación	12
2	Energía solar fotovoltaica.....	15
2.1	El Sol como fuente de energía.....	15
2.2	Principio de funcionamiento de la energía solar fotovoltaica	15
2.2.1	El efecto fotoeléctrico	15
2.2.2	La unión P-N	15
2.3	Componentes principales de una instalación	16
2.3.1	Módulos fotovoltaicos.....	16
2.3.2	Inversores	18
2.3.3	Estructura	18
2.4	Modalidades de instalaciones fotovoltaicas	19
2.5	Situación actual de la energía fotovoltaica en España.....	20
3	Metodología	22
3.1	Estructura del proyecto.....	22
3.2	Herramientas empleadas	22
3.2.1	PVGIS	22
3.2.2	PVSYST.....	22
3.2.3	Excel.....	23
4	Emplazamiento.....	23
4.1	Localización	23
4.2	Descripción del centro y alrededores	23
4.3	Recurso solar	24
4.4	Situación energética previa.....	25
5	Descripción técnica de la instalación	27
5.1	Tipo de instalación fotovoltaica	27
5.2	Componentes de la instalación	27
5.2.1	Generador fotovoltaico.....	27
5.2.2	Inversor	29

5.2.3	Estructura	30
5.2.4	Cableado.....	30
5.2.5	Canalizaciones	32
5.2.6	Protecciones.....	32
5.2.7	Monitorización	34
5.2.8	Contador.....	35
5.3	Resumen de la instalación.....	35
6	Estudio de potencia óptima a instalar.....	36
6.1	Criterio de selección.....	36
6.2	Casos de estudio.....	36
6.3	Resultados obtenidos.....	37
6.4	Solución final	40
7	Cálculos justificativos	41
7.1	Disposición de los módulos	41
7.1.1	Orientación.....	41
7.1.2	Inclinación	42
7.1.3	Comprobación de pérdidas	43
7.2	Distancia entre módulos	44
7.3	Dimensionado del generador.....	45
7.3.1	Enseriado.....	45
7.3.2	Número de strings.....	47
7.4	Secciones de cableado	48
7.4.1	Cableado CC	49
7.4.2	Cableado CA	50
7.5	Solidez estructural.....	51
8	Estudio energético	54
8.1	Perfil de consumo.....	54
8.2	Estudio de producción con PVSyst	55
8.2.1	Datos de partida.....	55
8.2.2	Estimación de pérdidas	56
8.2.3	Cálculo de producción.....	58
8.3	Ahorro energético	59
9	Estudio económico	61
9.1	Métricas.....	61
9.1.1	Valor Actual Neto (VAN).....	61

9.1.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	61
9.1.3	Payback o periodo de recuperación.....	61
9.2	Situación económica actual.....	62
9.3	Flujos de caja	63
9.3.1	Ingresos	63
9.3.2	Gastos.....	64
9.4	Hipótesis de cálculo.....	65
9.5	Resultados	66
10	Conclusiones.....	67
11	Bibliografía	68
	Anexo Nº1: Informe de simulación con PVSyst.....	69
	Anexo Nº2: Fichas técnicas.....	78

Documento Nº2: Presupuesto

1	Introducción	88
2	Resumen del presupuesto.....	88
3	Presupuesto detallado	88
4	Fuentes consultadas para la obtención de precios.....	90

Documento Nº3: Planos

1	Situación y emplazamiento	92
2	Distribución de módulos sobre cubierta	92
3	Conexión cableado DC.....	92
4	Diagrama unifilar	92

Índice de imágenes

Imagen 1. Tipos de semiconductores. Fuente: ingtelecto.com	16
Imagen 2. Célula fotovoltaica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas ABB	16
Imagen 3. Módulo fotovoltaico. Fuente: pveducation.org	17
Imagen 4. Composición panel fotovoltaico. Fuente: indelec.com.....	17
Imagen 5. Tipos de estructuras. Fuente: solarmat.es	19
Imagen 6. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos. Elaboración propia.	20
Imagen 7. Diagrama de procesos del proyecto. Elaboración propia	22
Imagen 8. Localización del proyecto. Fuente: Google Earth.....	23
Imagen 9. Emplazamiento. Fuente: Google Earth	24
Imagen 10. Panel solar JKM540M-72HL4-V de Jinko. Fuente: Jinkosolar.com.....	28
Imagen 11. Inversor SUN2000-40KTL de Huawei. Fuente: solar.huawei.com.....	29
Imagen 12. Estructura Bulnes de Alusín Solar. Fuente: alusinsolar.com	30
Imagen 13. Cableado de corriente continua. Fuente:technosun.com	31
Imagen 14. Interruptor magnetotérmico. Fuente: masvoltaje.com	33
Imagen 15. Interruptor automático diferencial. Fuente: masvoltaje.com	34
Imagen 16. Esquema de funcionamiento del sistema Smart ACU de Huawei. Fuente: Huawei.com	35
Imagen 17. Costes de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Fuente: idae.es.....	39
Imagen 18. Ángulo de azimut y ángulo de inclinación. Fuente: idae.es	41
Imagen 19. Azimut del centro escolar. Fuente: Google Earth	42
Imagen 20. Trayectoria solar. Fuente: mpptsolar.com	42
Imagen 21. Cálculo ángulo de azimut. Fuente: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, IDAE.....	43
Imagen 22. Separación de módulos. Fuente: monsolar.es	44
Imagen 23. Resumen proyecto PVSyst. Fuente: PVSyst.....	56
Imagen 24. Trayectoria solar en el horizonte. Fuente: PVSyst	57
Imagen 25. Simulación 3D de los edificios colindantes. Fuente: PVSyst	57
Imagen 26. Diagrama de pérdidas. Fuente: PVSyst	58
Imagen 27. Distribución por periodos de tarifa horaria 3.0TD. Fuente: pyloncommunity.es	62

Índice de gráficas

Gráfica 1. Evolución de la potencia fotovoltaica en España. Elaboración propia.....	21
Gráfica 2. Evolución anual de la irradiación. Elaboración propia.....	25
Gráfica 3. Distribución mensual de consumos energéticos del centro. Elaboración propia.	25
Gráfica 4. Producción total anual de cada caso de estudio. Elaboración propia.....	38
Gráfica 5. Distribución de energía producida de cada caso de estudio. Elaboración propia.....	38
Gráfica 6. Porcentaje de demanda cubierta. Elaboración propia.....	38
Gráfica 7. Indicadores económicos de cada caso de estudio. Elaboración propia.....	39
Gráfica 8. Payback o periodo de retorno de los casos de estudio. Elaboración propia.....	40
Gráfica 9. Relación corriente-tensión del módulo fotovoltaico. Fuente: PVSyst.....	46
Gráfica 10. Distribución anual del consumo energético diario. Elaboración propia.....	54
Gráfica 11. Promedio mensual de consumos horarios. Elaboración propia.....	55
Gráfica 12. Distribución mensual de producción de la planta. Elaboración propia.....	58
Gráfica 13. Superposición horaria producción y consumos. Elaboración propia.....	60
Gráfica 14. Superposición mensual de producción y consumos. Elaboración propia.....	60
Gráfica 15. Distribución por periodos de los consumos mensuales del centro. Elaboración propia.....	62
Gráfica 16. Consumo total por periodos. Elaboración propia.....	63
Gráfica 17. Evolución del precio de mercado de la energía eléctrica. Fuente: REE.....	63
Gráfica 18. Evolución del precio de la energía excedentaria. Fuente: REE.....	64
Gráfica 19. Flujos de caja del proyecto. Elaboración propia.....	66

Índice de tablas

Tabla 1. Características principales del módulo fotovoltaico. Elaboración propia.....	28
Tabla 2. Características principales del módulo fotovoltaico. Elaboración propia.....	30
Tabla 3. Características principales del cableado de la instalación. Elaboración propia.....	31
Tabla 4. Resumen de la instalación. Elaboración propia.....	35
Tabla 5. Características principales de los casos de estudio. Elaboración propia.....	37
Tabla 6. Altura solar máxima en los solsticios. Fuente: PVGIS.....	42
Tabla 7. Tensiones de trabajo del inversor. Elaboración propia.....	45
Tabla 8. Tensiones de trabajo del módulo fotovoltaico. Elaboración propia.....	45
Tabla 9. Tensión máxima y mínima del módulo fotovoltaico. Elaboración propia.....	47
Tabla 10. Corriente de entrada al inversor. Elaboración propia.....	47
Tabla 11. Corriente de salida del módulo. Elaboración propia.....	48
Tabla 12. Intensidad máxima admisible del cableado de cobre. Fuente: REBT.....	49
Tabla 13. Características eléctricas cableado de alterna. Fuente: cabletelandalucia.com.....	51
Tabla 14. Valores característicos de las sobrecargas de uso. Fuente: CTE.....	52
Tabla 15. Energía total producida por la planta. Elaboración propia.....	59
Tabla 16. Precios nueva y antigua tarifa horaria. Elaboración propia.....	64
Tabla 17. Precios unitarios de los flujos de caja.....	65
Tabla 18. Flujos de caja durante la vida del proyecto. Elaboración propia.....	66
Tabla 19. Resultados indicadores económicos. Elaboración propia.....	66

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

1 Introducción

1.1 Antecedentes

El creciente aumento del consumo energético ligado al crecimiento demográfico y al desarrollo económico mundial es probablemente el mayor desafío al que se enfrentará la población en los próximos años. El sistema energético actual no está preparado para soportar este crecimiento, se trata de un sistema basado en la explotación de los recursos naturales y las reservas del planeta son limitadas, las predicciones del plazo de agotamiento de estos recursos son cada vez menores. Además, la quema de combustibles fósiles es, a día de hoy, la principal causa de emisiones de gases de efecto invernadero, siendo responsable de hasta el 60% de las mismas^[1].

Las preocupaciones frente al problema energético aumentan vertiginosamente, en 2015 la Organización de las Naciones Unidas lanza la iniciativa de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, a la que se unen un total de 193 países con el propósito de luchar por combatir los principales problemas globales, entre ellos el problema medioambiental y energético.

La Unión Europea, pionera en energías renovables, ha hecho en su legislación considerables esfuerzos por integrar las fuentes renovables en los sistemas energéticos europeos^[2]. En 2016, se presentó el paquete de propuestas “Energía limpia para todos los europeos”, en el que se establecen ambiciosos objetivos para que la Unión Europea alcance una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050^[3].

Siguiendo las indicaciones de la Unión Europea, España ha elaborado un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que aprueba medidas para alcanzar los siguientes objetivos en el año 2030^[4]:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

La herramienta principal que se ha tomado para conseguir alcanzar estos objetivos tanto a nivel europeo como español es la transición energética^[5]. Los modelos energéticos actuales están siendo sustituidos por nuevos modelos basados en energías renovables y la construcción de grandes centrales energéticas renovables así como de pequeñas instalaciones de autoconsumo se encuentra en constante crecimiento.

1.2 Motivación y justificación

Para hacer frente al cambio climático es necesario encontrar una forma sostenible de gestionar el suministro de energía, la transición energética debe traer un sistema capaz de cubrir las necesidades de la sociedad futura: abastecimiento, fiabilidad y estabilidad. Este futuro sistema energético estará fuertemente basado en las energías renovables y la descentralización de la producción, extendiéndose cada vez más la figura del consumidor-productor.

Nos encontramos en un momento clave para emprender esta transición energética, en la cual las instituciones públicas tienen la oportunidad de jugar un papel fundamental convirtiéndose en promotoras del cambio, este proyecto busca ser un ejemplo de ello.

1.3 Objetivos

El presente documento tiene por objeto definir las condiciones técnicas de una instalación de energía solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red eléctrica en el Colegio Municipal Benimaclet de Valencia, así como el análisis de la rentabilidad de la misma. Mediante la implementación de esta instalación se busca conseguir los siguientes subobjetivos:

- Disminuir los consumos energéticos del colegio consiguiendo por tanto un ahorro en la factura eléctrica.
- Reducir las emisiones de efecto invernadero derivadas de la quema de combustibles fósiles en las centrales energéticas convencionales.
- Vender los excedentes de energía producidos por la instalación durante las horas de mayor radiación solar.
- Reducir las pérdidas energéticas por transporte de electricidad.
- Ofrecer a los alumnos del centro la oportunidad de visitar una instalación fotovoltaica real para facilitar su estudio de las energías renovables.

1.4 Alcance

El proyecto abarca el cálculo, diseño y estudio técnico-económico de la instalación solar fotovoltaica, incluyendo:

- Búsqueda de la mejor opción de diseño.
- Cálculo y dimensionamiento del sistema generador, su disposición y distribución en el espacio disponible.
- Cálculo y selección del cableado y apartamiento de la instalación.
- Selección de los equipos principales (módulos, inversores y estructura).
- Análisis de los consumos energéticos del colegio antes y después de la instalación.
- Estudio económico de la instalación.

1.5 Normativa y legislación

El cálculo y diseño de la instalación se proyecta conforme a la legislación vigente referente a instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo. A continuación se muestra un listado de la normativa aplicable a nivel europeo, nacional y regional.

Normativa Europea:

- **Directiva 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
- **Directiva 2018/2002** del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética
- **Reglamento (UE) 2018/1999** del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.
- **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE
- **Directiva 2004/8/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE

- **Directiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad

Normativa Española:

- **Real Decreto 1183/2020**, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 960/2020**, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **Real Decreto-ley 17/2019**, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-ley 9/2013**, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- **Real Decreto-ley 2/2013**, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- **Ley 15/2012**, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- **Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- **Real Decreto 1544/2011**, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de accesos a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **Real Decreto 302/2011**, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico
- **Real Decreto-ley 14/2010**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- **Real Decreto 1614/2010**, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías sola termoeléctrica y eólica.

- **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1003/2010**, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen general.
- **Real Decreto-ley 6/2009**, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

Normativa valenciana:

- **Decreto Ley 14/2020**, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- **Decreto 88/2005**, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.

2 Energía solar fotovoltaica

2.1 El Sol como fuente de energía

El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5778 K y en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía.

Es la principal fuente de energía de la Tierra, siendo esta aprovechada en formas muy diversas. De manera directa en forma de luz y calor e indirectamente, al ser responsable de fuentes de energía derivadas como son el viento o el ciclo agua. La vida esperable del sol en su estado actual se estima en miles de millones de años.

Por lo tanto, el Sol es sin duda una fuente de energía renovable con un enorme potencial y que es posible utilizar con el máximo respeto al medio ambiente. Basta con pensar que a cada instante la superficie del hemisferio terrestre expuesto al Sol recibe una potencia de más de 50000 TW, es decir, la cantidad de energía solar que llega a la corteza terrestre viene a ser 10000 veces mayor que la energía utilizada en todo el mundo^[6].

2.2 Principio de funcionamiento de la energía solar fotovoltaica

La obtención de energía solar fotovoltaica se consigue mediante la transformación directa de la radiación solar en electricidad a través de ciertos materiales semiconductores como el silicio.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas está basado en dos principios físicos: el efecto fotoeléctrico y la unión P-N.

2.2.1 El efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico explica la aparición de un movimiento de cargas en determinados materiales cuando estos son expuestos a una radiación electromagnética como puede ser la radiación solar. La energía de los fotones de la luz se transmite a los electrones de los átomos de estos materiales arrancándolos de su órbita y poniéndolos en movimiento generando asimismo huecos (cargas positivas). Sin embargo, si en el material no existe un campo eléctrico, el movimiento de los electrones es aleatorio por lo que eventualmente ocuparán los huecos que habían dejado y las cargas se neutralizarán.

Si se consigue crear un campo eléctrico en el material, los electrones y los huecos se dirigirán hacia direcciones opuestas y no se neutralizarán, apareciendo entonces una diferencia de potencial y por tanto una corriente eléctrica cuando se conecte el material con una carga.

2.2.2 La unión P-N

La unión P-N es una estructura muy empleada en electrónica formada por dos capas de un material semiconductor como puede ser el silicio. Una de las capas está dopada con átomos de mayor número de valencia y la otra con átomos de menor número de valencia, formando lo que se conoce como semiconductor tipo P y semiconductor tipo N:

- **Semiconductor tipo P:** cuando la impureza tiene menos electrones de valencia que el silicio (por ejemplo, el boro) no es posible completar los cuatro enlaces covalentes y aparecen en el cristal cargas positivas o huecos.

- **Semiconductor tipo N:** cuando la impureza tiene más electrones de valencia que el silicio (por ejemplo, el antimonio) sí que es posible formar los cuatro enlaces covalentes, pero existe en el cristal un exceso de electrones libres.

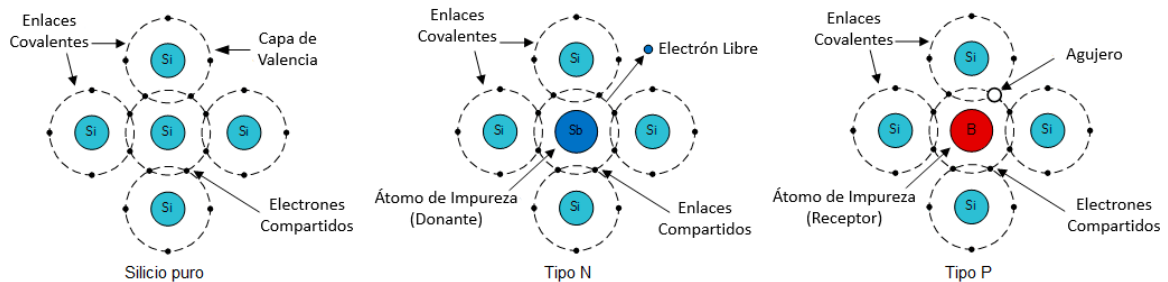


Imagen 1. Tipos de semiconductores. Fuente: ingtelecto.com

La unión PN es por tanto la combinación de una capa de semiconductor tipo P y una de semiconductor tipo N. Cuando se realiza la unión aparece una zona neutra en los puntos de contacto en la que los electrones libres del tipo N ocupan los espacios del tipo P. Así ambas capas quedan cargadas y aparece en la unión un campo eléctrico permanente.

Una célula fotovoltaica, componente elemental de un generador fotovoltaico, no es más que una unión P-N de un material semiconductor como el silicio (que responde a las propiedades del efecto fotoeléctrico), de manera que si se conecta a una carga aparecerá una corriente eléctrica cuando incida sobre ella la radiación solar.

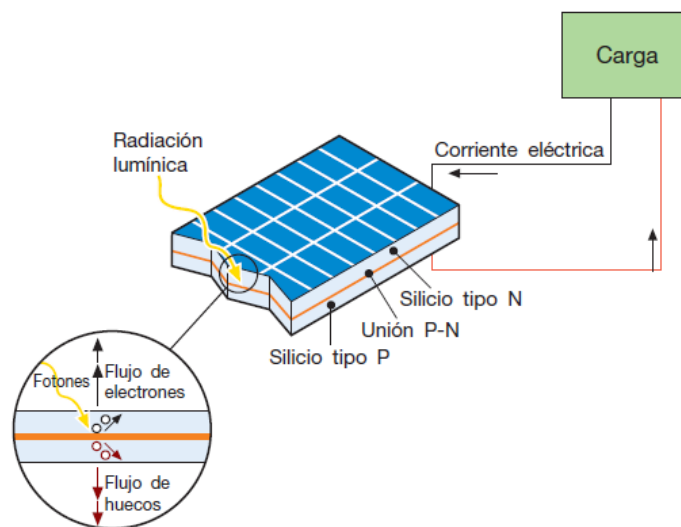


Imagen 2. Célula fotovoltaica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas ABB

2.3 Componentes principales de una instalación

2.3.1 Módulos fotovoltaicos

Una célula fotovoltaica genera unos niveles de tensión muy reducidos (alrededor de 0,6 V), por lo que sus aplicaciones como elemento individual son prácticamente nulas, por ello se agrupan en serie formando los módulos fotovoltaicos que suministran normalmente 12 o 24 V cada uno.

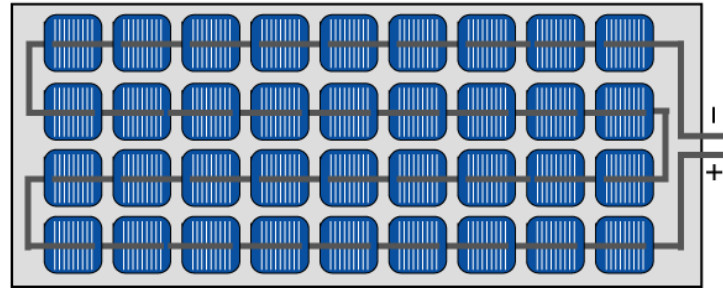


Imagen 3. Módulo fotovoltaico. Fuente: pveducation.org

Además, los módulos fotovoltaicos están formados por elementos que protegen las células y garantizan el correcto funcionamiento del circuito eléctrico:

- **Marco de aluminio:** aporta rigidez mecánica al conjunto, facilitando su transporte y manipulación y disminuyendo el riesgo de rotura.
- **Cubierta exterior:** protege el módulo frente a agentes medioambientales y a impactos, suele estar fabricada en vidrio templado, ya que ofrece muy buena transmisión de la radiación solar.
- **Encapsulante:** suele estar fabricado en materiales acrílicos, siliconas, TEDLAR o EVA. Sus funciones son: sellar las células fotovoltaicas y sus conexiones protegiéndolas de la humedad, amortiguar posibles impactos o vibraciones y actuar como adhesivo entre las células y las cubiertas
- **Cubierta posterior:** normalmente fabricada en materiales poliméricos, su función es la de ofrecer resistencia mecánica y aislamiento eléctrico al módulo.
- **Caja de conexión:** incluyen los contactos eléctricos del módulo y los diodos de by-pass. Estos diodos dividen la estructura de células en subseries para evitar que un módulo entero deje de funcionar cuando una sombra cubre una de sus células.

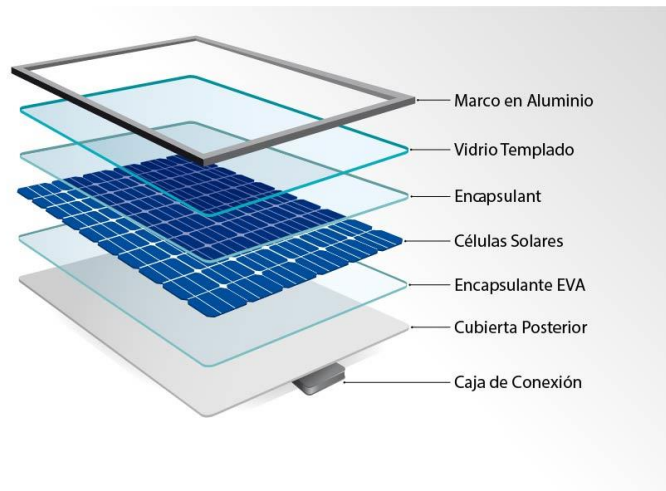


Imagen 4. Composición panel fotovoltaico. Fuente: indelec.com

Existen en el mercado variedad de módulos fotovoltaicos, a continuación se muestra una clasificación de los principales tipos y sus características más importantes:

- Según el tipo de célula:
 - **Amorfos:** Las células están formadas por silicio amorfo de un grosor muy fino, trabajan bien con bajas radiaciones, pero en general los rendimientos son muy bajos (7-12%). Su principal ventaja es que son flexibles y ligeros.

- Policristalinos: Las células están formadas por varios cristales, lo que facilita mucho su fabricación, ofrecen rendimientos medios (12-14%) y una muy buena relación calidad precio.
- Monocristalinos: Las células están formadas por un único cristal y su fabricación es algo más compleja. Son los más fiables y eficientes de estos tres tipos, llegando a rendimientos de entre 14 y 18%. La principal desventaja es su precio, sin embargo, en los últimos años y gracias a nuevos avances tecnológicos, el precio ha ido bajando hasta casi igualar a los policristalinos.
- Según la potencia:
 - Pequeños: entre 5 y 50 W
 - Medianos: entre 50 y 100 W
 - Grandes: más de 100 W
- Otros tipos:
 - Bifaciales: diseñados para captar radiación solar por ambas caras y aprovechar la energía reflejada por el suelo. Los rendimientos que alcanzan dependen de muchos factores como índice de reflexión del terreno, las características de las células, pero en los mejores casos alcanzan valores de hasta 20% superiores a los monofaciales. Por supuesto este aumento de la capacidad de producción conlleva un aumento de precio notable.
 - Célula partida: las células del panel son partidas por la mitad y agrupadas en dos series, dividiendo al módulo en dos partes. Las principales ventajas son la reducción de las pérdidas debida a la disminución de la corriente, menor calentamiento y mejor comportamiento frente a las sombras.

2.3.2 Inversores

Los módulos fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua, la función de los inversores es por tanto transformar esta tensión de entrada de en una tensión simétrica de salida (senoidal, cuadrada o triangular) de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.

Existen dos tipos de inversores:

- Inversor central: de elevada eficiencia y bajo coste, trabajan con potencias elevadas (hasta 3MVA), sus dimensiones son elevadas por lo que presentan problemas de sombras y de ocupación del espacio, se emplean únicamente en instalaciones de gran tamaño.
- Inversor string: son de menor tamaño y entregan menos potencia (250 kVA), este tipo de inversores supone un sistema fotovoltaico más modular y con ventajas en caso de fallo de algún inversor.

2.3.3 Estructura

La estructura es el elemento mediante el cual los módulos fotovoltaicos se anclan a la superficie, su principal función es la de aportar un soporte mecánico y resistir las sobrecargas que puedan aparecer. Se fabrican en materiales que soporten la acción de agentes ambientales y que permitan las dilataciones térmicas necesarias para evitar transmisiones de cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

Las estructuras pueden ser:

- Fijas: se elige la inclinación óptima de los módulos para obtener la máxima producción y se anclan en esta posición de manera permanente, son la opción más económica y sencilla.
- Con seguidor: esta estructura permite la variación de la orientación de los módulos en función de la posición del sol, buscando que la radiación solar incida lo más perpendicular posible sobre los ellos. Los seguidores pueden ser a un eje o a dos, permitiendo estos últimos un movimiento en todas las direcciones y por tanto un mayor aprovechamiento de la radiación.



Imagen 5. Tipos de estructuras. Fuente: solarmat.es

2.4 Modalidades de instalaciones fotovoltaicas

Para facilitar la comprensión de la legislación actual de instalaciones fotovoltaicas en España, los sistemas se pueden dividir en tres tipos^[7]:

- **Sistemas autónomos:** Aquellas instalaciones que se encuentran aisladas de la red eléctrica, por lo que no permiten el intercambio de energía con la misma. Pueden contar o no sistemas de almacenamiento de energía para satisfacer los consumos durante las horas de baja o nula producción. Estos sistemas son especialmente interesantes para los lugares en los que el acceso a la red es complicado.
- **Centrales fotovoltaicas:** Instalaciones cuyo único propósito es el de verter energía a la red y obtener beneficio económico por la venta de esta energía, no tienen asociados consumos eléctricos cercanos.
- **Sistemas de autoconsumo:** Sistemas en los que el propio consumidor produce parte o toda la energía que necesita, disminuyendo así los consumos energéticos de la Red. La normativa vigente distingue varios tipos de autoconsumo:
 - **Autoconsumo sin excedentes:** cuando la instalación únicamente proporciona energía al consumidor, instalándose un sistema antivertido que impide la inyección de la energía sobrante de la instalación a la red.
 - **Autoconsumo con excedentes:** cuando, además de proporcionar energía al consumidor, la instalación inyecta la energía sobrante a la red, obteniéndose beneficio económico por esta energía cedida. Dependiendo de las características de la instalación, la compensación económica por los excedentes se efectuará de manera diferente, distinguiéndose así dos modalidades de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con excedentes:
 - **Acogidas a compensación:** En pequeñas instalaciones de autoconsumo (con potencia nominal menor a 100 kW) existe la posibilidad de que la compañía eléctrica descuenta de la factura mensual la cantidad de

energía producida, cobrando únicamente la diferencia entre el consumo y la producción. Sin embargo, existe un límite de compensación, ya que únicamente se puede descontar la parte variable de la factura (alrededor del 70%) de manera que el consumidor seguirá pagando en cualquier caso la fracción fija.

- **No acogidas a compensación:** En este caso, los excedentes vertidos se venden a la compañía eléctrica al precio de mercado, al no haber límite, se obtiene beneficio por toda la energía sobrante.

A continuación se muestra un esquema que representa de manera visual la clasificación de los sistemas fotovoltaicos descritos:

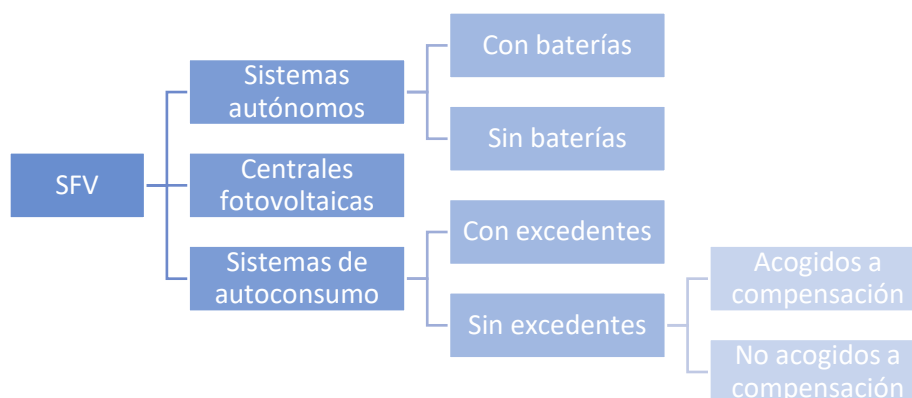


Imagen 6. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos. Elaboración propia.

2.5 Situación actual de la energía fotovoltaica en España

España es sin duda un lugar con muchísimo potencial fotovoltaico, siendo uno de los países con más horas de sol de la Unión Europea y con mayor radiación solar incidente.

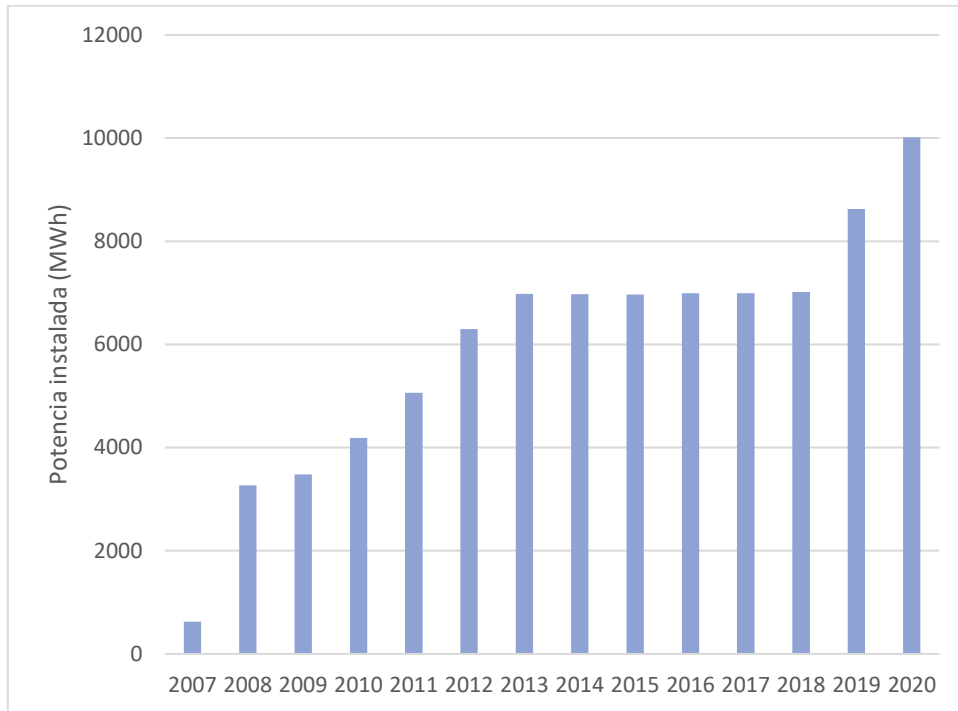
La primera instalación fotovoltaica española se construyó en 1984 en San Agustín de Guadalix, pero no es hasta comienzos del siglo IXX cuando, gracias a la aprobación de leyes y normativas, comienza realmente a desarrollarse. En el año 2008 tuvo lugar el boom de las renovables, en el que España instaló un total de 2718 MW de potencia fotovoltaica, convirtiéndose en líder mundial.

A partir de entonces, y coincidiendo con la crisis económica, la fotovoltaica se estancó y la potencia instalada se mantuvo prácticamente constante. En los años posteriores a la crisis económica, el marco legal continuaba siendo muy desfavorable para el desarrollo de este tipo de energía y los impuestos hacían inviable la construcción de nuevas plantas.

En 2018 tienen lugar la eliminación del conocido “impuesto al sol” y la aprobación del Real Decreto Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Además, la fotovoltaica se ha ido haciendo cada vez más competitiva en los últimos años, los avances tecnológicos han supuesto una reducción de los precios de los principales componentes, un aumento del rendimiento de estos y una disminución de los costes de operación y mantenimiento.

Así, en 2019, despierta otra vez el crecimiento del sector fotovoltaico instalándose un total de 4201 MW en centrales fotovoltaicas y 459 MW de autoconsumo, casi tres veces más que en los

diez años anteriores, poniendo fin al periodo de estancamiento y permitiendo a España de nuevo explotar todo su potencial fotovoltaico.



Gráfica 1. Evolución de la potencia fotovoltaica en España. Elaboración propia

3 Metodología

3.1 Estructura del proyecto

El proyecto se ha estructurado en 4 documentos: una memoria con dos anexos que aportan información complementaria a la misma (simulación y fichas técnicas), un presupuesto detallado del proyecto y los planos.

Los contenidos de la memoria se han organizado de acuerdo al procedimiento de diseño seguido durante la realización del proyecto. El siguiente diagrama muestra dicho procedimiento:

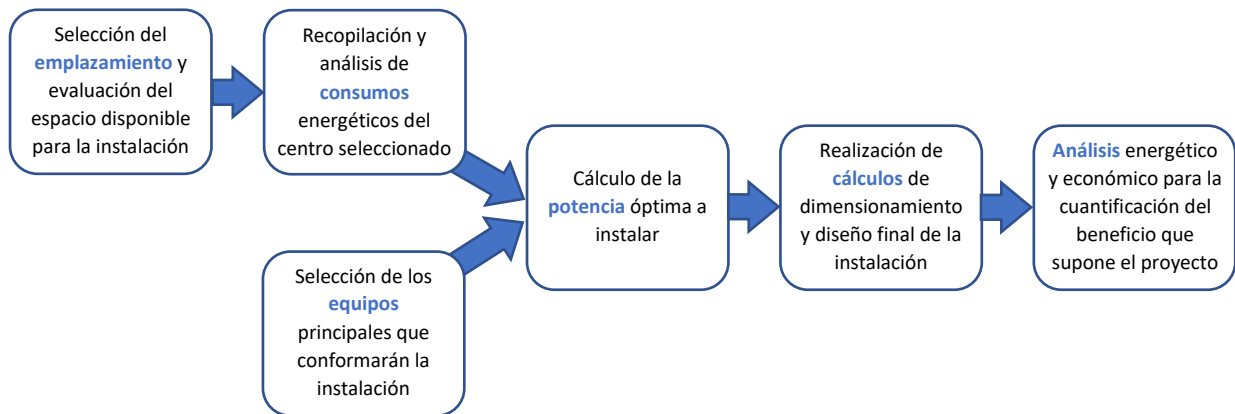


Imagen 7. Diagrama de procesos del proyecto. Elaboración propia

Así, la memoria consta de diez capítulos, los dos primeros conforman la introducción del proyecto, en el tercero se explica la metodología empleada y los siguientes seis capítulos corresponden a cada uno de los procesos indicados en el diagrama anterior, por último se ha cerrado el documento con una breve conclusión.

3.2 Herramientas empleadas

El proyecto se ha llevado a cabo con la ayuda de las siguientes herramientas:

3.2.1 PVGIS

Se trata de una herramienta desarrollada por la Unión Europea que permite conocer la radiación solar que recibirá una futura planta fotovoltaica ubicada en cualquier localización geográfica. Se ha empleado la herramienta para analizar el recurso solar en el centro y establecer el ángulo óptimo de inclinación de módulos.

3.2.2 PVSYS

Es el software de simulación de instalaciones fotovoltaicas por excelencia, se trata de una herramienta que cuenta con amplias base de datos acerca de la meteorología específica de cada ubicación y del comportamiento de distintos equipos en distintas condiciones de trabajo. Permite introducir como datos de entrada las condiciones específicas del proyecto tales como el modelo de equipos principales, la posición de los mismos, los factores de pérdidas de carga, los elementos colindantes que producirán sombras, etc.

Se ha empleado esta herramienta tanto para seleccionar el tamaño óptimo de planta como para realizar la simulación detallada de la alternativa finalmente seleccionada.

3.2.3 Excel

Es el programa de cálculo del paquete de Microsoft, se ha empleado a lo largo de todo el proyecto para la obtención de las distintas gráficas a partir de tablas de datos. Además se ha elaborado un libro de cálculo para la realización del capítulo 6 “Estudio de potencia óptima a instalar” que ha permitido la comparación de las distintas alternativas y la obtención de los indicadores empleados para la selección de la óptima. Para esto último se ha programado una macro en el lenguaje Visual Basics que realiza el análisis en bucle de la producción horaria para los 25 años de vida de cada una de las plantas a comparar.

4 Emplazamiento

4.1 Localización

La instalación proyectada se situará sobre la cubierta del Colegio Municipal Benimaclet, con dirección Calle Arquitecto Arnau, s/n, 46020, Valencia. A continuación se muestra una imagen satélite obtenida de Google Earth en la que aparece el centro y sus alrededores.



Imagen 8. Localización del proyecto. Fuente: Google Earth

Rodeando el colegio al sur, este y oeste del mismo hay varios edificios que producirán sombras en la instalación. Se han tenido en cuenta las dimensiones y la ubicación de los mismos para los cálculos de predicción de la producción de la planta, además se tratará de alejar lo máximo posible los módulos de estos edificios para disminuir el efecto de las sombras.

4.2 Descripción del centro y alrededores

El colegio se divide en tres edificios, cada uno con una superficie y altura diferente:

- Edificio 1: con una cubierta de 765 m² y 8 m de altura, en este edificio hay chimeneas de ventilación que habrá que tener en cuenta a la hora de proyectar la instalación.
- Edificio 2: con una cubierta de 994 m² y 15 m de altura, con una torre y un lucernario que también afectarán a la distribución de los módulos.

- Edificio 3: con una cubierta de 504 m² y una altura de 10 m, la cubierta de este edificio es una terraza transitable y no podrá ser utilizada para la colocación de módulos.

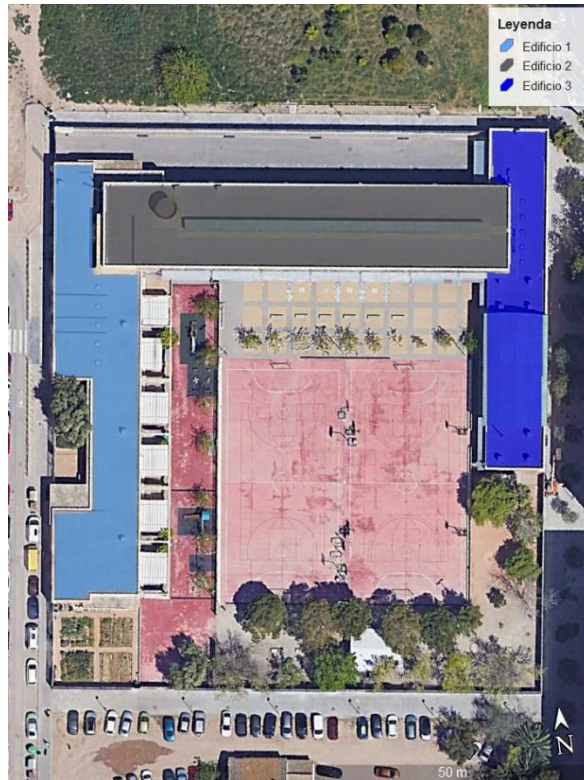


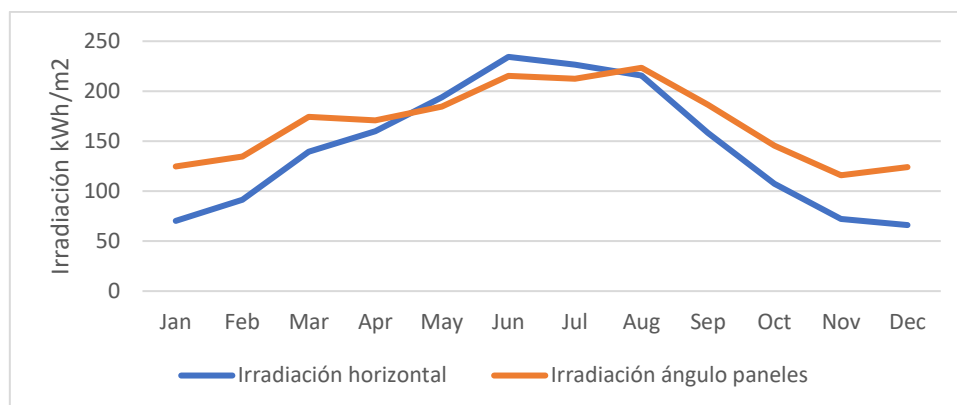
Imagen 9. Emplazamiento. Fuente: Google Earth

Para la instalación del sistema fotovoltaico se ha empleado únicamente la cubierta del edificio 2, ya que ha resultado ser suficiente para ubicar la potencia necesaria y se trata del edificio más alto y más al norte, lo que reducirá notablemente las pérdidas por sombras.

4.3 Recurso solar

La energía obtenida de la instalación dependerá en gran medida de las condiciones meteorológicas, para analizarlas se ha recurrido al sistema de información fotovoltaica de la Comisión Europea (PVGIS), en concreto se han obtenido los valores promedio mensuales de radiación solar sobre el plano horizontal y sobre el plano inclinado a 35° sobre el que se situarán los paneles, en el apartado 7.1.2 se justifica detalladamente la selección de este ángulo.

El plano inclinado recibe una radiación solar total de 2.012,07 kWh/m² al año^[8]. A continuación se muestran los resultados obtenidos:

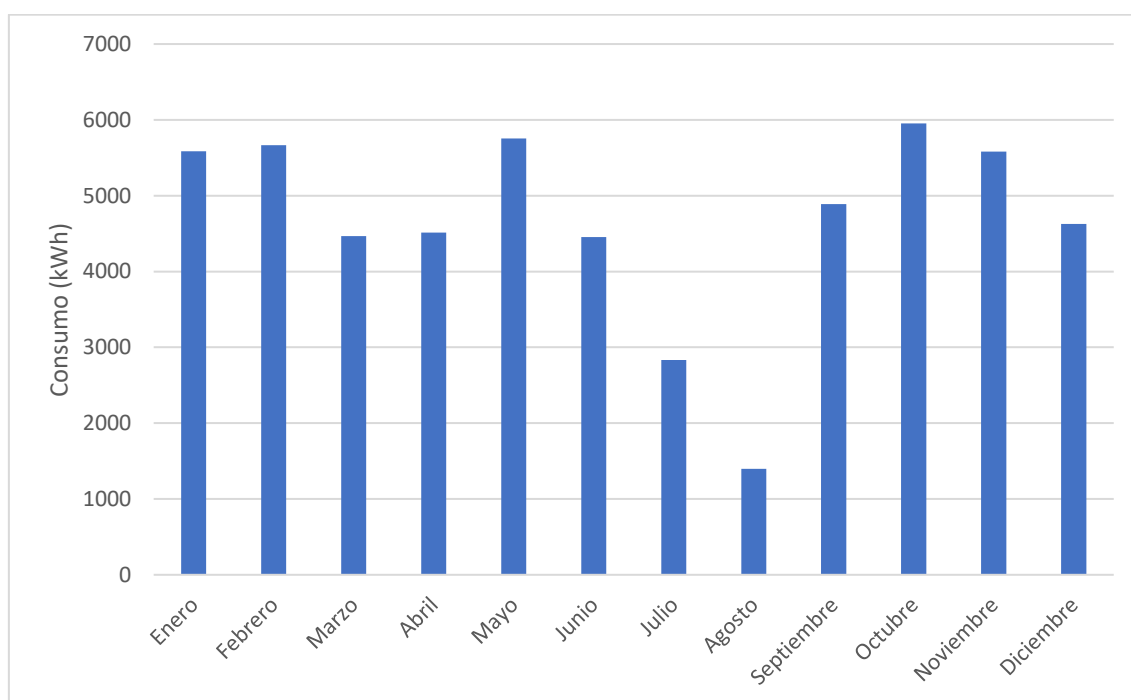


Gráfica 2. Evolución anual de la irradiación. Elaboración propia

4.4 Situación energética previa

El primer paso para el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo es estudiar los consumos actuales de energía eléctrica del centro en el que se realizará la instalación, para ello se ha acudido a las facturas de la luz. Se ha optado por tomar los datos del año 2019 puesto que el 2020 ha sido un año excepcional y los consumos energéticos del mismo no son válidos para un análisis a largo plazo.

Para el año 2019 el centro consumió un total de 53.998,641 kWh, la siguiente gráfica recoge la distribución mensual de consumos energéticos expresados en kWh a lo largo del año:



Gráfica 3. Distribución mensual de consumos energéticos del centro. Elaboración propia.

Se observa que los consumos van ligados al calendario escolar, siendo mayores en los meses en los que hay menos vacaciones y reduciéndose notablemente en verano, Navidad y Semana Santa.

Los meses de mayor consumo eléctrico son enero, febrero, mayo y octubre, con alrededor de 5700 kWh, mientras que agosto es el mes de menor consumo con 1397 kWh.

En el capítulo 8 se realiza un análisis energético en detalle del centro durante el año 2019, estudiando los patrones de consumo a lo largo del año.

5 Descripción técnica de la instalación

La instalación proyectada de 55.080 kWp se compondrá de un sistema fotovoltaico generador formado por la agrupación en serie y paralelo de 102 módulos fotovoltaicos de 540 Wp instalados mediante estructura en vela con una inclinación de 35º sobre la cubierta. Los módulos se agruparán en un cuadro de agrupación situado en la cubierta y desde ahí se conectarán con un inversor de potencia de 40 kWn dispuesto en el interior del centro que dotará a la energía generada de las características necesarias para su consumo por el cliente y su inyección a la red eléctrica. El inversor cambiará el régimen de corriente continua a corriente alterna generando dicha potencia en baja tensión a 400 V. Tras el inversor se dispondrán las correspondientes protecciones y elementos de corte antes de enlazar con el Cuadro General de Baja Tensión (en adelante CGBT).

5.1 Tipo de instalación fotovoltaica

Como se indica en los siguientes capítulos, la instalación proyectada tendrá una potencia menor a 100 kW nominales, por lo que podría acogerse a compensación. Sin embargo, al tratarse de un colegio la cantidad de excedentes es realmente elevada ya que los consumos durante los fines de semana y los meses de vacaciones escolares son muy bajos. Por lo tanto, resulta más interesante la alternativa de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, de manera que en los periodos en los que el colegio esté cerrado y la producción supere holgadamente a la demanda, como es el caso de los meses de verano, se pueda vender toda la energía producida en la instalación, mejorando drásticamente la rentabilidad de la misma.

No obstante cabe recalcar que el principal objetivo de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo es satisfacer la demanda propia y no convertirse en productores de energía, por lo que los excedentes deberán reducirse en la medida de lo posible. Además, para instalaciones de pequeña potencia como la proyectada, el precio de producción de la energía no es bajo, y la energía sobrante se vende al precio del pool eléctrico instantáneo (menor al coste de producción y muy inestable) por lo que económicamente tampoco es factible producir un gran exceso de energía.

5.2 Componentes de la instalación

5.2.1 Generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico previsto en la instalación será el JKM540M-72HL4-V de la marca JinkoSolar, compuesto de 144 células de alta eficiencia de tecnología monocristalina garantizando una producción muy alta para instalaciones fotovoltaicas.

Para proteger las células contra las condiciones climáticas, éstas están protegidas por cristal endurecido, templado, de bajo contenido en hierro y alta transmitividad, con marco de aluminio, estético y estable, que proporciona alta resistencia al viento y con unos accesos sencillos para el montaje. Los perfiles posteriores están equipados con agujeros de drenaje, de esta forma se elimina el riesgo de que el agua de lluvia pueda acumularse produciendo daños.



Imagen 10. Panel solar JKM540M-72HL4-V de Jinko. Fuente: Jinkosolar.com

La planta estará constituida por un total de 102 módulos agrupados en 6 strings de 17 módulos, la justificación detallada del dimensionamiento del generador se encuentra en el apartado 7.3. Se adjunta la ficha técnica suministrada por el fabricante de módulos, a continuación se resume en una tabla las principales características del módulo elegido.

JKM540M-72HL4-V	
Características eléctricas*	
Potencia máxima (Pmax)	540 Wp
Tensión de potencia máxima (Vmp)	41,01V
Corriente de potencia máxima (Imp)	13,17 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	49,53 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,85 A
Eficiencia	20,94 %
Rango de temperaturas de operación	-40°C/+85°C
Tolerancia de potencia	+3 %
Coefficiente térmico de Pmax	-0,35%/°C
Coefficiente térmico de Voc	-0,28%/°C
Coefficiente térmico de Isc	0,048%/°C
Dimensiones	
Longitud	2274 mm
Anchura	1134 mm
Espesor	35 mm

Tabla 1. Características principales del módulo fotovoltaico. Elaboración propia.

* Estas características están referidas a las condiciones estándar de medida:

- Temperatura de célula: 25°C
- Radiación 1000 W/m²

5.2.2 Inversor

Se instalará un único inversor de la marca HUAWEI, concretamente el modelo SUN2000-40KTL, que generará un sistema trifásico equilibrado con una tensión de 400 V adecuada para la conexión directa con el CGBT. Se trata de un inversor seguro y fiable al contar con una protección IP 65 (contra polvo y agua) y un sistema de refrigeración natural que asegura una elevada durabilidad.



Imagen 11. Inversor SUN2000-40KTL de Huawei. Fuente: solar.huawei.com

El inversor está diseñado acorde con la normativa europea y española, cumple por lo tanto todos los requisitos CE, así como la normativa sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En concreto, cumple con las funciones de seguridad de las personas y de la instalación mediante el empleo de técnicas equivalentes de aislamiento galvánico de un transformador, de acuerdo con el Real Decreto 1699/2011.

A continuación se muestran las principales características del inversor, se adjunta además la ficha técnica del mismo.

SUN2000-40KTL	
General	
Dimensiones	650 x 530 x 270 mm
Peso	43 kg
Rango de temperaturas	-25°C/60°C
Eficiencia	
Eficiencia máxima	98,7%
Rendimiento europeo	98,4%
Entrada	
Máxima tensión DC	1100 V
Máxima corriente por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensiones de operación	200 V – 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Número máximo de entradas	8
Cantidad de MPPTs*	4

Salida	
Potencia nominal activa de CA	40.000 W
Máxima potencia aparente de CA	44.000 W
Tensión nominal de salida	400 Vac
Frecuencia de salida	50 Hz
Intensidad nominal de salida	52 A
Máxima intensidad de salida	58 A

Tabla 2. Características principales del módulo fotovoltaico. Elaboración propia

5.2.3 Estructura

La estructura metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener cada módulo en la posición óptima de captación de radiación solar con una inclinación que optimice el rendimiento energético, esta inclinación será de 35º tal y como se justifica en el capítulo 7.1.7. La estructura mantendrá una orientación solidaria con la cubierta, sustentando los 102 módulos que conforman la instalación.

Se ha elegido la estructura Bulnes de la marca Alusín Solar, con una inclinación de 35º y con configuración 1H (filas de un módulo en horizontal). Se trata de una estructura de aluminio extruido en diversas aleaciones, material resistente a la corrosión y con un buen compromiso calidad-precio, además posee un sistema de doble junta para garantizar la estanqueidad de la fijación a cubierta. Se adjunta la ficha técnica del fabricante.



Imagen 12. Estructura Bulnes de Alusín Solar. Fuente: alusinsolar.com

5.2.4 Cableado

El cableado de la instalación cumple con todas las prescripciones técnicas expuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (en adelante, REBT)^[9] sobre instalaciones generadoras de baja tensión.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, en la instalación se tendrán en cuenta los siguientes aspectos adicionales:

- Todo el cableado situado a la intemperie tendrá un grado de protección mínimo IP 54 y los de interior IP 32 y cumplirá con la norma UNE 21123.
- Todos los conductores tendrán la sección necesaria para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5 % en el tramo de CC y al 1,5 % en el tramo de CA.

- Los cables estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. No serán propagadores de incendios, produciendo en todo caso, emisiones de humos y opacidad reducidos, según la norma UNE 21123.
- Su longitud será la necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos disponibles, evitando la posibilidad de enganches por el tránsito normal de las personas.

5.2.4.1 Cableado de corriente continua

El cableado entre módulos tiene la función de realizar la conexión en serie para formar los strings, para este cableado se empleará el conector rápido MC4 que llevan incorporados los módulos de Jinko de longitud 1100 mm y 4 mm² de sección.

Para la conexión de los strings con el inversor se empleará cable solar de cobre, de la marca TECHNO SUN modelo EN50618 (H1Z2Z2-K) IEC62930 de 4 mm², estos cables están diseñados específicamente para utilización en instalaciones fotovoltaicas. Se empleará este cable también para la conexión entre módulos que se encuentren en diferentes filas y la longitud del conector no sea suficiente. Se adjunta la ficha técnica del fabricante.

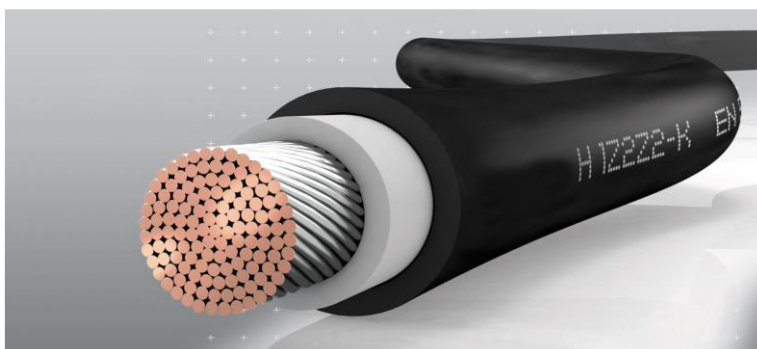


Imagen 13. Cableado de corriente continua. Fuente:technosun.com

5.2.4.2 Cableado de corriente alterna

El cableado de corriente alterna interconecta la salida del inversor con el CGBT del centro, se utilizará cable de aluminio flexible, unipolar, con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC. Se ha elegido cable de la marca General Cable, modelo HARMOHNY XZ1 AI (S) 0.6/1 kV de 16 mm² de sección.

La siguiente tabla resume los tipos de cableado presentes en la instalación así como sus principales características.

Cableado de la instalación			
Recorrido	Marca	Modelo	Sección
Cableado CC			
Conexión entre módulos	Jinko	Conectores MC4	4 mm ²
Strings-inversor	TECHNO SUN	EN50618	4 mm ²
Cableado CA			
Inversor-CGBT	General Cable	HARMOHNY XZ1	16 mm ²

Tabla 3. Características principales del cableado de la instalación. Elaboración propia

5.2.5 Canalizaciones

Teniendo en cuenta que las instalaciones a la intemperie deberán cumplir con la ITC-BT 030 del REBT 2002 en cuanto a instalaciones en locales mojados, las canalizaciones empleadas para el cableado CC desde los paneles hasta el inversor discurrirán en la medida de lo posible por la estructura de sujeción de los módulos, instalándose bandejas perforadas tipo rejilla. Para los tramos que esto no sea posible el cable discurrirá bajo tubo corrugado de PVC de 32 mm de diámetro de color negro. Para el tramo desde el cuadro de agrupación hasta el inversor localizado en el interior del edificio, se emplearán las canalizaciones existentes de bandeja perforada.

5.2.6 Protecciones

Aunque cualquier instalación eléctrica se diseña para que sus elementos soporten las intensidades y tensiones que aparecen en condiciones normales, en la práctica se sabe que durante la explotación de la misma se pueden llegar a producir averías o funcionamientos anormales que provocan la aparición de intensidades o tensiones superiores a las nominales. Por ello, deben incorporarse elementos de protección que detecten estas condiciones anormales y actúen desconectando y por tanto protegiendo las partes del sistema afectadas^[10].

El sistema de protecciones del presente proyecto cumplirá con lo especificado en el REBT y en particular con lo dispuesto en el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 con el objetivo de garantizar la seguridad tanto de las personas como de los equipos que conforman la instalación, incorporando protecciones frente a cortocircuitos, sobrecargas y contactos directos e indirectos.

5.2.6.1 Protecciones en el tramo de corriente continua

Sobreintensidades y cortocircuitos

En un generador fotovoltaico, la corriente de cortocircuito (I_{sc}) tiene un valor muy próximo a la máxima corriente en funcionamiento normal (I_{mpp}), por lo que la norma no establece la necesidad de proteger el generador frente a sobreintensidades, bastará con dimensionar el cableado de continua de manera que soporte intensidades superiores a la de cortocircuito.

Sobretensiones

Las sobretensiones suelen ser debidas a maniobras en la red o en la instalación del usuario y a descargas atmosféricas, las instalaciones fotovoltaicas son especialmente susceptibles a estas últimas ya que la mayoría de los equipos se sitúan a la intemperie.

Una sobretensión elevada puede provocar la avería de los inversores o de otras partes de la instalación, por ello la entrada de continua del inversor se debe proteger mediante dispositivos bipolares de protección de clase II. Estos dispositivos se colocan entre las partes activas del elemento a proteger y tierra, de manera que cuando la tensión entre sus extremos supera un valor umbral, el descargador conduce la corriente protegiendo la instalación.

En este caso, el inversor seleccionado incorpora dispositivos de protección contra sobretensiones inducidas tanto en su parte de CC como en la de CA, por tanto, no es necesaria la inclusión de protecciones adicionales.

Protección frente a contactos directos e indirectos

Se produce un contacto directo o indirecto cuando una persona entra en contacto con alguna parte de la instalación que está sometida a una tensión (ya sea por condiciones normales de funcionamiento o por fallo de aislamiento).

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante (esquema IT), ya que los conductores activos se encuentran aislados y los elementos metálicos conectados a tierra. Este tipo de esquema tiene la ventaja de que ante un primer defecto no existe ningún riesgo para el usuario ya que la corriente de defecto es nula. Sin embargo, un segundo defecto provoca un cortocircuito entre fases que origina una corriente de cortocircuito muy elevada.

Para proteger frente a contactos directos e indirectos, la instalación deberá contar con:

- El aislamiento clase II de módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, en este caso se encuentra integrado en el inversor, este dispositivo detecta la aparición de un primer defecto a tierra y activa una alarma acústica o visual para que el defecto sea resuelto de inmediato. Por lo tanto no será necesaria ninguna protección adicional.

5.2.6.2 Protecciones en el tramo de corriente alterna

Sobreintensidades y cortocircuitos

Se instalará un interruptor magnetotérmico, cuya función principal será realizar la desconexión automática de la instalación frente a corrientes superiores a la corriente de cortocircuito indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.



Imagen 14. Interruptor magnetotérmico. Fuente: masvoltaje.com

Estos interruptores basan su funcionamiento en la deformación de los metales debida al calentamiento que genera el paso de corriente por ellos. Están formados por una lámina bimetálica de dos elementos conductores, lo que provoca que, cuando una corriente elevada atraviesa el aparato, la lámina sufra una deformación debida a la diferencia de coeficiente de dilatación entre ambos materiales y desactive el interruptor.

Sobretensiones

Como se ha comentado anteriormente, el inversor cuenta con protecciones frente a sobretensiones en el lado de alterna, por lo que no será necesario incorporar otras medidas de protección.

Protección frente a contactos directos e indirectos

Se instalará un interruptor automático diferencial tetrapolar cuya función principal será la protección de las personas frente a contactos indirectos, detectando corrientes de fugas desde conductores activos de la instalación a masa a través de aislamientos deteriorados.



Imagen 15. Interruptor automático diferencial. Fuente: masvoltaje.com

5.2.6.3 Protecciones adicionales

Además de los mencionados, el inversor cuenta con los siguientes elementos de protección adicionales:

- Interruptor de CC de entrada que protegerá a los strings de sobreintensidades y cortocircuitos.
- Protección contra islas eléctricas.
- Protección ante sobrecorriente de salida.
- Protección ante conexión inversa de entrada.
- Detección de fallo de la cadena fotovoltaica.
- Protección contra sobretensión de CA (tipo II).
- Protección contra sobretensión de CC (tipo II).
- Monitorización de corriente residual.
- Categoría de sobretensión PV II / AC II.

Por otro lado, el sistema contará con las siguientes medidas de protección complementarias:

- Un interruptor general manual accesible a la empresa distribuidora que permita la desconexión de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión que permita la desconexión y conexión de automática en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento.

Todas estas protecciones adicionales alojarán en el CGBT del centro educativo, junto con las protecciones de alterna expuestas en el apartado anterior.

5.2.7 Monitorización

Para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, es importante contar con un sistema de monitorización que proporcione información en tiempo real sobre la producción y el consumo. De este modo, siempre que la actividad del centro lo permita, se podrá ajustar el consumo a la producción, optimizando y rentabilizando la instalación. Además, la monitorización facilita la localización de errores cuando aparecen funcionamientos incorrectos.

El inversor propuesto dispone de comunicación vía PLC con el equipo Smart ACU de Huawei., lo que permite una monitorización de la instalación a través de una plataforma web o una App.

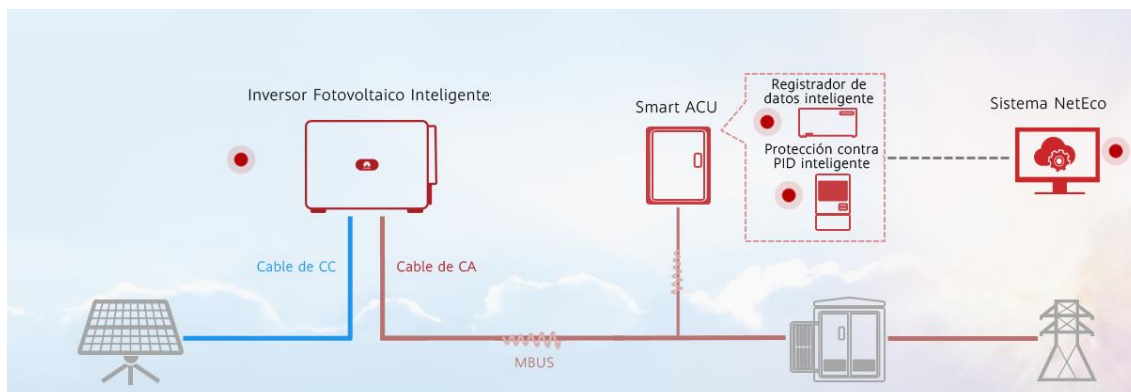


Imagen 16. Esquema de funcionamiento del sistema Smart ACU de Huawei. Fuente: Huawei.com

5.2.8 Contador

La instalación dispondrá de un contador bidireccional en el punto de frontera, según lo establecido en el punto 2 del artículo 10 del RD 244/2019. Se trata de un dispositivo encargado de contabilizar la energía que fluye en ambos sentidos: consumos eléctricos de la red y energía excedentaria vertida, la comercializadora emplea los datos del contador para emitir la factura eléctrica.

5.3 Resumen de la instalación

Características de la instalación proyectada	
General	
Cliente	Colegio municipal Benimaclet
Municipio	Valencia
Potencia nominal	40 kWp
Potencia pico	55,08 kWp
Inclinación	35°
Azimut	7,52°
Equipos	
Modelo módulo fotovoltaico	JMK540M-72HL4-V
Potencia pico del módulo	540 Wp
Número de módulos	102
Enseriado	17 mod/string
Número de strings	6
Modelo inversor	HUAWEI SUN2000-40KTL
Potencia nominal del inversor	40 kWp
Número de inversores	1

Tabla 4. Resumen de la instalación. Elaboración propia

6 Estudio de potencia óptima a instalar

6.1 Criterio de selección

En este capítulo se calculará la potencia óptima a instalar comparando distintas alternativas de diseño y seleccionando la más rentable, en posteriores capítulos se abordará el estudio energético y económico detallado de la alternativa seleccionada.

Analizando el capítulo 4.4 en el que se han visto los consumos energéticos anuales del centro se hace evidente el desafío que supone dimensionar una instalación fotovoltaica en un colegio. Durante los meses de verano en los que la radiación solar es mayor y por tanto la producción es también mayor, los consumos energéticos se reducen drásticamente. Por otro lado, en los meses de invierno se da la situación contraria: los consumos son elevados y la producción de la planta será mínima.

La solución óptima de diseño deberá nacer del equilibrio entre el beneficio económico que supone una mayor potencia instalada (mayor cobertura de la demanda) y la disminución de rentabilidad que conlleva la producción excesiva de excedentes.

El objetivo del presente capítulo es encontrar el tamaño óptimo de generador fotovoltaico de manera que se minimicen los excedentes durante los meses de verano cubriendo al máximo la demanda. Para ello se ha realizado una simulación sencilla con el software de cálculo PVSyst de 27 casos distintos obteniendo la producción de cada planta y posteriormente se han superpuesto las curvas de producción con la curva de consumos del centro. Por último se ha realizado una comparativa energética y económica para seleccionar aquel que resulte más rentable.

Los indicadores económicos que se emplearán como criterio de selección con los siguientes:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Payback o periodo de recuperación

La definición de estos parámetros así como las fórmulas que permiten su cálculo se desarrollan en el capítulo 9 “Estudio económico”. Se seleccionará la opción de diseño que tenga mayor VAN y TIR y menor payback.

6.2 Casos de estudio

Se han estudiado 27 casos diferentes con potencias nominales entre 25 y 100 kWac y con diferentes configuraciones de módulos variando la longitud y el tamaño de los strings. Se ha mantenido la relación de potencias CC/CA entre 1,2 y 1,4 para obtener una mejor rentabilidad de la instalación.

La siguiente tabla muestra los casos con sus características principales:

Caso	Enseriado	Strings	Potencia pico	Potencia nominal	Ratio CC/CA
1	17	15	137.7	100	1.38
2	16	15	129.6	100	1.30
3	15	15	121.5	100	1.22
4	17	14	128.52	100	1.29
5	16	14	120.96	100	1.21
6	17	9	82.62	60	1.38
7	16	9	77.76	60	1.30
8	15	9	72.9	60	1.22
9	17	8	73.44	60	1.22
10	17	7	64.26	50	1.29
11	16	7	60.48	50	1.21
12	17	6	55.08	42	1.31
13	16	6	51.84	42	1.23
14	17	6	55.08	40	1.38
15	16	6	51.84	40	1.30
16	15	6	48.6	40	1.22
17	17	5	45.9	36	1.28
18	16	5	43.2	36	1.20
19	17	5	45.9	33	1.39
20	16	5	43.2	33	1.31
21	15	5	40.5	33	1.23
22	17	4	36.72	30	1.22
23	15	5	40.5	30	1.35
24	14	5	37.8	30	1.26
25	16	4	34.56	25	1.38
26	15	4	32.4	25	1.30
27	14	4	30.24	25	1.21

Tabla 5. Características principales de los casos de estudio. Elaboración propia

6.3 Resultados obtenidos

En primer lugar se ha realizado una simulación de cada planta en PVSyst, este programa permite obtener de manera rápida y sencilla la producción esperada de una planta mediante la introducción de los siguientes datos básicos:

- Ubicación de la planta
- Equipos principales (módulo e inversor)
- Enseriado
- Número de strings

Variando estos tres últimos parámetros para cada uno de los casos de estudio, se han extraído los datos de producción por horas del primer año de cada una de las instalaciones, en la siguiente gráfica se muestra la energía total anual producida por cada planta en MWh:

Estudio técnico-económico de instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes en el colegio CEIP Benimaclet de Valencia

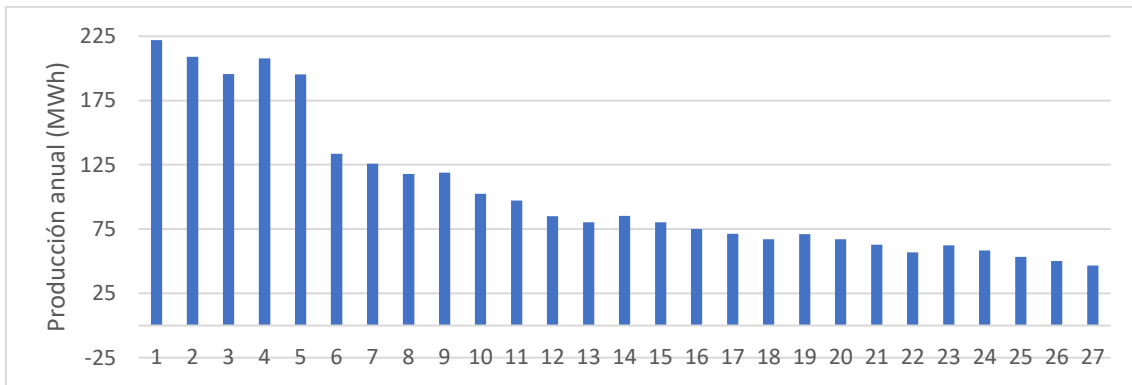


Gráfico 4. Producción total anual de cada caso de estudio. Elaboración propia

La producción total da una idea del tamaño de la instalación, sin embargo para hacer una superposición más exacta de la curva de consumos con la de producción se debe trabajar con los datos horarios de ambas. Solo de esta forma se tiene en cuenta que la instalación solo producirá energía durante las horas de sol, mientras que los consumos del centro no seguirán este patrón.

En las siguientes gráficas se muestra por un lado la distribución de energía producida, es decir, el porcentaje de energía producida que se auto consume y el que se vierte a la red y por otro lado el porcentaje de demanda energética cubierta para cada uno de los 27 casos de estudio:

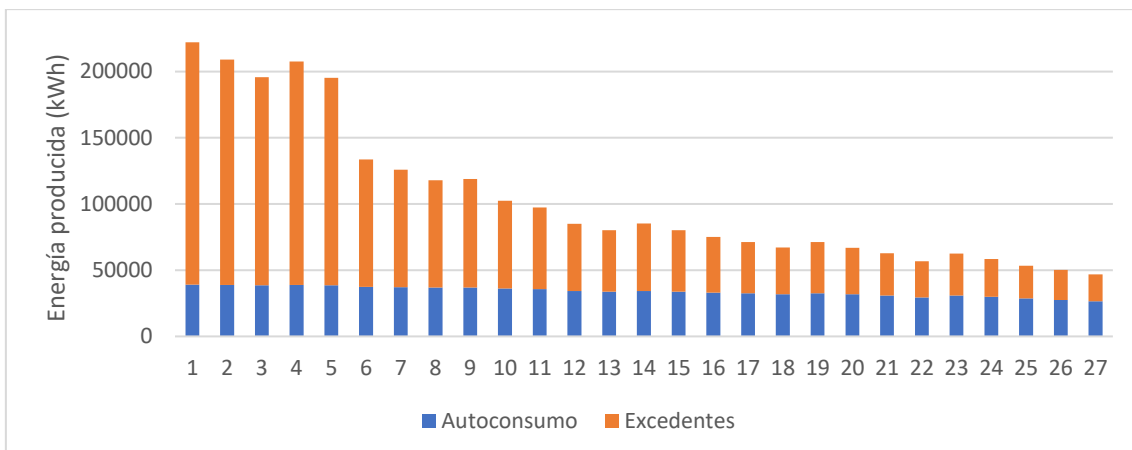


Gráfico 5. Distribución de energía producida de cada caso de estudio. Elaboración propia

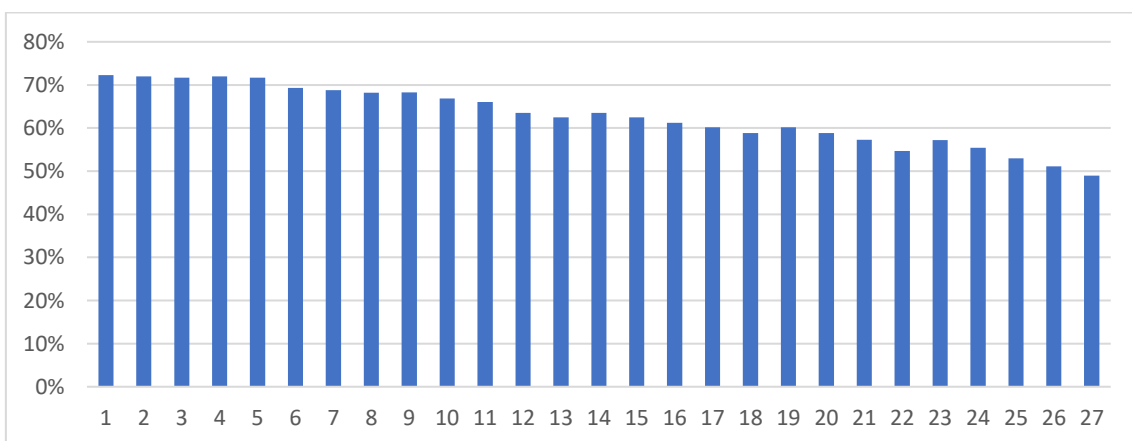


Gráfico 6. Porcentaje de demanda cubierta. Elaboración propia

Para facilitar este primer análisis comparativo se han empleado un precio genérico de los costes asociados a la inversión inicial extraído del Plan de energías renovables 2011-2020 elaborado por el IDAE, en documento nº2 se obtendrá el presupuesto detallado para la alternativa seleccionada. La inversión inicial para este capítulo se supondrá de 1,32 EUR/Wp y los gastos de O&M de 36,1 EUR/MWp.

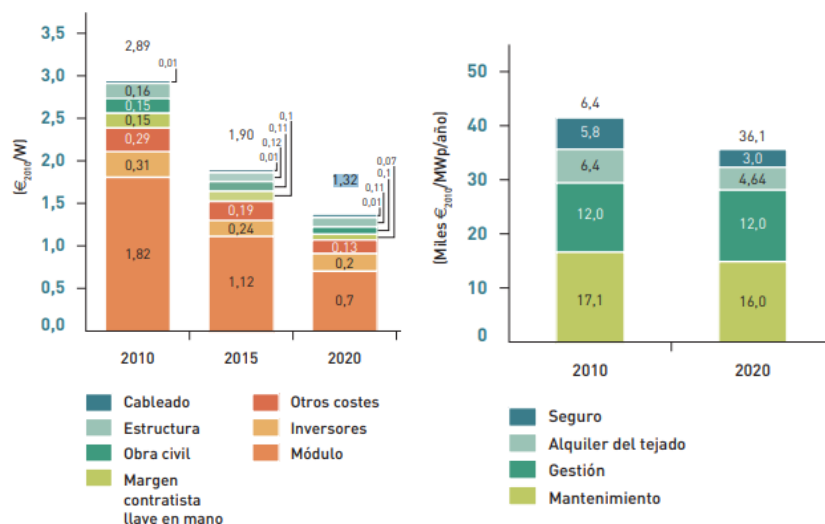
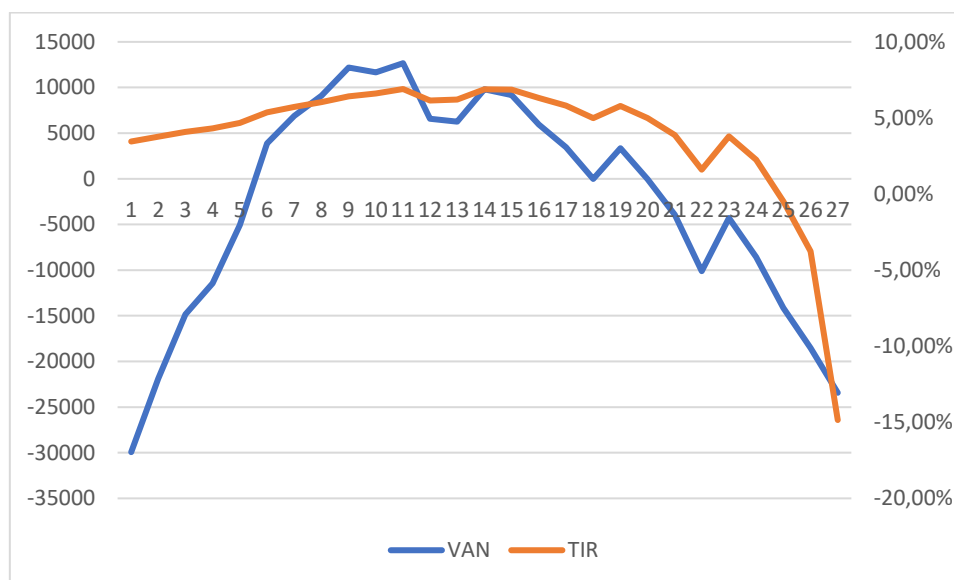


Imagen 17. Costes de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Fuente: idae.es

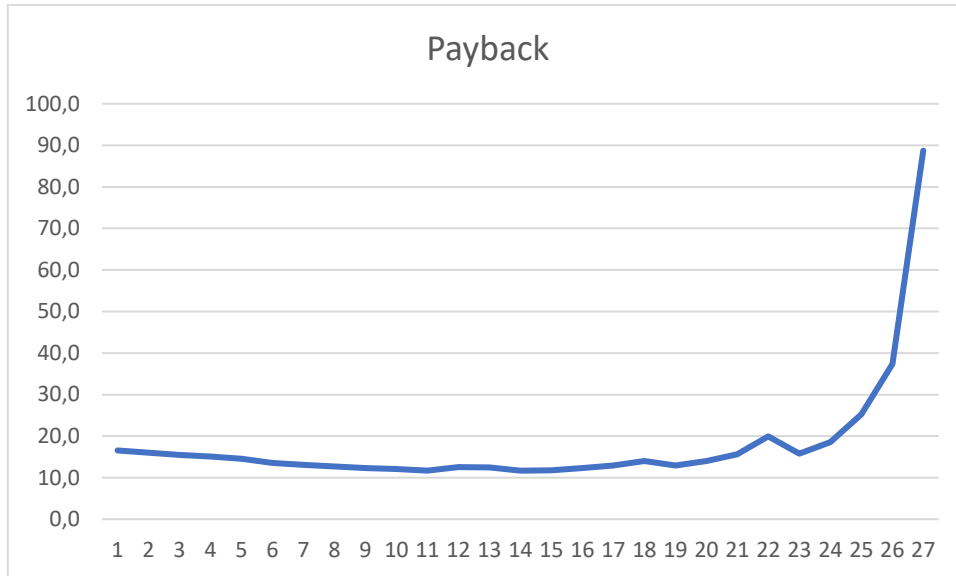
Por último se han calculado los indicadores económicos mencionados, a continuación se muestran los resultados obtenidos:



Gráfica 7. Indicadores económicos de cada caso de estudio. Elaboración propia

Se puede observar, como se ha comentado anteriormente, que tanto el VAN como el TIR son mayores en aquellos casos con valores de potencia instalada intermedios, llegando en los casos extremos a valores de VAN negativos, lo que indica que no se llegaría a amortizar la instalación.

En cuanto al periodo de amortización ocurre exactamente lo mismo, siendo este mínimo para los valores intermedios.



Gráfica 8. Payback o periodo de retorno de los casos de estudio. Elaboración propia

6.4 Solución final

Según el criterio de selección establecido se ha seleccionado como alternativa definitiva de diseño el caso número 14 ya que es el de mayor TIR y menor Payback y por tanto se considera económicamente más viable, en el capítulo 9 se analizan detalladamente los valores de estos parámetros. A continuación se muestran las características más importantes del diseño seleccionado:

- Número total de módulos: 102
- Agrupación: 6 strings de 17 módulos cada uno
- Potencia total instalada: 55,08 kWp
- Potencia en inversores: 40 kWac
- Ratio potencia CC/CA: 1.38

7 Cálculos justificativos

7.1 Disposición de los módulos

La posición de los módulos fotovoltaicos vendrá determinada fundamentalmente por tres factores:

- La orientación de la cubierta en la que se instalará el sistema.
- La ubicación exacta de la instalación.
- El precio y la oferta de estructuras en el mercado.

En este capítulo se pretende determinar la posición óptima de los paneles teniendo en cuenta estos tres factores para las condiciones exactas de la instalación proyectada.

En primer lugar se procede a definir los dos ángulos que caracterizan la disposición de los módulos del generador:

- Ángulo de azimut (α): el que forma la proyección horizontal de la perpendicular al módulo y el meridiano.
- Ángulo de inclinación (β): el que forma la superficie del módulo con el plano horizontal.

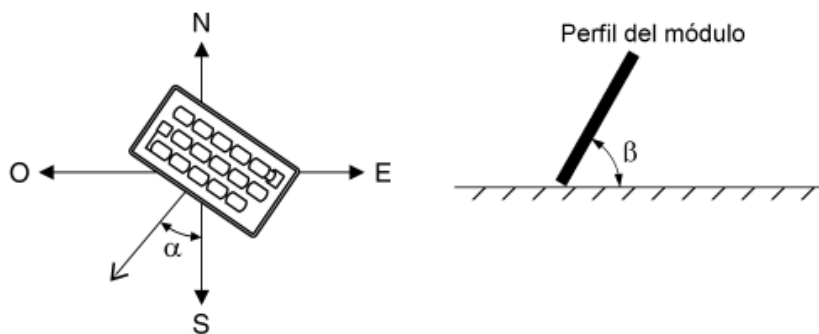


Imagen 18. Ángulo de azimut y ángulo de inclinación. Fuente: idae.es

7.1.1 Orientación

La orientación óptima de un módulo fotovoltaico es siempre hacia el sur (ángulo de azimut $\alpha = 0$) ya que es la que mejor aprovecha la radiación solar durante todo el año. Sin embargo, se ha optado por alinear los módulos con la cubierta del centro para hacer un mayor aprovechamiento del espacio y facilitar la circulación de las personas por la instalación durante la fase de operación. El ángulo de la cubierta es de **7,52 °**, muy próximo al óptimo, por lo que se prevén pérdidas por orientación bajas. A continuación, se muestra una captura de Google Earth en la que se observa el ángulo de azimut que tienen los edificios del colegio:

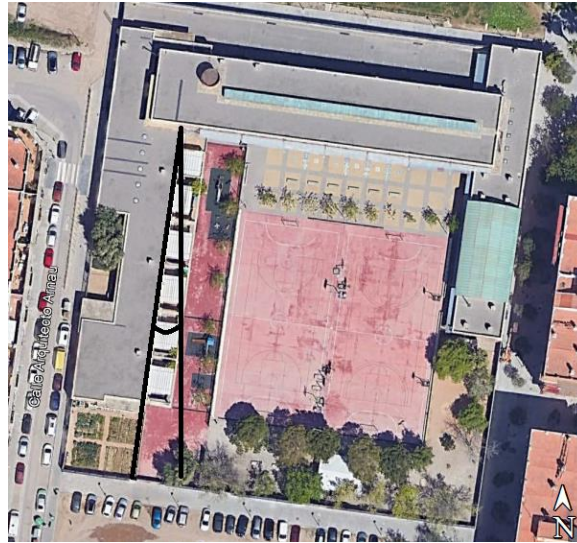


Imagen 19. Azimut del centro escolar. Fuente: Google Earth

7.1.2 Inclinación

La producción de energía de un panel solar es máxima cuando está posicionado en perpendicular a la radiación incidente. Para maximizar la producción total de la planta estudiaremos la posición del sol a medio día a lo largo del año, concretamente para los días 21 de junio y 21 de diciembre ya que son el solsticio de verano e invierno, los días en los que el sol alcanza su máxima y mínima altura respectivamente. Vemos por tanto que una mayor inclinación de los paneles favorecerá la producción en invierno mientras que una colocación más horizontal favorecerá la producción en verano.

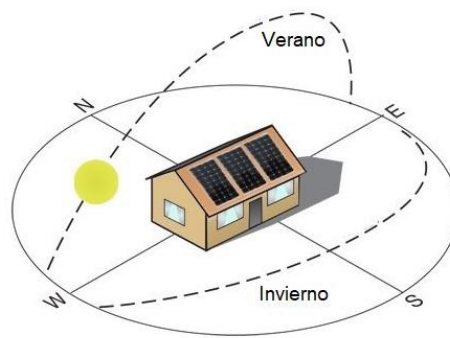


Imagen 20. Trayectoria solar. Fuente: mpptsolar.com

Se han extraído de la base de datos europea PVGIS los datos de altura solar para los meses de junio y diciembre, obteniéndose los siguientes valores:

Fecha	Altura solar máxima
21 de Junio	74°
21 de Diciembre	27°

Tabla 6. Altura solar máxima en los solsticios. Fuente: PVGIS

El criterio óptimo desde el punto de vista técnico para seleccionar la inclinación de la instalación proyectada sería el de maximizar la producción durante los meses de invierno, sin embargo un ángulo muy elevado aumentará las cargas de viento en los paneles y encarecerá notablemente

la estructura y los elementos de fijación. Por ello se ha optado por tomar el ángulo de inclinación proporcionado por el programa de cálculo PVSyst, que resultará en una mayor producción anual. Este ángulo es de 35° y se considera un valor adecuado como solución equilibrada entre una mayor producción en invierno y un menor coste del proyecto.

7.1.3 Comprobación de pérdidas

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, concretamente el anexo II “Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima” se indica que la orientación e inclinación debe ser tal que las pérdidas por sombras que se generen en los módulos sean menores al 10%. Se procede a la comprobación de esta condición para la orientación e inclinación seleccionadas:

- Ángulo de azimut (α).....7,52 °
- Ángulo de inclinación (β)..... 35 °

Conocido el azimut de la planta, se emplea la siguiente figura extraída del IDAE que proporciona los valores máximo y mínimo de ángulo de inclinación para mantener las pérdidas por debajo del 10% para lugares con latitud 41°. Se ha marcado en la figura el procedimiento gráfico seguido:

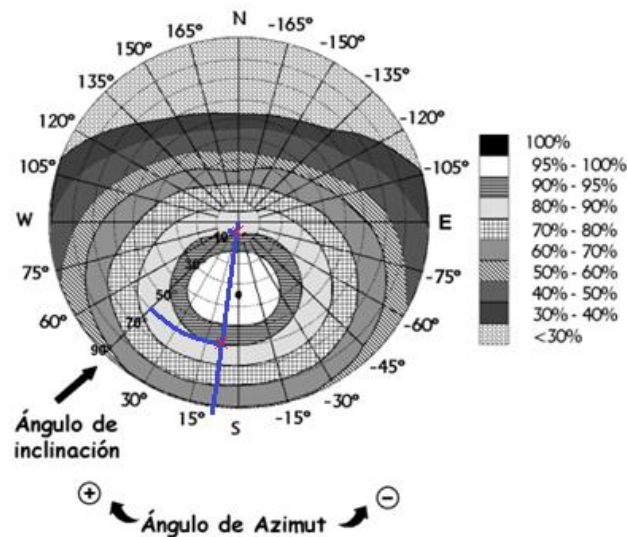


Imagen 21. Cálculo ángulo de azimut. Fuente: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, IDAE

Los valores límite para una latitud de 41° son los siguientes:

- $\beta_{MAX,41} = 60^\circ$
- $\beta_{MIN,41} = 5^\circ$

Por último se corrigen los valores para la latitud de la instalación proyectada (L=39°) empleando la siguiente fórmula:

$$\beta_L = \beta_{41} - (41 - L)$$

Finalmente, los valores límite para la instalación proyectada son los siguientes:

- $\beta_{MAX} = 58^\circ$
- $\beta_{MIN} = 3^\circ$

Se comprueba por tanto que la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos se encuentra dentro de los límites establecidos, de manera que las pérdidas cumplen con el criterio impuesto.

7.2 Distancia entre módulos

La separación entre filas de módulos se recomienda que garantice al menos 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno, para ello se debe seguir lo estipulado en el anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

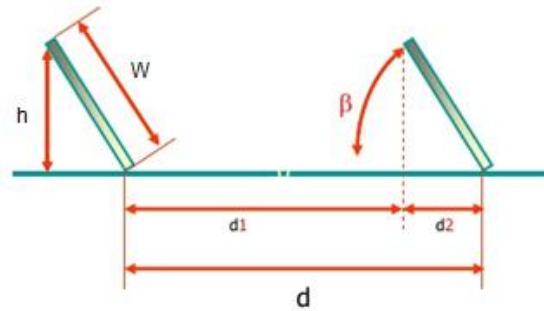


Imagen 22. Separación de módulos. Fuente: monsolar.es

La distancia de pasillo (d_1) mínima recomendada se calcula mediante la siguiente expresión:

$$d_{1,min} = k \cdot h$$

Siendo:

k un factor adimensional que para la latitud de 39° tiene un valor de 2,475.

h la altura máxima del panel, es decir su proyección vertical.

La distancia d_2 es la proyección horizontal del módulo y depende del tamaño del módulo y del ángulo de inclinación:

$$d_2 = W \cdot \cos(\beta)$$

Siendo:

W la anchura del panel fotovoltaico que se ha extraído de la ficha técnica del fabricante y tiene un valor de 1,134 metros.

La distancia mínima entre filas será por tanto la suma de estas dos distancias, a continuación se procede al su cálculo:

$$d_{min} = d_{1,min} + d_2 = k \cdot h + W \cdot \cos(\beta)$$

$$d_{min} = 2,475 \cdot 1,134 \cdot \sin(35^\circ) + 1,134 \cdot \cos(35^\circ)$$

$$d_{min} = 2,538 \text{ m}$$

En los planos adjuntos se puede comprobar que la distancia entre filas de la instalación proyectada es de 3.87 m, por lo tanto se cumple la recomendación del IDAE.

7.3 Dimensionado del generador

7.3.1 Enseriado

Para conseguir un nivel de tensión adecuado, los módulos seleccionados se agruparán en serie formando strings, la tensión del generador fotovoltaico será la tensión de estos strings, que a su vez será la suma de las tensiones que aporta cada uno de los módulos enseriados. Por lo tanto, cuantos más módulos se conecten en serie, más tensión tendrá el generador y menos pérdidas en el cableado tendrá la instalación.

Sin embargo, para el correcto funcionamiento del inversor, el número de módulos en serie deberá ser tal que la tensión de cada serie se encuentre siempre dentro del rango de tensiones admisibles de entrada al inversor. Los límites de este rango se encuentran en la ficha técnica del fabricante, a continuación se muestran los valores para el inversor seleccionado:

Valores límite del inversor	
Tensión máxima de entrada	1100 V
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación	200-1000 V

Tabla 7. Tensiones de trabajo del inversor. Elaboración propia

Aunque el inversor pueda aguantar una tensión máxima de 1100 V sin que se produzcan daños en él, el fabricante indica que “cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor” por lo tanto se dimensionará la instalación de forma que nunca llegue a superarse los 1000 V de entrada al inversor, respetando el rango de tensiones óptimo.

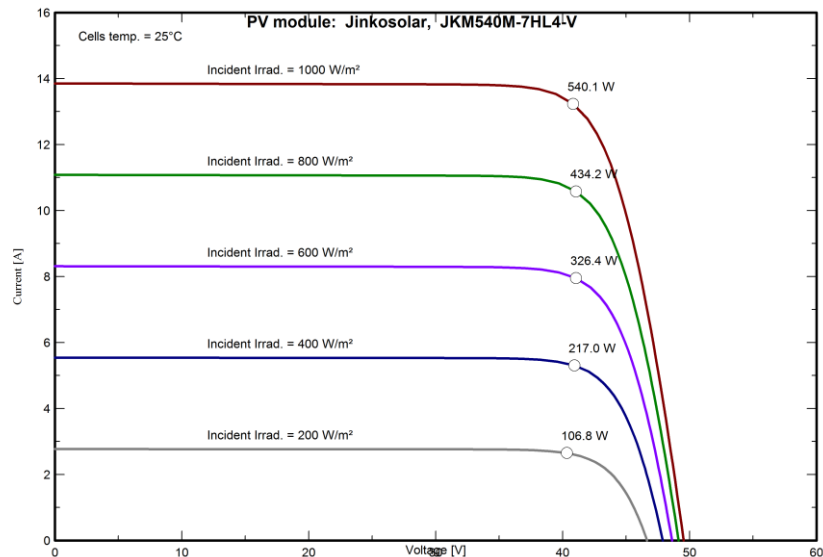
Los valores de máxima y mínima tensión que entrega el módulo se conocen como tensión de vacío (V_{oc}) y tensión de máxima potencia (V_{mp}) respectivamente y pueden encontrarse en la ficha técnica del fabricante medidos en condiciones estándar STC (temperatura de celda de 25 °C e irradiación de 1000 W/m²). Sin embargo, estas condiciones rara vez se dan, y la tensión que entrega un módulo fotovoltaico varía en condiciones no estándar, por lo que podría darse el caso de que, debido a la meteorología, el módulo llegue a entregar una tensión por encima o por debajo de los límites indicados en la ficha técnica. Para asegurar con certeza que la instalación funcionará siempre dentro del rango de tensiones que acepta el inversor, se corregirán los límites de tensión de los módulos para las condiciones meteorológicas reales en la ubicación del centro.

Tensión de salida del módulo	
Tensión de vacío (V_{oc})	49,53 V
Tensión de máxima potencia (V_{mp})	41,01 V
Coefficiente de corrección ($coef$)	-0,28%

Tabla 8. Tensiones de trabajo del módulo fotovoltaico. Elaboración propia

La relación entre la temperatura de célula y la tensión del módulo es proporcionada directamente por el fabricante, para el módulo seleccionado tiene un valor de -0,28 %/°C, es decir, por cada grado que disminuya la temperatura de celda por debajo de los 25°C, la tensión del módulo aumentará un 0,28%.

La relación entre la irradiación y la tensión se ha deducido mediante el estudio de las gráficas corriente-tensión del módulo a 25°C para distintas irradiancias. En ellas se puede observar que la variación de irradiancia afecta principalmente a la corriente de cortocircuito, pero apenas a la tensión de vacío. Por lo tanto se supondrá que la tensión de vacío permanece constante con la variación de irradiancia.



Gráfica 9. Relación corriente-tensión del módulo fotovoltaico. Fuente: PVSyst

La gráfica se ha obtenido del archivo .PAN que proporciona el fabricante de módulos para la simulación en PVSyst, se trata de un archivo de base de datos en el que aparecen los parámetros del módulo ensayado en diferentes condiciones.

A continuación se procede a la corrección del valor de tensión de vacío STC considerando los datos meteorológicos reales de la planta.

El primer paso para la corrección de este valor será estimar la temperatura de célula, existen varios modelos matemáticos para realizar esta estimación en función de las variables climáticas, el más extendido es el método estándar y obedece a la siguiente fórmula:

$$T_c = T_{amb} + \left(G_{inc} \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \right)$$

Siendo:

T_c : temperatura de célula

T_{amb} : temperatura ambiente

G_{inc} : irradiancia incidente

$NOCT$: Temperatura de célula en condiciones normales (800 W/m² y 20°C).

Una vez calculada la temperatura de célula para unas condiciones de temperatura ambiente y radiación determinadas, se podrán obtener los valores de tensión corregidos mediante la siguiente fórmula:

$$V = V(STC) + coef \cdot (T_c - 25)$$

El programa PVSyst posee una amplia base de datos meteorológicos que proporciona los valores horarios de diferentes variables para un año tipo. Tras extraer la temperatura ambiente y la irradiación incidente de la ubicación, se calcula la temperatura de célula y las tensiones de vacío y de máxima potencia corregidas de cada hora. Se han determinado que los casos más desfavorables (máxima tensión de vacío y mínima tensión en el punto de máxima potencia) serán los siguiente:

Fecha	Hora	Tamb (°C)	Ginc (W/m2)	Tc (°C)	Voc (V)	Vmp (V)
06-dic	8:00	1.55	8.751	1.82	55.99	
18-ago.	13:00	34.09	1024.2	66.1		29.50

Tabla 9. Tensión máxima y mínima del módulo fotovoltaico. Elaboración propia

Por lo tanto, la longitud de las series deberá cumplirse las siguientes condiciones:

$$Enseriado \cdot V_{oc,max} \leq 1000 V \rightarrow Enseriado \leq \frac{1000}{55,99} = 17,86$$

$$Enseriado \cdot V_{mp,min} \leq 200 V \rightarrow Enseriado \geq \frac{200}{29,50} = 6,77$$

Es decir, los strings serán como máximo de 17 módulos y como mínimo de 7. Como se ha explicado en el apartado 5.2.1, los strings tendrán una longitud de 17 módulos, por lo que se cumplen las condiciones de entrada al inversor.

7.3.2 Número de strings

Para conseguir la potencia adecuada se conectarán varios strings en paralelo, lo que resultará en un aumento de la corriente del generador fotovoltaico. Al igual que de tensión, los inversores tienen un rango de intensidades de funcionamiento que se debe respetar a la hora de dimensionar la instalación, por lo que el número de strings conectados en paralelo deberá ser tal que la corriente de entrada al inversor sea siempre inferior a la máxima que indica el fabricante. A continuación se muestran los datos extraídos de la ficha técnica del inversor seleccionado:

Valores límite del inversor	
Intensidad de entrada máxima por MPPT (I_{mppt})	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima (I_{cc})	40 A
Número de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Tabla 10. Corriente de entrada al inversor. Elaboración propia

Se puede observar que la intensidad de entrada máxima no es un dato que aparezca directamente en la ficha técnica, sino que se indica la intensidad máxima por MPPT, conociendo el número de MPPTs calculamos la intensidad máxima de entrada al inversor:

$$I_{max} = 26 \cdot 4 = 104 A$$

Para respetar este valor máximo se debe cumplir la siguiente condición:

$$N^{\circ} strings \cdot I_{max,string} \leq 104 A$$

El valor de la corriente de un string será el valor de la corriente que entregan sus módulos y por tanto su valor máximo es proporcionado por el fabricante en la ficha técnica medida en condiciones STC.

Valores de salida del módulo	
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	13,85 A
Coeficiente de corrección de I_{sc} (<i>coef</i>)	0,048%

Tabla 11. Corriente de salida del módulo. Elaboración propia

De forma contraria a lo que ocurre con la tensión, la intensidad que entrega un módulo es directamente proporcional a la temperatura de célula, además, como se observa en la gráfica 9, la variación en la radiación incidente afecta en gran medida a la corriente de cortocircuito por lo que podría darse el caso en el que una temperatura de célula elevada o una irradiación incidente elevada provocara una corriente de cortocircuito mayor a la indicada por el fabricante. A continuación se procede a la corrección de dicho valor para las condiciones meteorológicas de temperatura e irradiación particulares del proyecto.

$$I_{max,string} = I_{SC} + 0,048 \cdot (T_{cel,max} - 25^{\circ}C)$$

Sustituyendo:

$$I_{max,string} = 13,85 + 0,048 \cdot (66,1 - 25^{\circ}C) = 15,82 A$$

Por lo tanto el número máximo de strings será:

$$N^{\circ} strings \leq \frac{104}{15,82} = 6,54$$

Como se ha expuesto en el capítulo 5.2.1, el generador constará de 6 strings, siendo por tanto la corriente de entrada al inversor menor que la máxima admisible.

7.4 Secciones de cableado

Una vez diseñada la instalación se deben calcular las secciones del cableado que la conforma, estas secciones deben ser lo suficientemente grandes como para evitar sobrecalentamientos que puedan generar averías o accidentes pero lo suficientemente pequeñas para minimizar las pérdidas.

Para el dimensionado del cableado se han tenido en cuenta las indicaciones expuestas en el REBT. Se han empleado dos criterios: el criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

El criterio térmico establece que la intensidad que circula por un cable nunca debe producir un calentamiento por encima de la temperatura máxima asignada al material aislante, este valor límite es conocido como intensidad máxima admisible y las normas establecen valores en función de la sección y el tipo de aislamiento del conductor.

El criterio de caída de tensión establece que la sección de un conductor debe ser tal que la caída de tensión nunca supere un valor máximo establecido en el REBT, el IDAE fija un valor de caída de tensión del 1,5% para el tramo de corriente continua y el REBT establece el mismo límite de 1,5% para el cableado de corriente alterna.

A continuación se procede al cálculo de las secciones del cableado aplicando ambos criterios y teniendo en cuenta el más limitante de ellos.

7.4.1 Cableado CC

Criterio térmico

La intensidad de diseño para el cálculo de la sección de cableado será:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{max,string} = 1,25 \cdot 13,85 = 17,3125 A$$

Se procede a la corrección de este valor para las condiciones de instalación concretas de este proyecto, en concreto se tendrán en cuenta los siguientes factores:

K_A : Coeficiente de agrupación, que según la norma XX para 6 circuitos tiene un valor de 0,57.

K_T : Coeficiente por temperatura de operación distinta a 60°C, para el caso de aislamiento XLPE la temperatura máxima de operación son 90°C y el coeficiente tendrá un valor de 0,71

$$\frac{I_B}{K_A \cdot K_T} = \frac{17,3125}{0,57 \cdot 0,71} = 42,78 A$$

La intensidad máxima admisible del conductor seleccionado deberá estar por encima de este valor corregido, para seleccionarlo se recurre al REBT, en concreto para cable de cobre unipolar con aislamiento XLPE instalado sobre rejilla se selecciona un cable de 4 mm² de sección, con una intensidad admisible de 45 A > 42.78 A.

	Diagrama	Descripción	Sección (mm ²)														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR										
B		Conductores aislados en tubos ² en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC				3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B2		Cables multiconductores en tubos ² en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴ . Distancia a la pared no inferior a 0,3 D ⁵						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵							3x PVC				3x XLPE o EPR ¹				
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵											3x PVC ¹		3x XLPE o EPR		
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	—	18	21	24	—	—				
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	—	25	29	33	—	—				
	4	20	21	23	24	27	30	—	34	38	45	—	—				
	6	25	27	30	32	36	37	—	44	49	57	—	—				
	10	34	37	40	44	50	52	—	60	68	76	—	—				
	16	45	49	54	59	66	70	—	80	91	105	—	—				
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	—	—			
	35	77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	—	—				
	50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	—	—				
	70			149	160	171	188	202	224	244	321	—	—				
	95			180	194	207	230	245	271	296	391	—	—				
	120			208	225	240	267	284	314	348	455	—	—				
	150			236	260	278	310	338	363	404	525	—	—				
185			268	297	317	354	386	415	464	601	—	—					
240			315	350	374	419	455	490	552	711	—	—					
300			360	404	423	484	524	565	640	821	—	—					

Tabla 12. Intensidad máxima admisible del cableado de cobre. Fuente: REBT

Criterio de caída de tensión

En todo caso, se garantizará una caída de tensión en el tramo de CC inferior al 1,5%. Se calculará la sección adecuada para el caso más desfavorable, esto es, la tensión mínima de trabajo de cada serie de módulos, la cual ocurre para altos niveles de irradiancia (> 900 W/m²) y elevada temperatura ambiente (> 40°C).

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{max,string}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{string}}$$

Siendo:

L_{string} : longitud desde el módulo más alejado a la conexión con el inversor, medida en los planos del edificio y con un valor de 62 m.

$I_{max,string}$: intensidad máxima que recorre cada string, calculada en el apartado anterior y con un valor de 13,85.

$\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta 44 $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$.

V_{string} : tensión en el punto de máxima potencia, 697,17 V.

ε : caída de tensión máxima en valor porcentual admitida en cada string. Se tomará un valor de 1,5%.

Sustituyendo:

$$S_{string} = \frac{2 \cdot 62 \cdot 13,85}{0,015 \cdot 44 \cdot 697,17} = 3,73 \text{ mm}^2$$

El criterio térmico es por tanto el más restrictivo, por lo que se tomará una sección de **4 mm²**.

7.4.2 Cableado CA

Criterio térmico

La intensidad máxima transportada corresponde a la intensidad máxima del inversor. Esta corriente es de 58 A para cada inversores HUAWEI SUN2000-40KTL.

Seguiremos el mismo procedimiento que para la aplicación de este criterio en el cableado de corriente continua. La corriente de diseño será:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{max,inv} = 1,25 \cdot 58 = 72,5 \text{ A}$$

Acudiendo a la ficha técnica del cableado HARMOHNY XZ1 se selecciona un cable de 16 mm² con una intensidad máxima admisible de 100 A/72,5 A.

Código de General Cable	Sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C * (A)	Intensidad máx. admisible enterrad. 20°C ** (A)	Caida de tensión cos φ= 0,8 (V/A.km)
1690111	1x16	8,5	90	35	100	75	3,498
1690112	1x25	10,1	130	40	135	96	2,234
1690113	1x35	11,4	165	45	169	115	1,639
1690114	1x50	12,3	205	50	207	135	1,233
1690115	1x70	13,8	270	55	268	167	0,876
1690116	1x95	15,7	355	65	328	197	0,654
1690117	1x120	17,6	435	70	383	223	0,534
1690118	1x150	19,2	530	80	444	251	0,449
1690119	1x185	21,1	655	85	510	281	0,373
1690120	1x240	24,1	840	100	607	324	0,303
1690121	1x300	26,5	1.025	135	703	365	0,257
1690122	1x400	29,6	1.325	150	823	-	0,217

Tabla 13. Características eléctricas cableado de alterna. Fuente: cabletelandalucia.com

Tabla 12. Elaboración propia

Criterio de caída de tensión

La expresión que calcula la sección teórica para líneas de Corriente Alterna trifásica es la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{max,inv}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_n}$$

Donde:

L : longitud de la línea en metros, en este caso el inversor se sitúa al lado del CGBT por lo que se ha supuesto una longitud de 10 m.

$I_{max,inv}$: Intensidad máxima a la salida del inversor (58 A).

$\sigma(T_{max})$: conductividad del aluminio en condiciones de temperatura máxima, con un valor de $30,3 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$.

ε : caída de tensión máxima en valor porcentual admitida. Para este tramo de AC se tomará el valor de 1,5%.

V_n : Tensión del sistema, correspondiente con los 400 V de salida del inversor.

Sustituyendo:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 58}{0,015 \cdot 30,3 \cdot 400} = 5,56 \text{ mm}^2$$

El criterio térmico es por tanto el más restrictivo, por lo que se tomará una sección de **16 mm²**.

7.5 Solidez estructural

La construcción de una planta fotovoltaica sobre cubierta implica la introducción de nuevas cargas sobre el edificio, por razones de seguridad es necesario comprobar que la cubierta es capaz de soportar la instalación. Siguiendo las indicaciones del Código Técnico de Edificación (en adelante CTE) se han calculado la sobrecarga introducida por la instalación.

En primer lugar se procede al cálculo del peso distribuido de los equipos principales (módulos y estructura), las fórmulas empleadas son las siguientes:

$$C_p = (p_m \cdot n_m + p_e \cdot n_e) \cdot g$$

$$q_p = \frac{C_p}{S_c}$$

Siendo:

C_p : Carga puntual debida al peso propio de la instalación

q_p : Carga distribuida debida al peso propio de la instalación

p_m : Peso unitario del módulo fotovoltaico

n_m : Número de módulos fotovoltaicos que conforman la instalación

p_e : Peso unitario de la estructura expresada en kg/m

n_e : Longitud total de estructura

g : Aceleración de la gravedad

S_c : Superficie de la cubierta, con valor de 994 m²

A continuación se muestran los pesos unitarios considerados extraídos de las fichas técnicas de los equipos:

Equipo	Peso unitario
Módulos	29,4 kg
Estructuras	12 kg/m

Aplicando las fórmulas anteriores:

$$C_p = (29,4 \cdot 102 + 12 \cdot 204) \cdot 9,81 = 53433,107 \text{ N} = 53,107 \text{ kN}$$

$$q_p = \frac{C_p}{S_c} = \frac{53,107}{994} = 0,0534 \text{ kN/m}^2$$

El CTE establece los siguientes límites de sobrecarga distribuida:

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Tabla 14. Valores característicos de las sobrecargas de uso. Fuente: CTE

Puesto que nos encontramos en la categoría de uso F “Cubiertas transitables accesibles solo privadamente” el límite de carga superficial es de 1kN/m^2 . Puesto que la carga que introduce la instalación tiene un valor de $0,0534\text{ kN/m}^2$, queda comprobada la solidez estructural del edificio.

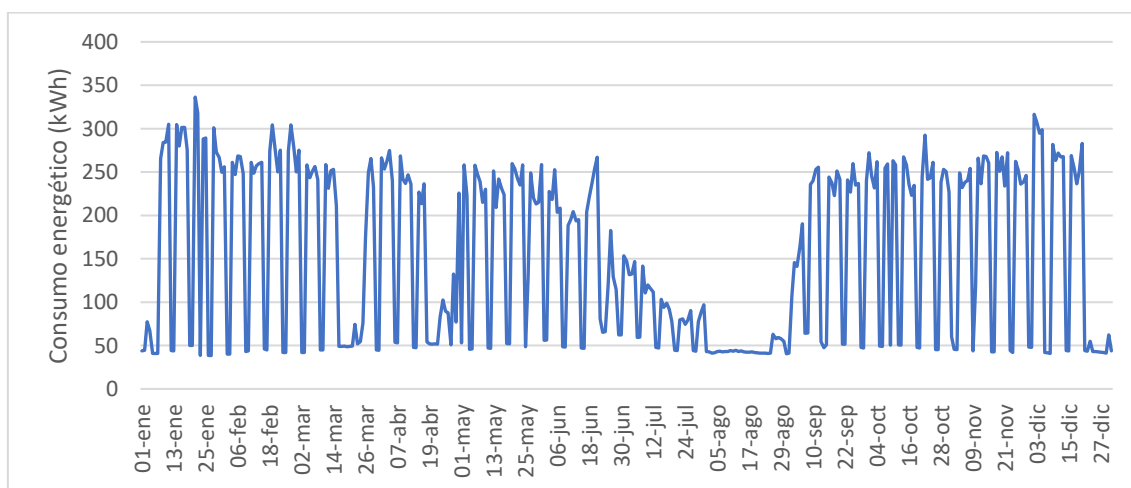
8 Estudio energético

En el estudio energético que se detalla en el presente capítulo así como el estudio económico que se lleva a cabo en el capítulo posterior se analizarán los datos del año 2019 ya que es el año del que se posee la curva de consumo del centro. En estos dos capítulos se busca calcular los beneficios que supondría la instalación del sistema fotovoltaico proyectado, tanto en términos energéticos como económicos.

8.1 Perfil de consumo

Como se ha visto en capítulos anteriores, el centro tuvo una demanda energética total de 55720,836 kWh anuales a lo largo del año 2019, siguiendo unos patrones mensuales marcados por el calendario escolar. Se producen mayores consumos durante los meses de invierno y en cambio durante verano los consumos disminuyen en gran medida, siendo prácticamente nulos para el mes de agosto.

La siguiente gráfica muestra los consumos energéticos totales diarios durante el año, se observa que los valores mínimos son de alrededor de los 50 kWh diarios y se producen durante los fines de semana y los días de vacaciones (ya que durante estos días el centro permanece cerrado). El consumo máximo se produjo el día 21 de enero con una cantidad total de 336,344m kWh.

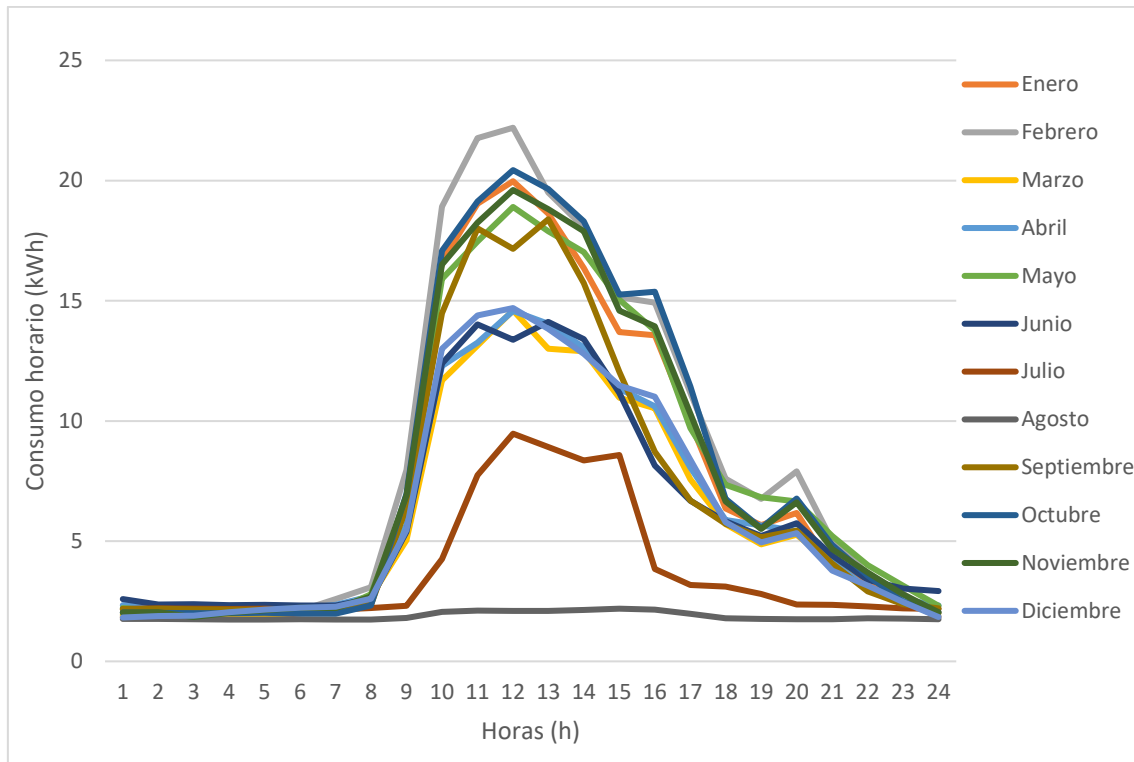


Gráfica 10. Distribución anual del consumo energético diario. Elaboración propia

Se dimensionará la instalación para ajustar la producción a los consumos energéticos de los días lectivos, de manera que los no lectivos la demanda energética quedará prácticamente cubierta y se verterá a la red una gran cantidad de excedentes.

A continuación se han analizado los consumos horarios medios de cada mes a lo largo del día excluyendo los fines de semana y se ha observado que el consumo se realiza entre las ocho de la mañana y las seis de la tarde, alcanzando su máximo alrededor del mediodía. Este patrón de consumo facilita enormemente el aprovechamiento de la energía producida por la planta ya que la curva de producción de una instalación fotovoltaica tiene un comportamiento similar marcado por la trayectoria del Sol.

En el siguiente gráfico se puede observar el patrón comentado:



Gráfica 11. Promedio mensual de consumos horarios. Elaboración propia

8.2 Estudio de producción con PVSyst

Para realizar un correcto análisis de rentabilidad de la instalación es necesario calcular de manera precisa la producción futura que será capaz de entregar la planta, para ello se ha recurrido al software de cálculo PVSyst.

Este paquete de software está pensado para el estudio, el dimensionamiento y el análisis de datos de sistemas fotovoltaicos completos (conectados a red, aislados y de bombeo). Incluye amplias bases de datos que proporcionan los fabricantes de módulos e inversores, además de datos meteorológicos horarios de las estaciones cercanas, de esta forma es capaz de simular cómo se comportarán los equipos en las condiciones específicas que se dan en el emplazamiento para poder ajustar al máximo sus predicciones a la realidad.

8.2.1 Datos de partida

En primer lugar se han introducido los datos principales de la instalación:

- Coordenadas
- Base de datos meteorológica empleada
- Orientación e inclinación de los módulos
- Modelo de equipos principales
- Número y disposición de los equipos principales

Estudio técnico-económico de instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes en el colegio
CEIP Benimaclet de Valencia

Project summary			
Geographical Site Benicalap Spain	Situation Latitude Longitude Altitude Time zone	39.50 °N -0.40 °W 45 m UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Benicalap Meteonorm 7.3 (1997-2006) - Synthetic			
System summary			
Grid-Connected System	Sheds, single array	User's needs	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth	Near Shadings Linear shadings	Unlimited load (grid)	
35 / 6 °			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	102 units	Nb. of units	1 Unit
Pnom total	55.1 kWp	Pnom total	40.0 kWac
		Pnom ratio	1.377

Imagen 23. Resumen proyecto PVSystem. Fuente: PVSystem

8.2.2 Estimación de pérdidas

El siguiente paso es la introducción de las pérdidas de potencia a considerar en el sistema, se trata de todas aquellos elementos y condiciones que disminuyen la energía de salida del conjunto con respecto a la potencia nominal. A continuación se detallan las pérdidas contempladas por el programa así como los valores que se han establecido para el cálculo de la producción.

- **Pérdidas térmicas:** debidas al calentamiento de la celda producido por la temperatura ambiente y la irradiancia incidente. El programa establece un valor predeterminado para el caso que nos ocupa en el que la disposición de los módulos permite la libre circulación de aire por ambas caras, este valor es del **6,99%**.
- **Pérdidas ohmicas en el cableado:** todo conductor provoca una disipación de potencia cuando es recorrido por una corriente, se ha establecido un **1,03%** de pérdidas en el cableado de CC y no se han tenido en cuenta pérdidas en el cableado de AC ya que el inversor se conecta directamente con el CGBT.
- **Pérdidas por calidad del módulo:** se trata de una tolerancia positiva que se produce en el proceso de fabricación de los módulos, se introducen con signo negativo ya que afectan positivamente al sistema, la ficha técnica del módulo seleccionado indica unos valores entre el 0 y el -3%, se ha tomado un valor de **-0,75%**.
- **Pérdidas por degradación inducida por la luz (LID):** se deben a las pérdidas que sufre el panel en sus primeras horas de exposición al sol, se ha tenido en cuenta un valor del **1,5%**.
- **Pérdidas por "mismatch":** en un mismo string el comportamiento de todos los módulos no es idéntico y por tanto las corrientes entregadas por cada uno serán ligeramente distintas. La corriente que entrega el string es la mínima de las corrientes de cada uno de sus módulos, estas pérdidas tienen en cuenta este desajuste entre módulos. En este caso se ha optado por respetar el valor por defecto que propone el programa.
- **Pérdidas por ensuciamiento:** la acumulación de suciedad en la cara superior de los paneles y su efecto en el rendimiento del sistema es una incertidumbre que depende en gran medida del entorno del sistema, las condiciones meteorológicas, etc. De igual forma, se ha tomado el valor por defecto que propone el programa para simplificar el proceso de simulación.

- Pérdidas por IAM (Incidence Angle Modifier): debidas al proceso de refracción que sufren los rayos solares al incidir sobre la cubierta del panel, también se ha respetado el valor propuesto por el programa.
- Pérdidas por indisponibilidad: debidas a fallos en el sistema o paradas de mantenimiento, se ha supuesto un valor del **1%**.
- Pérdidas por sombras: el programa tiene en cuenta tanto las pérdidas que ocasiona el relieve del horizonte como las que provocan los edificios cercanos, para las primeras permite importar un perfil del horizonte de PVGIS según la localización del proyecto y para las segundas es necesario la introducción de una escena 3D en la que aparezcan los elementos que rodean a la instalación (edificios colindantes y obstáculos en la cubierta). A continuación se muestra el diagrama de trayectoria solar en el horizonte proporcionado por el programa y la escena 3D elaborada mediante Autocad y posteriormente importada en PVSyst para el cálculo de sombras:

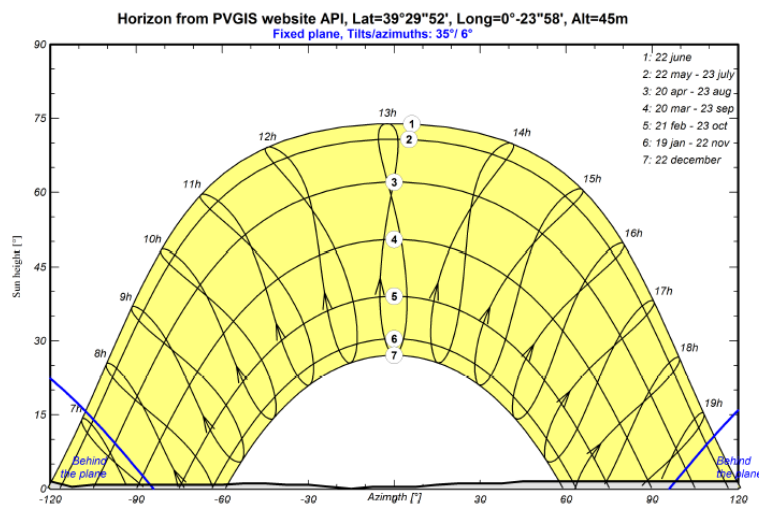


Imagen 24. Trayectoria solar en el horizonte. Fuente: PVSyst

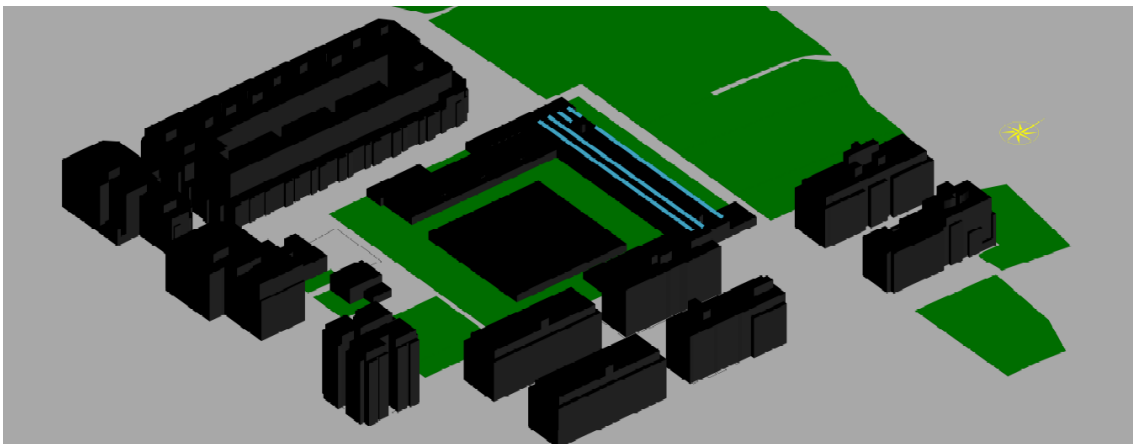


Imagen 25. Simulación 3D de los edificios colindantes. Fuente: PVSyst

A continuación se muestra el diagrama de pérdidas del sistema proporcionado por PVSyst:

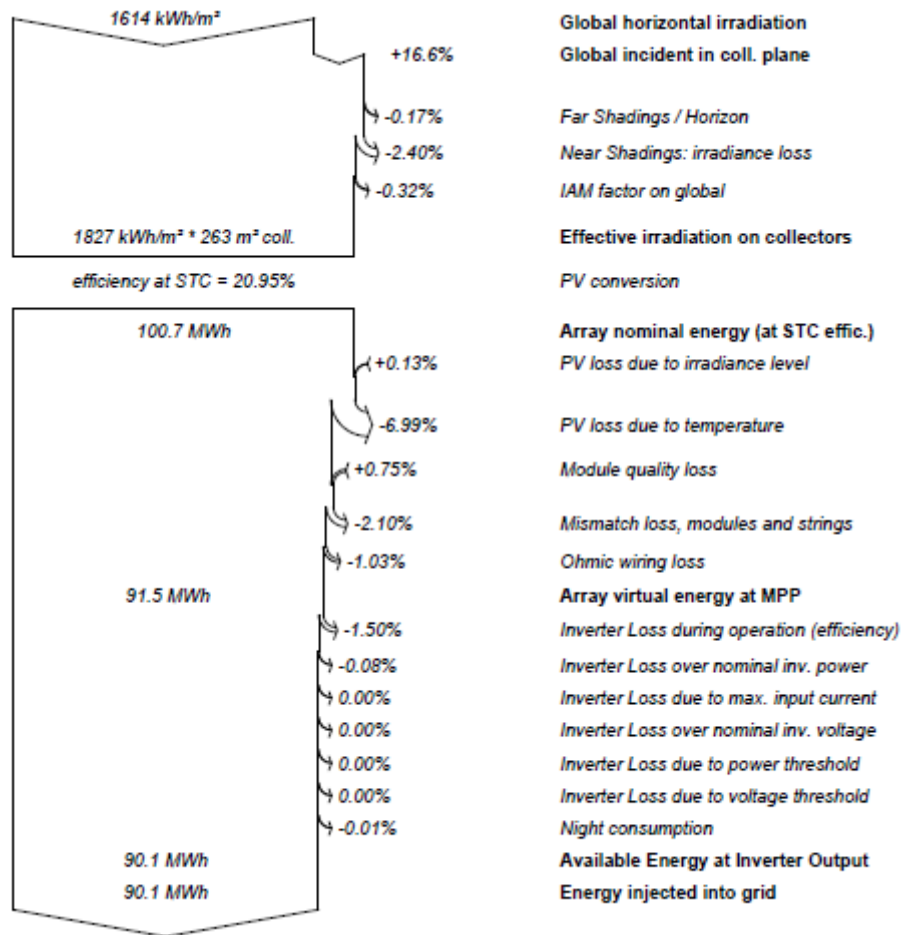
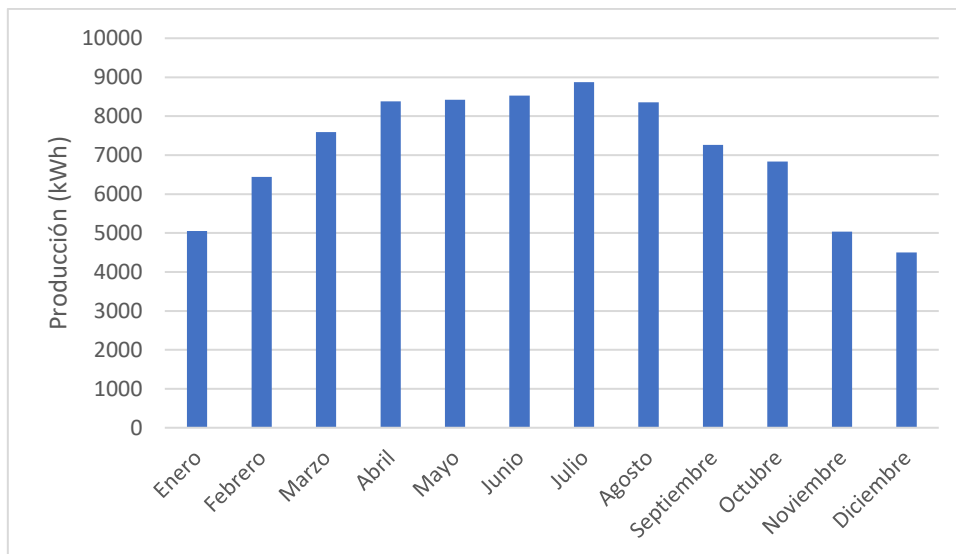


Imagen 26. Diagrama de pérdidas. Fuente: PVSyst

8.2.3 Cálculo de producción

Una vez introducidas las pérdidas, se obtienen los resultados de producción del primer año de la simulación, estos muestran que la planta generará una energía útil total de 90,07 MWh al año, a continuación se presenta la distribución mensual de esta producción:



Gráfica 12. Distribución mensual de producción de la planta. Elaboración propia

Se observa que, de manera contraria a lo que ocurre con los consumos, la producción es máxima en verano y mínima en invierno, siendo julio el mes con mayor producción y diciembre el de menor.

8.3 Ahorro energético

El último paso en el análisis energético es la superposición de la curva de demanda energética con la de producción de la planta, de esta forma se obtendrán los flujos de energía horarios y se calcularán los ahorros que supondrá la instalación.

Durante la operación de la planta se diferenciarán dos escenarios:

- Las horas en las que la producción supere la demanda energética, el centro se abastecerá completamente de la energía generada por la instalación fotovoltaica, siendo el consumo de la red nulo. Además, habrá un exceso de energía producida que se verterá a la red.
- Las horas en las que la demanda supere a la producción, el 100% de la energía producida irá destinada al centro y no habrá excedentes. Además, esta producción será insuficiente para cubrir la demanda y el centro tendrá que consumir energía de la red.

Se han comparado ambas curvas horarias (la de consumos durante 2019 y la de producción generada por PVSyst) y se han calculado los flujos de energía cada hora del año. A continuación, se muestran las fórmulas empleadas para el cálculo, atendiendo a los dos escenarios explicados:

$$C_t = \begin{cases} 0 & \text{si } P_t > D_t \\ D_t - P_t & \text{si } P_t < D_t \end{cases}$$

$$E_t = \begin{cases} P_t - D_t & \text{si } P_t > D_t \\ 0 & \text{si } P_t < D_t \end{cases}$$

$$A_t = P_t - E_t$$

Siendo:

C_t : Energía horaria consumida de la red.

E_t : Energía horaria excedentaria vertida a la red.

D_t : Demanda energética horaria del centro.

A_t : Energía autoconsumida.

Los resultados del cálculo expresados en MWh son los siguientes:

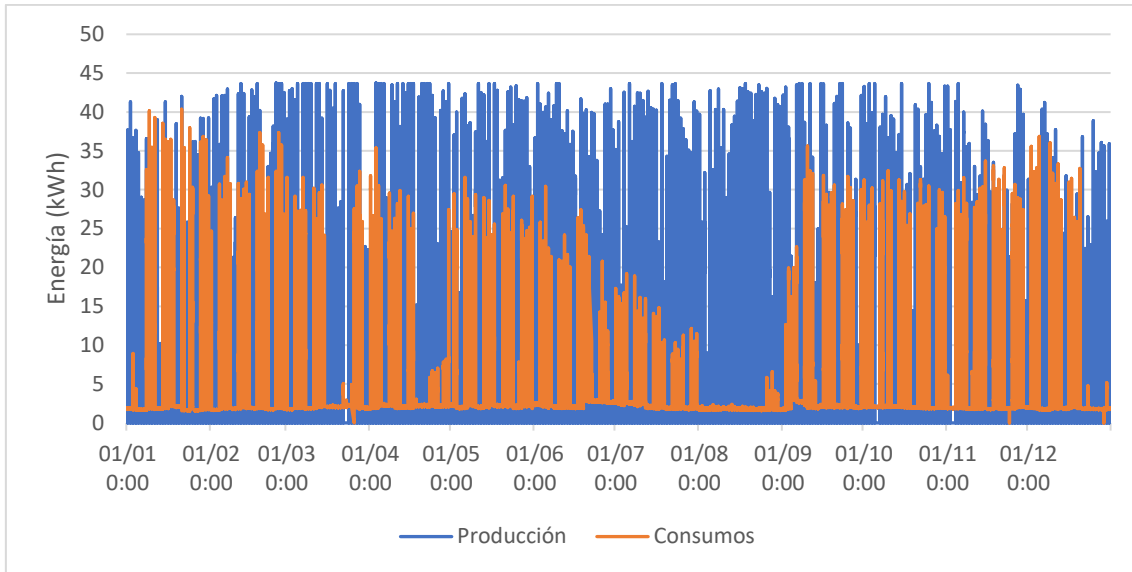
Producción	Consumo de red	Autoconsumo	Excedentes
85,27	20,13	35,34	49,93

Tabla 15. Energía total producida por la planta. Elaboración propia

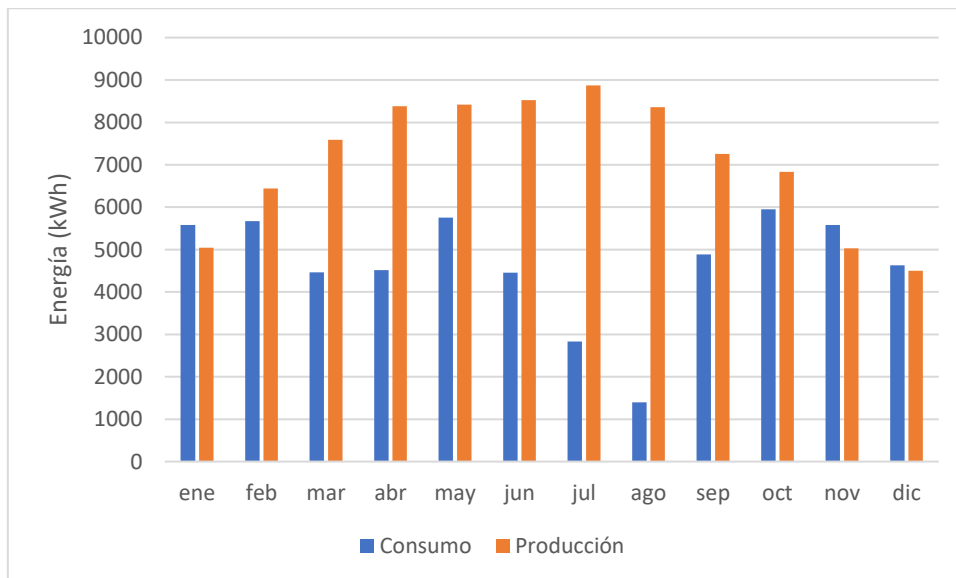
Es decir, se aprovecha para autoconsumo un 41,44% de la energía producida y se reducen los consumos en un 63,88%.

A continuación se muestra la superposición gráfica de ambas curvas tanto horaria como mensualmente:

Estudio técnico-económico de instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes en el colegio CEIP Benimaclet de Valencia



Gráfica 13. Superposición horaria producción y consumos. Elaboración propia



Gráfica 14. Superposición mensual de producción y consumos. Elaboración propia

Concluyendo, el análisis energético muestra una reducción en los consumos eléctricos de 35.592,91 kWh y un vertido a la red de 49.932,36 kWh de energía sobrante. Todo esto supone, además de un gran beneficio económico que se estudiará en el capítulo posterior, una importante mejora en la huella medioambiental del centro. Según lo indicado en el informe “Emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica en España” publicado por la REE en marzo de 2021 el factor de emisiones de gases de efecto invernadero para la generación de electricidad fue de 0,19 TmCO₂eq/MWh, se calcula por tanto que mediante la ejecución del presente proyecto se evitará la emisión de 9,48 toneladas de CO₂ al año aproximadamente, contribuyendo a la transición energética valenciana y ayudando a cumplir los objetivos marcados por la Unión Europea.

9 Estudio económico

9.1 Métricas

En primer lugar se procede a definir una serie de conceptos cuyo conocimiento resulta imprescindible para realizar una correcta lectura del capítulo, ya que estos son los indicadores empleados para determinar el beneficio económico que conllevará la realización del proyecto.

9.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

Se trata de un parámetro que permite calcular el valor presente de las ganancias o pérdidas que se van a obtener con una inversión, para ello trae los flujos de caja futuros al momento presente aplicando un tipo de interés.

Para calcular el VAN de una inversión se emplea la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Siendo:

I_0 : inversión inicial del proyecto, se ha calculado el presupuesto aproximado de cada uno de los casos de estudio, en el documento nº2 del presente proyecto se puede encontrar el presupuesto detallado de la alternativa finalmente seleccionada.

F_t : Flujos de caja para el año t , es decir la diferencia entre los ingresos y los costes anuales.

k : tipo de interés o tipo de descuento de la inversión, para el caso de estudio se ha fijado en un 4%.

t : tiempo de vida de la instalación fotovoltaica, se ha fijado en 25 años.

A partir del resultado del VAN se puede determinar que el proyecto es rentable si el VAN es positivo, no es rentable si es negativo o es económicamente indiferente si el VAN es igual a cero.

9.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es el tipo de interés mínimo que debe aplicarse para que el proyecto de inversión sea rentable. Los conceptos de VAN y TIR están íntimamente vinculados ya que el TIR es el valor del tipo de interés que hace que el VAN sea cero, es decir:

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

La tasa interna de retorno se expresa en valor porcentual con relación al tipo de interés (k). Mientras que el VAN da una medida del beneficio que se obtiene con la realización de un proyecto, el TIR es un indicador de la rentabilidad de este.

9.1.3 Payback o periodo de recuperación

Se define como el tiempo necesario para recuperar el dinero de la inversión inicial, se calculará mediante el análisis de los flujos de caja anuales. El payback será el tiempo para el cual el flujo de caja neto pase de ser negativo a positivo, es decir, sea cero.

9.2 Situación económica actual

Como se ha visto en capítulos anteriores el consumo anual del centro es de 53.998,641 kWh, aunque estos datos sean del año 2019 se supondrán constantes en el tiempo para facilitar el análisis.

El centro cuenta con una tarifa 3.0TD, la nueva tarifa con discriminación horaria en seis periodos, siendo P1 las horas caras y P6 las horas baratas (ver tabla 15). El horario de cada periodo no es fijo, y varía según la temporada y el día de la semana, a continuación se muestran los horarios^[11]:

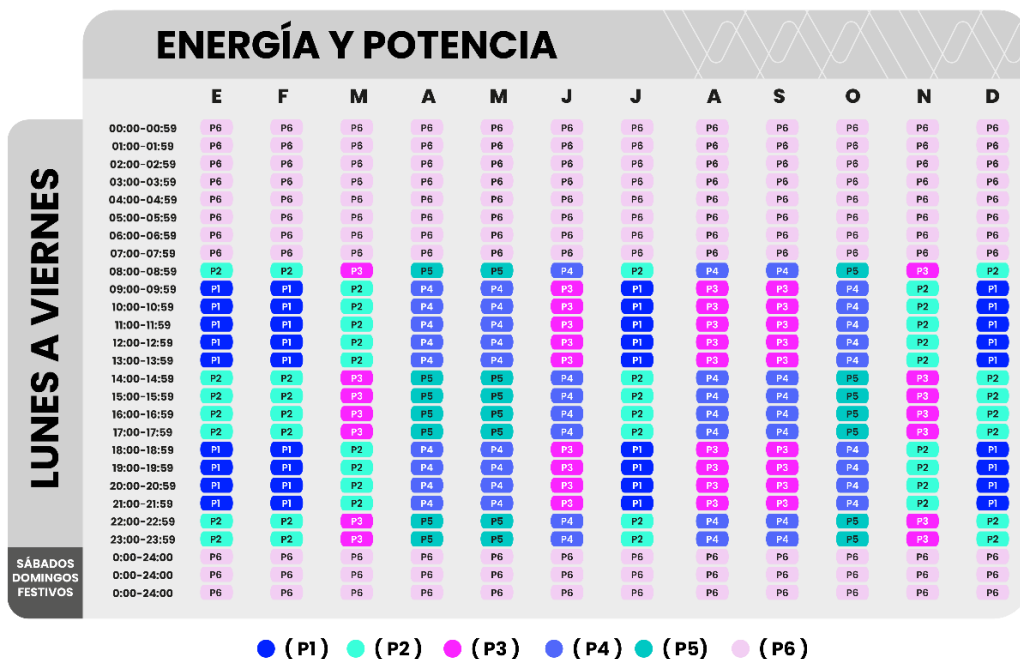
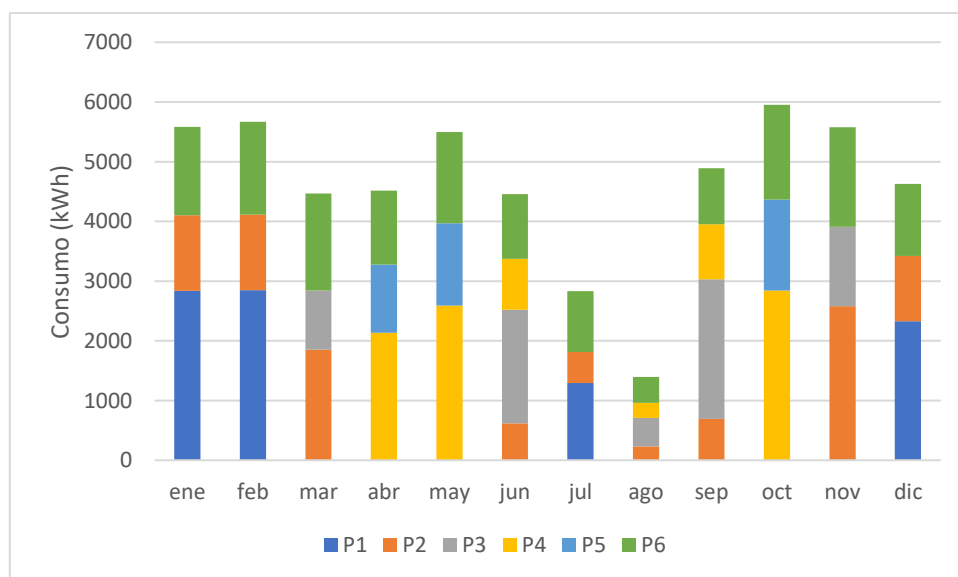
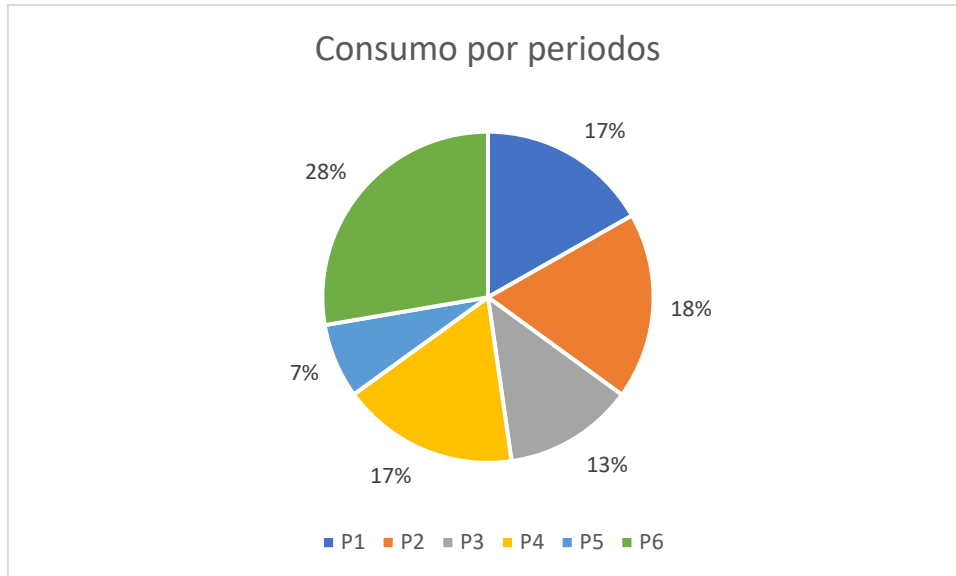


Imagen 27. Distribución por periodos de tarifa horaria 3.0TD. Fuente: pyloncommunity.es

Las siguientes gráficas recogen la distribución mensual de consumos energéticos por periodos a lo largo del año:



Gráfica 15. Distribución por periodos de los consumos mensuales del centro. Elaboración propia



Gráfica 16. Consumo total por periodos. Elaboración propia

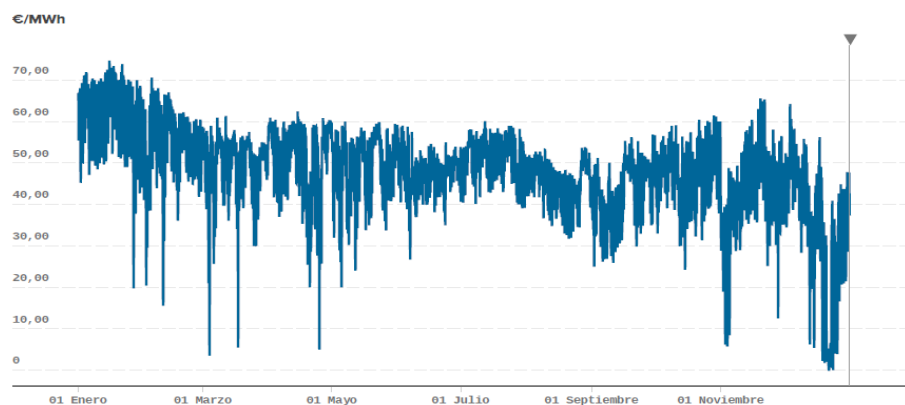
El gasto económico anual total del centro suponiendo estos consumos y esta distribución con la nueva tarifa horaria sería de **56.774,11 euros** sin la instalación fotovoltaica.

9.3 Flujos de caja

El primer paso para el cálculo del VAN, TIR y payback es calcular los flujos de caja anuales durante la vida del proyecto, esto es los ingresos y los gastos que se producirán cada año. A continuación se detallan los flujos de caja considerados en el presente capítulo.

9.3.1 Ingresos

- Ahorro por autoconsumo: se ha supuesto como ingreso el valor de la energía autoconsumida, es decir, se considera como ingreso el ahorro en kWh que se dejará de pagar a la compañía eléctrica una vez puesta en marcha la instalación fotovoltaica. Este ahorro anual se ha calculado multiplicando la energía horaria autoconsumida por su precio cada hora. El precio total de la energía es variable y viene determinado por:
 - El precio de mercado de la energía eléctrica: se han obtenido los valores horarios de la página web de la Red Eléctrica Española^[12] para el año 2019 ya que es el año del que se poseen los consumos y en el que se realiza el estudio. La siguiente gráfica muestra la evolución del precio durante ese año:



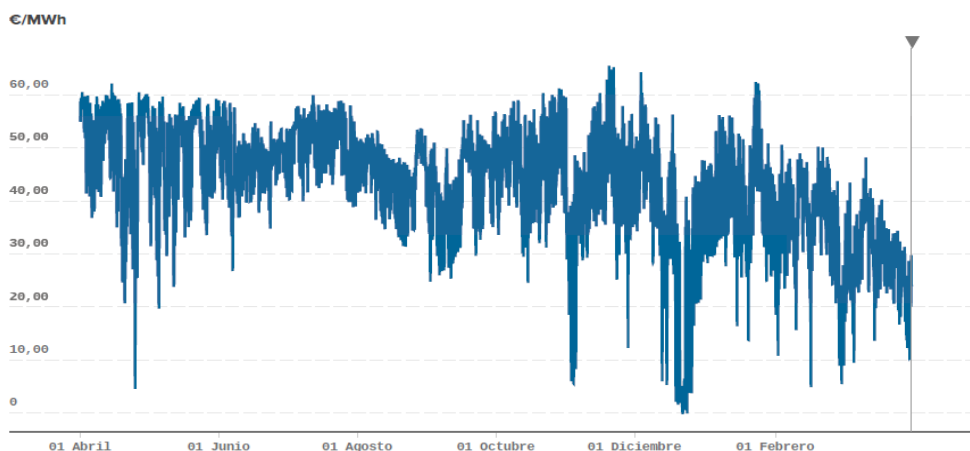
Gráfica 17. Evolución del precio de mercado de la energía eléctrica. Fuente: REE

- La tarifa horaria que cobra la compañía eléctrica: esto es el precio que se paga a la compañía, en este caso Iberdrola, por consumir energía. Se muestran a continuación los precios tanto de la nueva tarifa como de la antigua.

Tarifa antigua		Nueva Tarifa	
Periodo	Precio (€/kWh)	Periodo	Precio (€/kWh)
P1	0,108626	P1	0,1601
P2	0,090082	P2	0,1398
P3	0,065028	P3	0,1107
		P4	0,0953
		P5	0,0841
		P6	0,0768

Tabla 16. Precios nueva y antigua tarifa horaria. Elaboración propia

- Venta de excedentes: esto son los ingresos generados por el vertido de la energía excedentaria a la red, el valor de esta energía también es variable y se ha obtenido de la misma web de la Red Eléctrica Española. El precio total de los ingresos por venta de excedentes se calculará multiplicando este precio horario por el total de la energía exportada durante esa hora. La siguiente gráfica muestra la evolución del precio de la energía excedentaria para el 2019:



Gráfica 18. Evolución del precio de la energía excedentaria. Fuente: REE

9.3.2 Gastos

- Inversión inicial: esto es el presupuesto necesario para el diseño, construcción y puesta en marcha de la instalación, se trata de un gasto puntual en el primer año de vida del proyecto. Para la instalación proyectada la inversión tendrá un valor de 52.127,72 euros, el presupuesto detallado se puede encontrar en el documento nº2 adjunto a la memoria.
- Consumos de red: como se ha podido observar en el análisis energético, la instalación no será capaz de cubrir el 100% de la demanda energética del centro, por lo tanto seguirá habiendo consumos eléctricos de la red con un coste asociado. Estos gastos, al igual que los ahorros por autoconsumo, se calcularán de manera horaria multiplicando los consumos por los precios del pool eléctrico y de la tarifa horaria.

No se consideran gastos de operación y mantenimiento debido al tamaño de la planta fotovoltaica.

Ingresos			Gastos				
Ahorro autoconsumo		Venta excedentes	Inversión inicial	Consumos de red			
EUR/kWh		EUR/kWh	EUR	EUR/kWh			
Tarifa horaria	Pool	Precio horario ESIOS	52.127,72	Tarifa horaria	Pool		
P1	0,1601			Precios horarios ESIOS	52.127,72	P1	0,1601
P2	0,1398					P2	0,1398
P3	0,1107					P3	0,1107
P4	0,0953					P4	0,0953
P5	0,0841					P5	0,0841
P6	0,0768					P6	0,0768

Tabla 17. Precios unitarios de los flujos de caja

9.4 Hipótesis de cálculo

Para una aproximación más realista, se ha considerado una pérdida de producción anual del 0,5% y de esta manera se ha calculado la producción horaria para los 25 años de vida útil del proyecto siguiendo la siguiente fórmula.

$$P_t = P_1 \cdot 0,995^{t-1}$$

Siendo:

P_t : energía horaria producida en el año t.

P_1 : energía horaria producida en el año 1

Para el cálculo de los flujos de caja a partir del primer año, es necesario tener en cuenta la evolución de los precios, por lo tanto se ha supuesto un incremento IPC del 2% y un incremento anual del precio de la electricidad del 4%.

Teniendo en cuenta estas hipótesis se han obtenido los siguientes datos:

Año	Ingresos (€)	Gastos (€)	Flujo anual	Flujo acumulado
0	- €	52.127,72 €	- 52.127,72 €	- 52.127,72 €
1	7.877,20 €	3.220,38 €	4.656,82 €	- 47.470,89 €
2	7.852,82 €	3.228,01 €	4.624,80 €	- 42.846,09 €
3	7.828,40 €	3.235,81 €	4.592,59 €	- 38.253,50 €
4	7.804,04 €	3.243,67 €	4.560,37 €	- 33.693,13 €
5	7.779,67 €	3.251,67 €	4.528,01 €	- 29.165,12 €
6	7.755,30 €	3.259,80 €	4.495,51 €	- 24.669,61 €
7	7.730,99 €	3.267,97 €	4.463,02 €	- 20.206,59 €
8	7.706,75 €	3.276,18 €	4.430,57 €	- 15.776,02 €
9	7.682,54 €	3.284,46 €	4.398,08 €	- 11.377,94 €
10	7.658,39 €	3.292,79 €	4.365,60 €	- 7.012,33 €
11	7.634,32 €	3.301,13 €	4.333,19 €	- 2.679,14 €

12	7.610,33 €	3.309,51 €	4.300,82 €	1.621,68 €
13	7.586,38 €	3.317,95 €	4.268,43 €	5.890,11 €
14	7.562,47 €	3.326,45 €	4.236,02 €	10.126,13 €
15	7.538,60 €	3.335,04 €	4.203,55 €	14.329,68 €
16	7.514,77 €	3.343,68 €	4.171,08 €	18.500,76 €
17	7.490,96 €	3.352,41 €	4.138,54 €	22.639,31 €
18	7.467,18 €	3.361,23 €	4.105,95 €	26.745,26 €
19	7.443,46 €	3.370,07 €	4.073,39 €	30.818,65 €
20	7.419,81 €	3.378,96 €	4.040,85 €	34.859,50 €
21	7.396,18 €	3.387,94 €	4.008,23 €	38.867,73 €
22	7.372,63 €	3.396,93 €	3.975,70 €	42.843,43 €
23	7.349,19 €	3.405,88 €	3.943,31 €	46.786,74 €
24	7.325,79 €	3.414,90 €	3.910,89 €	50.697,63 €
25	7.302,42 €	3.423,98 €	3.878,44 €	54.576,07 €

Tabla 18. Flujos de caja durante la vida del proyecto. Elaboración propia

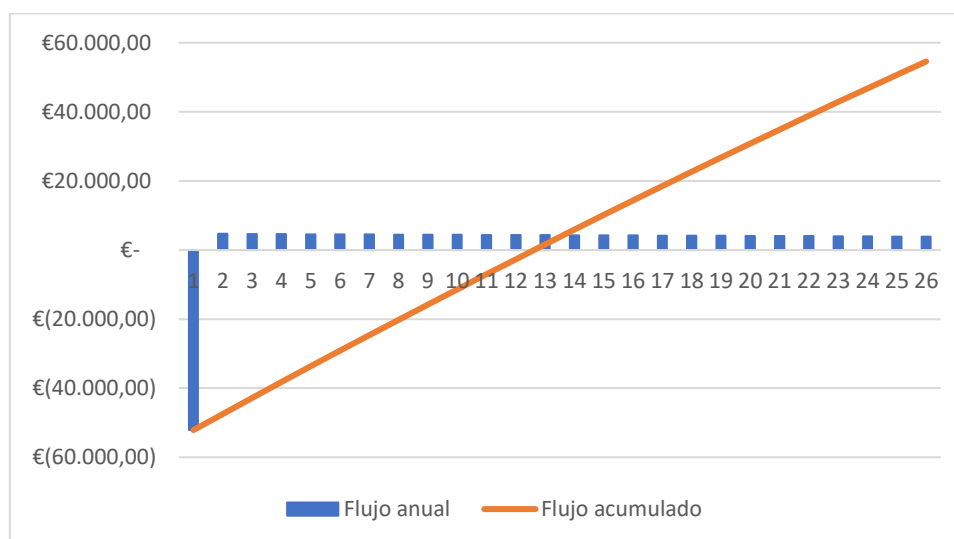
9.5 Resultados

Los resultados del análisis económico se muestran a continuación:

VAN	9.159,99 €
TIR	6,8%
Payback	11,8
Ahorro	54.576,07 €

Tabla 19. Resultados indicadores económicos. Elaboración propia

Esto quiere decir que, mediante la inversión inicial de 52.127,72 euros se consigue un ahorro de 54.576,07 euros a lo largo de la vida del proyecto, y la inversión se amortiza a los 11,8 años.



Gráfica 19. Flujos de caja del proyecto. Elaboración propia

10 Conclusiones

Se ha diseñado una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para el centro escolar municipal CEIP Benimaclet.

La modalidad de autoconsumo a la que se acoge la instalación es la de excedentes sin compensación ya que la cantidad de excedentes es elevada y esta modalidad permite aprovechar la totalidad de los mismos.

Se ha tratado de ajustar al máximo posible la curva de demanda del centro con la curva de producción de la planta, de manera que el proyecto sea lo más eficiente posible en cuanto a recursos económicos y energéticos.

Para ello se ha determinado el tamaño de la planta mediante un estudio comparativo de 27 alternativas diferentes en el que se han analizado los beneficios económicos de cada una de ellas, tomando como solución definitiva aquella que ha resultado más rentable.

La instalación tiene una potencia instalada de 55,08 kWp y 40 kWn en inversores, consta de 102 módulos fotovoltaicos conectados en 6 series y un único inversor de corriente con potencia de 40 kW, además de las estructuras que anclan los módulos a la cubierta, el cableado y las protecciones necesarias.

A continuación, se ha procedido a realizar un análisis en detalle de la alternativa de diseño definitiva. Se incluyen todos los cálculos necesarios para el correcto dimensionamiento de la planta y para la comprobación de los distintos requisitos establecidos por el reglamento.

Además se ha realizado un estudio energético para cuantificar la contribución del proyecto al objetivo global y nacional de reducir los consumos energéticos provenientes de combustibles fósiles. Este análisis energético muestra una reducción en los consumos eléctricos de 35.592,91 kWh y un vertido a la red de 49.932,36 kWh de energía sobrante, contribuyendo a evitar la emisión de alrededor de 4,37 toneladas de CO₂ anuales.

Por último se ha elaborado un estudio económico que muestra la viabilidad del proyecto, mediante la inversión inicial de 52.127,72 euros se consigue un ahorro de 54.576,07 euros a lo largo de la vida del proyecto, y la inversión se amortiza a los 11,8 años. Cabe destacar que el análisis se ha realizado para una vida útil de 25 años y mediante un correcto mantenimiento y un uso adecuado de la instalación este tiempo podría llegar a alargarse hasta 10 años más, lo que aumentaría significativamente la rentabilidad de la misma.

Las ventajas de la energía solar fotovoltaica y en concreto de los pequeños proyectos de autoconsumo son muchas: reducción de emisiones de gases contaminantes, mejora de la eficiencia energética por disminución de pérdidas en el transporte, aumento de la autonomía y por supuesto alta viabilidad económica, lo que los convierte en una herramienta fundamental en la transición energética mundial.

11 Bibliografía

1. **2021 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.** Objetivos de desarrollo sostenible.
<https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html>
2. **Web oficial de la Unión Europea.** Noticias 2020.
https://ec.europa.eu/info/news/focus-renewable-energy-europe-2020-mar-18_es
3. **Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).** Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.
<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>
4. **Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.
https://www.idae.es/sites/default/files/pniec_en_luzi.pdf
5. **Unión Española Fotovoltaica (UNEF) 2021.** Informe anual.
<https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>
6. **ABB 2014.** Cuaderno de aplicaciones técnicas nº10. Plantas fotovoltaicas.
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SDC007109G0202&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
7. **2021 Censolar:** Centro Internacional para la capacitación tecnológica de especialistas en energía solar.
<https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
8. **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR
9. **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)**
<https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/guia-tecnica-aplicacion.aspx>
10. Roger Folch, J.; Riera Guasp, M. y Roldán Porta, C., 2010. **Tecnología Eléctrica** (3ª edición). Madrid, España: Síntesis.
11. **Pylon Community 2021.**
<https://pyloncommunity.com/nuevas-tarifas/descubrelas>
12. **Red Eléctrica de España (REE) 2021.** Sistemas de Información del operador del sistema (ESIOS).
<https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=04-02-2021>
13. **WeatherSpark 2021**
<https://es.weatherspark.com/>

ANEXO Nº1: INFORME DE SIMULACIÓN EN PVSYST

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: New Project

Variant: New simulation variant

Sheds, single array

System power: 55.1 kWp

Benicalap - Spain

Author

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)



Project: New Project

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.1.8

VCO, Simulation date:
10/07/21 19:00
with v7.1.8

Project summary

Geographical Site Benicalap Spain	Situation Latitude 39.50 °N Longitude -0.40 °W Altitude 45 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Benicalap Meteonorm 7.3 (1997-2006) - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 35 / 6 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 102 units	Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 55.1 kWp	Pnom total 40.0 kWac	
	Pnom ratio 1.377	

Results summary

Produced Energy 90.07 MWh/year	Specific production 1635 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.93 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	4
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



Project: New Project

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.1.8

VC0, Simulation date:
10/07/21 19:00
with v7.1.8

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	6 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Single array		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	35 / 6 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	2.60 m		
		Collector width	1.13 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	43.6 %		
		Top inactive band	0.02 m		
		Bottom inactive band	0.02 m		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	21.8 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	1.5 °	Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM540M-72HL4-V	Model	SUN2000-40KTL-440Vac-JP
<i>(Custom parameters definition)</i>		<i>(Original PVsyst database)</i>	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	102 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	55.1 kWp	Total power	40.0 kWac
Modules	6 Strings x 17 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>45°C)	46.0 kWac
Pmpp	50.3 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.38
U mpp	633 V		
I mpp	80 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	55 kWp	Total power	40 kWac
Total	102 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	263 m²	Pnom ratio	1.38
Cell area	242 m²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
<i>Module temperature according to irradiance</i>		Global array res.	131 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
<i>Incidence effect (IAM): User defined profile</i>								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.988	0.965	0.925	0.743	0.000



Project: New Project

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.1.8

VC0, Simulation date:
10/07/21 19:00
with v7.1.8

Horizon definition

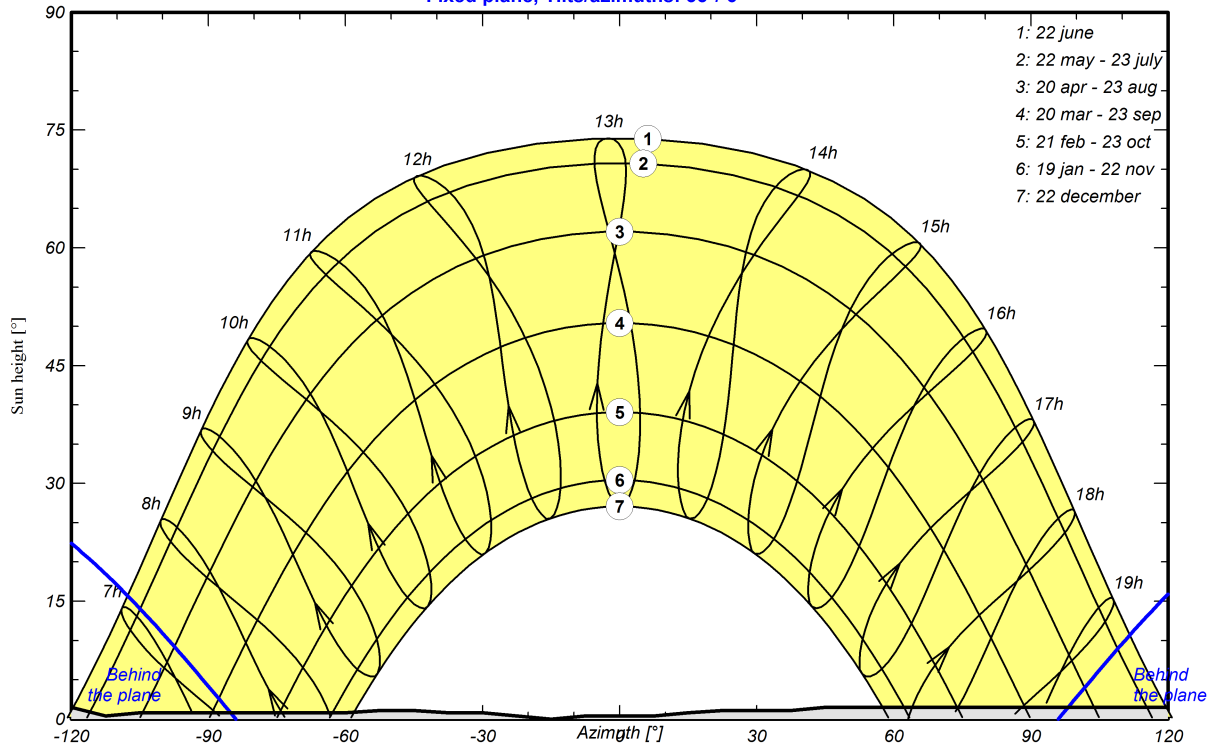
Average Height	1.5 °	Albedo Factor	0.96
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-150	-143	-120	-113	-105	-60	-53	-45	-38	-30	-23
Height [°]	3.1	3.1	1.5	1.5	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	0.8	0.4
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	38	45	135	143	150	180	
Height [°]	0.0	0.4	0.4	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	1.1	3.1	3.1	

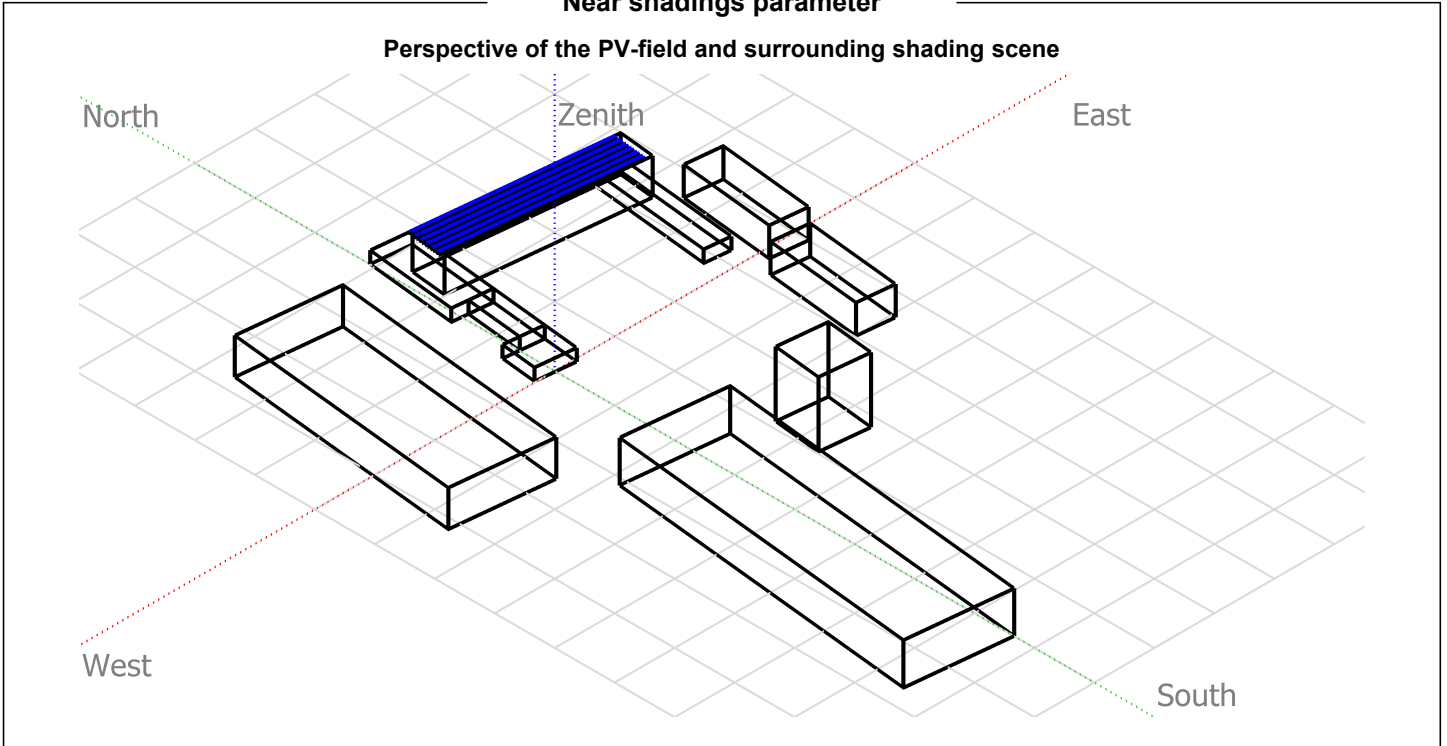
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=39°29'52', Long=0°-23'58', Alt=45m
Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 6°

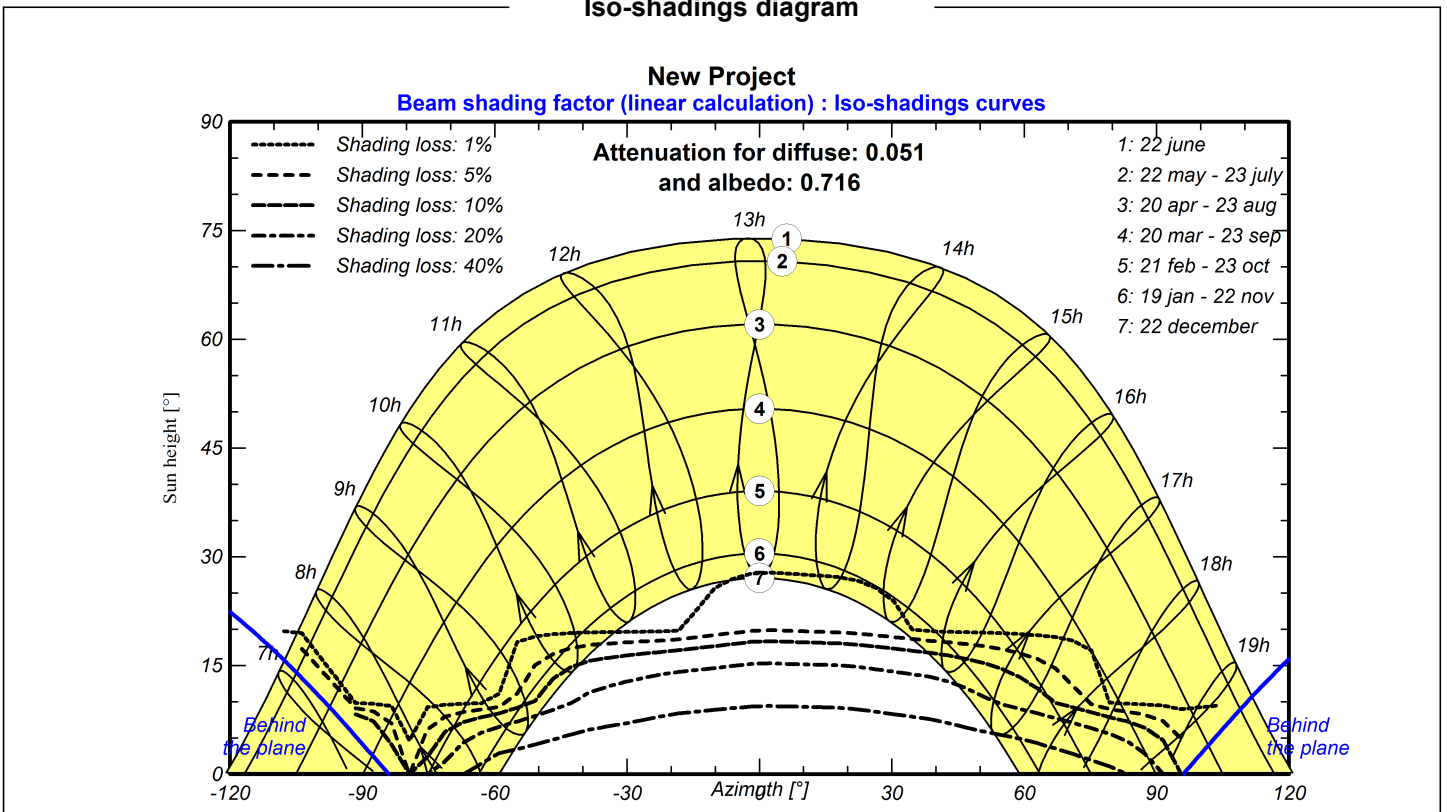




Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.1.8

VC0, Simulation date:
10/07/21 19:00
with v7.1.8

Main results

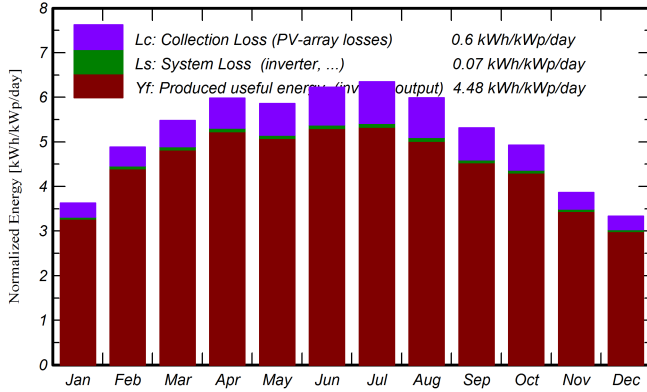
System Production

Produced Energy 90.07 MWh/year

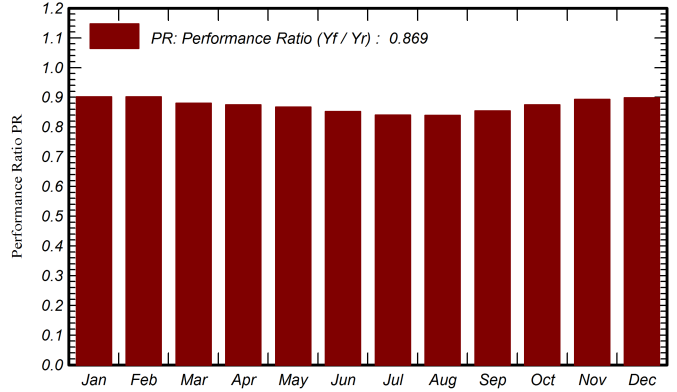
Specific production
Performance Ratio PR

1635 kWh/kWp/year
86.93 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	66.9	29.47	9.56	112.5	108.7	5.673	5.590	0.902
February	90.6	32.81	10.59	136.7	133.8	6.893	6.791	0.902
March	134.6	51.92	13.62	169.9	165.9	8.363	8.239	0.880
April	166.3	66.54	15.42	179.5	174.6	8.780	8.648	0.875
May	188.2	87.20	19.14	181.6	175.8	8.809	8.677	0.867
June	202.3	86.20	23.46	186.8	180.9	8.903	8.768	0.852
July	209.0	81.60	26.27	196.9	190.9	9.257	9.113	0.840
August	178.4	74.87	26.42	185.7	180.3	8.714	8.576	0.839
September	136.7	59.92	22.59	159.4	155.0	7.612	7.496	0.854
October	110.1	46.09	19.18	152.7	149.2	7.470	7.359	0.875
November	71.2	29.32	13.32	115.9	112.6	5.787	5.702	0.893
December	59.3	26.67	10.31	103.4	99.1	5.191	5.116	0.898
Year	1613.8	672.59	17.53	1881.1	1826.8	91.452	90.075	0.869

Legends

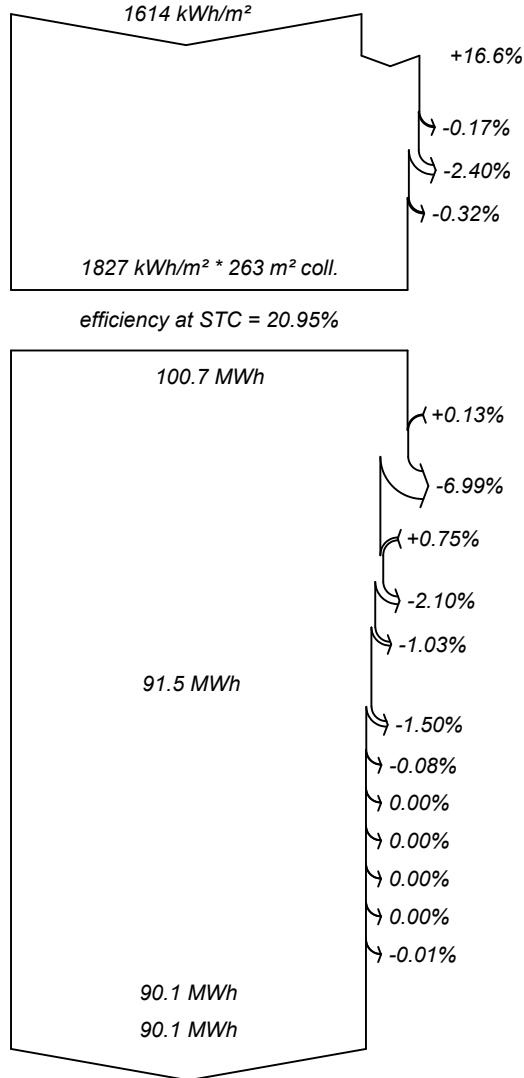
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.1.8

VCO, Simulation date:
10/07/21 19:00
with v7.1.8

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Far Shadings / Horizon*
- Near Shadings: irradiance loss*
- IAM factor on global*
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion*
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level*
- PV loss due to temperature*
- Module quality loss*
- Mismatch loss, modules and strings*
- Ohmic wiring loss*
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)*
- Inverter Loss over nominal inv. power*
- Inverter Loss due to max. input current*
- Inverter Loss due to nominal inv. voltage*
- Inverter Loss due to power threshold*
- Inverter Loss due to voltage threshold*
- Night consumption*
- Available Energy at Inverter Output**
- Energy injected into grid**

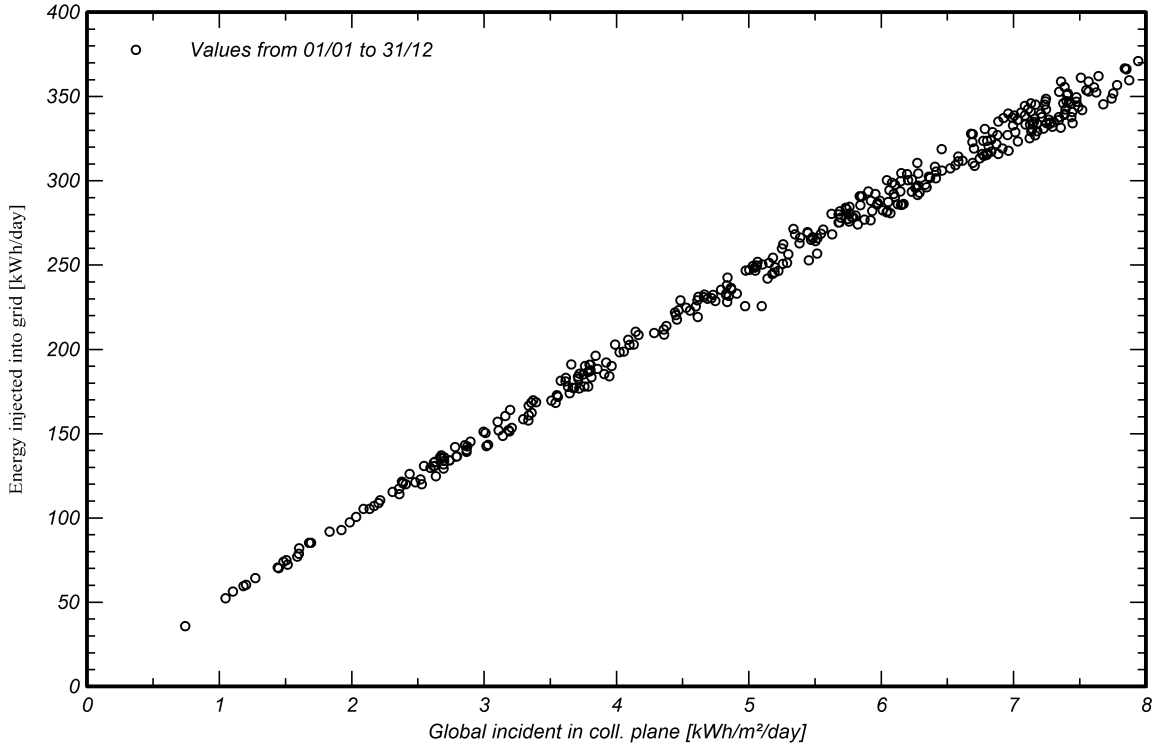


PVsyst V7.1.8

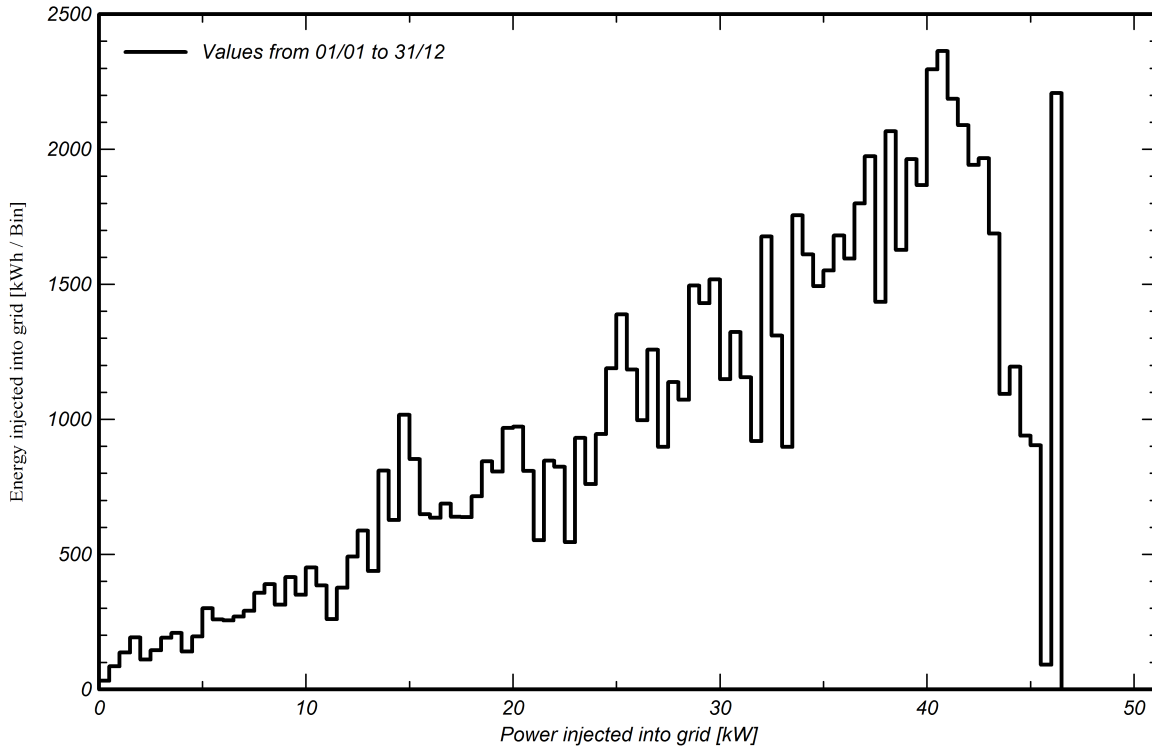
VC0, Simulation date:
10/07/21 19:00
with v7.1.8

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



ANEXO Nº2: FICHAS TÉCNICAS

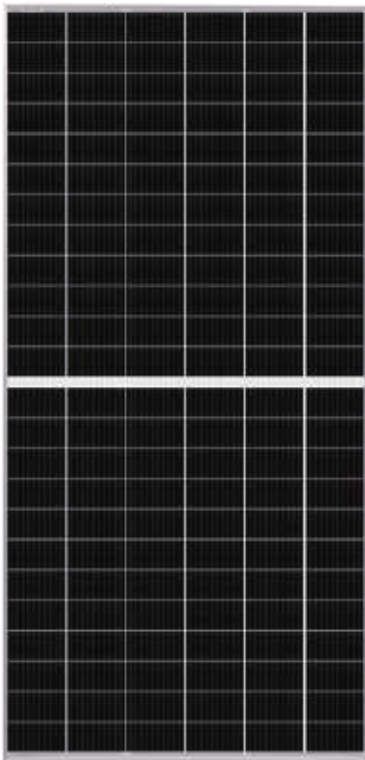
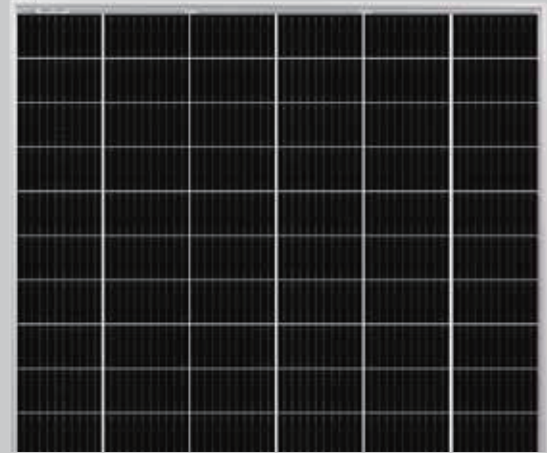
72M HC 520-540 Watt

MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory.

IEC61215, IEC61730, certified products.



KEY FEATURES



Multi Busbar Solar Cell

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



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation
25 year linear power warranty



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

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

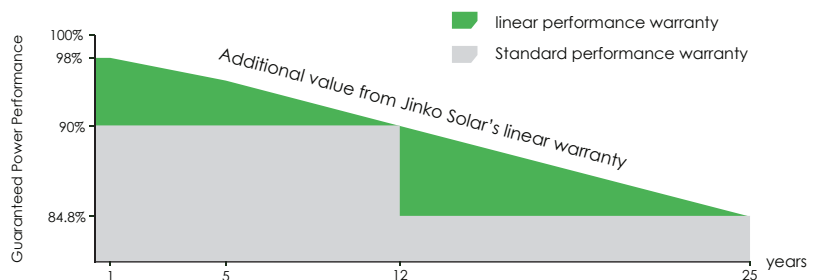


Durability Against Extreme Environmental Conditions

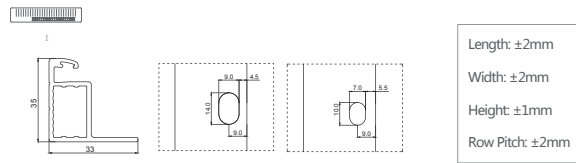
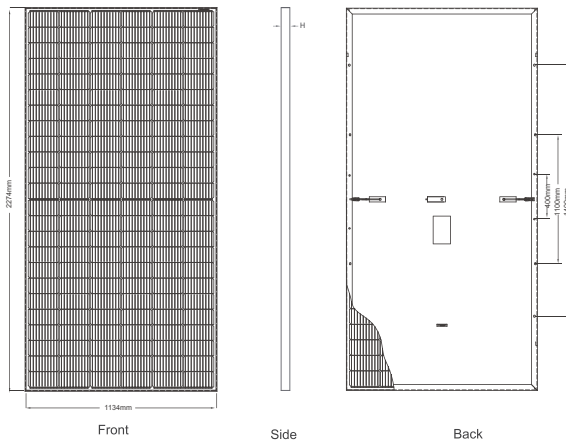
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 30 years



Engineering Drawings

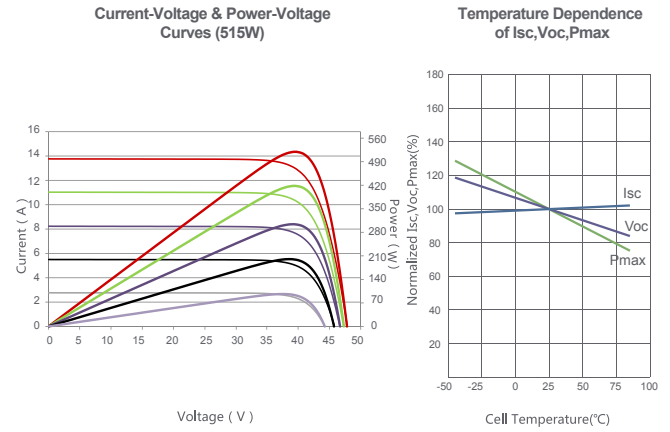


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	29.4 kg (64.8 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 250mm, (-): 150 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM520M-72HL4-V		JKM525M-72HL4-V		JKM530M-72HL4-V		JKM535M-72HL4-V		JKM540M-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.47V	37.63V	40.61V	37.78V	40.74V	37.92V	40.88V	38.05V	41.01V	38.19V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.28A	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V	49.40V	46.63V	49.53V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.36%		20.55%		20.75%		20.94%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* 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

* Power measurement tolerance: ± 3%

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



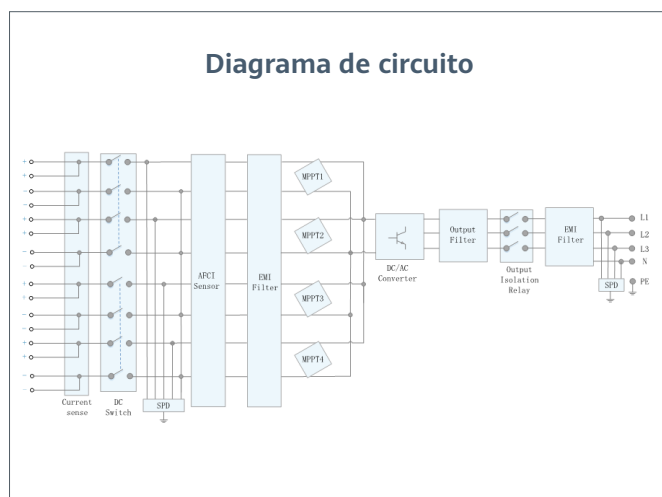
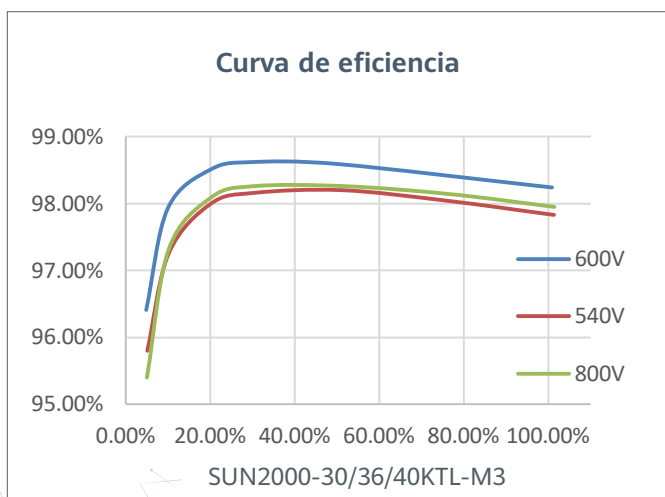
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación ²	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida			
Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada ³	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales	
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador	
Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

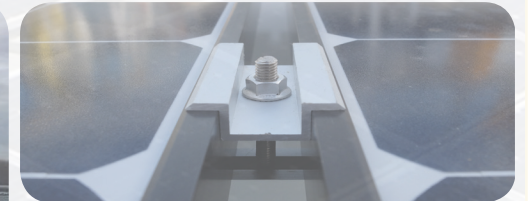
3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)

Sistema BULNES

Estructuras angulares



El Naranjo de Bulnes, también conocido como Picu Urriellu, se encuentra situado en el Macizo Central de los Picos de Europa, en Asturias (España). La primera referencia escrita al Picu Urriellu como Naranjo de Bulnes se debe al ingeniero y geólogo alemán Guillermo Schulz, que en 1855 editó el primer mapa topográfico y geológico de Asturias. El origen de esta denominación no está claro pero tal vez sea debido al color anaranjado que toma la piedra caliza de la que está formado. Tiene una altitud de 2519m y aunque no se trata del pico más alto de la Cordillera Cantábrica, puede ser considerado uno de los más conocidos así como cumbre emblemática del alpinismo español, especialmente los 550m de pared vertical en su cara oeste



Contacto

 **EUROPA - Oficinas & Fábrica**

pol. industrial Tabaza I zona A
Nave 6a, Carreño - Asturias (España)
Teléfono: +34 984 112 759
alusinsolar@alusinsolar.com

 **alusinsolar.com**

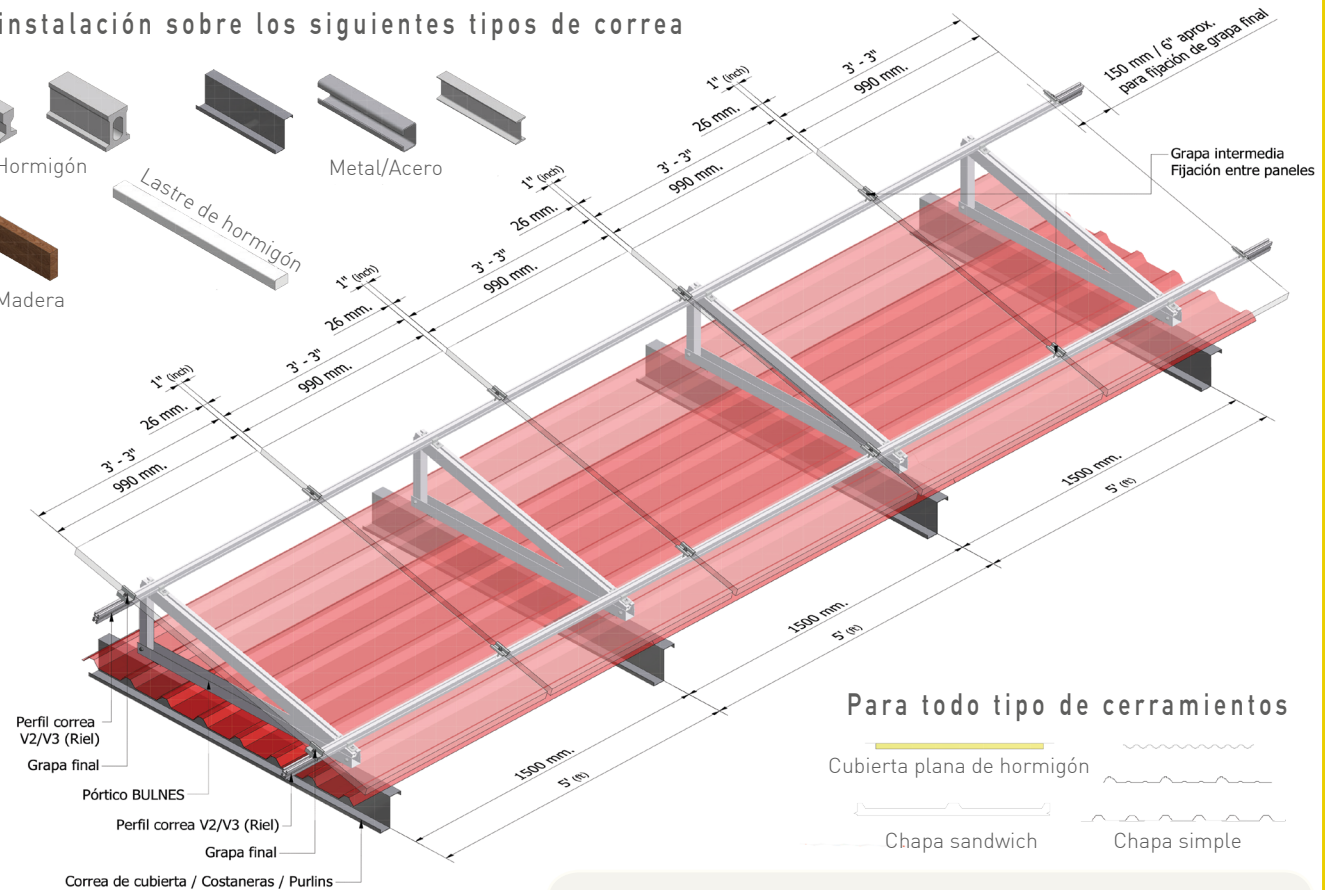
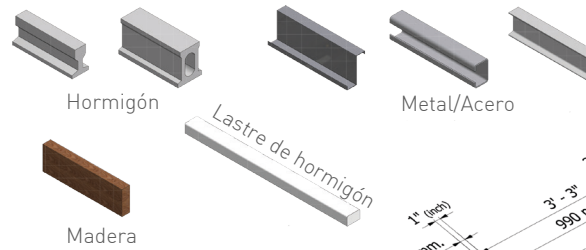
Garantías

- ✓ Diseño según cargas climáticas locales
- ✓ Fijación universal de paneles
- ✓ Alta versatilidad y adecuado
- ✓ Grapas especiales película fina y frameless
- ✓ Plazo de entrega rápido
- ✓ Cómoda instalación
- ✓ 25 años garantía de materiales
- ✓ 2 años garantía de obra

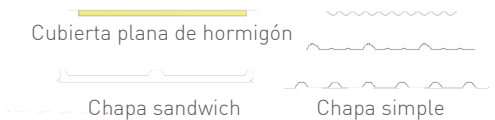
Características Técnicas

- Perfiles, grapas y accesorios en aluminio extruído de primera fusión.
- Tornillería en acero inoxidable A2/A4 según la agresividad del ambiente, con opción a tratamientos superficiales.
- Transmisión directa de cargas a la estructura principal. Fijación directa a las correas.
- Fijación con Juntas EPDM y adhesivo a doble cara, asegurando estanqueidad y resistencia a gradientes térmicos y a los rayos UV
- Opción de Tuercas antirrobo, sistema de ranuras para tornillo.
- Multitud de configuraciones disponibles.
- Material 100% reciclable.

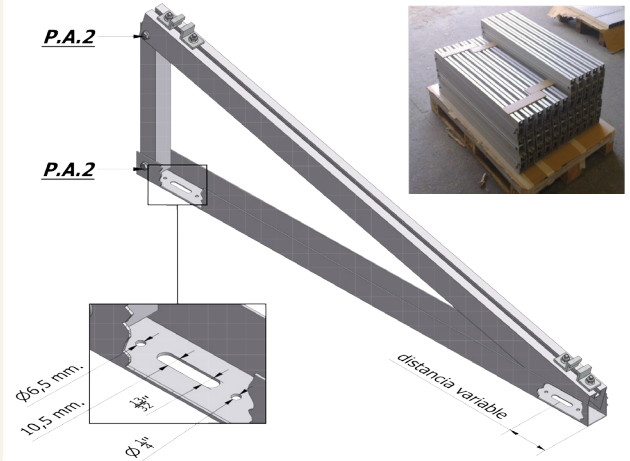
Para instalación sobre los siguientes tipos de correa



Para todo tipo de cerramientos



Los pórticos se suministran preensamblados



Cargas

Viento Hasta 240 kmh (150mph).
 Nieve Hasta 2 kN/m2
 Cálculos de las estructuras de acuerdo con las cargas climáticas dependientes de la ubicación del proyecto

Pesos

Para panel en horizontal: 3.25 kg/m2
 Para panel en vertical: 2.49 kg/m2
 Pesos aproximados incluyendo tornillería

TECHNO SUN

EN50618 (H1Z2Z2-K)
IEC62930

FICHA DE DATOS

**EN EL OBJETIVO LOS INGRESOS DE LA PLANTA
EN OPERACIÓN NUESTROS CABLES SOLARES**

- Mejorada resistencia al agua; Directamente enterrado
- Cumplimiento de CPR EN50575
- Disposición global
- 25 años de tiempo de uso estimado
- Marcas por metro de cable





Construcción	
Construcción de los hilos	Cable de venas de cobre bañados en estaño (cobre electrolítico) de acuerdo a IEC 60228 Clase 5
Aislamiento	Conductor eléctrico con aislamiento de Poli-olefina; dureza Shore D 32
Cubierta exterior	Conductor eléctrico con aislamiento XLPO; dureza Shore D 36
Color	Cubierta: negro/rojo; aislante: transparente – coloreado natural
Marcado	H12222-K IEC69230 1x6,0mm ² R 50363076 CE <i>marcado metro a metro</i>
Standards	EN50618 (H12222-K) TÜV R60148037; IEC62930 131

Características Técnicas	
Voltaje nominal	1,5kV DC y 1,0kV AC
Voltaje máximo permitido de operación	1,8kV DC (2,0kV DC verificación interna adicional)
Ensayo de voltaje sobre cable	6,5kV AC / 15kV DC (5 minutos baño de agua) 20±5°C)
Intensidad máxima admisible	
Temperatura de cortocircuito	250° C/5s

Características de los materiales	
Estabilidad UV	Resistencia relativa a la tensión y alargamiento de rotura después de 720 h (360 ciclos) ≥ 70% de los valores iniciales; EN 50289-4-17 de acuerdo a método A; EN ISO 4892-1 (2000) y EN ISO 4892-2 (2006)
Resistencia al ozono	72h, humedad relativa 55±5%, Temperatura 40±2°C (EN 50396 Método B; concentración de ozono (200±50)x10 ⁻⁶)
Resistencia de aislamiento	Resistencia en baño de agua, cada 2h a +90°C y 2h a 20°C (Valores límites de acuerdo a EN 50618 Tabla 1)
Ensayo de penetración dinámica	Acero elástico - carga a través del aislamiento o cubierta (EN50618 Anexo D)
Directamente enterrado	Inmersión en agua a largo plazo a 90°C, durante 12 semanas; Resistencia de aislamiento ≥ 3GΩ (examinación interna adicional de acuerdo a UL44 cl. 5.4 y UL2556 6.4.4.2.1)
Destruktividad y resistencia a impacto	Resistencia a impacto UL 854.23 y destructividad - resistencia UL 854.24 (examinación interna adicional)
Cubierta resistente contra ácido y alcalinos	168h a 23°C en ácido N-Oxálico y N-Sodio hidróxido (EN 60811-404); resistente al amoniaco
Comportamiento en caso de fuego	Llama retardante conforme a EN 60332-1-2 Anexo A, baja emisión de humos (EN 61034,-2)
Rendimiento-CPR	Reacción al fuego Dca acorde a EN 50575
Libre de halógenos	EN 50525-1, Anexo B
Ensayo de impacto en frío	EN 60811-506, EN 50618 Anexo C.1 a -40°C
Ensayo de alargamiento en frío	Máx. 30% elongación a -40±2°C, 16h (EN 60811-505)
Ensayo de calor húmedo	Duración 1000h a 90°C y min. 85% humedad relativa (EN 60068-2-78)
Radio mínimo de curvatura flexible / fijo	10x diámetro del cable 4x diámetro del cable

Rango de Temperatura	
Temperatura	Temperatura ambiente: -40° C a +90°C; Temperatura máxima del conductor: +120° C
Temperatura máxima de almacenamiento	+40°C
Temperatura mínima durante instalación	-25°C

Núm. de pedido Negro	Núm. de pedido Rojo	Sección mm ²	Construcción del conductor n x máx.-Ø (mm)	Máx. resistencia del conductor (Ω/km)	Diámetro externo (+/- 0,2 mm)	Índice de cobre kg/km	Peso aprox. kg/km
739065	739066	1 x 1.5	29 x 0.25	13.7	4.6	14.0	32.0
738609	738610	1 x 2.5	47 x 0.25	8.21	5.0	24.0	41.0
738613	738614	1 x 4.0	52 x 0.3	5.09	5.4	38.4	54.0
738615	738616	1 x 6.0	78 x 0.3	3.39	6.0	57.6	73.0
738617	738618	1 x 10.0	77 x 0.4	1.95	7.2	96.0	120.0
738619	-	1 x 16.0	126 x 0.4	1.24	8.7	153.6	189.0
739061	-	1 x 25.0	190 x 0.4	0.795	10.4	240.0	277.0

DOCUMENTO Nº2: PRESUPUESTO

1 Introducción

El presente documento contiene información detallada sobre la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto descrito en la memoria. El presupuesto se ha organizado en cuatro unidades de obra que corresponden en la medida de lo posible con la organización del proyecto: equipos principales, cableado y conectores, protecciones y mano de obra.

Los precios del material han sido consultados en páginas web de productos especializados, en el capítulo 4 se hace referencia a estas fuentes así como las fechas en las que se realizaron las consultas.

2 Resumen del presupuesto

<i>Ud</i>	<i>Descripción</i>	<i>Importe</i>
1	Equipos principales	19.290,39 €
2	Cableado, conectores y canalizaciones	6.333,30 €
3	Protecciones	531,44 €
4	Monitorización	906,90 €
5	Mano de obra	9.140,29 €
Presupuesto de ejecución material		36.202,32 €
	Gastos generales (13%)	4.706,30 €
	Beneficio industrial (6%)	2.172,14 €
Presupuesto de ejecución por contrata		43.080,76 €
	IVA (21%)	9.046,96 €
Total		52.127,72 €

El presupuesto asciende a cincuenta y dos mil ciento veintisiete euros con setenta y dos céntimos.

3 Presupuesto detallado

A continuación se muestra el presupuesto detallado de cada una de las unidades de obra.

<i>Ref</i>	<i>Descripción</i>	<i>Ud</i>	<i>Medición</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Importe</i>
1 Equipos principales					
1,1	Módulo fotovoltaico de Jinko Solar modelo JKM540M-7TL4-V. Transporte incluido.	Ud	102	139,13 €	14.190,99 €
1,2	Estructura de soporte para 1 módulo fotovoltaico, de aluminio con sistema Bulnes de Alusín solar. Ángulo de inclinación 35º. Incluida tornillería y accesorios para instalación.	Ud	102	22,22 €	2.265,96 €
1,3	Suministro y transporte inversor HUAWEI SUN2000-40KTL	Ud	1	2.833,44 €	2.833,44 €
Total equipos principales					19.290,39 €

2 Cableado, conectores y canalizaciones					
2.1	Suministro e instalación cableado de corriente continua, con cable solar de la marca EXZHELLENT® Class SOLAR, modelo H1Z2Z2-K - Libre de halógenos 1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC de xx mm2 de sección	m	25,78	1,29 €	33,35 €
2.2	Suministro conectores MC4 Macho de XX mm2	Ud	8	0,60 €	4,81 €
2.3	Suministro en instalación cableado corriente alterna, con cable unipolar flexible de la marca General Cable modelo HARMOHNY XZ1 Al (S) 0.6/1 kV de XX mm2 de sección	m	500	10,18 € - €	5.087,55 €
2.4	Suministro e instalación cable de comunicaciones de par trenzado de Cat. 6 (5m)	m	500	1,31 €	654,27 €
2.5	Tubo corrugado reforzado de PVC con resistencia UV y XX mm de diámetro.	m	166,67	2,95 €	491,33 €
2.6	Suministro e instalación bandeja galvanizada en caliente 60mm 60212060 Pensa acero electrocincado lo 3 metros de longitud (incluida bandeja y tapa)	m	20,62	9,02 €	61,99 €
Total Cableado y conectores					6.333,30 €

3 Protecciones					
3.1	Fusible 15A 1000VDC 10x38	Ud	6	5,40 €	32,40 €
3.2	Portafusibles 10x38 1000V	Ud	5	3,13 €	15,64 €
3.3	Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40	Ud	1	67,34 €	67,34 €
3.4	Interruptor general magnetotérmico manual Schneider Acti9 iC60 63A 6kA	Ud	1	40,61 €	40,61 €
3.5	Interruptor diferencial Trifásico 80A ABB 30mA Tipo A 4P	Ud	1	369,70 €	369,70 €
3.6	Caja de protecciones ICP	Ud	1	5,76 €	5,76 €
Total protecciones					531,44 €

4 Monitorización					
4.1	Huawei SmartLogger 3000A	Ud	1	338,42 €	338,42 €
4.2	Contador Bidireccional Trifásico Directo MAXGE 100A	Ud	1	201,51 €	201,51 €
Total Monitorización					906,90 €

5 Mano de obra					
5.1	Ingeniería de diseño	h	250	18,80 €	4.700,25 €
5.2	Director de obra	h	80	22,56 €	1.804,89 €
5.3	Oficial de 1ª electricista	h	120	9,78 €	1.173,18 €
5.4	Ayudante de electricista	h	216	6,77 €	1.461,96 €
Total Mano de obra					9.140,29 €

4 Fuentes consultadas para la obtención de precios

A continuación se muestran las tiendas a las que se han recurrido para la obtención de precios de material eléctrico:

Autosolar. URL: www.autosolar.es

Alusín Solar. URL: www.alusinsolar.com

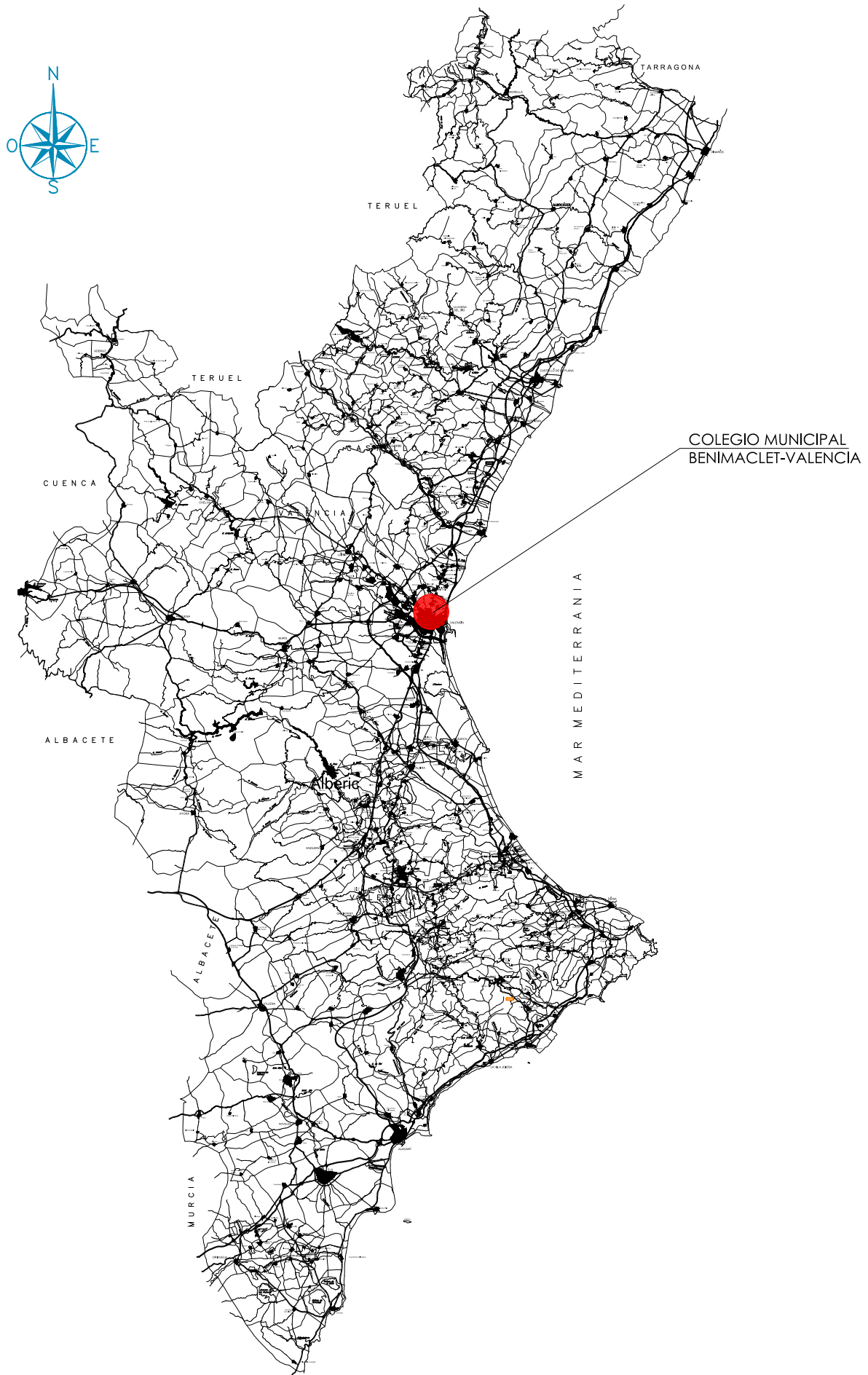
Efecto Led. URL: www.efectoled.com

Alba Solar. URL: www.albasolar.es

Los precios han sido extraídos el día 20 de junio del 2021.

DOCUMENTO Nº3: PLANOS

- 1 Situación y emplazamiento
- 2 Distribución de módulos sobre cubierta
- 3 Conexión cableado DC
- 4 Diagrama unifilar



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN EL COLEGIO MUNICIPAL BENIMACLET DE VALENCIA

Plano: Situación

Autor: Carmen Villoldo Ruiz




Fecha: Septiembre 2021

Escala: VARIAS

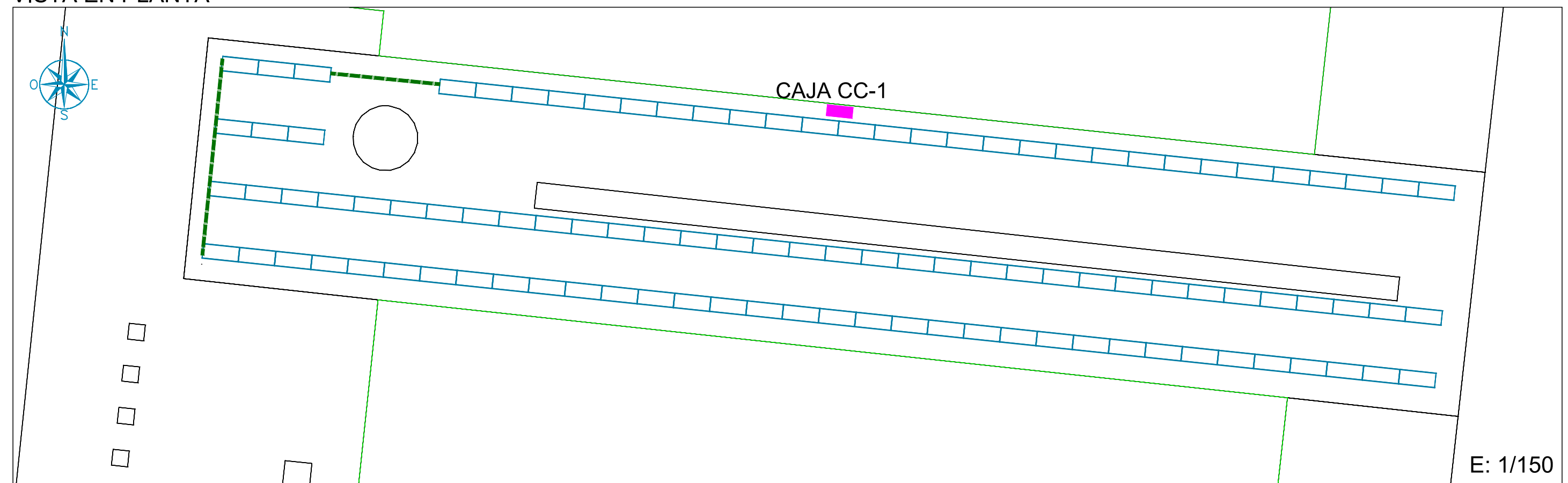
Nº Plano:

01

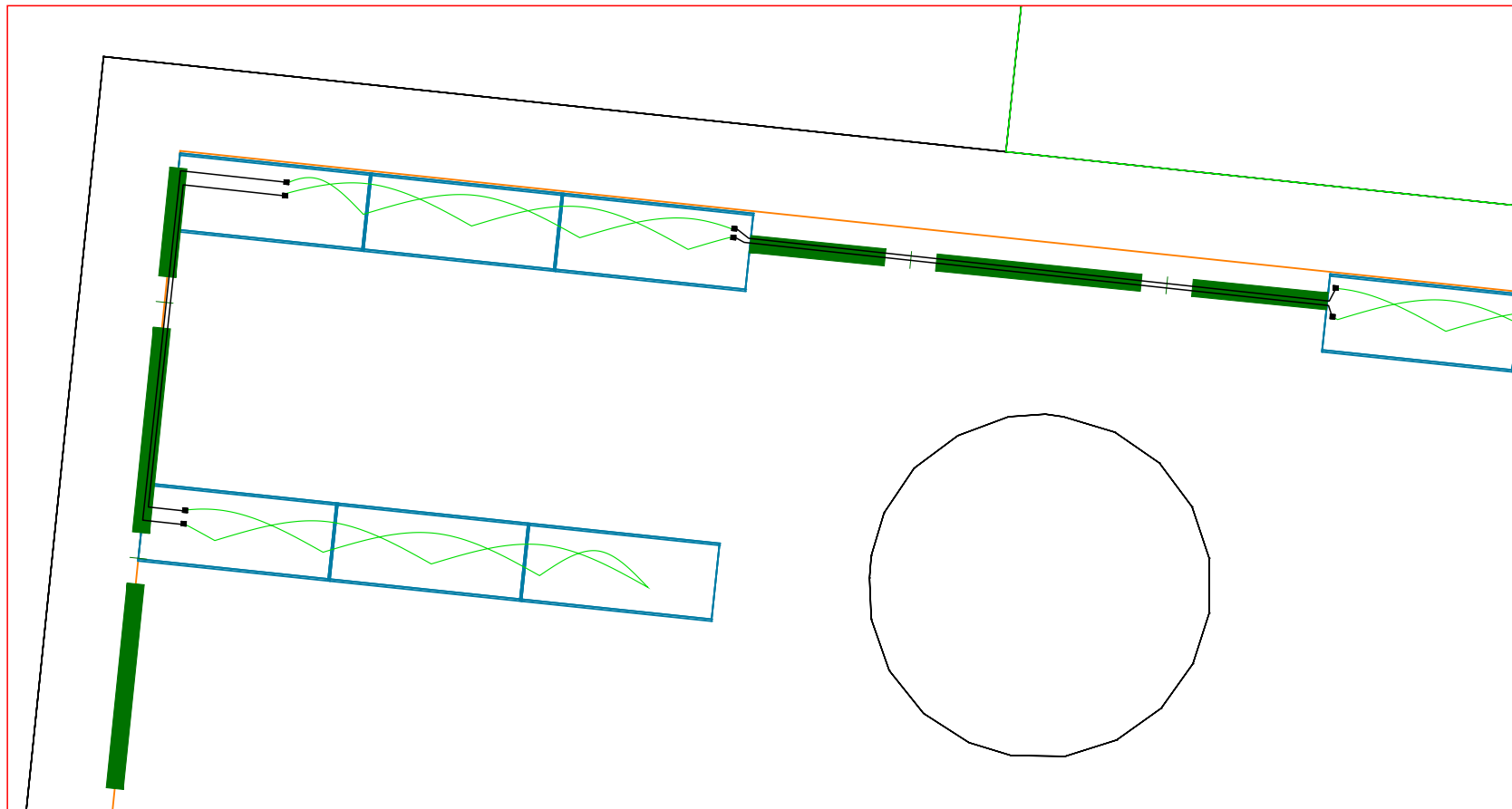
Módulos: 102 (540W)
 Inclinación del módulo: 35°
 Azimut: 6° (S)

LEYENDA	
	MODULOS SOLARES
	CAJA CC
	DISTRIBUCIÓN Y REPARTO EN SISTEMA DE BANDEJA

VISTA EN PLANTA

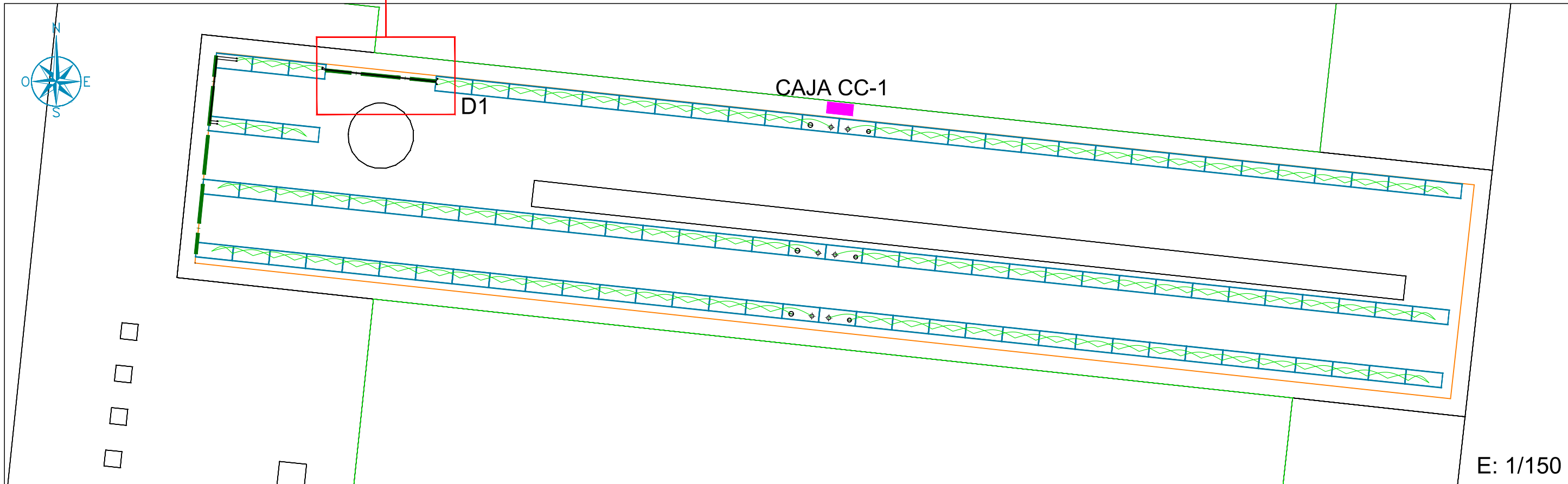


DETALLE 1



LEYENDA	
	LATIGUILLO Y CONECTOR
	POLOS +,-
	CONEXION EN Y+
	CONEXION EN Y-

VISTA EN PLANTA



E: 1/150

